Правила
Улаштування
Електроустановок

П'яте видання,
перероблене й доповнене
(станом на 22.08.2014)
(чинне з 20.11.2014)

УДК 621.31(060.13)
ББК 31.29-5
П 68

П 68 Правила улаштування електроустановок. – 5-те вид., переробл. й доповн. – Х.

Видання містить:

– нові редакції глав:

- 1.1–1.3, 1.5–1.9, які затверджено та введено в дію наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 20 червня 2014 року № 469;
- 2.3–2.5, які затверджено та введено в дію наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 22 серпня 2014 року № 596;
- 4.1–4.2, які затверджено та введено в дію наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 22 серпня 2014 року № 598;
- 6.1–6.6, які затверджено та введено в дію наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 22 серпня 2014 року № 597;

– автентичний український переклад глав 1.4, 2.1–2.2, 3.1–3.4, 4.3–4.4, 5.1–5.3, 5.6, 7.5 Правил улаштування електроустановок, виконаний з видання Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и дополн. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 648 стр. : илл.;

– розділ НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок», затверджений та введений в дію наказом Міністерства праці та соціальної політики України в 2001 році.

Видання призначене для інженерів і техніків, зайнятих проектуванням, монтажем і експлуатацією електрообладнання.

УДК 621.31(060.13)
ББК 31.29-5

© Міненерговугілля України, 2014

РОЗДІЛ 1

ЗАГАЛЬНІ ПРАВИЛА

Глави 1.1–1.3. Затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 20 червня 2014 року № 469.

Глава 1.4. ПУЕ-86 (шосте видання, перероблене та доповнене). Міністерство енергетики і електрифікації СРСР, 1986 р.

Глави 1.5–1.9. Затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 20 червня 2014 року № 469.

МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ

НАКАЗ

20 червня 2014 р. м. Київ № 469

Про внесення змін та доповнень до розділу 1 Правил улаштування електроустановок

Відповідно до Закону України «Про електроенергетику» та Положення про Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, затвердженого Указом Президента України від 06.04.2011 № 382, враховуючи розвиток науково-технічного прогресу, щодо улаштування електроустановок

НАКАЗУЮ:

1. Внести зміни та доповнення до розділу 1. Загальні правила Правил улаштування електроустановок, шляхом викладення у новій редакції глави 1.1–1.3, 1.5–1.9 (далі – розділ 1 ПУЕ), що додається.

2. Розділ 1 ПУЕ набирає чинності через 90 днів з дня підписання цього наказу.

3. Об'єднанню енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики» у встановленому порядку внести Розділ 1 ПУЕ до реєстру бази даних нормативних документів Міненерговугілля України.

4. Державному підприємству «Національна енергетична компанія «Укренерго» (Ущаповський К. В.) забезпечити:

видання необхідної кількості примірників Розділу 1 ПУЕ відповідно до замовлень;

подальший науково-технічний супровід впровадження Розділу 1 ПУЕ.

5. З дня набрання чинності Розділом 1 ПУЕ визнати такими, що втратили чинність:

глави 1.1–1.3, 1.5–1.6, 1.8. Розділу 1 Правил устройства электроустановок;

наказ Міненерговугілля України від 31.03.2011 № 36 «Про затвердження та запровадження нової редакції глави 1.7 «Заземлення і захисні заходи від ураження електричним струмом» Правил улаштування електроустановок»;

наказ Мінпаливенерго України від 04.10.2006 № 367 «Про затвердження та введення в дію нормативного документа «Правила улаштування електроустановок. Розділ 1. Загальні правила. Глава 1.9. Зовнішня ізоляція електроустановок».

6. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступника Міністра Улиду В. Ю.

Міністр **Ю. Продан**

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 20.06.2014 р. № 469

ГЛАВА 1.1
ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1.1. Правила улаштування електроустановок (далі – Правила) встановлюють вимоги до електроустановок загального призначення змінного струму напругою до 750 кВ та постійного струму напругою до 1,5 кВ.

Ці Правила є обов'язковими для застосування під час проектування нового будівництва, реконструкції, технічного переоснащення або капітального ремонту електроустановок.

Нові положення Правил не є обов'язковими для застосування в діючих електроустановках, улаштованих за Правилами, чинними на час створення електроустановок.

Вимоги цих Правил стосуються спеціальних електроустановок, якщо інше не встановлено нормативними документами, які регламентують улаштування спеціальних електроустановок.

Нормативні документи, на які є посилання по тексту Правил, слід застосовувати в редакції, чинній на момент використання Правил.

1.1.2. Ці Правила розроблено з урахуванням обов'язковості проведення в умовах експлуатації планово-попереджувальних і профілактичних випробувань та ремонтів електроустаткування відповідно до вимог інструкцій виробників обладнання і чинних нормативних документів з експлуатації електроустановок, а також обов'язковості систематичного навчання та перевірки знань виробничого (електротехнічного) персоналу в обсязі вимог ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила», Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів та НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок».

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

У цих Правилах використано терміни, установлені в Законі України «Про електроенергетику»: *об'єкт електроенергетики, суб'єкт електроенергетики, особливо важливий об'єкт електроенергетики, приєднання електроустановки, розвиток електричних мереж, нормативний документ;* у ДСТУ 2267-93 «Вироби електротехнічні. Терміни та визначення»: *електричний пристрій, номінальне значення параметра електротехнічного виробу (пристрою);* у ДСТУ 3465-96

«Системи електропостачальні загального призначення. Терміни та визначення»: *електропостачальна система загального призначення;* у ДБН А.2.2-3-2012 «Склад та зміст проектної документації на будівництво»: *нове будівництво, реконструкція, капітальний ремонт, технічне переоснащення;* у ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила»: *виробничий персонал, невиробничий персонал, оперативний персонал, черговий персонал;* у Правилах технічної експлуатації електроустановок споживачів: *електротехнічний персонал.*

Нижче подано терміни, які вжито в цих Правилах, та визначення позначених ними понять:

1.1.3. Електроустановка.

Комплекс взаємопов'язаних машин, апаратів, ліній та допоміжного обладнання (разом з будівлями і приміщеннями, в яких вони встановлені), призначені для виробництва, трансформації, передачі, розподілення електричної енергії і перетворення її в інший вид енергії. Електроустановки за умовами електробезпеки розділяються на електроустановки до 1 кВ і електроустановки вище 1 кВ (за діючим значенням напруги).

1.1.4. Відкрита, або зовнішня електроустановка.

Електроустановка, не захищена будівлею від атмосферного впливу.

Електроустановки, захищені тільки навісами, сітчастими огорожами тощо, розглядають як зовнішні.

Закрита, або внутрішня електроустановка.

Електроустановка, розміщена всередині будівлі, що захищає її від атмосферного впливу.

1.1.5. Електроприміщення.

Приміщення або відгороджена, наприклад, сітками, частина приміщення, в якому розташовано електрообладнання, доступне тільки для виробничого (електротехнічного) персоналу.

1.1.6. Сухе приміщення.

Приміщення, в якому відносна вологість повітря не перевищує 60%. За відсутності в такому приміщенні умов, наведених у 1.1.10–1.1.12, воно називається **нормальним.**

1.1.7. Вологе приміщення.

Приміщення, в якому відносна вологість повітря є більшою ніж 60%, але не перевищує 75%.

1.1.8. Сире приміщення.

Приміщення, в якому відносна вологість повітря тривалий час перевищує 75%.

1.1.9. Особливо сире приміщення.

Приміщення, в якому відносна вологість повітря наближена до 100% (стеля, стіни, підлога і предмети, що є в приміщенні, покриті вологою).

1.1.10. Жарке приміщення.

Приміщення, в якому під впливом різних теплових випромінювань температура перевищує постійно або періодично (понад 1 добу) +35 °С (наприклад, приміщення із сушарками, сушильними і випалювальними печами, котельні тощо).

1.1.11. Запилене приміщення.

Приміщення, в якому за умовами виробництва виділяється технологічний пил у такій кількості, що він може осідати на проводах, проникати всередину машин, апаратів тощо.

Запилені приміщення поділяються на **приміщення зі струмопровідним пилом** і **приміщення з неструмопровідним пилом.**

1.1.12. Приміщення з хімічно активним або органічним середовищем.

Приміщення, в якому постійно або протягом тривалого часу є присутніми агресивні пари, гази, рідини, утворюються відкладення або цвіль, що руйнують ізоляцію і струмопровідні частини електроустаткування.

1.1.13. Щодо небезпеки ураження людей електричним струмом розрізняють:

а) **приміщення без підвищеної небезпеки**, в яких відсутні умови, що створюють підвищену або особливу небезпеку (див. переліки б), в));

б) **приміщення з підвищеною небезпекою**, які характеризуються наявністю в них однієї з умов, що створює підвищену небезпеку:

1) вологості або струмопровідного пилу (див. 1.1.8 і 1.1.11);

2) струмопровідної підлоги (металева, земляна, залізобетонна, цегляна тощо);

3) високої температури (див. 1.1.10);

4) можливості одночасного дотику людини до металоконструкцій будівель, технологічних апаратів, механізмів тощо, які мають з'єднання з землею, з одного боку і до металевих корпусів електроустаткування – з іншого;

в) **особливо небезпечні приміщення**, які характеризуються наявністю однієї з умов, що створює особливу небезпеку:

1) особливої вологості (див. 1.1.9);

2) хімічно активного або органічного середовища (див. 1.1.12);

3) одночасно двох або більше умов підвищеної небезпеки (див. перелік б)).

г) **території, де розміщено зовнішні електроустановки**, які за рівнем небезпеки ураження людей електричним струмом **прирівнюються до особливо небезпечних приміщень.**

1.1.14. Напруга за змінного струму.

Діюче значення напруги змінного струму.

1.1.15. Напруга за постійного струму.

Напруга струму, отриманого від джерел постійного струму, або напруга випрямленого струму з пульсаціями, не більшими ніж 10% від діючого значення.

1.1.16. Для позначення обов'язковості виконання вимог Правил застосовують слова «повинен», «потрібно», «треба», «має», «дозволено», «заборонено», «необхідно», «слід» і похідні від них. Слова «зазвичай», «переважно», «як правило» означають, що ця вимога переважає, а відступ від неї має бути обґрунтованим. Слово «допускається» означає, що це рішення застосовується як виняток, як вимушене (унаслідок стиснених умов, обмежених ресурсів необхідного устаткування, матеріалів тощо). Слово «рекомендовано» означає, що це рішення є одним з кращих, але не обов'язковим.

1.1.17. Прийняті в Правилах унормовані значення величин із вказівкою «не менше» є найменшими, а з вказівкою «не більше» – найбільшими. У разі вибору

раціональних значень величин необхідно враховувати досвід експлуатації та монтажу, вимоги електробезпеки і пожежної безпеки.

1.1.18. Усі значення величин, наведені в цих Правилах з прийменниками «від» і «до», слід розуміти як «включно».

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

1.1.19. Електроустаткування і матеріали, що застосовують в електроустановках, мають відповідати вимогам ДСТУ, ДБН та інших відповідних чинних нормативних документів або технічних умов, затверджених в установленому порядку. На продукцію іноземного виробництва має бути оформлено документи відповідності згідно з чинним в Україні законодавством.

1.1.20. Конструкція, виконання, спосіб установлення, прокладання і клас ізоляції машин, апаратів, приладів та іншого застосовуваного електроустаткування, а також кабелів і проводів мають відповідати розрахунковим параметрам електроустановки, режимам її роботи, умовам навколишнього середовища і вимогам відповідних глав цих Правил.

1.1.21. Електроустановки та пов'язані з ними конструкції мають бути стійкими до впливу навколишнього середовища або захищеними від цього впливу.

1.1.22. Будівельну і санітарно-технічну частину електроустановок (конструкції будівлі та елементів інженерної інфраструктури) треба виконувати згідно з проектною документацією, затвердженою в установленому порядку, за обов'язкового виконання додаткових вимог, наведених у цих Правилах.

1.1.23. Електроустановки мають задовольняти вимогам відповідних нормативних документів з охорони навколишнього середовища за допустимими рівнями шуму, вібрації, напруженості електричного і магнітного полів, електромагнітної сумісності, відходів хімічних речовин, масла, сміття тощо.

1.1.24. Для захисту засобів телекомунікацій, залізничної сигналізації та телемеханіки від небезпечного та заважаючого впливу електроустановок (ліній електропередачі тощо) передбачають заходи згідно з вимогами відповідних чинних нормативних документів.

1.1.25. В електроустановках слід передбачати збирання і видалення відходів хімічних речовин, масла, сміття, технічних вод тощо, які утворюються в процесі функціонування елекроустановок. Відповідно до вимог чинних нормативних документів з охорони навколишнього середовища має бути унеможливленим попадання зазначених відходів до водойм, системи відведення зливових вод, ярів, а також на території, які не призначено для накопичення цих відходів.

1.1.26. Проектування та вибір схем, компоновок і конструкцій електроустановок треба виконувати на основі порівнянь варіантів застосування надійних схем, упровадження новітньої техніки з урахуванням вимог безпеки, енерго- та ресурсоощадності, досвіду експлуатації.

1.1.27. У разі небезпеки виникнення електрокорозії або ґрунтової корозії треба передбачати відповідні заходи щодо захисту споруд, устаткування, трубопроводів та інших підземних комунікацій.

1.1.28. В електроустановках має бути забезпечено можливість легкого розпізнавання частин, які належать до окремих їх елементів (простота і наочність схем, належне розташування електроустаткування, написи, маркування, забарвлення).

1.1.29. Захисні провідники у всіх електроустановках повинні мати буквенне позначення *PE* чи кольорове позначення поздовжніми або поперечними смугами однієї ширини (для шин – від 15 мм до 100 мм) жовтого і зеленого кольорів.

Нейтральний провідник (1.7.28) позначають буквою *N* і блакитним кольором. Суміщений захисний (*PE*) і нейтральний (*N*) провідник в електроустановках напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю позначають буквами *PEN* (1.7.25) і блакитним кольором по всій довжині, а на кінцях – жовто-зеленими смугами.

1.1.30. Буквено-цифрове і кольорове позначення однойменних шин для кожної електроустановки мають бути однаковими.

Шини треба позначати:

– за змінного трифазного струму напругою вище 1 кВ: шини фази *A* – жовтим кольором, фази *B* – зеленим, фази *C* – червоним кольором;

– за змінного трифазного струму напругою до 1 кВ: шини фази L_1 – жовтим кольором, фази L_2 – зеленим, фази L_3 – червоним кольором.

У діючих електроустановках напругою до 1 кВ шини допускається позначати буквами *A*, *B*, *C*;

– шини однофазного струму, якщо вони є відгалуженням від шин трифазної системи, – як відповідні шини трифазного струму;

– за постійного струму: позитивна шина (+) – червоним кольором, негативна (–) – синім і провідник середньої точки *M* – блакитним.

Кольорове позначення треба виконувати по всій довжині шин, якщо його передбачають також для більш інтенсивного охолодження або для антикорозійного захисту.

Кольорове позначення допускається виконувати не по всій довжині шин: тільки кольорове або тільки буквено-цифрове позначення або кольорове у поєднанні з буквено-цифровим – тільки в місцях приєднання шин; якщо неізольовані шини недоступні для огляду (наприклад, під час перебування їх під напругою), то допускається їх не позначати. При цьому рівень безпеки і наочності під час обслуговування електроустановки не повинен знижуватися.

1.1.31. Шини в розподільчих установках (крім розподільчих установок заводського виготовлення) розташовують з дотриманням таких умов:

а) у закритих розподільчих установках за змінного трифазного струму шини треба розташовувати:

1) збірні та обхідні шини, а також усі види секційних шин у разі вертикального розташування *A–B–C* згори вниз; у разі розташування горизонтального, похилого або трикутником: найбільш віддалено – шина *A*, посередині – *B*; найближче до коридору обслуговування – *C*;

2) відгалуження від збірних шин – зліва направо *A–B–C*, якщо дивитися на шини з коридору обслуговування (за наявності трьох коридорів – з центрального);

б) у відкритих розподільчих установках за змінного трифазного струму шини треба розташовувати:

1) збірні та обхідні шини, а також усі види секційних шин, шунтувальні перемички і перемички в схемах кільцевих, полуторних тощо повинні мати з боку головних трансформаторів на вищій напрузі шину фази *A*;

2) відгалуження від збірних шин у відкритих розподільчих установках треба виконувати так, щоб розташування шин приєднань зліва направо було *A–B–C*, якщо дивитися з боку шин на трансформатор.

Порядок розташування шин відгалужень у комірках незалежно від їх розташування відносно збірних шин повинен бути однаковим;

в) у п'яти- і чотирипровідних колах трифазного змінного струму в електроустановках напругою до 1 кВ розташування шин має бути таким:

1) у разі вертикального розміщення:

– одна під другою: зверху вниз L_1-L_2-L_3-N-PE-(PEN-);

2) у разі горизонтального розміщення:

– найбільш віддаленою має бути шина L_1, потім фази L_2-L_3-N, найближча до коридору обслуговування – PE-(PEN-);

– відгалуження від збірних шин, якщо дивитися на шини з коридору обслуговування:

3) у разі горизонтального розміщення: зліва направо L_1-L_2-L_3-N-PE-(PEN-);

4) у разі вертикального розміщення: L_1-L_2-L_3-N-PE-(PEN-) зверху вниз.

г) за постійного струму шини розташовують:

1) збірні шини в разі вертикального розміщення:

– верхня M, середня (–), нижня (+);

2) збірні шини в разі горизонтального розміщення:

– найбільш віддалена M, середня (–) і найближча (+), якщо дивитися на шини з коридору обслуговування;

– відгалуження від збірних шин: ліва шина M, середня (–), права (+), якщо дивитися на шини з коридору обслуговування.

В окремих випадках допускаються відхилення від вимог, наведених у підпунктах а)–г), якщо їх виконання пов'язане з істотним ускладненням електроустановок (наприклад, викликає необхідність установлення спеціальних опор поблизу підстанції для транспозиції проводів повітряної лінії електропередавання) або якщо на підстанції застосовують два ступені трансформації або більше.

1.1.32. У житлових, громадських і подібних приміщеннях пристрої, які служать для огородження і закриття струмопровідних частин, мають бути суцільними; у виробничих приміщеннях і електроприміщеннях допускається застосовувати суцільні, сітчасті або дірчасті пристрої, які забезпечують ступінь захисту не менше ніж 1Р2Х за ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками».

Огороджувальні та закриваючі пристрої треба виконувати так, щоб знімати або відкривати їх можна було лише за допомогою ключів чи інструментів.

1.1.33. Усі огороджувальні та закриваючі пристрої відповідно до місцевих умов повинні мати достатню механічну міцність. За напруги понад 1 кВ товщина металевих огороджувальних і закриваючих пристроїв має бути не меншою ніж 1 мм.

1.1.34. Електроустановки необхідно забезпечувати засобами захисту, а також засобами надання першої допомоги відповідно до НПАОП 40.1-1.07-01 «Правила експлуатації електрозахисних засобів» та НАОП 1.1.10-5.05-86 (РД 34.03.702) «Інструкція щодо надання першої допомоги потерпілим у зв'язку з нещасними випадками при обслуговуванні енергетичного обладнання».

1.1.35. Пожежо- та вибухобезпечність електроустановок зумовлено виконанням вимог, наведених у відповідних главах цих Правил та НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок». Під час здавання в експлуатацію електроустановки необхідно забезпечувати протипожежними засобами та інвентарем згідно з відповідними положеннями нормативно-правових актів і нормативних документів.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 20.06.2014 р. № 469

ГЛАВА 1.2
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ І ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.2.1. Ця глава Правил поширюється на всі системи електропостачання.

Системи електропостачання тягових, підземних та інших спеціальних електроустановок, крім вимог цієї глави, мають відповідати також вимогам спеціальних правил.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, які вжито в цій главі, та визначення позначених ними понять:

1.2.2. Енергетична система (енергосистема).

Комплекс електричних станцій, поєднаних загальною електричною мережею з приймачами електроенергії, а також між собою, в якому процеси виробництва, передачі та споживання електроенергії відбуваються в один і той же час за спільного керування цими процесами. В окремих частинах енергосистеми в процесі виробництва електроенергії можливе супутнє виробництво теплової енергії та її розподіл і споживання в локальних вузлах.

1.2.3. Електрична частина енергосистеми.

Сукупність електроустановок електричних станцій та електричних мереж енергосистеми.

1.2.4. Електроенергетична система.

Електрична частина енергосистеми і приймачі електричної енергії, які живляться від неї, об'єднані спільністю процесу виробництва, передавання, розподілу і споживання електричної енергії.

1.2.5. Електропостачання.

Забезпечення споживачів електричною енергією.

Централізоване електропостачання.

Електропостачання споживачів від енергосистеми.

1.2.6. Електрична мережа.

Сукупність електроустановок для передавання та розподілу електричної енергії, що складається з підстанцій, розподільчих установок, струмопроводів, повітряних і кабельних ліній електропередавання, які працюють на певній території.

1.2.7. Приймач електричної енергії (електроприймач).

Апарат, агрегат, механізм, призначений для перетворення електричної енергії в інший вид енергії.

1.2.8. Споживач електричної енергії.

Електроприймач або група електроприймачів, об'єднаних технологічним процесом, які розміщуються на певній території.

1.2.9. Незалежне джерело живлення.

Джерело живлення, на якому зберігається напруга в межах, регламентованих цими Правилами для післяаварійного режиму, у разі її зникнення на іншому або інших джерелах живлення.

До незалежних джерел живлення належать дві секції або системи шин однієї чи двох електростанцій та підстанцій за одночасного дотримання таких двох умов:

1) кожна з секцій або систем шин у свою чергу має живлення від незалежного джерела живлення;

2) секції (системи) шин не пов'язані між собою або мають зв'язок, що автоматично вимикається в разі порушення нормальної роботи однієї з секцій (систем) шин.

До незалежних джерел живлення належать також агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї та інші джерела електричної енергії, які здатні в автономному режимі забезпечувати електроприймачі необхідною електричною енергією.

1.2.10. Нормальний режим.

Режим експлуатації електроустановки в нормальних умовах.

Аварійний режим.

Режим експлуатації електроустановки в умовах поодинокого або чисельних пошкоджень.

Післяаварійний режим.

Режим експлуатації електроустановки з наявними пошкодженнями до відновлення нормального режиму.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

1.2.11. Під час проектування систем електропостачання і реконструкції електроустановок мають розглядатися такі питання:

1) перспектива розвитку енергосистем і систем електропостачання з урахуванням раціонального поєднання новоспоруджуваних електричних мереж з діючими та новоспоруджуваними мережами інших класів напруги;

2) забезпечення надійного комплексного централізованого електропостачання всіх споживачів, розташованих у зоні дії електричних мереж;

3) обмеження струмів КЗ граничними рівнями, що визначаються на перспективу;

4) зниження втрат електричної енергії, енергозбереження;

5) відповідність рішень, що приймаються, умовам безпеки навколишнього природного середовища;

6) електромагнітна сумісність запроектованих автоматизованих систем управління, релейного захисту, диспетчерсько-технологічного зв'язку та інших технічних засобів.

При цьому електропостачання треба розглядати в комплексі з урахуванням можливостей і доцільності технологічного резервування.

Під час вирішення питань резервування слід ураховувати перевантажувальну здатність елементів електроустановок, а також наявність резерву в технологічному обладнанні.

1.2.12. Під час вирішення питань розвитку систем електропостачання слід ураховувати ремонтні, аварійні та післяаварійні режими.

1.2.13. Під час вибору незалежних взаєморезервуючих джерел живлення, які є об'єктами енергосистеми, слід ураховувати ймовірність одночасного залежного короткочасного зниження або повного зникнення напруги на час дії релейного захисту і автоматики в разі пошкоджень у електричній частині енергосистеми, а також одночасного тривалого зникнення напруги на цих джерелах живлення в разі важких системних аварій.

1.2.14. Вимоги 1.2.11–1.2.13 треба враховувати на всіх проміжних етапах розвитку енергосистем і систем електропостачання споживачів.

1.2.15. Проектування електричних мереж має здійснюватися з урахуванням способу їх обслуговування (постійне чергування, виїзні бригади тощо).

1.2.16. Робота електричних мереж напругою від 3 кВ до 35 кВ може бути передбачена як з ізольованою нейтраллю, так і з нейтраллю, заземленою через дугогасний реактор або резистор, а також заземленою одночасно через дугогасний реактор і резистор.

Компенсацію ємнісного струму замикання на землю через дугогасні реактори треба застосовувати за таких значень цього струму в нормальних режимах:

– у мережах напругою від 6 кВ до 20 кВ, які мають залізобетонні та металеві опори на повітряних лініях електропередавання (ПЛ), і у всіх мережах 35 кВ – понад 10 А;

– у мережах, які не мають залізобетонних і металевих опор на ПЛ: напругою 6 кВ – понад 30 А; напругою 10 кВ – понад 20 А; напругою від 15 кВ до 20 кВ – понад 15 А.

За струмів замикання на землю понад 50 А рекомендовано застосовувати не менше двох заземлювальних дугогасних реакторів.

У разі обладнання електричних мереж напругою від 6 кВ до 35 кВ пристроями селективного захисту від однофазного замикання на землю, що діють на вимикання пошкодженого приєднання, компенсація ємнісного струму не вимагається.

З метою забезпечення селективного вимикання пошкодженого кабелю у разі однофазного замикання на землю в електричних кабельних мережах напругою від 6 кВ до 35 кВ дозволено заземлення нейтралі через резистор.

Робота електричних мереж напругою від 110 кВ до 150 кВ може передбачатися як з ефективно заземленою нейтраллю (1.7.4), так і з глухозаземленою нейтраллю (1.7.5).

Електричні мережі напругою 220 кВ і вище повинні працювати тільки з глухозаземленою нейтраллю.

КАТЕГОРІЇ ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІВ І ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.2.17. Електроприймачі за надійністю електропостачання поділяються на такі три категорії:

Електроприймачі I категорії – електроприймачі, переривання електропостачання яких може спричинити: небезпеку для життя людей, значний матеріальний

збиток споживачам електричної енергії (пошкодження дорогого основного обладнання, масовий брак продукції), розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства.

В складі електроприймачів I категорії виділяється **особлива група** електроприймачів, безперебійна робота яких необхідна для безаварійної зупинки виробництва з метою запобігання загрозі життю людей, вибухам, пожежам і пошкодженням високовартісного основного обладнання, втраті важливої інформації.

Електроприймачі II категорії – електроприймачі, перерва електропостачання яких призводить до масового недовідпуску продукції, масових простоїв робітників, механізмів і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів.

Електроприймачі III категорії – решта електроприймачів, що не підпадають під визначення I та II категорій.

Категорії надійності електропостачання визначаються залежно від технології основного виробництва споживача електроенергії згідно з вимогами ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення».

Остаточно категорії надійності узгоджуються замовником проекту електропостачання споживача від зовнішніх джерел електроенергії.

1.2.18. Електроприймачі I категорії треба забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення, і перерву їх електропостачання в разі порушення електропостачання від одного з джерел живлення можна допускати лише на час автоматичного відновлення живлення.

Перемикання джерел живлення повинно здійснюватися за мінімально короткий час і по можливості не змінювати режим роботи обладнання споживачів.

Для електропостачання особливої групи електроприймачів I категорії має передбачатися додаткове живлення від третього незалежного взаєморезервуючого джерела живлення.

Як третє незалежне джерело живлення для особливої групи електроприймачів і як друге незалежне джерело живлення для решти електроприймачів I категорії можуть бути використані місцеві електростанції, електростанції енергосистем (зокрема, шини генераторної напруги), спеціальні агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї тощо.

Якщо резервуванням електропостачання не можна забезпечити необхідної безперервності технологічного процесу або якщо резервування електропостачання економічно недоцільне, забезпечується технологічне резервування, наприклад, шляхом установлення взаєморезервуючих технологічних агрегатів, спеціальних пристроїв безаварійної зупинки технологічного процесу, які діють у разі порушення електропостачання.

Електропостачання електроприймачів I категорії з особливо складним безперервним технологічним процесом, який потребує тривалого часу на відновлення робочого режиму, за наявності техніко-економічних обґрунтувань рекомендовано здійснювати від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення, до яких висуваються додаткові вимоги, що визначаються особливостями технологічного процесу.

1.2.19. Електроприймачі II категорії необхідно забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення.

Для електроприймачів II категорії в разі порушення електропостачання від одного з джерел живлення переривання електропостачання допустимі на час, необхідний для увімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

1.2.20. Для електроприймачів III категорії електропостачання може здійснюватися від одного джерела живлення за умови, що час перерви електропостачання, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби.

РІВНІ ТА РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

1.2.21. Для електричних мереж слід передбачати технічні заходи щодо забезпечення якості напруги електричної енергії відповідно до вимог ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

1.2.22. Пристрої регулювання напруги мають забезпечувати підтримання напруги на тих шинах напругою від 6 до 20 кВ електростанцій та підстанцій, до яких приєднано розподільчі мережі, у межах не нижче ніж 105% номінального в період найбільших навантажень і не вище ніж 100% номінального в період найменших навантажень цих мереж.

1.2.23. Вибір і розміщення пристроїв компенсації реактивної потужності в електричних мережах слід проводити згідно з відповідними нормативними документами щодо компенсації реактивної потужності.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 20.06.2014 р. № 469

ГЛАВА 1.3
ВИБІР ПРОВІДНИКІВ ЗА НАГРІВОМ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.3.1. Вимоги цієї глави поширюються на вибір перерізів електричних провідників (неізольовані та ізольовані проводи, кабелі та шини) за нагрівом. Якщо переріз провідника, визначений за цих вимог, виявився меншим від перерізу, який вимагають інші умови (термічна і електродинамічна стійкість за струмів КЗ, втрати та відхилення напруги, механічна міцність, захист від перевантаження), то треба приймати найбільший переріз, який вимагають ці умови.

Додаткові вимоги щодо вибору і застосування електричних провідників наведено у главах 2.1–2.5, 4.1–4.2, 6.1–6.3 цих Правил.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

У цій главі вжито терміни, визначені в законах і нормативних документах України, які стосуються електроенергетики та електротехніки.

ВИБІР ПЕРЕРІЗІВ ПРОВІДНИКІВ ЗА НАГРІВОМ

1.3.2. Провідники будь-якого призначення мають задовольняти вимогам щодо гранично допустимого нагріву з урахуванням не тільки нормальних, а й післяаварійних режимів, а також режимів у період ремонту і можливих нерівномірностей розподілу струмів між лініями, секціями шин тощо.

Температура нагріву струмовідних частин кабелів, проводів і шин не повинна перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.1–1.3.3.

Таблиця 1.3.1. **Допустимі значення температури нагріву[1)] жил кабелів з паперовою просоченою ізоляцією згідно з ГОСТ 18410-73 «Кабели силовые с пропитанной бумажной изоляцией. Технические условия»**

Номінальна напруга, кВ	Тривало допустима температура нагріву жил, °С		Максимальна допустима температура нагріву жил, °С	
	одножильних (в окремій оболонці по кожній жилі)	з поясною ізоляцією	у разі перевантаження	у разі струму КЗ
1	2	3	4	5
1	80	80	105	250

Продовження табл. 1.3.1

1	2	3	4	5
6	–	80/65	105/90	200
10	–	70/60	90/80	200
20 і 35	65	–	–	130

Примітка. У чисельнику наведено значення температури для кабелів з ізоляцією, просоченою несплиливаючою сумішшю, і кабелів з ізоляцією, просоченою в'язкою ізоляційною маслоканіфольною сумішшю; в знаменнику – для кабелів з ізоляцією, просоченою в'язкою сумішшю, яка містить поліетиленовий віск – загусник.

Таблиця 1.3.2. **Допустимі значення температури нагріву жил кабелів з пластмасовою і гумовою ізоляцією згідно з ДСТУ IEC 60502-1:2009 «Кабелі силові з екструдованою ізоляцією й арматура до них на номінальну напругу від 1 кВ (U_m = 1,2 кВ) до 30 кВ (U_m = 36 кВ). Частина 1. Кабелі на номінальну напругу 1 кВ (U_m = 1,2 кВ) і 3 кВ (U_m = 3,6 кВ) (IEC 60502-1, IDT)»**

Матеріал ізоляції кабелю	Допустима температура нагріву жил, °С		Максимальна допустима температура нагріву жил, °С	
	тривала	короткочасна у разі перевантаження	у разі струму КЗ	за умовами незагоряння при КЗ
Полівінілхлоридний пластикат	70	90	160/140[1)]	350
Полівінілхлоридний пластикат пониженої пожежної небезпеки				
Полімерна композиція, що не містить галогенів				
Зшитий поліетилен[2)]	90	130	250[4)]	400
Етиленпропіленова гума[3)]	90	130	160	350

Примітка 1. У знаменнику – для кабелів із струмовідними жилами перерізом понад 300 мм^2.

Примітка 2. Вимоги застосовують до кабелів напругою до 330 кВ.

Примітка 3. Для кабелів із гумовою ізоляцією тривала допустима температура нагріву жил становить 65 °С; короткочасна у разі перевантаження – 110 °С; максимально допустима у разі струму КЗ – 150 °С; за умовами незагоряння у разі КЗ – 350 °С.

Примітка 4. Допустима температура екранів кабелів у разі КЗ становить 350 °С.

Таблиця 1.3.3. **Допустимі значення температури нагріву неізольованих проводів і пофарбованих шин**

Конструктивні особливості, матеріал	Допустима температура нагріву, °С		Максимальна допустима температура нагріву, °С
	тривала[1)]	короткочасна у разі перевантаження	у разі струму КЗ
Шини:			
– алюмінієві	70	90	200
– мідні	70	90	300
– сталеві, що мають безпосередній контакт з апаратами	70	90	300
– сталеві, що не мають безпосереднього контакту з апаратами	70	90	400
Проводи неізольовані мідні за натягу, Н/мм²:			
– менше 20	70/90	90	250
– 20 і більше	70/90	90	200
Проводи неізольовані алюмінієві за натягу, Н/мм²:			
– менше 10	70/90	90	200
– 10 і більше	70/90	90	160
Алюмінієва частина сталеалюмінієвих проводів	70/90	90	200
Високотемпературні проводи	150	180	260

Примітка. У знаменнику – згідно з ГОСТ 839-80 «Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия».

Під час перевірки на нагрів приймається півгодинний максимум струму, найбільший із середніх півгодинних струмів цього елемента мережі.

Тривалі допустимі струми кабелів визначають за тривало допустимою температурою нагріву жил згідно з ДСТУ IEC 60287-(1-1–1-3):2009 «Кабелі електричні. Обчислення номінальної сили струму» або цими Правилами.

Допустимий тривалий струм проводів і кабелів, які не наведено в цій главі, визначають за документами виробника провідниково-кабельної продукції.

1.3.3. Під час повторно-короткочасного та короткочасного режимів роботи електроприймачів (із загальною тривалістю циклу до 10 хв і тривалістю робочого періоду, не більшою ніж 4 хв) як розрахунковий струм для перевірки перерізу провідників за нагрівом приймають струм, приведений до тривалого режиму. При цьому:

– для мідних провідників перерізом до 6 мм^2, а для алюмінієвих провідників до 10 мм^2 струм приймають таким самим, як для установок з тривалим режимом роботи;

– для мідних провідників перерізом понад 6 мм^2, а для алюмінієвих провідників понад 10 мм^2 струм визначають множенням допустимого тривалого струму на коефіцієнт $0{,}875 / \sqrt{T_{\text{т.у.}}}$, де $T_{\text{т.у.}}$ – відносна тривалість робочого періоду (тривалість увімкнення по відношенню до тривалості циклу).

1.3.4. Для короткочасного режиму роботи з тривалістю увімкнення, не більшою ніж 4 хв, і перервами між увімкненнями, достатніми для охолодження провідників до температури навколишнього середовища, найбільші допустимі струми слід визначати за нормами повторно-короткочасного режиму (див. 1.3.3). За тривалості увімкнення понад 4 хв, а також під час перерв недостатньої тривалості між увімкненнями найбільші допустимі струми слід визначати як для установок з тривалим режимом роботи.

1.3.5. Вимоги до нормальних навантажень та післяаварійних перевантажень стосуються кабелів і встановлених на них з'єднувальних та кінцевих муфт і окінцювань.

У разі прокладання кабелю в різних умовах охолодження допустимі тривалі струми треба приймати відповідно до 2.3.35 та 2.3.36 цих Правил.

Для кабельних ліній, які знаходяться в експлуатації понад 15 років, перевантаження струмом повинно становити не більше ніж 10%. Перевантажувати кабельні лінії напругою 20–35 кВ заборонено.

1.3.6. *N*-провідники систем трифазного струму повинні мати провідність не менше ніж 50% провідності фазних провідників. У необхідних випадках (несиметричне навантаження, нелінійне навантаження) їх провідність потрібно збільшувати до 100% провідності фазних провідників (див. також 1.7.146).

1.3.7. Під час визначення допустимих тривалих струмів для кабелів, неізольованих та ізольованих проводів і шин, а також для жорстких і гнучких струмопроводів, прокладених у середовищі, температура якого істотно відрізняється від зазначеної в 1.3.8, 1.3.15, 1.3.20, 1.3.29, 1.3.34 і 1.3.37, застосовують відповідні коригувальні коефіцієнти.

ДОПУСТИМІ ТРИВАЛІ СТРУМИ ДЛЯ ПРОВОДІВ, ШНУРІВ І КАБЕЛІВ З ГУМОВОЮ АБО ПЛАСТМАСОВОЮ ІЗОЛЯЦІЄЮ НА НАПРУГУ ДО 660 В

1.3.8. Допустимі температури нагріву жил кабелів не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.2, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції.

Допустимі тривалі струми жил проводів з гумовою або полівінілхлоридною ізоляцією, шнурів з гумовою ізоляцією та кабелів з гумовою або пластмасовою ізоляцією у свинцевій, полівінілхлоридній та гумовій оболонках за нормального режиму роботи і завантаження 100% не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.4–1.3.8, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції. Допустимі тривалі струми визначено для прокладання за умов, якщо:

– температура оточуючого середовища в разі прокладання кабелів у повітрі становить +25 °С, у разі прокладання в землі +15 °С;

– глибина прокладання кабелів в землі становить 0,7 м;

– питомий тепловий опір землі становить 1,2 К • м/Вт.

1.3.9. У разі визначення кількості проводів, які прокладають в одній трубі (або жил багатожильного провідника), *N*-провідник чотирипровідної системи трифазного струму, а також захисні *PE*-, *PEN*-провідники не враховують.

Дані, які містяться в табл. 1.3.4 і 1.3.5, слід застосовувати незалежно від кількості труб і місця їх прокладання (у повітрі, перекриттях, фундаментах).

1.3.10. Допустимі тривалі струми для проводів і кабелів, прокладених у коробах, під шаром штукатурки, а також у лотках пучками, треба приймати: для проводів – за табл. 1.3.4 і 1.3.5 як для проводів, прокладених у трубах; для кабелів – за табл. 1.3.6–1.3.8 як для кабелів, прокладених у повітрі. За кількості одночасно навантажених проводів понад чотири, прокладених у трубах, коробах, а також у лотках пучками, струми для проводів треба приймати за табл. 1.3.4 і 1.3.5 як для проводів, прокладених відкрито (у повітрі), з уведенням знижувальних коефіцієнтів: 0,68 – для 5 і 6 проводів; 0,63 – від 7 до 9 і 0,6 – від 10 до 12.

Для провідників вторинних кіл знижувальні коефіцієнти не вводять.

1.3.11. Допустимі тривалі струми для проводів, прокладених у лотках, у разі однорядного прокладання (не в пучках) слід приймати, як для проводів, прокладених у повітрі.

Допустимі тривалі струми для проводів і кабелів, які прокладають у коробах, приймають за табл. 1.3.4–1.3.7 як для одиничних проводів і кабелів, прокладених відкрито (у повітрі), із застосуванням знижувальних коефіцієнтів, зазначених у табл. 1.3.9.

1.3.12. Під час визначення допустимих тривалих струмів для кабелів і ізольованих проводів, прокладених у середовищі, температура якого істотно відрізняється від зазначеної в 1.3.8, слід застосовувати коефіцієнти, наведені в табл. 1.3.10.

Під час вибору контрольних та резервних проводів і кабелів знижувальні коефіцієнти не враховують.

1.3.13. На період ліквідації післяаварійного режиму для кабелів з поліетиленовою ізоляцією допускається перевантаження до 10%, а для кабелів з полівінілхлоридною ізоляцією – до 15% номінального на час максимумів навантаження тривалістю, не більшою ніж 6 год на добу протягом 5 діб, якщо навантаження в решті періодів часу цих діб не перевищує номінальне.

Таблиця 1.3.4. **Допустимий тривалий струм для проводів і шнурів з мідними жилами із гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією**

Переріз струмовідної жили, мм²	Струм, А, для проводів, прокладених					
	відкрито	у одній трубі				
		двох одножильних	трьох одножильних	чотирьох одножильних	одного двожильного	одного трижильного
1	2	3	4	5	6	7
0,5	11	–	–	–	–	–
0,75	15	–	–	–	–	–

Продовження табл. 1.3.4

1	2	3	4	5	6	7
1	17	16	15	14	15	14
1,2	20	18	16	15	16	14,5
1,5	23	19	17	16	18	15
2	26	24	22	20	23	19
2,5	30	27	25	25	25	21
3	34	32	28	26	28	24
4	41	38	35	30	32	27
5	46	42	39	34	37	31
6	50	46	42	40	40	34
8	62	54	51	46	48	43
10	80	70	60	50	55	50
16	100	85	80	75	80	70
25	140	115	100	90	100	85
35	170	135	125	115	125	100
50	215	185	170	150	160	135
70	270	225	210	185	195	175
95	330	275	255	225	245	215
120	385	315	290	260	295	250
150	440	360	330	–	–	–
185	510	–	–	–	–	–
240	605	–	–	–	–	–
300	695	–	–	–	–	–
400	830	–	–	–	–	–

Таблиця 1.3.5. **Допустимий тривалий струм для проводів з алюмінієвими жилами із гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією**

Переріз струмовідної жили, мм²	Струм, А, для проводів, прокладених					
	відкрито	у одній трубі				
		двох одно-жильних	трьох одно-жильних	чотирьох одно-жильних	одного двожиль-ного	одного трижиль-ного
1	2	3	4	5	6	7
2	21	19	18	15	17	14

Продовження табл. 1.3.5

1	2	3	4	5	6	7
2,5	24	20	19	19	19	16
3	27	24	22	21	22	18
4	32	28	28	23	25	21
5	36	32	30	27	28	24
6	39	36	32	30	31	26
8	46	43	40	37	38	32
10	60	50	47	39	42	38
16	75	60	60	55	60	55
25	105	85	80	70	75	65
35	130	100	95	85	95	75
50	165	140	130	120	125	105
70	210	175	165	140	150	135
95	255	215	200	175	190	165
120	295	245	220	200	230	190
150	340	275	255	–	–	–
185	390	–	–	–	–	–
240	465	–	–	–	–	–
300	535	–	–	–	–	–
400	645	–	–	–	–	–

Таблиця 1.3.6. **Допустимий тривалий струм для проводів з мідними жилами з гумовою ізоляцією в металевих захисних оболонках і кабелів з мідними жилами з гумовою ізоляцією у свинцевій, полівінілхлоридній, найритовій або гумовій оболонках, броньованих і неброньованих**

Переріз струмовідної жили, мм^2	Струм, А, для проводів і кабелів				
	одножильних	двожильних		трижильних	
	у разі прокладання				
	у повітрі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
1	2	3	4	5	6
1,5	23	19	33	19	27
2,5	30	27	44	25	38
4	41	38	55	35	49
6	50	50	70	42	60

Продовження табл. 1.3.6

1	2	3	4	5	6
10	80	70	105	55	90
16	100	90	135	75	115
25	140	115	175	95	150
35	170	140	210	120	180
50	215	175	265	145	225
70	270	215	320	180	275
95	325	260	385	220	330
120	385	300	445	260	385
150	440	350	505	305	435
185	510	405	570	350	500
240	605	–	–	–	–
Примітка. Струми наведено для проводів і кабелів як з *PEN-(N-)*жилою, так і без неї.					

Таблиця 1.3.7. **Допустимий тривалий струм для кабелів з алюмінієвими жилами з гумовою або пластмасовою ізоляцією у свинцевій, полівінілхлоридній та гумовій оболонках, броньованих і неброньованих**

Переріз струмовідної жили, мм²	Струм, А, для кабелів				
	одножильних	двожильних		трижильних	
	у разі прокладання				
	у повітрі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	270	390	235	335
185	390	310	440	270	385
240	465	–	–	–	–
Примітка. Допустимі тривалі струми для чотирижильних кабелів з пластмасовою ізоляцією на напругу до 1 кВ можна вибирати за табл. 1.3.7 як для трижильних кабелів, але з коефіцієнтом 0,92.					

Таблиця 1.3.8. **Допустимий тривалий струм для переносних шлангових легких і середніх шнурів, переносних шлангових важких кабелів, шахтних гнучких шлангових, прожекторних кабелів і переносних проводів із мідними жилами**

Переріз струмовідної жили, мм^2	Струм, А, для шнурів, проводів і кабелів		
	одножильних	двожильних	трижильних
0,5	–	12	–
0,75	–	16	14
1,0	–	18	16
1,5	–	23	20
2,5	40	33	28
4	50	43	36
6	65	55	45
10	90	75	60
16	120	95	80
25	160	125	105
35	190	150	130
50	235	185	160
70	290	235	200

Примітка. Струми стосуються шнурів, проводів і кабелів як з *PEN-(N-)*жилою, так і без неї.

Таблиця 1.3.9. **Понижувальний коефіцієнт для проводів і кабелів, які прокладають у коробах**

Спосіб прокладання	Кількість прокладених проводів і кабелів		Понижувальний коефіцієнт для проводів, які живлять	
	одно-жильних	багато-жильних	окремі електро-приймачі з коефіцієнтом використання до 0,7	групи електро-приймачів і окремі приймачі з коефіцієнтом використання понад 0,7
1	2	3	4	5
Багатошаровий і пучками	–	До 4	1,0	–
	2	5–6	0,85	–

Продовження табл. 1.3.5

1	2	3	4	5
	3–9	7–9	0,75	–
	10–11	10–11	0,7	–
	12–14	12–14	0,65	–
	15–18	15–18	0,6	–
Одношаровий	2–4	2–4	–	0,67
	5	5	–	0,6

Таблиця 1.3.10. **Коригувальні коефіцієнти на струми кабелів і проводів залежно від температури землі та повітря**

Спосіб прокладання	Нормована температура жил, °С	Коригувальні коефіцієнти на струми за розрахункової температури середовища, °С											
		–5 і нижче	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
У повітрі	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
У землі	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
У повітрі	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
У землі	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
У повітрі	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
У землі	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
У повітрі	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
У землі	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	–
У повітрі	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	–

ДОПУСТИМІ ТРИВАЛІ СТРУМИ ДЛЯ КАБЕЛІВ З ГУМОВОЮ АБО ПЛАСТМАСОВОЮ ІЗОЛЯЦІЄЮ НА НАПРУГУ ПОНАД 660 В ДО 3(6) кВ

1.3.14. Допустимі температури нагріву жил кабелів не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.2, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції.

1.3.15. Допустимі тривалі струми жил кабелів з пластмасовою ізоляцією на номінальну напругу до 3(6) кВ за нормального режиму роботи і завантаження 100%

не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.11–1.3.15, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції. Допустимі тривалі струми визначено за умов, якщо:

– температура оточуючого середовища в разі прокладання кабелів у повітрі становить +25 °С, у разі прокладання в землі +15 °С;

– глибина прокладання кабелів у землі становить 0,7 м;

– питомий тепловий опір землі становить 1,2 К • м/Вт.

1.3.16. Допустимі тривалі струми жил кабелів з ізоляцією із полівінілхлоридного пластикату або полімерної композиції, що не містить галогенів, у режимі перевантаження обчислюють шляхом множення допустимого тривалого струму нормального режиму на коефіцієнт 1,13 у разі прокладання кабелів у землі і на коефіцієнт 1,16 – у разі прокладання кабелів у повітрі.

1.3.17. Допустимі тривалі струми жил кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену в режимі перевантаження обчислюють шляхом множення допустимого тривалого струму нормального режиму на коефіцієнт 1,17 у разі прокладання кабелів у землі і на коефіцієнт 1,20 – у разі прокладання кабелів у повітрі.

Таблиця 1.3.11. **Допустимий тривалий струм кабелів з мідними жилами та ізоляцією з полівінілхлоридного пластикату і полімерних композицій, що не містять галогенів**

Номінальний переріз жили, мм²	Допустимі струмові навантаження кабелів, А					
	одножильних				багатожильних[2)]	
	за постійного струму		за змінного струму[1)]		за змінного струму	
	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
1	2	3	4	5	6	7
1,5	29	41	22	30	21	27
2,5	37	55	30	39	27	36
4	50	71	39	50	36	47
6	63	90	50	62	46	59
10	86	124	68	83	63	79
16	113	159	89	107	84	102
25	153	207	121	137	112	133
35	187	249	147	163	137	158
50	227	295	179	194	167	187
70	286	364	226	237	211	231
95	354	436	280	285	261	279
120	413	499	326	324	302	317
150	473	561	373	364	346	358

Продовження табл. 1.3.11

1	2	3	4	5	6	7
185	547	637	431	412	397	405
240	655	743	512	477	472	471
300	760	845	591	539	542	533
400	894	971	685	612	633	611
500	1054	1121	792	690	–	
625/630	1252	1299	910	774		
800	1481	1502	1030	856		
1000	1718	1709	1143	933		

Примітка 1. Прокладання за схемою «у трикутник» впритул.

Примітка 2. Для визначення допустимих струмових навантажень чотирижильних кабелів з жилами однакового перерізу в чотирипровідних мережах у разі завантаження всіх жил в усталеному режимі, а також для п'ятижильних кабелів ці значення потрібно помножити на коефіцієнт 0,93.

Таблиця 1.3.12. **Допустимий тривалий струм кабелів з алюмінієвими жилами та ізоляцією з полівінілхлоридних пластикатів і полімерних композицій, які не містять галогенів**

Номінальний переріз жили, мм^2	Допустимі струмові навантаження кабелів, А					
	одножильних				багатожильних[2)]	
	за постійного струму		за змінного струму[1)]		за змінного струму	
	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
1	2	3	4	5	6	7
2,5	30	32	22	30	21	28
4	40	41	30	39	29	37
6	51	52	37	48	37	44
10	69	68	50	63	50	59
16	93	83	68	82	67	77
25	117	159	92	106	87	102
35	143	192	113	127	106	123
50	176	229	139	150	126	143
70	223	282	176	184	161	178
95	275	339	217	221	197	214
120	320	388	253	252	229	244

Продовження табл. 1.3.12

1	2	3	4	5	6	7
150	366	434	290	283	261	274
185	425	494	336	321	302	312
240	508	576	401	374	359	363
300	589	654	464	423	424	417
400	693	753	544	485	501	482
500	819	870	636	556	–	
625/630	971	1007	744	633		
800	1146	1162	858	713		
1000	1334	1327	972	793		

Примітка 1. Прокладання за схемою «у трикутник» впритул.

Примітка 2. Для визначення допустимих струмових навантажень чотирижильних кабелів з жилами однакового перерізу в чотирипровідних мережах у разі завантаження всіх жил в усталеному режимі, а також для п'ятижильних кабелів ці значення потрібно помножити на коефіцієнт 0,93.

Таблиця 1.3.13. **Тривалі допустимі струми кабелів з ізоляцією із полівінілхлоридного пластикату на напругу 6 кВ**

Номінальний переріз жили, мм^2	Допустимі струмові навантаження кабелів, А			
	з алюмінієвими жилами		з мідними жилами	
	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
10	50	55	65	70
16	65	70	85	92
25	85	90	110	122
35	105	110	135	147
50	125	130	165	175
70	155	160	210	215
95	190	195	255	260
120	220	220	300	295
150	250	250	335	335
185	290	285	385	380
240	345	335	460	445

Таблиця 1.3.14. **Допустимий тривалий струм кабелів з мідними жилами і з ізоляцією із зшитого поліетилену на напругу до 3 кВ**

Номінальний переріз жили, мм²	Допустимі струмові навантаження кабелів, А					
	одножильних				багатожильних[2)]	
	за постійного струму		за змінного струму[1)]		за змінного струму	
	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
1,5	35	48	28	33	25	31
2,5	46	63	36	42	34	40
4	60	82	47	54	45	52
6	76	102	59	67	56	64
10	105	136	82	89	78	86
16	139	175	108	115	104	112
25	188	228	146	147	141	144
35	230	274	180	176	172	173
50	281	325	220	208	209	205
70	356	399	279	255	265	253
95	440	478	345	306	327	304
120	514	546	403	348	381	347
150	591	614	464	392	437	391
185	685	695	538	443	504	442
240	821	812	641	515	598	515
300	956	924	739	501	688	583
400	1124	1060	860	661	807	669
500	1328	1223	997	746	–	
625/630	1576	1416	1149	840		
800	1857	1632	1302	932		
1000	2163	1862	1451	1019		

Примітка 1. Прокладання за схемою «у трикутник» впритул.

Примітка 2. Для визначення допустимих струмових навантажень чотирижильних кабелів з жилами однакового перерізу в чотирипровідних мережах у разі завантаження всіх жил в усталеному режимі, а також для п'ятижильних кабелів ці значення потрібно помножити на коефіцієнт 0,93.

Таблиця 1.3.15. **Допустимий тривалий струм кабелів з алюмінієвими жилами та ізоляцією із зшитого поліетилену на напругу до 3 кВ**

Номінальний переріз жили, мм²	Допустимі струмові навантаження кабелів, А					
	одножильних				багатожильних[2)]	
	за постійного струму		за змінного струму[1)]		за змінного струму	
	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
2,5	35	36	26	34	24	32
4	46	46	35	44	34	42
6	59	59	43	54	43	50
10	80	77	58	71	58	67
16	108	94	79	93	78	87
25	144	176	112	114	108	112
35	176	211	138	136	134	135
50	217	251	171	161	158	157
70	276	309	216	198	203	195
95	340	371	267	237	248	233
120	399	423	313	271	290	267
150	457	474	360	304	330	299
185	531	539	419	346	382	341
240	636	629	501	403	453	397
300	738	713	580	455	538	455
400	871	822	682	523	636	527
500	1030	949	800	599	–	
625/630	1221	1098	936	685		
800	1437	1262	1081	773		
1000	1676	1443	1227	862		

Примітка 1. Прокладання за схемою «у трикутник» впритул.

Примітка 2. Для визначення допустимих струмових навантажень чотирижильних кабелів з жилами однакового перерізу в чотирипровідних мережах у разі завантаження всіх жил в усталеному режимі, а також для п'ятижильних кабелів ці значення потрібно помножити на коефіцієнт 0,93.

1.3.18. Допустимі тривалі струми жил шлангових кабелів із мідними жилами і мідних проводів з гумовою ізоляцією наведено в табл. 1.3.16–1.3.18.

Таблиця 1.3.16. **Допустимий тривалий струм для переносних шлангових із мідними жилами з гумовою ізоляцією кабелів для торфопідприємств**

Переріз струмовідної жили, мм²	Струм[1)], А, для кабелів напругою, кВ		
	0,5	3	6
6	44	45	47
10	60	60	65
16	80	80	85
25	100	105	105
35	125	125	130
50	155	155	160
70	190	195	–
Примітка. Струми стосуються кабелів із *PEN-(N-)*жилою та без неї.			

Таблиця 1.3.17. **Допустимий тривалий струм для шлангових із мідними жилами з гумовою ізоляцією кабелів для пересувних електроприймачів**

Переріз струмовідної жили, мм²	Струм[1)], А, для кабелів напругою, кВ		Переріз струмовідної жили, мм²	Струм[1)], А, для кабелів напругою, кВ	
	3	6		3	6
16	85	90	70	215	220
25	115	120	95	260	265
35	140	145	120	305	310
50	175	180	150	345	350
Примітка. Струми стосуються кабелів із *PEN-(N-)*жилою та без неї.					

Таблиця 1.3.18. **Допустимий тривалий струм для проводів із мідними жилами з гумовою ізоляцією для електрифікованого транспорту 1,3 і 4 кВ**

Переріз струмовідної жили, мм²	Струм, А	Переріз струмовідної жили, мм²	Струм, А	Переріз струмовідної жили, мм²	Струм, А
1	20	16	115	120	390
1,5	25	25	150	150	445
2,5	40	35	185	185	505
4	50	50	230	240	590
6	65	70	285	300	670
10	90	95	340	350	745

ДОПУСТИМІ ТРИВАЛІ СТРУМИ ДЛЯ КАБЕЛІВ З ПАПЕРОВОЮ ПРОСОЧЕНОЮ ІЗОЛЯЦІЄЮ

1.3.19. Допустимі температури нагріву жил кабелів не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.1, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції.

1.3.20. Допустимі тривалі струми жил кабелів з паперовою просоченою ізоляцією за нормального режиму роботи і завантаження 100% не повинні перевищувати значень, наведених в табл. 1.3.19–1.3.25, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції. Допустимі тривалі струми визначено для прокладання одного кабелю за умов, якщо:

– температура оточуючого середовища у разі прокладання кабелів у повітрі становить +25 °С, у разі прокладання в землі +15 °С;

– глибина прокладання кабелів в землі становить 0,7 м;

– питомий тепловий опір землі становить 1,2 К · м/Вт.

Таблиця 1.3.19. **Допустимі тривалі струми жил одножильних кабелів з паперовою просоченою ізоляцією напругою 1 кВ у разі їх прокладання в землі, повітрі та у воді**

Номінальний переріз струмовідної жили, мм²	Допустимі тривалі струмові навантаження кабелів, А			
	з мідною жилою		з алюмінієвою жилою	
	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі
10	106	108	81	82
16	138	143	105	109
25	179	191	135	142
35	213	234	163	174
50	261	295	199	216
70	323	363	246	276
95	384	438	292	334
120	438	507	333	387
150	498	586	379	446
185	559	667	426	508
240	651	793	496	604
300	738	912	562	695
400	870	1100	663	838
500	987	1268	752	966
625	1124	1472	856	1122
800	1295	1729	987	1318

Примітка 1. Струмові навантаження наведено для постійного струму.

Примітка 2. Кабелі розташовано в горизонтальній площині на відстані 35–125 мм один від одного.

Примітка 3. У разі прокладання кабелів із захисним покриттям типу Кл у воді значення струмового навантаження в землі треба помножувати на коефіцієнт $K = 1,3$.

Таблиця 1.3.20. **Допустимі тривалі струми жил трижильних і чотирижильних кабелів з паперовою просоченою ізоляцією напругою 1 кВ у разі їх прокладання в землі, повітрі та у воді**

Номінальний переріз струмовідної жили, мм²	Допустимі тривалі струмові навантаження кабелів, А			
	з мідною жилою		з алюмінієвою жилою	
	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі
6	58	53	45	40
10	78	73	60	55
16	102	97	79	72
25	134	127	102	95
35	163	157	126	118
50	200	195	153	146
70	241	247	184	180
95	287	301	219	218
120	325	348	248	261
150	365	400	281	300
185	404	451	314	342
240	455	522	359	402

Примітка 1. Струмові навантаження наведено для змінного струму.

Примітка 2. У разі прокладання кабелів із захисним покриттям типу Кл у воді значення струмового навантаження в землі треба помножувати на коефіцієнт $K = 1{,}3$.

Примітка 3. Для чотирижильних кабелів з *PEN-(N-)*жилою меншого перерізу струмові навантаження не змінюються. Струмові навантаження чотирижильного кабелю з жилами однакового перерізу в чотирипровідних мережах за навантаження у всіх жилах треба помножувати на коефіцієнт 0,93.

Таблиця 1.3.21. **Допустимі тривалі струми жил одножильних кабелів напругою 6 кВ і 10 кВ з паперовою просоченою ізоляцією в разі їх прокладання в землі, повітрі та у воді**

Номінальний переріз струмовідної жили, мм²	Допустимі тривалі струмові навантаження кабелів, А							
	з мідною жилою				з алюмінієвою жилою			
	у землі		у повітрі		у землі		у повітрі	
	6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	77	–	74	–	59	–	55	–
16	101	92	98	89	77	74	73	67
25	132	119	130	115	100	91	95	87
35	160	144	160	142	121	110	117	106
50	197	176	200	175	149	134	146	132
70	236	212	244	219	180	162	178	161
95	280	251	296	265	213	192	214	194
120	318	284	342	305	243	218	248	234

Продовження табл. 1.3.21

1	2	3	4	5	6	7	8	9
150	358	318	392	349	275	246	285	264
185	396	352	442	393	307	275	333	298
240	448	396	512	455	351	314	389	347

Примітка 1. Струмові навантаження наведено для змінного струму.

Примітка 2. У разі прокладання кабелів із захисним покриттям типу Кл у воді значення струмового навантаження в землі треба помножувати на коефіцієнт $K = 1{,}3$.

Примітка 3. Струми навантаження наведено для ґрунтів з питомим тепловим опором 1,2 °С · м/Вт (глибина прокладання – 0,7 м).

Таблиця 1.3.22. **Допустимі тривалі струми жил одножильних кабелів напругою 20 кВ з паперовою просоченою ізоляцією в разі їх прокладання в повітрі**

Номінальний переріз струмовідної жили, мм²	Допустимі тривалі струмові навантаження кабелів, А			
	з мідною жилою розташованих за схемою		з алюмінієвою жилою розташованих за схемою	
	«у площині» з відстанню в просвітку 35–125 мм	«у трикутник», впритул	«у площині» з відстанню в просвітку 35–125 мм	«у трикутник», впритул
25	135	125	100	95
35	165	155	120	115
50	200	185	150	140
70	250	240	190	180
95	300	285	230	220
120	350	330	270	255
150	400	380	310	295
185	455	435	350	335
240	530	510	410	395
300	600	580	470	455
400	700	690	560	540

Примітка. Струмові навантаження наведено для змінного струму.

Таблиця 1.3.23. **Допустимі тривалі струми жил трижильних кабелів напругою 20 кВ з паперовою просоченою ізоляцією у разі їх прокладання в землі, повітрі та у воді**

Номінальний переріз струмовідної жили, мм²	Допустимі тривалі струмові навантаження кабелів, А			
	з мідною жилою		з алюмінієвою жилою	
	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі
1	2	3	4	5
25	125	120	100	95
35	150	145	115	110
50	180	175	140	135

Продовження табл. 1.3.23

1	2	3	4	5
70	220	220	170	170
95	265	265	205	205
120	300	310	235	240
150	340	350	265	270
185	380	400	300	315

Примітка 1. Струмові навантаження наведено для змінного струму.

Примітка 2. У разі прокладання кабелів із захисним покриттям типу К у воді значення струмового навантаження в землі треба помножувати на коефіцієнт $K = 1,1$.

Таблиця 1.3.24. **Допустимі тривалі струми жил одножильних кабелів напругою 35 кВ з паперовою просоченою ізоляцією в разі їх прокладання в землі або повітрі**

Номінальний переріз струмовідної жили, мм²	Допустимі тривалі струмові навантаження кабелів, А					
	з мідною жилою		з алюмінієвою жилою			
	розташованих у повітрі за схемою		розташованих у землі за схемою		розташованих у повітрі за схемою	
	«у площині» з відстанню в просвітку 35–125 мм	«у трикутник», впритул	«у площині» з відстанню в просвітку 35–125 мм	«у трикутник», впритул	«у площині» з відстанню в просвітку 35–125 мм	«у трикутник», впритул
120	360	335	245	235	280	260
150	410	380	275	265	320	300
185	470	440	310	300	370	340
240	560	520	360	345	440	405
300	630	590	405	390	500	465
400	720	690	455	445	580	540

Примітка. Струмові навантаження наведено для змінного струму.

Таблиця 1.3.25. **Допустимі тривалі струми жил трижильних кабелів напругою 35 кВ з паперовою просоченою ізоляцією в разі їх прокладання в землі або повітрі**

Номінальний переріз струмовідної жили, мм²	Допустимі тривалі струмові навантаження кабелів, А			
	з мідною жилою		з алюмінієвою жилою	
	у землі	у повітрі	у землі	у повітрі
120	285	300	225	235
150	325	340	250	265

Примітка 1. Струмові навантаження наведено для змінного струму.

Примітка 2. У разі прокладання кабелів із захисним покриттям типу К у воді значення струмового навантаження в землі треба помножувати на коефіцієнт $K = 1,1$.

1.3.21. За питомого теплового опору землі, відмінного від 1,2 К • м/Вт, до струмових навантажень, наведених у табл. 1.3.19–1.3.25 та 1.3.29, необхідно застосовувати коригувальні коефіцієнти, наведені в табл. 1.3.26.

Таблиця 1.3.26. **Коригувальні коефіцієнти на допустимий тривалий струм для кабелів з паперовою просоченою ізоляцією, прокладених у землі, залежно від питомого теплового опору землі**

Характеристика землі	Питомий тепловий опір, К • м/Вт	Коригувальний коефіцієнт
Пісок вологістю понад 9%, піщано-глинистий ґрунт вологістю понад 1%	0,80	1,05
Нормальні ґрунт і пісок вологістю 7–9%, піщано-глинистий ґрунт вологістю 12–14%	1,20	1,00
Пісок вологістю понад 4% і менше 7%, піщано-глинистий ґрунт вологістю 8%–12%	2,00	0,87
Пісок вологістю до 4%, кам'янистий ґрунт	3,00	0,75

1.3.22. У разі прокладання кабелів у середовищі, температура якого відрізняється від наведеної в 1.3.20, допустимі тривалі струми жил кабелів з паперовою просоченою ізоляцією потрібно помножувати на коригувальні коефіцієнти, наведені в табл. 1.3.27.

Таблиця 1.3.27. **Коригувальні коефіцієнти, які враховують залежність допустимого тривалого струму навантаження кабелів з паперовою просоченою ізоляцією від температури навколишнього середовища**

Номінальна напруга кабелю, кВ	Значення коригувального коефіцієнта залежно від температури навколишнього середовища, °С										
	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Прокладання в повітрі											
1–6	1,2	1,17	1,13	1,09	1,04	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,74
10	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
20–35	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
Прокладання в землі											
1–6	1,11	1,08	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,73	0,73	0,68
10	1,13	1,09	1,04	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,74	0,67	0,6
20–35	1,14	1,1	1,05	1	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55

1.3.23. Допустимі тривалі струми для одиничних кабелів, які прокладають у трубах у землі, треба приймати такими самими, як для кабелів, що прокладають у повітрі, за температури, яка дорівнює температурі землі.

1.3.24. У разі прокладання декількох кабелів з паперовою просоченою ізоляцією у землі (включаючи прокладання в трубах) допустимі тривалі струми мають бути зменшеними шляхом уведення коефіцієнтів, наведених у табл. 1.3.28. Коригувальні коефіцієнти, наведені в табл. 1.3.28, потрібно застосовувати для визначення тривалих струмових навантажень за умови, що навантаження для 6, 5, 4, 3 і 2 прокладених поряд в одній траншеї кабелів перевищують відповідно 53%, 56%, 62%, 67% і 82% допустимого навантаження одного кабелю. При цьому враховувати резервні кабелі не треба.

Прокладати декілька кабелів у землі з відстанями між ними, меншими ніж 100 мм у просвіті, не рекомендовано.

Таблиця 1.3.28. **Коригувальний коефіцієнт на кількість кабелів, які лежать поряд у землі (у трубах або без них)**

Відстань між кабелями в просвіті, мм	Коефіцієнт за кількості кабелів					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

1.3.25 Допустимі тривалі струми для кабелів, які прокладають у блоках, визначають за емпіричною формулою:

$$I = abcI_0 ,$$

де I_0 – допустимий тривалий струм для трижильного кабелю напругою 10 кВ з мідними або алюмінієвими жилами, який визначають за табл. 1.3.29;

a – коефіцієнт, який вибирають за табл. 1.3.30 залежно від перерізу і розташування кабелю в блоці;

b – коефіцієнт, який вибирають залежно від напруги кабелю:

Номінальна напруга кабелю, кВ ..... до 3 6 10

Коефіцієнт b..... 1,09 1,05 1,0;

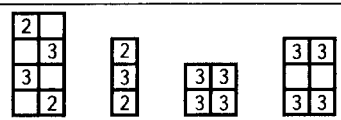
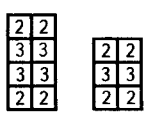
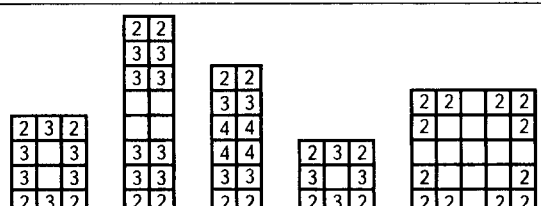
c – коефіцієнт, який вибирають залежно від середньодобового завантаження всього блока:

Середньодобове завантаження $S_{сер.доб}/S_{max}$ ... 1 0,85 0,7

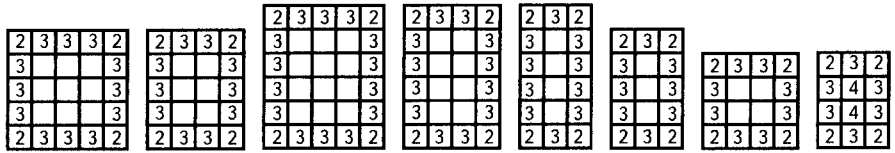
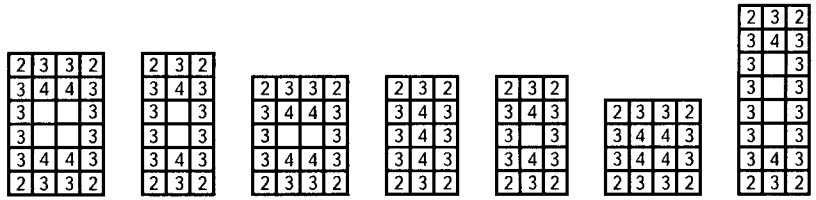
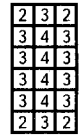
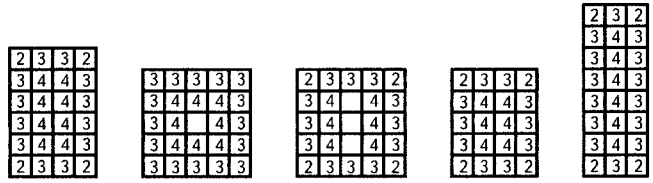
Коефіцієнт c ..... 1 1,07 1,16.

Резервні кабелі допускається прокладати в незанумерованих каналах блока, якщо їх задіяно, коли робочі кабелі вимкнуто.

Таблиця 1.3.29. **Допустимий тривалий струм для кабелів 10 кВ з паперовою просоченою ізоляцією із мідними або алюмінієвими жилами перерізом 95 мм², які прокладають в блоках**

Група	Конфігурація блоків	Номер каналу	Струм I_0, А, для кабелів	
			мідних	алюмінієвих
1	2	3	4	5
I		1	191	147
II		2 3	173 167	133 129
III		2	154	119
IV		2 3	147 138	113 106
V		2 3 4	143 135 131	110 104 101
VI		2 3 4	140 132 118	103 102 91

Продовження табл. 1.3.29

1	2	3	4	5
VII		2 3 4	136 132 119	105 102 92
VIII		2 3 4	135 124 104	104 96 80
IX		2 3 4	135 118 106	104 91 77
X		2 3 4	133 116 81	102 90 62
XI		2 3 4	129 114 79	99 88 55

Таблиця 1.3.30. **Коригувальний коефіцієнт *a* на переріз кабелю**

Переріз струмовідної жили, мм²	Коефіцієнт для номера каналу в блоці			
	1	2	3	4
25	0,44	0,46	0,47	0,51
35	0,54	0,57	0,57	0,60
50	0,67	0,69	0,69	0,71
70	0,81	0,84	0,84	0,85
95	1,00	1,00	1,00	1,00
120	1,14	1,13	1,13	1,12
150	1,33	1,30	1,29	1,26
185	1,50	1,46	1,45	1,38
240	1,78	1,70	1,68	1,55

1.3.26. Допустимі тривалі струми для кабелів, які прокладають у двох паралельних блоках однакової конфігурації, треба зменшувати шляхом помножування на коефіцієнт залежно від відстані між блоками:

Відстань між блоками, мм	500	1000	1500	2000	2500	3000
Коефіцієнт	0,85	0,89	0,91	0,93	0,95	0,96

1.3.27. Для кабелів напругою до 10 кВ з паперовою просоченою ізоляцією, які несуть навантаження, менші від номінальних, можна допускати короткочасне систематичне перевантаження, значення якого наведено в табл. 1.3.31.

На період ліквідації післяаварійного режиму для кабелів напругою до 10 кВ з паперовою ізоляцією допускають перевантаження протягом до 5 діб у межах, зазначених у табл. 1.3.32.

Таблиця 1.3.31. **Допустиме короткочасне перевантаження для кабелів напругою до 10 кВ з паперовою просоченою ізоляцією**

Коефіцієнт попереднього навантаження	Спосіб прокладання	Допустиме перевантаження щодо номінального за тривалості максимуму, годин		
		0,5	1,0	3,0
0,6	у землі	1,35	1,30	1,15
	у повітрі	1,25	1,15	1,10
	у трубах (у землі)	1,20	1,10	1,0
0,8	у землі	1,20	1,15	1,10
	у повітрі	1,15	1,10	1,05
	у трубах (у землі)	1,10	1,05	1,00

Таблиця 1.3.32. **Допустиме на період ліквідації післяаварійного режиму перевантаження для кабелів напругою до 10 кВ з паперовою просоченою ізоляцією**

Коефіцієнт попереднього навантаження	Спосіб прокладання	Допустиме перевантаження відносно номінального за тривалості максимуму, год		
		1	3	6
0,6	у землі	1,5	1,35	1,25
	у повітрі	1,35	1,25	1,25
	у трубах (у землі)	1,30	1,20	1,15
0,8	у землі	1,35	1,25	1,20
	у повітрі	1,30	1,25	1,25
	у трубах (у землі)	1,20	1,15	1,10

ДОПУСТИМІ ТРИВАЛІ СТРУМИ ДЛЯ КАБЕЛІВ З ІЗОЛЯЦІЄЮ ІЗ ЗШИТОГО ПОЛІЕТИЛЕНУ НА НОМІНАЛЬНУ НАПРУГУ ВІД 6 кВ ДО 330 КВ

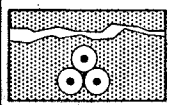
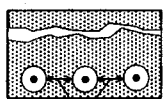
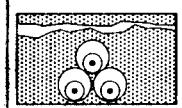
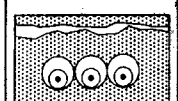
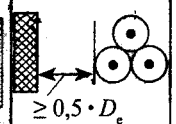
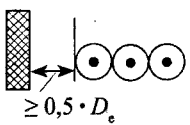
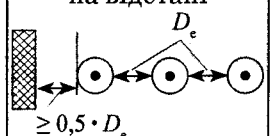
1.3.28. Допустимі температури нагріву жил кабелів не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.2, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції.

1.3.29. Допустимі тривалі струми жил кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену в стандартних умовах (див. табл. 1.3.33) не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.34–1.3.39, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції.

Таблиця 1.3.33. **Стандартні умови прокладання кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену**

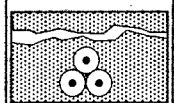
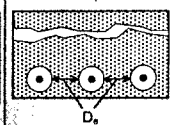
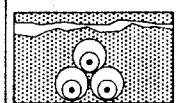
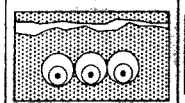
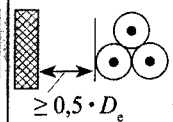
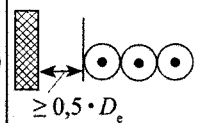
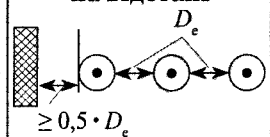
Показник	Номінальна напруга, кВ	
	До 35 кВ	110 кВ і більше
Температура повітря, °С	30	30
Температура землі, °С	20	20
Глибина прокладання в землі, м	0,8	1,5
Питомий тепловий опір ґрунту, К • м/Вт	1,5	1,0
Фактор навантаження	1,0	1,0
Наявність поряд прокладених кабелів	Відсутні	Відсутні
Наявність ділянок у трубах	Керамічні труби	Відсутні
Спосіб з'єднання екранів	На обох кінцях КЛ	

Таблиця 1.3.34. **Тривалі допустимі струми одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену з мідними жилами напругою до 35 кВ включно**

Номінальний переріз жили, мм²	Тривало допустимий струм, А						
	Кабелі прокладено безпосередньо в землі за схемами		Кабелі прокладено в окремих трубах в землі за схемами		Кабелі прокладено в повітрі за схемами		
	«у трикутник» 	«у площині» 	«у трикутник» 	«у площині» 	«у трикутник» 	«у площині» доторкаються 	«у площині» на відстані 
35	166	172	157	159	198	203	238
50	196	203	186	188	238	243	286
70	239	246	227	229	296	303	356
95	285	293	271	274	361	369	434
120	323	332	308	311	417	426	500
150	361	366	343	347	473	481	559
185	406	410	387	391	543	550	637
240	469	470	447	453	641	647	745
300	526	524	504	510	735	739	846
400	590	572	564	571	845	837	938
500	651	630	631	617	980	957	1056
630	724	694	702	680	1113	1077	1182
800	795	756	771	741	1255	1203	1312

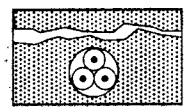
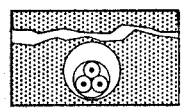
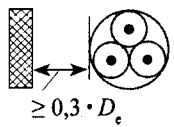
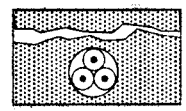
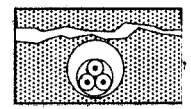
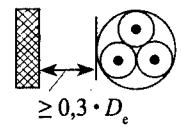
Примітка. D_e – зовнішній діаметр кабелю.

Таблиця 1.3.35. **Тривалі допустимі струми одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену з алюмінієвими жилами напругою до 35 кВ включно**

Номінальний переріз жили, мм²	Тривало допустимий струм, А						
	Кабелі прокладено безпосередньо в землі за схемами		Кабелі прокладено в окремих трубах у землі за схемами		Кабелі прокладено в повітрі за схемами		
	«у трикутник»	«у площині»	«у трикутник»	«у площині»	«у трикутник»	«у площині» доторкаються	«у площині» на відстані
							
35	129	134	122	123	154	157	185
50	152	157	144	146	184	189	222
70	186	192	176	178	230	236	278
95	221	229	210	213	280	287	338
120	252	260	240	242	324	332	391
150	281	288	267	271	368	376	440
185	317	324	303	307	424	432	504
240	367	373	351	356	502	511	593
300	414	419	397	402	577	586	677
400	470	466	451	457	673	676	769
500	526	522	505	512	786	785	881
630	593	584	569	572	907	899	1001
800	664	647	637	634	1041	1024	1132

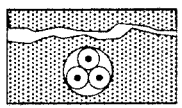
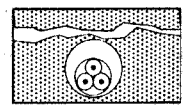
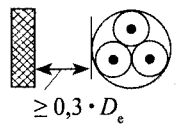
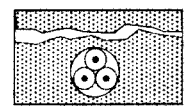
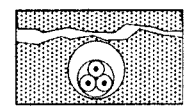
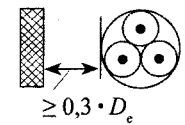
Примітка. D_e – зовнішній діаметр кабелю.

Таблиця 1.3.36. **Тривалі допустимі струми трижильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену з мідними жилами напругою до 35 кВ включно**

Номінальний переріз жил, мм²	Тривало допустимий струм, А					
	Небронювані кабелі прокладено			Броньовані кабелі прокладено		
	безпосередньо в землі	у трубі, прокладеній у землі	(відкрито) у повітрі	безпосередньо в землі	у трубі, прокладеній у землі	(відкрито) у повітрі
						
35	153	133	170	154	134	172
50	181	158	204	181	158	205
70	221	193	253	220	194	253
95	262	231	304	263	232	307
120	298	264	351	298	264	352
150	334	297	398	332	296	397
185	377	336	455	374	335	453
240	434	390	531	431	387	529
300	489	441	606	482	435	599

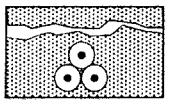
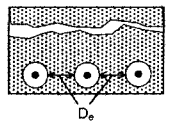
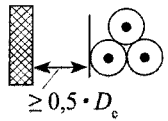
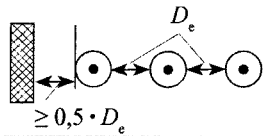
Примітка. D_e – зовнішній діаметр кабелю.

Таблиця 1.3.37. **Тривалі допустимі струми трижильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену з алюмінієвими жилами напругою до 35 кВ включно**

Номінальний переріз жил, мм²	Тривало допустимий струм, А					
	Небронювані кабелі прокладено			Броньовані кабелі прокладено		
	безпосередньо в землі	у трубі, прокладеній у землі	(відкрито) у повітрі	безпосередньо в землі	у трубі, прокладеній у землі	(відкрито) у повітрі
						
35	119	103	132	119	104	133
50	140	122	158	140	123	159
70	171	150	196	171	150	196
95	203	179	236	204	180	238
120	232	205	273	232	206	274
150	260	231	309	259	231	309
185	294	262	355	293	262	354
240	340	305	415	338	304	415
300	384	346	475	380	343	472

Примітка. D_e – зовнішній діаметр кабелю.

Таблиця 1.3.38. **Тривалі допустимі струми одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену з мідними жилами напругою понад 35 кВ**

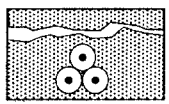
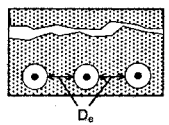
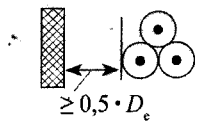
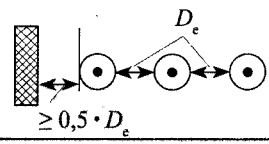
Номінальний переріз жили, мм²	Тривало допустимий струм, А			
	Кабелі, прокладені безпосередньо в землі за схемами		Кабелі прокладено в повітрі за схемами	
	«у трикутник» 	«у площині» 	«у трикутник» 	«у площині» 
1	2	3	4	5
напругою 110 та 150 кВ				
240	498	475	619	658
300	554	519	695	722
350	581	540	733	753
400	619	567	784	792
500	687	615	881	860
630	761	664	989	934
800	827	705	1086	987
1000	887	741	1180	1036
1200	1012	824	1476	1358
1400	1057	847	1546	1366
1600	1092	865	1602	1379
2000	1149	892	1690	1387

Продовження табл. 1.3.38

1	2	3	4	5
напругою 220 кВ				
400	630	582	808	827
500	705	636	922	925
630	785	690	1044	1023
800	865	741	1175	1126
1000	937	785	1300	1218
1200	1020	840	1468	1341
1400	1076	870	1575	1411
1600	1118	892	1654	1458
2000	1189	928	1796	1542
напругою 330 кВ				
500	638	592	827	844
630	715	647	942	944
800	798	703	1075	1054
1000	878	755	1209	1159
1200	1022	843	1470	1345
1400	1078	874	1577	1414
1600	1121	896	1657	1465
2000	1193	933	1801	1550

Примітка. D_e – зовнішній діаметр кабелю.

Таблиця 1.3.39. **Тривалі допустимі струми одножильиих кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену з алюмінієвими жилами напругою понад 35 кВ**

Номінальний переріз жили, мм²	Тривало доиустимий струм, А			
	Кабелі, прокладені безпосередньо в землі за схемами		Кабелі прокладені в повітрі за схемами	
	«у трикутник» 	«у площині» 	«у трикутник» 	«у площині» 
1	2	3	4	5
напругою 110 та 150 кВ				
1 × 240	394	388	487	533
1 × 300	440	428	549	591
1 × 400	466	450	585	624
1 × 500	497	475	626	660
1 × 630	559	524	711	730
1 × 800	627	576	810	809
1 × 1000	694	623	905	873
1 × 1200	760	668	1005	936
1 × 1400	866	746	1245	1216
1 × 1600	914	775	1319	1240
1 × 1800	955	797	1382	1265
1 × 2000	1024	834	1488	1295

Продовження табл. 1.3.39

1	2	3	4	5
напругою 220 кВ				
400	504	485	642	679
500	570	539	739	771
630	643	595	847	867
800	720	651	968	973
1000	796	703	1092	1074
1200	867	755	1226	1185
1400	925	791	1329	1261
1600	971	818	1410	1316
2000	1053	864	1561	1416
напругою 330 кВ				
500	510	492	656	690
630	577	547	754	783
800	653	606	871	890
1000	731	662	995	999
1200	868	758	1226	1185
1400	926	794	1328	1261
1600	973	821	1410	1319
2000	1055	868	1562	1420

Примітка. D_e – зовнішній діаметр кабелю.

1.3.30. У разі відхилення умов прокладання кабелю від стандартних допустимі тривалі струми жил кабелів обчислюють помножуванням значення допустимого тривалого струму, наведеного в табл. 1.3.34–1.3.39, на коригувальні коефіцієнти, що враховують:

– можливе збільшення навантаження залежно від фактора навантаження m (рис. 1.3.1, 1.3.2);

– схему з'єднання екранів (рис. 1.3.3, 1.3.4);

– відхилення від стандартних умов прокладання, наведених у табл. 1.3.33 (див. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011 «Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Настанова»).

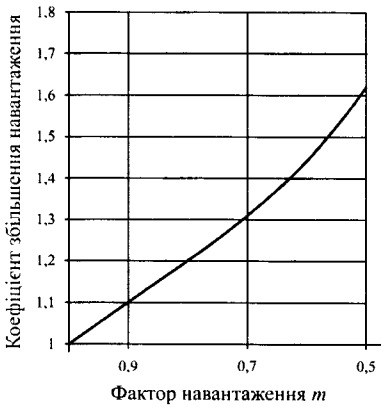


*Рисунок 1.3.1. Коригувальний коефіцієнт до фактора навантаження **m** кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену напругою до 35 кВ включно*

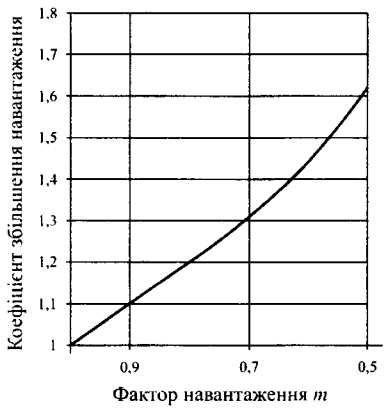


*Рисунок 1.3.2. Коригувальний коефіцієнт до фактора навантаження **m** кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену напругою 110 кВ і більше*

Фактор навантаження m, який враховує теплову інерцію землі в разі підземного прокладання кабелю, розраховують за формулою:

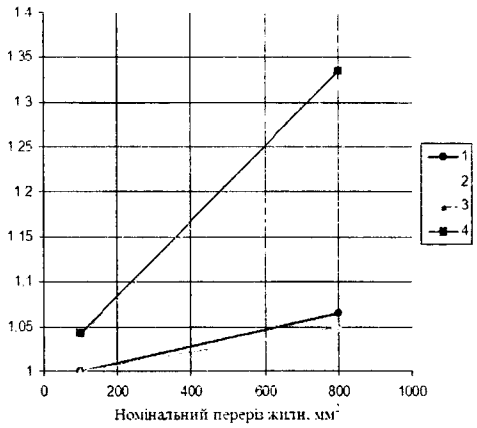
$$m = \frac{\sum_i S_i}{24 S_{max}},$$

де S_i – потужність, споживана в i-ту годину найбільш завантаженої доби, кВ • А;

S_{max} – максимальна потужність найбільш завантаженої доби, кВ • А.

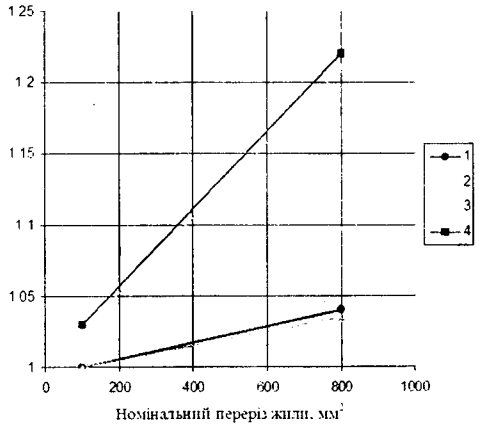
Значення коригувальних коефіцієнтів, які враховують відхилення від стандартних умов прокладання кабелів у частині теплового опору землі, глибини прокладання кабелів, відстані між геометричними осями окремих кіл багатоколових КЛ, відстань між окремими кабелями одноколових КЛ тощо вибирають згідно із СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011 «Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Настанова».

1.3.31. Кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену, які прокладено в землі, здатні до короткочасного перевантаження, обумовленого теплоємністю і теплопровідністю землі. Залежності допустимої тривалості перевантаження $t_{пер}$ попередньо не нагрітих електричним струмом кабелів від перевантаження $I/I_{ном}$ наведено на рисунках 1.3.5–1.3.7.



а)

а – для кабелів з мідною жилою;

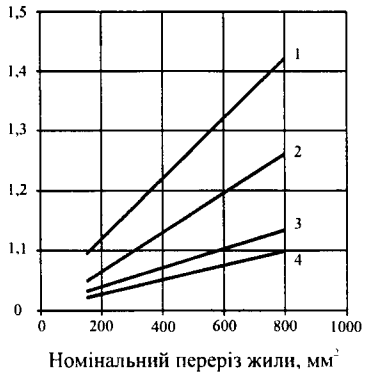


б)

б – для кабелів з алюмінієвою жилою;

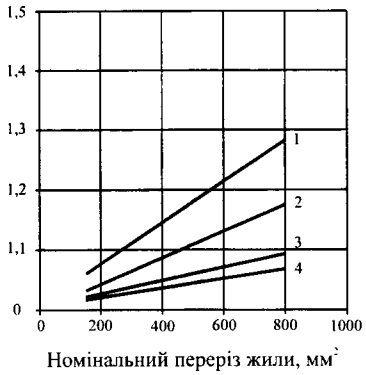
1 – кабелі прокладено в землі за схемою «у трикутник»; 2 – кабелі прокладено в повітрі за схемою «у трикутник»; 3 – кабелі прокладено в землі за схемою «у площині»; 4 – кабелі прокладено в повітрі за схемою «у площині»

Рисунок 1.3.3. Коригувальний коефіцієнт до схеми з'єднання екранів кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену напругою до 35 кВ включно



а)

а – для кабелів з мідною жилою;



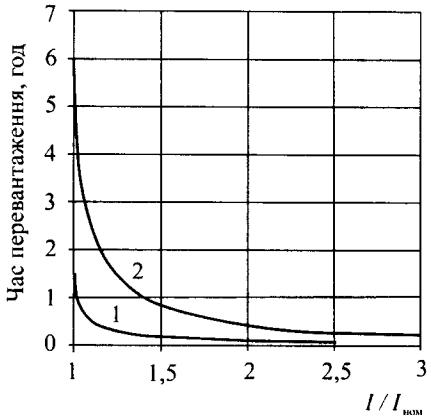
б)

б – для кабелів з алюмінієвою жилою;

1 – кабелі прокладено в землі за схемою «у площині»; 2 – кабелі прокладено в повітрі за схемою «у площині»; 3 – кабелі прокладено в землі за схемою «у трикутник»; 4 – кабелі прокладено в повітрі за схемою «у трикутник»

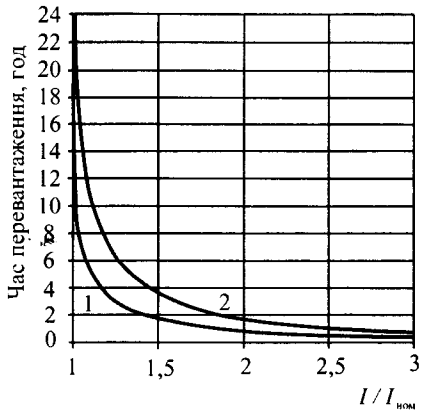
Рисунок 1.3.4. Коригувальний коефіцієнт до схеми з'єднання екранів кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену напругою 110 кВ і більше

Допустиме перевантаження кабелю, попередньо нагрітого тривалим струмом, визначають відповідно до СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011 «Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Настанова».



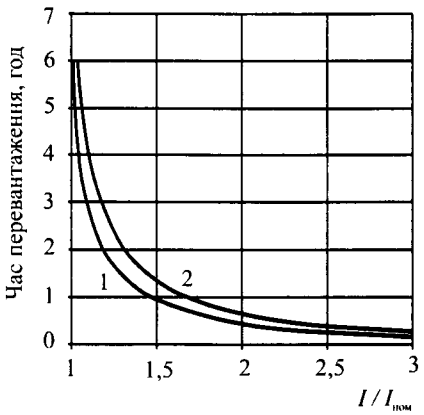
1 – для жили перерізом 35 мм²;
2 – для жили перерізом 800 мм²

Рисунок 1.3.5. Допустима тривалість перевантаження одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену напругою до 35 кВ включно в разі увімкнення без перегрівання жили



1 – для жили перерізом 35 мм²;
2 – для жили перерізом 800 мм²

Рисунок 1.3.6. Допустима тривалість перевантаження трижильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену напругою до 35 кВ включно в разі увімкнення без перегрівання жили



1 – для жили перерізом 240 мм²; 2 – для жили перерізом 800 мм²

Рисунок 1.3.7. Допустима тривалість перевантаження одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену напругою 110 кВ і більше в разі увімкнення без перегрівання жили

ДОПУСТИМІ ТРИВАЛІ СТРУМИ ДЛЯ САМОУТРИМНИХ І ЗАХИЩЕНИХ ПРОВОДІВ

1.3.32. Допустимі температури нагріву жил самоутримних ізольованих проводів (СІП) і захищених проводів не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.2, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції.

1.3.33. Допустимі тривалі струми жил СІП і захищених проводів (за нормального режиму роботи і завантаження 100%) не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.40, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції. Допустимі тривалі струми визначено для підвішування проводів в умовах:

– температура повітря становить +25 °С;
– швидкість вітру становить 0,6 м/с;
– інтенсивність сонячної радіації становить 1000 Вт/м^2.

1.3.34. У разі підвішування СІП і захищених проводів в середовищі, температура якого відрізняється від наведеної в 1.3.33, допустимі тривалі струми жил проводів потрібно помножувати на коригувальні коефіцієнти, наведені в табл. 1.3.41.

Таблиця 1.3.40. **Допустимий тривалий струм для алюмінієвих самоутримних ізольованих проводів (СІП) і захищених проводів**

Номінальний переріз основних жил, мм^2	Допустимий струм, А, не більше			
	самоутримних ізольованих проводів на напругу до 1 кВ з ізоляцією із		захищених проводів з ізоляцією із силанольно зшитого поліетилену в мережах напругою	
	термопластичного поліетилену	силанольно зшитого поліетилену	20 кВ	35 кВ
10	65	90	–	–
16	75	100	–	–
25	95	130	–	–
35	115	160	200	220
50	140	195	245	270
70	180	240	310	340
95	220	300	370	400
120	250	340	430	460
150	–	380	485	520
185	–	436	560	600
240	–	515	600	670

Таблиця 1.3.41. **Коригувальні коефіцієнти для допустимих струмів самоутримних ізольованих проводів (СІП) і захищених проводів**

Температура струмовідної жили, °С	Коригувальні коефіцієнти за температури повітря, °С											
	–5 і нижче	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,21	1,18	1,14	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

ДОПУСТИМІ ТРИВАЛІ СТРУМИ ДЛЯ НЕІЗОЛЬОВАНИХ ПРОВОДІВ І ШИН

1.3.35. Допустимі температури нагріву неізольованих проводів і шин не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.3, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції.

1.3.36. Допустимі тривалі струми неізольованих проводів і шин не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.42–1.3.48, якщо інше не встановлено документацією виробника провідниково-кабельної продукції. Допустимі тривалі струми визначено для температури повітря +25 °С, вітер відсутній.

Для порожнистих алюмінієвих проводів марок ПА500 і ПА600 допустимий тривалий струм слід приймати:

Марка проводу	ПА500	ПА600
Струм, А	1340	1680

Таблиця 1.3.42. **Допустимі тривалі струми для неізольованих проводів за ГОСТ 839-80 «Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия»**

Номінальний переріз, мм²	Струм, А, для проводів марок						
	АС, АСКС, АСК, АСКП			М	А і АКП	М	А і АКП
	Переріз (алюміній/сталь), мм²	ззовні приміщень	усередині приміщень	ззовні приміщень		усередині приміщень	
1	2	3	4	5	6	7	8
10	10/1,8	84	53	95	–	60	–
16	16/2,7	111	79	133	105	102	75
25	25/4,2	142	109	183	136	137	106
35	35/6,2	175	135	223	170	173	130
50	50/8	210	165	275	215	219	165
70	70/11	265	210	337	265	268	210
95	95/16	330	260	422	320	341	255
120	120/19	390	313	485	375	395	300
	120/27	375	–	–	–	–	–
150	150/19	450	365	570	440	465	355
	150/24	450	365	–	–	–	–
	150/34	450	–	–	–	–	–
185	185/24	520	430	650	500	540	410
	185/29	510	425	–	–	–	–
	185/43	515	–	–	–	–	–
240	240/32	605	505	760	590	685	490
	240/39	610	505	–	–	–	–
	240/56	610	–	–	–	–	–

Продовження табл. 1.3.42

1	2	3	4	5	6	7	8
300	300/39	710	600	880	680	740	570
	300/48	690	585	–	–	–	–
	300/66	680	–	–	–	–	–
330	330/27	730	–	–	–	–	–
400	400/22	830	713	1050	815	895	690
	400/51	825	705	–	–	–	–
	400/64	860	–	–	–	–	–
500	500/27	960	830	–	980	–	820
	500/64	945	815		–	–	–
600	600/72	1050	920	–	1100	–	955
700	700/86	1180	1040	–	–	–	–

Таблиця 1.3.43. **Допустимий тривалий струм для неізольованих бронзових і сталебронзових проводів**

Провід	Марка проводу	Струм[1)], А	Провід	Марка проводу	Струм[1)], А
Бронзовий	Б-50	215	Бронзовий	Б-240	600
Те саме	Б-70	265	Те саме	Б-300	700
« «	Б-95	330	Сталебронзовий	БС-185	515
« «	Б-120	380	Те саме	БС-240	640
« «	Б-150	430	« «	БС-300	750
« «	Б-185	500	« «	БС-400	890
			« «	БС-500	980
Примітка. Струми наведено для бронзи з питомим опором $\rho_{20} = 0{,}03$ Ом · мм²/м.					

Таблиця 1.3.44. **Допустимий тривалий струм для неізольованих сталевих проводів**

Марка проводу	Струм, А	Марка проводу	Струм, А
ПСО-3	23	ПС-25	60
ПСО-3,5	26	ПС-35	75
ПСО-4	30	ПС-50	90
ПСО-5	35	ПС-70	125
–	–	ПС-95	135

Таблиця 1.3.45. **Допустимий тривалий струм для шин круглого і трубчастого перерізів**

Струми в круглих шинах, А			Мідні труби		Алюмінієві труби		Сталеві труби				
										Змінний струм, А	
Діаметр, мм	мідних	алюмінієвих	Внутрішній і зовнішній діаметри, мм	Струм, А	Внутрішній і зовнішній діаметри, мм	Струм, А	Умовний прохід, мм	Товщина стінки, мм	Зовнішній діаметр, мм	без поздовжнього розрізу	з поздовжнім розрізом
6	155/155	120/120	12/15	340	13/16	295	8	2,8	13,5	75	–
7	195/195	150/150	14/18	460	17/20	345	10	2,8	17,0	90	–
8	235/235	180/180	16/20	505	18/22	425	15	3,2	21,3	118	–
10	320/320	245/245	18/22	555	27/30	500	20	3,2	26,8	145	–
12	415/415	320/320	20/24	600	26/30	575	25	4,0	33,5	180	–
14	505/505	390/390	22/26	650	25/30	640	32	4,0	42,3	220	–
15	565/565	435/435	25/30	830	36/40	765	40	4,0	48,0	255	–
16	610/615	475/475	29/34	925	35/40	850	50	4,5	60,0	320	–
18	720/725	560/560	35/40	1100	40/45	935	65	4,5	75,5	390	–
19	780/785	605/610	40/45	1200	45/50	1040	80	4,5	88,5	455	–
20	835/840	650/655	45/50	1330	50/55	1150	100	5,0	114	670	770
21	900/905	695/700	49/55	1580	54/60	1340	125	5,5	140	800	890
22	955/965	740/745	53/60	1860	64/70	1545	150	5,5	165	900	1000
25	1140/1165	885/900	62/70	2295	74/80	1770	–	–	–	–	–
27	1270/1290	980/1000	72/80	2610	72/80	2035	–	–	–	–	–
28	1325/1360	1025/1050	75/85	3070	75/85	2400	–	–	–	–	–
30	1450/1490	1120/1155	90/95	2460	90/95	1925	–	–	–	–	–
35	1770/1865	1370/1450	95/100	3060	90/100	2840	–	–	–	–	–
38	1960/2100	1510/1620	–	–	–	–	–	–	–	–	–
40	2080/2260	1610/1750	–	–	–	–	–	–	–	–	–
42	2200/2430	1700/1870	–	–	–	–	–	–	–	–	–
45	2380/2670	1850/2060	–	–	–	–	–	–	–	–	–

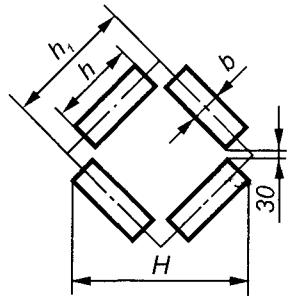
Примітка. У чисельнику наведено навантаження за змінного струму, у знаменнику – за постійного.

Таблиця 1.3.46. **Допустимий тривалий струм для шин прямокутного перерізу**

Розміри, мм	Мідні шини				Алюмінієві шини				Сталеві шини	
	Струм, А, залежно від кількості смуг на один полюс або одну фазу								Розміри, мм	Струм, А
	1	2	3	4	1	2	3	4		
15×3	210	–	–	–	165	–	–	–	16×2,5	55/70
20×3	275	–	–	–	215	–	–	–	20×2,5	60/90
25×3	340	–	–	–	265	–	–	–	25×2,5	75/110
30×4	475	–	–	–	365/370	–	–	–	20×3	65/100
40×4	625	–/1090	–	–	480	–/855	–	–	25×3	80/120
40×5	700/705	–/1250	–	–	540/545	–/965	–	–	30×3	95/140
50×5	860/870	–/1525	–/1895	–	665/670	–/1180	–/1470	–	40×3	125/190
100×5	1550/1600	2075/2705	2650/3285	–	1190/1220	1615/2100	2085/255–	–	50×3	155/230
50×6	955/960	–/1700	–/2145	–	740/745	–/1315	–/1655	–	60×3	185/280
60×6	1125/1145	1740/1990	2240/2495	–	870/880	1350/1555	1720/1940	–	70×3	215/320
80×6	1480/1510	2110/2630	2720/3220	–	1150/1170	1630/2055	2100/2460	–	75×3	230/345
100×6	1810/1875	2470/3245	3170/3940	–	1425/1455	1935/2515	2500/3040	–	80×3	245/365
60×8	1320/1345	2160/2485	2790/3020	–	1025/1040	1680/1840	2180/2330	–	90×3	275/410
80×8	1690/1755	2620/3095	3370/3850	–	1320/1355	2040/2400	2620/2975	–	100×3	305/460
100×8	2080/2180	3060/3810	3930/4690	–	1625/1690	2390/2945	3050/3620	–	20×4	70/115
120×8	2400/2600	3400/4400	4340/5600	–	1900/2040	2650/3350	3380/4250	–	22×4	75/125
40×10	1000/1085	1415/1850	1805/2350	–	795/850	1105/1395	1405/1770	–	25×4	85/140
50×10	1225/1270	2135/2270	2750/2950	–	965/985	1675/1755	2205/2265	–	30×4	100/165
60×10	1475/1525	2560/2725	3300/3530	–	1155/1180	2010/2110	2650/2720	–	40×4	130/220
80×10	1900/1990	3100/3510	3990/4450	–	1480/1540	2410/2735	3100/3440	–	50×4	165/270
100×10	2310/2470	3610/4325	4650/5385	5300/6060	1820/1910	2860/3350	3650/4160	4150/4400	60×4	195/325
120×10	2650/2950	4100/5000	5200/6250	5900/6800	2070/2300	3200/3900	4100/4860	4650/5200	70×4	225/375
60×12,5	1845/1905	3195/3405	–	–					80×4	260/430
80×12,5	2375/2490	3875/4390	–	–					90×4	290/480
100×12,5	2890/3090	4515/5410	–	–					100×4	325/535

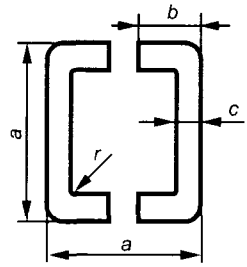
Примітка. У чисельнику наведено значення змінного струму, у знаменнику – постійного.

Таблиця 1.3.47. **Допустимий тривалий струм для чотирисмугових шин з розташуванням смуг по сторонах квадрата («порожній пакет»)**



Розміри, мм				Поперечний переріз чотирисмугової шини, мм²	Струм, А, на пакет шин	
h	*b*	h_1	*H*		мідних	алюмінієвих
80	8	140	157	2560	5750	4550
80	10	144	160	3200	6400	5100
100	8	160	185	3200	7000	5550
100	10	164	188	4000	7700	6200
120	10	184	216	4800	9050	7300

Таблиця 1.3.48. **Допустимий тривалий струм для шин коробчастого перерізу**



Розміри, мм				Поперечний переріз однієї шини, мм²	Струм, А, на дві шини	
a	*b*	*c*	*r*		мідні	алюмінієві
1	2	3	4	5	6	7
75	35	4	6	520	2730	–
75	35	5,5	6	695	3250	2670
100	45	4,5	8	775	3620	2820
100	45	6	8	1010	4300	3500
125	55	6,5	10	1370	5500	4640
150	65	7	10	1785	7000	5650
175	80	8	12	2440	8550	6430
200	90	10	14	3435	9900	7550
200	90	12	16	4040	10 500	8830

Продовження табл. 1.3.48

1	2	3	4	5	6	7
225	105	12,5	16	4880	12 500	10 300
250	115	12,5	16	5450	–	10 800

1.3.37. У разі розташування неізольованих проводів і шин у середовищі, температура якого відрізняється від наведеної в 1.3.36, допустимі тривалі струми проводів потрібно помножувати на коригувальні коефіцієнти, наведені в табл. 1.3.49.

Таблиця 1.3.49. **Коригувальні коефіцієнти на струми для неізольованих проводів і шин залежно від температури повітря**

Спосіб прокладання	Нормована температура жил, °С	Коригувальні коефіцієнти на струми за розрахункової температури середовища, °С											
		–5 і нижче	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
У повітрі	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

У разі розташування шин прямокутного перерізу плазом струми, наведені в табл. 1.3.46, мають бути зменшеними на 5% для шин із шириною смуг до 60 мм і на 8% – для шин із шириною смуг понад 60 мм.

Під час вибору шин великих перерізів необхідно вибирати найбільш економічні за умовами пропускної спроможності конструкційні рішення, які забезпечують найменші додаткові втрати від поверхневого ефекту і ефекту близькості та найкращі умови охолодження (зменшення кількості смуг у пакеті, раціональна конструкція пакета, застосування профільних шин тощо).

1.3.38. Для новоспоруджуваних або реконструйованих ПЛ напругою 35–750 кВ потрібно передбачати перерізи проводів відповідно до 2.5.86 цих Правил, які не потребують перевірки за умовами утворення корони.

У нормальних режимах роботи густини струмів неізольованих проводів ПЛ 6–220 кВ не повинні, як правило, перевищувати значень, наведених у табл. 1.3.50.

Таблиця 1.3.50. **Значення густини струму в неізольованих проводах ПЛ від 6 до 220 кВ**

Проводи	Густина струму, А/мм², за числа годин використання максимуму навантаження на рік		
	понад 1000 до 3000	понад 3000 до 5000	понад 5000
Мідні	2,5	2,5–1,9	1,9–1,5
Алюмінієві	1,3	1,1–0,8	0,8–0,6

За наявності техніко-економічного обґрунтування допускається застосування високотемпературного режиму проводів ПЛ відповідно до 2.5.86 цих Правил.

1.3.39. Вибір перерізів проводів ліній електропередавання постійного та змінного струмів напругою 330 кВ і вище, потужних жорстких і гнучких струмопроводів, які працюють з великою кількістю годин використання максимуму навантаження, а також перерізів жил кабельних ліній виконують на основі техніко-економічних розрахунків згідно з чинними методиками.

Цими вимогами слід керуватися також у випадках заміни існуючих проводів проводами більшого перерізу або під час прокладання додаткових ліній в разі зростання навантаження.

ГЛАВА 1.4
ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ І ПРОВІДНИКІВ ЗА УМОВ ВИНИКНЕННЯ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.4.1. Ця глава Правил поширюється на вибір і застосування електричних апаратів і провідників у електроустановках змінного струму частотою 50 Гц, напругою до 1 кВ і вище за умов виникнення КЗ.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

1.4.2. За режимом КЗ треба перевіряти (винятки див. у 1.4.3):

1. В електроустановках понад 1 кВ:

а) електричні апарати, струмопроводи, кабелі та інші провідники, а також опорні та несучі конструкції для них;

б) повітряні лінії електропередавання за ударного струму КЗ 50 кА і більше для запобігання схльостуванню проводів за динамічної дії струмів КЗ.

Крім того, для ліній з розщепленими проводами мають бути перевірені відстані між розпірками розщеплених проводів для запобігання пошкодженню розпірок і проводів у разі схльостування.

Проводи ПЛ, обладнані пристроями швидкодійного автоматичного повторного увімкнення, слід перевіряти й на термічну стійкість.

2. В електроустановках до 1 кВ – тільки розподільчі щити, струмопроводи та силові шафи. Трансформатори струму за режимом КЗ не перевіряють.

Апарати, призначені для вимкнення струмів КЗ або такі, що можуть за умовами своєї роботи вмикати короткозамкнене коло, повинні, крім того, мати здатність здійснювати ці операції за всіх можливих струмів КЗ.

Стійкими за струмів КЗ є ті апарати й провідники, які за розрахунковими умовами витримують дію цих струмів, не піддаючись електричним, механічним та іншим руйнуванням або деформаціям, що перешкоджають їх подальшій нормальній експлуатації.

1.4.3. За режимом КЗ за напруги понад 1 кВ не перевіряються:

1. Апарати та провідники, захищені плавкими запобіжниками зі вставками на номінальний струм до 60 А, – щодо електродинамічної стійкості.

2. Апарати та провідники, захищені плавкими запобіжниками незалежно від їх номінального струму і типу, – щодо термічної стійкості.

Коло вважається захищеним плавким запобіжником, якщо його вимикальну здатність вибрано відповідно до вимог цих Правил і він здатний вимикати найменший можливий аварійний струм у цьому колі.

3. Провідники в колах до індивідуальних електроприймачів, у тому числі до цехових трансформаторів загальною потужністю до 2,5 МВ • А і з вищою напругою до 20 кВ, якщо дотримано одночасно таких умов:

а) в електричній або технологічній частині передбачено необхідний ступінь резервування, виконаного так, що вимкнення зазначених електроприймачів не викликає розладу технологічного процесу;

б) пошкодження провідника в разі виникнення КЗ не може викликати вибуху або пожежі;

в) можлива заміна провідника без значних труднощів.

4. Провідники до індивідуальних електроприймачів, зазначених у п. 3, а також до окремих невеликих розподільчих пунктів, якщо такі електроприймачі та розподільчі пункти не відповідають своєму призначенню і якщо для них виконано як мінімум умову, наведену в пункті 3, перелік б).

5. Трансформатори струму в колах до 20 кВ, які живлять трансформатори або реактовані лінії, у разі, коли вибір трансформаторів струму за умовами КЗ потребує такого завищення коефіцієнтів трансформації, за якого не може бути забезпечено необхідного класу точності приєднаних вимірювальних приладів (наприклад, розрахункових лічильників); при цьому з боку вищої напруги в колах силових трансформаторів рекомендовано уникати застосування трансформаторів струму, не стійких до струму КЗ, а прилади обліку рекомендовано приєднувати до трансформаторів струму з боку нижчої напруги.

6. Проводи ПЛ (див. також 1.4.2, п. 1 б).

7. Апарати і шини кіл трансформаторів напруги в разі розташування їх в окремій камері або за додатковим резистором, убудованим у запобіжник чи встановленим окремо.

1.4.4. Під час вибору розрахункової схеми для визначення струмів КЗ слід виходити з передбачуваних для цієї електроустановки умов тривалої її роботи і не зважати на короткочасні зміни схеми цієї електроустановки, які не передбачені для тривалої експлуатації (наприклад, у разі перемикань). Ремонтні та післяаварійні режими роботи електроустановки короткочасних змін схеми не стосуються.

Розрахункова схема має враховувати перспективу розвитку зовнішніх мереж та генеруючих джерел, з якими електрично пов'язується установка, яка розглядається, не менше ніж на 5 років від запланованого строку введення її в експлуатацію.

При цьому допустимо вести розрахунок струмів КЗ наближено до початкового моменту КЗ.

1.4.5. Як розрахунковий тип КЗ слід приймати:

1. Для визначення електродинамічної стійкості апаратів і жорстких шин з підтримувальними та опорними конструкціями, які належать до них – трифазне КЗ.

2. Для визначення термічної стійкості апаратів і провідників – трифазне КЗ; на генераторній напрузі електростанцій – трифазне або двофазне залежно від того, яке з них призводить до більшого нагріву.

3. Для вибору апаратів за комутаційною здатністю – за більшим із значень, які отримують для випадків трифазного і однофазного КЗ на землю (у мережах з великими струмами замикання на землю); якщо вимикач характеризується двома значеннями комутаційної здатності – трифазною і однофазною – відповідно за обома значеннями.

1.4.6. Розрахунковий струм КЗ слід визначати виходячи з умови пошкодження в такій точці цього кола, у якій апарати й провідники цього кола в разі КЗ знаходяться у найбільш важких умовах (винятки див. у 1.4.7 і 1.4.17, п. 3). Випадки одночасного замикання на землю різних фаз у двох різних точках схеми допускається не враховувати.

1.4.7. На реактованих лініях у закритих розподільчих установках провідники та апарати, розташовані до реактора і відокремлені від живильних збірних шин (на відгалуженнях від ліній – від елементів основного кола) відокремлюючими полицями, перекриттями тощо, вибираються за струмом КЗ за реактором, якщо останній розташований у тій самій будівлі і з'єднання виконане шинами.

Шинні відгалуження від збірних шин до відокремлювальних полиць і прохідні ізолятори в останніх мають бути вибрані виходячи з КЗ до реактора.

1.4.8. Під час розрахунку термічної стійкості за розрахунковий час слід приймати суму часів, яку отримують від додавання часу дії основного захисту (з урахуванням дії АПВ), установленого біля найближчого до місця КЗ вимикача, до повного часу вимкнення цього вимикача (включаючи час горіння дуги).

За наявності зони нечутливості в основному захисті (за струмом, напругою, опором тощо) термічну стійкість необхідно додатково перевіряти виходячи з часу дії захисту, який реагує на пошкодження в цій зоні, плюс повний час вимкнення вимикача. При цьому як розрахунковий струм КЗ слід приймати те значення його, яке відповідає цьому місцю пошкодження.

Апаратуру і струмопроводи, які застосовують у колах генераторів потужністю 60 МВт і більше, а також у колах блоків генератор – трансформатор такої самої потужності, повинні перевіряти за термічною стійкістю виходячи з часу проходження струму КЗ 4 с.

ВИЗНАЧЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ДЛЯ ВИБОРУ АПАРАТІВ І ПРОВІДНИКІВ

1.4.9. В електроустановках до 1 кВ і вище під час визначення струмів КЗ для вибору апаратів і провідників та визначення дії на несучі конструкції слід виходити з такого:

1. Усі джерела, які беруть участь у живленні точки КЗ, яка розглядається, працюють одночасно з номінальним навантаженням.

2. Усі синхронні машини мають автоматичні регулятори напруги та пристрої форсування збудження.

3. Коротке замикання настає в такий момент часу, за якого струм КЗ матиме найбільше значення.

4. Електрорушійні сили всіх джерел живлення збігаються за фазою.

5. Розрахункова напруга кожного ступеня приймається на 5% вищою за номінальну напругу мережі.

6. Має враховуватися вплив на струми КЗ приєднаних до даної мережі синхронних компенсаторів, синхронних і асинхронних електродвигунів. Вплив асинхронних електродвигунів на струми КЗ не враховується за потужності електродвигунів до 100 кВт, якщо електродвигуни відокремлені від місця КЗ одним ступенем трансформації, а також за будь-якої потужності, якщо їх відокремлено від місця КЗ двома або більше ступенями трансформації або якщо струм від них може надходити до місця КЗ тільки через ті елементи, через які проходить основний струм КЗ від мережі та які мають істотний опір (лінії, трансформатори тощо).

1.4.10. В електроустановках понад 1 кВ як розрахункові опори слід брати індуктивні опори електричних машин, силових трансформаторів і автотрансформаторів, реакторів, повітряних і кабельних ліній, а також струмопроводів. Активний опір слід враховувати тільки для ПЛ з проводами малих перерізів і сталевими проводами, а також для протяжних кабельних мереж малих перерізів з великим активним опором.

1.4.11. В електроустановках до 1 кВ як розрахункові опори слід брати індуктивні та активні опори всіх елементів кола, включаючи активні опори перехідних контактів кола. Допустимо нехтувати опорами одного типу (активними або індуктивними), якщо при цьому повний опір кола зменшується не більше ніж на 10%.

1.4.12. У разі живлення електричних мереж до 1 кВ від знижувальних трансформаторів під час розрахунку струмів КЗ слід виходити з умови, що підведена до трансформатора напруга незмінна і дорівнює його номінальній напрузі.

1.4.13. Елементи кола, захищеного плавким запобіжником зі струмообмежувальною дією, слід перевіряти на електродинамічну стійкість за найбільшим миттєвим значенням струму КЗ, який пропускається запобіжником.

ВИБІР ПРОВІДНИКІВ ТА ІЗОЛЯТОРІВ, ПЕРЕВІРКА НЕСУЧИХ КОНСТРУКЦІЙ ЗА УМОВ ДИНАМІЧНОЇ ДІЇ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

1.4.14. Зусилля, що діють на жорсткі шини і передаються ними на ізолятори і підтримувальні жорсткі конструкції, слід розраховувати за найбільшим миттєвим значенням струму трифазного КЗ i_y з урахуванням зсуву між струмами у фазах і без урахування механічних коливань шинної конструкції. В окремих випадках (наприклад, за граничного розрахункового механічного напруження) можуть бути враховані механічні коливання шин та шинних конструкцій.

Імпульси сили, які діють на гнучкі провідники та ізолятори, що їх підтримують, виводи й конструкції, розраховуються за середньоквадратичним (за час проходження) струмом двофазного замикання між сусідніми фазами. За розщеплених провідників і гнучких струмопроводів взаємодія струмів КЗ у провідниках однієї й тієї ж фази визначається за діючим значенням струму трифазного КЗ.

Гнучкі струмопроводи мають перевірятися на схльостування.

1.4.15. Визначені розрахунком відповідно до 1.4.14 механічні зусилля, що передаються в разі виникнення КЗ жорсткими шинами на опорні та прохідні ізолятори, мають становити у разі застосування одиночних ізоляторів не більше 60% відповідних гарантійних значень найменшого руйнівного зусилля; у разі застосування спарених опорних ізоляторів – не більше ніж 100% руйнівного зусилля одного ізолятора.

У разі застосування шин складених профілів (багатосмугові, з двох швелерів тощо) механічне напруження визначають як арифметичну суму напруження від взаємодії фаз і взаємодії елементів кожної шини між собою.

Найбільше механічне напруження в матеріалі жорстких шин не має перевершувати 0,7 тимчасового опору розриву за ГОСТ.

ВИБІР ПРОВІДНИКІВ ЗА УМОВ НАГРІВУ ПІД ЧАС ВИНИКНЕННЯ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

1.4.16. Температура нагріву провідників під час КЗ має бути не вищою за такі гранично допустимі значення, °С:

Шини:
- мідні 300
- алюмінієві 200
- сталеві, такі, що не мають безпосереднього з'єднання з апаратами 400
- сталеві з безпосереднім приєднанням до апаратів 300

Кабелі з паперовою просоченою ізоляцією на напругу, кВ:
- до 10 200
- 20–220 125

Кабелі та ізольовані проводи з мідними та алюмінієвими жилами та ізоляцією:
- полівінілхлоридною і гумовою 150
- поліетиленовою 120

Мідні неізольовані проводи за натягу, Н/мм^2:
- менше 20 250
- 20 і більше 200

Алюмінієві неізольовані проводи за натягу, Н/мм^2:
- менше 10 200
- 10 і більше 160

Алюмінієва частина сталеалюмінієвих проводів 200

1.4.17. Перевірка кабелів на нагрів струмами КЗ у тих випадках, коли це потрібно відповідно до 1.4.2 і 1.4.3, має проводитися для:

1) одиночних кабелів однієї будівельної довжини, виходячи з того, що КЗ виникло на початку кабелю;

2) одиночних кабелів зі ступінчастими перерізами по довжині, виходячи з КЗ на початку кожної ділянки нового перерізу;

3) пучка з двох і більше паралельно увімкнених кабелів, виходячи з того, що КЗ виникло безпосередньо за пучком (за наскрізним струмом КЗ).

1.4.18. Під час перевірки на термічну стійкість апаратів і провідників ліній, обладнаних пристроями швидкодійного АПВ, має враховуватися підвищення нагріву через збільшення сумарної тривалості проходження струму КЗ по таких лініях.

Розщеплені проводи ПЛ під час перевірки на нагрів в умовах КЗ розглядаються як один провід сумарного перерізу.

ВИБІР АПАРАТІВ ЗА КОМУТАЦІЙНОЮ ЗДАТНІСТЮ

1.4.19. Вимикачі вище 1 кВ слід вибирати:

1) за вимикальною здатністю з урахуванням параметрів відновлювальної напруги;

2) за вмикальною здатністю. При цьому вимикачі генераторів, установлені з боку генераторної напруги, перевіряють тільки на несинхронне вмикання в умовах протифази.

1.4.20. Запобіжники слід вибирати за вимикальною здатністю. При цьому як розрахунковий струм слід приймати діюче значення періодичної складової початкового струму КЗ без урахування струмообмежувальної здатності запобіжників.

1.4.21. Вимикачі навантаження і короткозамикачі слід вибирати за гранично допустимим струмом, який виникає в разі їх увімкнення на КЗ.

1.4.22. Віддільники і роз'єднувачі не потрібно перевіряти за комутаційною здатністю в разі виникнення КЗ. У разі використання віддільників і роз'єднувачів для вимкнення-увімкнення ненавантажених ліній, ненавантажених трансформаторів або зрівняльних струмів паралельних ланцюгів віддільники і роз'єднувачі слід перевіряти за режимом такого вимкнення-увімкнення.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 20.06.2014 р. № 469

ГЛАВА 1.5
ОБЛІК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.5.1. Ця глава Правил містить вимоги до улаштування обліку електроенергії в електроустановках нового будівництва, а також тих, які реконструюють або технічно переоснащують.

1.5.2. Додаткові вимоги до улаштування обліку електроенергії встановлено «Правилами користування електричною енергією», затвердженими постановою Національної комісії з питань електроенергетики України від 31.07.96 № 28 (зі змінами від 04.02.2010 № 105) (далі – НКЕЕ), «Інструкцією про порядок комерційного обліку електричної енергії», затвердженою постановою Національної комісії регулювання електроенергетики України від 26.06.2003 № 612 (далі – ІКОЕ), ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення», СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-93:2014 (МВУ 031/08-2013)«Кількість електричної енергії та електрична потужність. Типова методика виконання вимірювань», ИКЭС-Р-005«Регламент учета межгосударственных перетоков электроэнергии», СОУ-Н МНЕ 40.1.35.110:2005 «Додаткові вимоги до засобів обліку електроенергії, спрямовані на запобігання несанкціонованому втручанню в їх роботу», керівним документом Міненерговугілля України «Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика», відповідними розділами цих Правил та іншими нормативними документами.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

1.5.3. Нижче подано терміни, які вжито в цій главі, та визначення позначених ними понять:

Вимірювальний комплекс (ВК).

Сукупність обладнання та засобів вимірювальної техніки, з'єднаних між собою за встановленою схемою з метою забезпечення вимірювання та обліку електричної енергії в заданій точці електричної мережі. Типовий ВК складається з засобів вимірювальної техніки (трансформатори струму, трансформатори напруги, лічильники електроенергії), засобів захисту (автоматичні вимикачі або запобіжники), вторинних кіл струму і напруги та інших допоміжних засобів (збірки затискачів, реле, перетворювачі імпульсів, інформаційно-вимірювальні системи тощо). Характеристики складу ВК мають бути достатніми для вимірювання електричної енергії та потужності із заданими періодичністю та похибкою.

Вимірювальний комплекс розрахункового обліку (розрахунковий ВК).

Вимірювальний комплекс, результати вимірювань з якого використовують для фінансових (комерційних) розрахунків.

Вимірювальний комплекс технічного обліку (технічний ВК).

Вимірювальний комплекс, результати вимірювань з якого використовують для контролю технологічних процесів роботи електричної мережі.

Генеруючий блок (генеруюча установка).

Одиниця електрогенеруючого обладнання, що складається з одного або більшої кількості генераторів, вироблення електроенергії на яких можна окремо вимірювати.

Засіб вимірювальної техніки (ЗВТ).

Технічний засіб, який має нормовані метрологічні характеристики і який застосовують під час вимірювань.

Засоби обліку.

Засоби вимірювальної техніки і кола обліку, які використовують для визначення кількості електричної енергії та величини споживання електричної потужності.

Локальне устаткування збору і оброблення даних (ЛУЗОД).

Сукупність засобів обліку (або один засіб обліку) та обладнання для передачі даних, які забезпечують вимірювання, збір, накопичення, оброблення результатів вимірювань за відповідними періодами часу (формування первинної вимірювальної інформації про обсяги і параметри потоків електричної енергії та значення споживаної потужності) на окремій площадці вимірювання та мають інтерфейс дистанційного зчитування даних для роботи в складі автоматизованої системи обліку електричної енергії.

У передбачених нормативно-правовими актами випадках або за наявності техніко-економічного обґрунтування ВК та/або ЛУЗОД об'єднують у автоматизовану систему обліку електроенергії.

Автоматизована система обліку електроенергії (АСОЕ).

Сукупність ВК та/або ЛУЗОД, каналів зв'язку, апаратного та програмного забезпечення, а також баз даних обліку, функціонально об'єднаних з метою забезпечення збору, оброблення та передачі результатів вимірювань і формування даних обліку, які використовують у процесі обліку електроенергії.

АСОЕ, їх складові і дані, які використовують для комерційних (фінансових) розрахунків, називають розрахунковими (комерційними).

АСОЕ, їх складові і дані, які використовують для контролю витрати електроенергії в технологічних процесах на електростанціях, підстанціях, підприємствах, у будівлях тощо, називають технічними (контрольними, внутрішніми).

Результат вимірювання.

Значення фізичної величини, знайдене шляхом її вимірювання.

Дані обліку.

Значення облікових показників, які отримано в процесі здійснення обліку електроенергії.

Облік електроенергії.

Процес формування даних обліку для забезпечення фінансових розрахунків на ринку електричної енергії або контролю витрати електроенергії в технологічних процесах.

Точка вимірювання.

Місце в електричній мережі, в якому за допомогою засобів обліку вимірюють кількість електроенергії і значення електричної потужності.

Лічильник електроенергії інтервальний.

Лічильник електроенергії, який вимірює, фіксує та відображає кількість електроенергії, яка перетікає через точку вимірювання, за кожен з періодів інтеграції у вигляді масиву даних і за розрахунковий період у цілому.

Період інтеграції.

Інтервал часу, протягом якого інтервальний лічильник вимірює, фіксує та/або відображає кількість електроенергії.

Лічильник електроенергії інтегральний.

Лічильник електричної енергії, який вимірює і відображає кількість електроенергії, яка перетекла через точку вимірювання від початку вимірювання.

Лічильник електроенергії розрахунковий.

Лічильник, який використовують для розрахункового (комерційного) обліку електроенергії.

Лічильник електроенергії технічного обліку.

Лічильник, який використовують для технічного обліку електроенергії.

Повірочна лабораторія.

Підприємство, установа, організація чи їх окремий підрозділ, що здійснює повірку засобів вимірювальної техніки.

Тавро.

Засіб пломбування виробника засобів вимірювальної техніки, повірочної лабораторії або електропередавальної організації.

Технічні умови на приєднання до електричних мереж (ТУ).

Установлений електропередавальною організацією згідно з чинним законодавством комплекс умов і вимог до інженерного забезпечення електроустановок споживача, які повинні відповідати розрахунковим параметрам їх енергопостачання. ТУ можуть містити технічні рекомендації в частині улаштування ЛУЗОД або АСОЕ.

Межа балансової належності.

Точка розподілу електричних мереж між суб'єктами господарювання.

Багатофункціональний лічильник електроенергії.

Лічильник електроенергії, який крім вимірювання електроенергії та електричної потужності виконує ряд другорядних функцій, у тому числі видачу інформації в цифровому вигляді, моніторинг параметрів електричної мережі та якості електроенергії, відтворення та/або складання імпульсних сигналів, видачу або прийом команд тощо.

Приєднана потужність.

Сума номінальних потужностей генераторів, трансформаторів та (або) струмоприймачів електричної енергії, безпосередньо приєднаних до електричної мережі в точці приєднання.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

1.5.4. Установлювані ЗВТ повинні бути дозволені до використання в Україні та мати чинний відбиток тавра виробника або повірочної лабораторії.

Технічні характеристики складових ВК, ЛУЗОД та АСОЕ мають відповідати умовам використання і вимогам документації виробника.

За наявності зустрічних перетікань електроенергії в точці вимірювання лічильники повинні вимірювати і фіксувати кількість електроенергії для кожного напрямку окремо.

Облік активної електроенергії має забезпечувати визначення кількості енергії:

– переданої та отриманої іншими країнами та електроенергетичними системами;

– виробленої генераторами електростанцій;

– спожитої на власні та господарські (окремо) потреби електростанцій та підстанцій;

– відпущеної споживачам по лініях, які відходять від шин електростанції безпосередньо до споживачів;

– переданої іншим електропередавальним організаціям або отриманої від них;

– відпущеної споживачам з електричної мережі;

– відпущеної електростанціями в мережі електропередавальних організацій;

– спожитої споживачами екологічної броні;

– яка надійшла до електричних мереж електропередавальної організації з електричних мереж споживача.

Крім того, облік активної електроенергії в електропередавальній організації має забезпечувати можливість:

– визначення надходження електроенергії до електричних мереж різних класів напруги;

– складання балансів електроенергії;

– визначення втрат електричної енергії в елементах електричної мережі;

– здійснення контролю за дотриманням споживачами заданих ним режимів споживання електроенергії.

1.5.5. Облік реактивної електроенергії має забезпечувати також можливість визначення кількості реактивної електроенергії, отриманої суб'єктом господарювання чи споживачем від електропередавальної організації або переданої їй тільки в тому разі, якщо за цими даними виконують розрахунки за неї або здійснюють контроль за дотриманням погодженого режиму роботи засобів генерації реактивної потужності споживача.

МІСЦЯ ВСТАНОВЛЕННЯ ЗАСОБІВ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

1.5.6. Розрахункові ВК потрібно встановлювати на межі поділу мережі за балансовою належністю або на визначеній межі експлуатаційної відповідальності (за винятком випадків, передбачених 1.5.10–1.5.11).

Якщо напруга в точці вимірювання становить 110 кВ і більше, ВК має бути забезпечено основним і дублюючим лічильниками електричної енергії. Дублюючі лічильники, як правило, повинні отримувати вимірювальні сигнали від інших обмоток трансформаторів струму, ніж основні лічильники.

Засоби обліку треба встановлювати таким чином, щоб забезпечити технічну можливість безперешкодного доступу до них відповідальних працівників зацікавлених сторін.

1.5.7. Розрахункові ВК активної електроенергії на електростанції потрібно встановлювати:

1) на кожному генераторі з таким розрахунком, щоб враховувалася вся вироблена генератором електроенергія (для блоків генератор-трансформатор розрахункові ВК встановлюють, як правило, на стороні вищої напруги трансформатора);

2) на сонячних батареях (групі сонячних батарей), генераторах (групі генераторів) вітрових електростанцій та інших електростанціях альтернативної енергетики;

3) для всіх приєднань шин генераторної напруги, за якими можлива реверсивна робота – ВК, які обліковують відпущену і отриману електроенергію;

4) на міжсистемних лініях електропередавання – ВК, які обліковують відпущену і отриману електроенергію; ЗВТ повинні бути одного класу точності і мати однакові знаки похибки;

5) для ліній усіх класів напруги, які відходять від шин електростанцій і належать споживачам (див. також 1.5.10).

Для ліній напругою до 10 кВ, які відходять від шин електростанцій, у всіх випадках треба передбачати кола обліку, збірки затискачів (див.1.5.23) і місця для встановлення лічильників;

6) для всіх трансформаторів і ліній, які живлять шини основної напруги (вище 1 кВ) власних потреб. ВК встановлюють на стороні вищої напруги, в разі, якщо трансформатори власних потреб електростанції живляться від шин 35 кВ і вище або відгалуженням від блоків на напругу вище 10 кВ; дозволено також встановлювати ВК на стороні нижчої напруги трансформаторів;

7) для ліній господарських потреб (наприклад, живлення механізмів і установок ремонтно-виробничих баз) і сторонніх споживачів, приєднаних до розподільного пристрою ВП електростанцій;

8) для кожного обхідного вимикача або для шиноз'єднувального (міжсекційного) вимикача, який використовують як обхідний для приєднань, що мають розрахунковий облік, – ВК, який обліковує відпущену і отриману електроенергію.

Електростанції потрібно обладнувати АСОЕ; зазначені системи слід використовувати для централізованого розрахункового і технічного обліку електроенергії.

1.5.8. На електростанції потужністю до 1 МВт розрахункові ВК активної електроенергії дозволено встановлювати лише: для генераторів і трансформаторів власних потреб; для трансформаторів власних потреб та відхідних ліній; у місцях отримання електроенергії для власних потреб та видачі виробленої електроенергії.

1.5.9. Розрахункові ВК активної електроенергії на підстанції потрібно встановлювати:

1) для кожної лінії електропередавання, якщо вона живить окремого споживача, розрахунки з яким здійснюють за показами лічильника, що входить до складу ВК;

2) для ліній електропередавання між двома електропередавальними організаціями – ВК, які обліковують відпущену і отриману електроенергію; за наявності відгалужень від цих ліній до мереж інших електропередавальних організацій – ВК, які обліковують відпущену і отриману електроенергію, на вводах у підстанції цих електропередавальних організацій;

3) на трансформаторах власних потреб;

4) для ліній господарських потреб та/або споживачів, приєднаних до шин власних потреб;

5) для кожного обхідного вимикача або для шиноз'єднувального (міжсекційного) вимикача, використовуваного як обхідний для приєднань, що мають розрахунковий облік, – ВК, який обліковує відпущену і отриману електроенергію.

Для ліній електропередавання напругою 6 кВ і більше у всіх випадках має бути виконано кола обліку, збірки затискачів (див. 1.5.23), а також передбачено місця для встановлення лічильників.

1.5.10. Розрахункові ВК, які передбачено відповідно до 1.5.7 (підпункт 4) і 1.5.9 (підпункт 1), дозволено встановлювати не з боку живлення лінії електропередавання, а на приймальному кінці лінії в споживача у випадках, коли трансформатори струму на електростанціях і підстанціях, які вибрано за струмом КЗ або за характеристиками диференціального захисту шин, не забезпечують необхідної точності вимірювання.

1.5.11. Розрахункові ВК на підстанції, що належить споживачеві, потрібно встановлювати:

1) на вводі (приймальному кінці) лінії електропередавання в розподільний пристрій споживача відповідно до 1.5.10 за відсутності електричного зв'язку з іншою підстанцією енергосистеми або іншого споживача на живильній напрузі;

2) на стороні вищої напруги трансформаторів підстанції споживача за наявності електричного зв'язку з іншою підстанцією електропередавальної організації або наявності іншого споживача на живильній напрузі.

Дозволено встановлювати ВК на стороні нижчої напруги силових трансформаторів у разі, якщо трансформатори струму, які вибрано за струмом короткого замикання або за характеристиками диференціального захисту шин, не забезпечують необхідної точності вимірювання кількості електроенергії, а також у разі, якщо в наявних убудованих трансформаторах струму відсутня обмотка необхідного класу точності.

У разі, якщо встановити додаткові комплекти трансформаторів струму зі сторони нижчої напруги силових трансформаторів для увімкнення розрахункових лічильників неможливо, засоби обліку електроенергії дозволено встановлювати на відхідних лініях електропередавання 6–10 кВ.

Для об'єкта споживача (крім багатоквартирних житлових будинків і населених пунктів) з приєднаною потужністю 150 кВт і більше або середньомісячним споживанням електроенергії понад 50 тис. кВт • год (фактичним за попередні 12 місяців або планованим) передбачають встановлення ЛУЗОД; за наявності на об'єкті двох або більше точок обліку із сумарною приєднаною потужністю понад 150 кВт треба передбачати об'єднання ЛУЗОД в АСОЕ;

3) на стороні середньої та нижчої напруг силових трансформаторів, якщо на стороні вищої напруги застосувати вимірювальні трансформатори не потрібно для інших цілей;

4) на трансформаторах власних потреб, якщо електроенергія, відпущена на власні потреби, не обліковується іншими ВК; при цьому ВК, як правило, встановлюють на стороні нижчої напруги;

5) на межі балансової належності мереж основного споживача і стороннього споживача (субспоживача), якщо від лінії або трансформаторів споживачів

живиться ще сторонній споживач (субспоживач), який перебуває на самостійному балансі.

Окремі площадки вимірювання треба забезпечувати ВК, які дають можливість організувати розрахунковий облік за відповідним тарифом на всій площадці вимірювання.

За наявності в споживача електроустановок різних тарифікаційних груп розрахункові лічильники встановлюють на кожну тарифну групу, а за наявності в споживача струмоприймачів з різними режимами роботи установлюють багатотарифні розрахункові лічильники.

1.5.12. Для споживача, який розраховується за спожиту реактивну електроенергію або має на балансі джерела реактивної енергії, засоби обліку реактивної електроенергії потрібно встановлювати на тих самих елементах схеми, на яких встановлено засоби обліку активної електроенергії.

Якщо споживач може видавати реактивну електроенергію в мережу енергосистеми, то необхідно встановлювати лічильники, які обліковують відпущену і отриману реактивну електроенергію окремо.

ВИМОГИ ДО РОЗРАХУНКОВИХ ЛІЧИЛЬНИКІВ

1.5.13. Кожен установлений розрахунковий лічильник повинен мати на гвинтах, які кріплять кожух лічильника, пломбу з чинним відбитком тавра виробника або повірочної лабораторії, а на затискній кришці – пломбу електропередавальної організації. У разі використання лічильника для розрахунків з кількома юридичними особами на лічильнику допускається встановлювати пломби всіх зацікавлених сторін.

Лічильники та їх кола треба опломбовувати таким чином, щоб забезпечити безперешкодне (без зняття пломб) технічне обслуговування іншого електрообладнання цієї електроустановки.

1.5.14. Облік електроенергії трифазного струму потрібно виконувати трифазними триелементними лічильниками. Облік електроенергії однофазного струму потрібно виконувати однофазними лічильниками безпосереднього увімкнення.

Основний і дублюючий лічильники одного приєднання повинні бути одного класу точності і мати однакові функціональні можливості. Струмові кола основного і дублюючого лічильників, як правило, потрібно приєднувати до різних вторинних обмоток трансформаторів струму і трансформаторів напруги.

Таблиця 1.5.1. **Технічні характеристики лічильників електроенергії**

Напруга, кВ	Приєднана потужність	Наявність функцій інтервального обліку і дистанційного зчитування показів	Клас точності лічильника енергії	
			активної	реактивної
1	2	3	4	5
220–750	Понад 63 МВ • А	Наявні	0,2*S*	2
	До 63 МВ • А	Те саме	0,5*S*	2

Продовження табл. 1.5.1

1	2	3	4	5
110–150	Понад 63 МВ • А	««	0,2*S*	2
	До 63 МВ • А	««	0,5*S*	2
6–35	Понад 1 МВ • А	««	0,5*S*	2
	Від 160 кВ • А до 1 МВ • А	««	1,0	2
	До 160 кВ • А	Згідно з ТУ	1,0	2
0,4	Понад 63 кВ • А	Те саме	1,0	2
	До 63 кВ • А	««	2,0	3

1.5.15. Класи точності і технічні характеристики лічильників електроенергії (розрахункових і технічних) мають бути не гіршими від наведених у табл. 1.5.1.

Лічильники електроенергії, які вмикають через трансформатори напруги, мають здійснювати контроль наявності використовуваних під час обліку напруг і видавати інформацію (сигнал) у разі їх зникнення.

ОБЛІК ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

1.5.16. Класи точності трансформаторів струму і трансформаторів напруги для приєднання розрахункових лічильників електроенергії повинні бути не гіршими від наведених у табл. 1.5.2.

Дозволено використовувати блоки трансформаторів струму-трансформаторів напруги (комбіновані трансформатори), класи точності яких відповідають вимогам табл. 1.5.2.

У разі встановлення дублюючих лічильників трансформатори струму повинні мати не менше двох вторинних обмоток для вимірювання і обліку необхідного класу точності.

Таблиця 1.5.2. **Класи точності трансформаторів струму і трансформаторів напруги**

Напруга, кВ	Приєднана потужність	Клас точності трансформаторів	
		струму	напруги
1	2	3	4
220–750	Понад 50 МВт	0,2*S*	0,2
	До 50 МВт	0,2*S*	0,2
110–150	Понад 50 МВт	0,2*S*	0,2
	До 50 МВт	0,2*S*	0,2

Продовження табл. 1.5.2

1	2	3	4
6–35	Понад 1 МВт	0,5*S*	0,5
	Від 150 кВт до 1 МВт	0,5*S*	0,5
	До 150 кВт	0,5*S*	0,5
0,4	Понад 50 кВт	0,5*S*	–
	До 50 кВт	–	–

Марка, технічні характеристики і заводський номер вимірювального трансформатора мають бути доступними для зчитування; вимірювальний трансформатор треба позначати відповідно до схеми електроустановки.

1.5.17. Дозволено застосовувати трансформатори струму із завищеним коефіцієнтом трансформації (за умов електродинамічної та термічної стійкості або захисту шин), якщо:

– в разі застосування трансформаторів струму класу точності 0,5*S* за максимального навантаження в точці обліку струм у вторинній обмотці трансформатора струму складатиме не менше ніж 40% номінального струму лічильника, а за мінімального навантаження – не менше ніж 5%;

– в разі застосування трансформаторів струму класу точності 0,2*S* і 0,5*S* за максимального навантаження в точці обліку струм у вторинній обмотці трансформатора струму складатиме не менше ніж 20% номінального струму лічильника, а за мінімального навантаження – не менше ніж 1%.

1.5.18. Приєднувати струмові кола основних лічильників до вторинних обмоток трансформаторів струму треба окремо від кіл захисту та електровимірювальних приладів.

Дозволено виконувати спільне приєднання струмових кіл основних лічильників і кіл захисту в разі, якщо окреме їх приєднання потребує встановлення додаткових трансформаторів струму, а спільне приєднання не призводить до зростання похибки вимірювання і забезпечує необхідні характеристики пристроїв релейного захисту.

Використовувати проміжні трансформатори струму для увімкнення розрахункових лічильників заборонено.

1.5.19. Навантаження вторинних обмоток вимірювальних трансформаторів, до яких приєднують лічильники, мають відповідати діапазону значень, для яких унормовано клас точності.

Вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів і лічильники потрібно з'єднувати мідним ізольованим проводом (кабелем).

Переріз і довжину проводів і кабелів у колах напруги розрахункових лічильників потрібно вибирати такими, щоб втрати напруги в цих колах не перевищували:

– 0,12% номінальної напруги – на виводах трансформатора напруги класу точності 0,2*S*;

– 0,25% номінальної напруги – на виводах трансформатора напруги класу точності 0,5*S*.

Для забезпечення цієї вимоги дозволено застосовувати окремі кабелі від трансформаторів напруги до лічильників.

1.5.20. Для приєднання розрахункових лічильників на напругу 110 кВ і вище потрібно встановлювати додаткові трансформатори струму (за відсутності вторинних обмоток для приєднання дублюючих лічильників, для забезпечення роботи лічильників у необхідному класі точності, за умов навантаження на вторинні обмотки тощо).

1.5.21. Для обхідних вимикачів напругою 110 і 220 кВ із вбудованими трансформаторами струму дозволено знижувати клас точності цих трансформаторів струму відносно зазначеного в 1.5.16, але не гірше ніж клас точності 0,5*S*.

Для обхідного вимикача напругою 110 кВ і шиноз'єднувального (міжсекційного) вимикача напругою 110 кВ, який використовують як обхідний, з окремо встановленими трансформаторами струму (які мають не більше трьох вторинних обмоток), дозволено вмикати струмові кола лічильника спільно з колами захисту.

Таке саме увімкнення лічильників дозволено для шиноз'єднувального (міжсекційного) вимикача на напругу 220 кВ, використовуваного як обхідний, з окремо встановленими трансформаторами струму, і на напругу 110–220 кВ із вбудованими трансформаторами струму.

1.5.22. Для живлення кіл лічильників можна застосовувати як однофазні, так і трифазні трансформатори напруги, у тому числі чотири- і п'ятистержневі, які застосовують для здійснення контролю ізоляції.

1.5.23. Кола обліку слід виводити на самостійні збірки затискачів або секції в загальному ряду затискачів. За відсутності збірок затискачів необхідно встановлювати випробувальні блоки.

Затискачі мають забезпечувати закорочування вторинних кіл трансформаторів струму, вимкнення струмових кіл лічильника і кіл напруги в кожній фазі лічильника в разі його заміни або повірки, а також увімкнення еталонного лічильника без від'єднання проводів і кабелів.

Конструкція збірок і коробок затискачів розрахункових лічильників має забезпечувати можливість їх пломбування.

1.5.24. Трансформатор напруги, використовуваний тільки для обліку і захищений на стороні вищої напруги запобіжниками, має бути обладнаним пристроєм контролю цілісності запобіжників, який видає сигнал (світловий, звуковий, телемеханіки).

1.5.25. За декількох систем шин і в разі приєднання кожного трансформатора напруги тільки до своєї системи шин має бути передбачено пристрій для перемикання кіл лічильників кожного приєднання на трансформатори напруги відповідних систем шин.

1.5.26. На підстанціях споживачів конструкція решіток і дверей камер, у яких встановлено запобіжники на стороні вищої напруги трансформаторів напруги, які використовують для розрахункового обліку, має забезпечувати можливість їх пломбування.

Приводи роз'єднувачів трансформаторів напруги, використовуваних для розрахункового обліку, повинні мати пристосування для їх пломбування.

УСТАНОВЛЕННЯ ЛІЧИЛЬНИКІВ І ЕЛЕКТРОПРОВОДКА ДО НИХ

1.5.27. Лічильники потрібно розміщувати в легкодоступних для обслуговування сухих приміщеннях, у вільному і не тісному для роботи місці. Робочий температурний діапазон лічильника має відповідати температурі умов використання протягом року. Лічильники загальнопромислового виконання заборонено встановлювати в приміщенні з агресивним середовищем.

Лічильники дозволено розміщувати в неопалюваних приміщеннях і коридорах розподільчих пристроїв електростанцій і підстанцій, а також у шафах зовнішнього установлення.

1.5.28. Лічильники, призначені для обліку електроенергії, яку виробляють генератори електростанцій, слід розміщувати в приміщеннях із середньою температурою навколишнього повітря від +15 до +25 °С. За відсутності таких приміщень лічильники рекомендовано розміщувати в спеціальних шафах, де зазначену температуру підтримують протягом усього року.

1.5.29. Лічильники треба встановлювати в шафах, камерах комплектних розподільчих пристроїв, на панелях, щитах, у нішах, на стінах, які мають жорстку конструкцію.

Лічильники потрібно кріпити до пластмасових або металевих щитків. Висота від підлоги до коробки затискачів лічильника повинна бути в межах 0,8–1,7 м.

1.5.30. Для розрахункових лічильників, встановлюваних на будівельних конструкціях і панелях, потрібно передбачати шафу (оболонку) відповідного кліматичного виконання або нішу з дверцятами. Відстані між корпусом розрахункового лічильника і стінками та дверцятами мають бути не меншими ніж 0,05 м. Дверцята треба закривати на механічний замок. Конструкція дверцят має забезпечувати можливість їх пломбування, зняття показів лічильника та увімкнення/вимкнення захисного апарата (за наявності) або контроль цілісності запобіжників (у разі їх встановлення) без відкривання дверцят і зняття пломби. Номінальні струми плавких вставок запобіжників і струми уставок спрацьовування захисних апаратів мають відповідати номінальному струму лічильника і значенню дозволеної до використання потужності.

Аналогічні шафи (ніші) потрібно використовувати для спільного розміщування лічильників і трансформаторів струму в разі виконання обліку на стороні нижчої напруги (на вводі у споживача).

Розрахункові лічильники приватних домоволодінь потрібно розміщувати в місцях, доступних для персоналу енергопостачальної компанії. Місце встановлення лічильника повинне бути визначене проектом та погоджене зі споживачем.

У багатоквартирних будинках, як правило, використовують лічильники з дистанційним зчитуванням показів.

1.5.31. Конструкції та розміри шаф, оболонок, ніш, щитків тощо мають забезпечувати зручний доступ до затискачів лічильників і трансформаторів струму. Крім того, має бути забезпечено можливість зручної заміни лічильника та установлення його з допустимим кутом нахилу (не більше ніж 3 градуси для індукційних лічильників класу точності 2*S* і 0,5 градуса для індукційних лічильників класу точності 0,5*S*). Конструкція кріплення має також забезпечувати можливість установлення і знімання лічильника з лицьового боку.

1.5.32. У електропроводці до лічильників заборонено виконувати з'єднання, окрім передбачених 1.5.23. На пристроях (кришках), які закривають первинні і вторинні кола засобів обліку, кришках кнопок управління комутаційних апаратів та автоматичних вимикачів, установлених у цих колах, кришках на збірках і колодках затискачів ліній зв'язку АСОЕ (ЛУЗОД) та в інших місцях, які унеможливлюють доступ до струмовідної частини схеми обліку, треба передбачати можливість встановлення пломб.

1.5.33. Електропроводка до лічильників має відповідати вимогам цих Правил.

1.5.34. Перерізи проводів і кабелів, які приєднують до лічильників, повинні відповідати вимогам 3.4.4 (див. також 1.5.19), якщо інше не передбачено заводом-виробником в експлуатаційній документації.

1.5.35. Під час монтажу електропроводки для приєднання лічильників безпосереднього увімкнення біля лічильників необхідно залишати кінці проводів завдовжки не менше ніж 120 мм. Ізоляція або оболонка нейтрального провідника на довжині 100 мм перед лічильником мають відрізнятися забарвленням від ізоляції (оболонки) фазних проводів.

1.5.36. Для безпечного встановлення і заміни лічильників у мережах напругою до 380 В потрібно передбачати можливість вимкнення лічильника за допомогою встановленого до нього на відстані, не більшій ніж 10 м, комутаційного апарата або запобіжників. Зняття напруги треба передбачати з усіх фаз, які приєднують до лічильника.

Трансформатори струму, які використовують для приєднання лічильників на напругу до 380 В, потрібно встановлювати після комутаційних апаратів у напрямку потоку потужності.

1.5.37. Заземлення лічильників, трансформаторів струму і трансформаторів напруги слід виконувати відповідно до вимог глави 1.7 цих Правил.

1.5.38. Марка, технічні характеристики, заводський номер і тавра, що є на корпусі лічильника, мають бути доступними до зчитування.

За наявності на об'єкті декількох приєднань з окремим обліком електроенергії на панелі лічильників треба наносити маркування відповідно до однолінійної схеми електропостачання та розрахункові коефіцієнти приєднань.

ТЕХНІЧНИЙ ОБЛІК

1.5.39. На електростанціях з агрегатами (блоками), не обладнаними АСОЕ, слід установлювати стаціонарні ВК або застосовувати інвентарні переносні ВК технічного обліку в системі ВП для можливості виконання розрахунків техніко-економічних показників. При цьому ВК активної електроенергії потрібно встановлювати в колах електродвигунів, які живляться від шин розподільчого пристрою основної напруги (вище 1 кВ) власних потреб, і в колах усіх трансформаторів, які живляться від цих шин.

1.5.40. На електростанціях з поперечними зв'язками (які мають загальний паропровід) потрібно передбачати установлення ВК технічного обліку активної електроенергії на стороні генераторної напруги підвищувальних трансформаторів.

1.5.41. Вимірювальні комплекси активної електроенергії для технічного обліку треба установлювати на підстанціях напругою 35 кВ і вище електропереда-

вальних організацій: на сторонах середньої та нижчої напруг силових трансформаторів; на кожній відхідній лінії електропередавання напругою 6 кВ і вище, яка знаходиться на балансі електропередавальної організації.

1.5.42. На підприємствах треба передбачати установлення стаціонарних або застосування інвентарних переносних ВК для контролю за дотриманням лімітів витрат електроенергії цехами, технологічними лініями, окремими енергоємними агрегатами, для визначення витрат електроенергії на одиницю продукції або напівфабрикату.

Дозволено встановлювати ВК технічного обліку на вводі підприємства, якщо розрахунковий облік із цим підприємством виконують за допомогою лічильників, які встановлено на підстанціях або електростанціях енергосистем.

1.5.43. Засоби вимірювальної техніки технічного обліку на підприємствах (лічильники і вимірювальні трансформатори) мають знаходитися у віданні користувачів. Вимоги до пломбування лічильників технічного обліку визначають виключно їх користувачі.

АВТОМАТИЗОВАНИЙ ОБЛІК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

1.5.44. Автоматизацію обліку електричної енергії потрібно передбачати за допомогою ЛУЗОД та/або АСОЕ. Характеристики лічильників мають відповідати вимогам 1.5.15 і нормативних документів, наведених у 1.5.2. Додаткові вимоги щодо АСОЕ наведено в розділі 3 цих Правил.

1.5.45. Проект улаштування ЛУЗОД та/або АСОЕ для електроустановок споживача потрібно виконувати відповідно до технічного завдання, яке розробляють згідно з технічними умовами електропередавальної організації з урахуванням технічних рекомендацій.

Технічні рекомендації, як правило, включають відомості щодо:

– переліку даних, які передають до електропередавальної організації;
– протоколу передачі даних;
– переліку місць установлення засобів обліку;
– переліку місць установлення комунікаційного обладнання;
– параметрів каналів зв'язку, які будуть застосовуватись для зчитування даних з ЛУЗОД або обміну даними з АСОЕ споживача;
– апаратного та програмного інтерфейсу лічильників;
– граничних показників похибки вимірювання обсягу (кількості) електричної енергії;
– граничних показників розсинхронізації часу;
– алгоритму приведення даних вимірювань з лічильників до даних, які будуть використовувати для проведення комерційних розрахунків;
– умов спільного використання ЛУЗОД.

Розроблення та погодження технічного завдання на проектування ЛУЗОД та/або АСОЕ виконують відповідно до вимог чинних стандартів України, ПКЕЕ, цих Правил та інших нормативних документів щодо улаштування АСОЕ.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 20.06.2014 р. № 469

ГЛАВА 1.6
ВИМІРЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ВЕЛИЧИН

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.6.1. Вимоги цієї глави поширюються на вимірювання електричних величин (напруги, струму, потужності, частоти) у колах електроустановок, яке здійснюють за допомогою стаціонарних засобів вимірювальної техніки (показуючих, реєструючих приладів, вимірювальних перетворювачів тощо).

Правила не поширюють на лабораторні вимірювання і на вимірювання, здійснювані за допомогою переносних приладів.

Вимірювання неелектричних величин, а також інших електричних величин, які потрібні у зв'язку з особливостями технологічного процесу або основного устаткування, але які не регламентовано цією главою, виконують на підставі відповідних нормативних документів.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

У цій главі вжито терміни, визначені в законах і нормативних документах України, які стосуються електроенергетики та електротехніки.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

1.6.2. Усі засоби вимірювальної техніки електричних величин необхідно повіряти, калібрувати або проводити їх метрологічну атестацію в установленому порядку. Необхідно застосовувати засоби вимірювальної техніки, внесені до державного реєстру засобів вимірювальної техніки України, або ті, що пройшли метрологічну атестацію. Вони мають задовольняти таким основним вимогам:

– клас точності щитових вимірювальних приладів безперервного вимірювання має бути не гірше 1,5 (допускається застосовувати щитові вимірювальні прилади класу точності 2,5, якщо за їх допомогою не здійснюють безперервний контроль технологічного режиму роботи устаткування), вимірювальних приладів – не гірше 0,5;

– класи точності вимірювальних шунтів, додаткових резисторів, вимірювальних трансформаторів і перетворювачів мають бути не гірше класів точності, наведених у табл. 1.6.1;

– межі вимірювання приладів необхідно вибирати з урахуванням можливих найбільших відхилень вимірюваних величин від номінальних значень;

– прилади, що мають електроживлення тільки від зовнішнього незалежного джерела (без вбудованого в прилад додаткового незалежного джерела) необхідно обладнувати сигналізацією про зникнення цього електроживлення.

Таблиця 1.6.1. **Класи точності засобів вимірювальної техніки**

Клас точності			
приладу	шунта, додаткового резистора	вимірювального перетворювача	вимірювального трансформатора
0,5	0,2	0,2	0,2 (допускається 0,5)
1,0	0,5	0,5	0,5
1,5	0,5	0,5	0,5
1,5 (2,5) (див.1.6.2)	0,5	1,0	1,0

1.6.3. Установлювати засоби вимірювальної техніки, як правило, необхідно в пунктах, звідки здійснюють управління або періодичний контроль технологічного режиму роботи обладнання.

На підстанціях і гідроелектростанціях без постійного чергування виробничого (електротехнічного) персоналу стаціонарні показуючі засоби вимірювальної техніки допускається не встановлювати. При цьому необхідно передбачати:

– установлення засобів вимірювальної техніки з можливістю автоматичної або за «викликом» передавання необхідних параметрів каналами телекомунікацій на диспетчерський пункт вищого рівня;

– місця для приєднання переносних засобів вимірювальної техніки виробничим (електротехнічним) персоналом.

1.6.4. Вимірювання на лініях електропередавання (ЛЕП) напругою 330 кВ і вище, а також на генераторах і силових трансформаторах необхідно здійснювати безперервно.

На генераторах і силових трансформаторах гідроелектростанцій допускається здійснювати вимірювання періодично за допомогою засобів централізованого контролю.

Допускається здійснювати вимірювання «за викликом» на спільний для декількох приєднань (за винятком зазначених у першому абзаці) комплект показуючих засобів вимірювальної техніки, а також застосовувати інші засоби централізованого контролю.

1.6.5. У разі встановлення реєструючих засобів вимірювальної техніки у оперативному контурі пункту управління, показуючі засоби вимірювальної техніки для безперервного вимірювання тих самих величин допускається не встановлювати.

ВИМІРЮВАННЯ СТРУМУ

1.6.6. Струм необхідно вимірювати в колах усіх напруг, де це необхідно для систематичного контролю технологічного процесу або устаткування.

1.6.7. Постійний струм необхідно вимірювати в колах:

– генераторів постійного струму і силових перетворювачів;

– акумуляторних батарей, зарядних, підзарядних і розрядних пристроїв;

– збудження синхронних генераторів, компенсаторів, а також електродвигунів із регульованим збудженням;

– електродвигунів приводу живлення подачі палива;

– електродвигунів аварійних маслонасосів змащування турбоагрегатів;

– електродвигунів аварійних маслонасосів ущільнення валів турбогенераторів.

Засоби вимірювальної техніки постійного струму повинні мати індикацію щодо напрямку перетікання струму або двосторонні шкали, якщо можлива зміна напрямку струму.

1.6.8. У колах змінного трифазного струму слід, як правило, вимірювати струм однієї фази.

Струм кожної фази необхідно вимірювати в колах:

– синхронних, асинхронизованих генераторів, компенсаторів незалежно від потужності;

– ліній електропередавання з пофазним керуванням вимикачем;

– ліній електропередавання з поздовжньою компенсацією і ліній електропередавання, для яких передбачається можливість тривалої роботи в неповнофазному режимі.

В обґрунтованих випадках може бути передбачено вимірювання струму кожної фази ЛЕП напругою 330 кВ і вище з трифазним управлінням вимикачем;

– установок, які працюють із несиметрією навантажень по фазах (наприклад, електродугові печі, електротермічні, електрозварювальні установки тощо).

1.6.9. Реєстрацію струму необхідно здійснювати:

– на одній із фаз статора генератора потужністю 12 МВт і більше;

– на одній із фаз статора синхронного компенсатора потужністю 25 МВАр і більше;

– ротора генераторів із безпосереднім охолодженням 12 МВт і більше;

– на одній із фаз ЛЕП напругою від 220 кВ до 500 кВ електростанцій і трьох фаз ЛЕП напругою 750 кВ.

ВИМІРЮВАННЯ НАПРУГИ

1.6.10. Напругу, як правило, вимірюють:

– на секціях збірних шин постійного і змінного струму, які можуть працювати окремо, а також на ЛЕП у разі відсутності збірних шин розподільчих пристроїв підстанцій (схеми «місток», «блок лінія-трансформатор», «чотирикутник», «розширений чотирикутник» тощо).

Допускається встановлювати один засіб вимірювальної техніки із перемиканням на декілька точок вимірювання.

На підстанціях допускається вимірювати напругу тільки на боці нижчої напруги, якщо встановлювати трансформатор напруги на боці вищої напруги не має потреби для інших цілей;

– у колах генераторів постійного і змінного струму, синхронних компенсаторів, а також в окремих випадках у колах агрегатів спеціального призначення. У разі автоматизованого пуску генераторів або інших агрегатів установлювати на них засіб вимірювальної техніки для безперервного вимірювання напруги не обов'язково;

– у колах збудження синхронних машин потужністю 1 МВт і більше. У колах збудження гідрогенераторів вимірювати напругу не обов'язково;

– на боці нижчої або середньої напруги автотрансформаторів 330 кВ і вище з регулюванням напруги в нейтралі для можливості контролю перезбудження магнітопроводу;

– у колах силових перетворювачів, акумуляторних батарей, зарядних і підзарядних пристроїв;

– у колах установок, які працюють із несиметрією навантажень по фазах (наприклад, електродугові печі, електротермічні, електрозварювальні установки тощо).

1.6.11. У трифазних мережах вимірюють, як правило, одну міжфазну напругу. У мережах напругою вище 1 кВ з ефективно заземленою нейтраллю для контролю справності кіл напруги допускається вимірювати три міжфазні напруги за допомогою одного засобу вимірювальної техніки (із перемиканням).

1.6.12. Клас точності щитових засобів вимірювальної техніки безперервного вимірювання на збірних шинах напругою 110 кВ і вище електростанцій і підстанцій, які є вузловими в енергосистемі (у частині ведення режиму), має бути не гірше 1,0.

1.6.13. На збірних шинах напругою 110 кВ і вище електростанцій і підстанцій, які є вузловими в енергосистемі (у частині ведення режиму), на блочних синхронних та асинхронизованих генераторах потужністю 12 МВт і більше, синхронних компенсаторах потужністю 25 МВАр і більше необхідно реєструвати значення однієї міжфазної напруги (або відхилення напруги від заданого значення).

КОНТРОЛЬ ІЗОЛЯЦІЇ

1.6.14. У мережах змінного струму напругою вище 1 кВ з ізольованою, компенсованою і/або заземленою нейтраллю через резистор, у мережах змінного струму напругою до 1 кВ з ізольованою нейтраллю, як правило, необхідно здійснювати автоматичний контроль ізоляції, що діє на сигнал у разі зниження опору ізоляції однієї з фаз нижче заданого значення, з наступним контролем асиметрії напруги за допомогою показуючого засобу вимірювальної техніки (із перемиканням).

У мережах постійного струму з ізольованими полюсами або з ізольованою середньою точкою, як правило, необхідно здійснювати автоматичний контроль ізоляції, що діє на сигнал у разі зниження опору ізоляції одного з полюсів нижче заданого значення, з наступним контролем асиметрії напруги за допомогою показуючого засобу вимірювальної техніки (із перемиканням).

У мережах об'єднаного силового та оперативного постійного струму з ізольованими полюсами електростанцій і підстанцій, як правило, здійснюють автоматичний контроль ізоляції, що діє на сигнал у разі зниження опору ізоляції одного з полюсів нижче заданого значення і вимірювання напруги між кожним з полюсів і «землею», а також між полюсами.

Необхідно здійснювати контроль ізоляції шляхом періодичних вимірювань напруг з метою візуального контролю асиметрії напруг.

На підстанціях напругою 330 кВ і вище необхідно реєструвати напругу полюсів акумуляторної батареї, при цьому максимальне значення напруги полюсів батареї відносно «землі» необхідно брати орієнтовно $1{,}5U_{\text{АК.БАТ}}$.

ВИМІРЮВАННЯ ПОТУЖНОСТІ

1.6.15. Потужність необхідно вимірювати в колах:

– генераторів – активну і реактивну. На електростанціях із установленою потужністю 200 МВт і більше необхідно також вимірювати і сумарну активну потужність. Рекомендовано вимірювати сумарну активну потужність електростанцій із установленою потужністю меншою ніж 200 МВт, за необхідності автоматичного передавання цього параметра на вищий рівень оперативного управління;

– на генераторах, якщо вони працюють у блоці з трансформатором – активну і реактивну.

Клас точності щитових показуючи засобів вимірювальної техніки на генераторах потужністю 100 МВт і більше має бути не гірше 1,0;

– конденсаторних батарей потужністю 25 МВАр і більше та синхронних компенсаторів – реактивну;

– трансформаторів і ЛЕП напругою 6 кВ і вище, що живлять власні потреби теплових електростанцій – активну;

– підвищувальних двообмоткових трансформаторів електростанцій – активну і реактивну;

– триобмоткових підвищувальних трансформаторів (або автотрансформаторів із використанням обмотки нижчої напруги) – активну і реактивну. Активну і реактивну потужності необхідно вимірювати на боці середньої і нижчої напруг;

– знижувальних трансформаторів напругою 220 кВ і вище – активну і реактивну потужності, напругою 110–150 кВ – активну потужність. Активну і реактивну потужність необхідно вимірювати на боці середньої і нижчої напруг;

– на підстанціях напругою від 110 кВ до 220 кВ без вимикачів на боці вищої напруги потужність допускається не вимірювати. При цьому необхідно передбачати місця для приєднання контрольних показуючих або реєструючих засобів вимірювальної техніки;

– ЛЕП напругою 110 кВ і вище з двостороннім живленням – активну і реактивну;

– ЛЕП напругою від 110 кВ до 220 кВ підстанцій за схемою «мостик» (за наявності щита управління) – активну та реактивну;

– обхідних вимикачів – активну та реактивну.

1.6.16. У разі встановлення щитових показуючих засобів вимірювальної техніки у колах, у яких напрямок потужності може змінюватися, ці засоби вимірювальної техніки повинні мати індикацію щодо напрямку перетікання потужностей або двосторонню шкалу. Клас точності цих засобів вимірювальної техніки має бути не гірше 1,0, а вимірювальних перетворювачів – не гірше 0,5.

1.6.17. На інших елементах підстанцій, де для періодичного контролю режимів мережі необхідно вимірювати перетікання активної та реактивної потужностей, необхідно передбачати можливість приєднання контрольних переносних засобів вимірювальної техніки.

1.6.18. Реєстрацію потужності необхідно здійснювати:

– на генераторах потужністю 60 МВт і більше – активну та реактивну;

– на електростанціях із установленою потужністю 200 МВт і більше – сумарну активну.

ВИМІРЮВАННЯ ЧАСТОТИ

1.6.19. Вимірювання частоти необхідно здійснювати:

– на кожній секції шин генераторної напруги;

– на кожному генераторі блочної електростанції;

– на кожній системі (секції) шин вищої напруги електростанції;

– у вузлах можливого поділу енергосистеми на несинхронно працюючі частини.

1.6.20. Реєстрацію частоти або її відхилення від заданого значення необхідно здійснювати:

– на електростанціях із установленою потужністю 200 МВт і більше;

– на електростанціях із установленою потужністю 6 МВт і більше, які працюють ізольовано.

1.6.21. Абсолютна похибка реєструючих частотомірів на електростанціях, які беруть участь у регулюванні потужності, має бути не гірше ±0,1 Гц.

ВИМІРЮВАННЯ ПРИ СИНХРОНІЗАЦІЇ

1.6.22. Для вимірювань у разі точної (ручної або напівавтоматичної) синхронізації необхідно передбачати такі засоби вимірювальної техніки: два вольтметри (або подвійний вольтметр), два частотоміри (або подвійний частотомір), синхроноскоп.

РЕЄСТРАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ВЕЛИЧИН В АВАРІЙНИХ РЕЖИМАХ

1.6.23. Для автоматичної реєстрації аварійних і аномальних процесів у електричній частині енергосистеми на всіх нововведених і реконструйованих об'єктах необхідно передбачати цифрові багатоканальні реєстратори аварійних сигналів (РАС) з аналоговими і дискретними входами, реєстрацією передаварійного режиму і можливістю автоматичного передавання даних каналами телекомунікацій, у тому числі окремих або вбудованих у пристрої захисту на мікропроцесорах.

Розстановку реєстраторів аварійних сигналів на об'єктах енергогенеруючих, енергопостачальних компаній, а також вибір електричних параметрів, які ними реєструють, як правило, слід здійснювати за погодженням із об'єднаною енергетичною системою України (електроенергетичними системами) та відповідно до рекомендацій, наведених у табл. 1.6.2 і 1.6.3, які також необхідно коригувати з урахуванням можливостей цифрової техніки.

Кількість сигналів, що реєструється реєстраторами аварійних подій, вибирають залежно від схеми об'єкта.

Вибір кількості реєстраторів має бути пов'язаним з необхідністю резервування запису певних параметрів у разі виведення одного з РАС.

За погодженням із об'єднаною енергетичною системою України (електроенергетичними системами) енергогенеруючі та енергопостачальні компанії можуть передбачати додаткове встановлення реєструючих засобів вимірювальної техніки з прискореним записом у разі аварії (для реєстрації необхідних додаткових електричних параметрів, не контрольованих за допомогою реєстраторів аварійних сигналів енергосистемою).

Таблиця 1.6.2. **Рекомендації щодо розстановки реєстраторів аварійних сигналів на об'єктах електроенергосистем**

Напруга розподільчого пристрою, кВ	Схема розподільчого пристрою	Кількість ліній, підключених до секції (системи шин) розподільчого пристрою	Кількість установлюваних реєстраторів аварійних сигналів
1	2	3	4
750	Будь-яка	Будь-яка	Один для кожної лінії
500	–»–	Одна або дві	Один для кожної лінії
500	–»–	Три або більше	Один для кожної лінії (переважно хоча б на одній з ліній із записом передаварійного режиму)
330	–»–	Одна	Не встановлюється
330	–»–	Дві або більше	Один для кожної лінії
220 (150)	Із секціями або системами шин	Одна або дві на кожну секцію або робочу систему шин	Один для двох секцій або робочих систем шин
220 (150)	Те саме	Три або чотири на кожну секцію або робочу систему шин	Один для кожної секції або робочої системи шин
220 (150)	–»–	П'ять або більше на кожну секцію або робочу систему шин	Один-два для кожної секції або робочої системи шин з одним пусковим пристроєм
220 (150)	Полуторна або «багатокутник»	Три або більше	Один для трьох-чотирьох ліній або для кожної системи шин
220 (150)	Без вимикачів 220 кВ або з одним вимикачем	Одна або дві	Не встановлюється
220 (150)	«Трикутник», «чотирикутник», «місток»	Те саме	Допускається установлювати один реєстратор аварійних сигналів, якщо на протилежних кінцях ліній 220 кВ немає реєстраторів аварійних сигналів або підстанції на протилежних кінцях ліній мають іншого власника

Продовження табл. 1.6.2

1	2	3	4
110	Із секціями або системами шин	Одна-три на кожну секцію або систему шин	Один для двох секцій або робочих систем шин
110	Те саме	Чотири-шість на кожну секцію або робочу систему шин	Один для кожної секції або робочої системи шин
110	–»–	Сім або більше на кожну секцію або робочу систему шин	Один для кожної секції або робочої системи шин. Допускається установлювати два реєстратори аварійних сигналів для кожної секції або робочої системи шин
110	Без вимикачів на боці ліній 110 кВ, за схемами «місток», «трикутник», «чотирикутник»	Одна або дві	Не встановлюється

Таблиця 1.6.3. **Рекомендації щодо вибору електричних параметрів реєстраторів аварійних сигналів**

Напруга розподільного пристрою, кВ	Параметри, рекомендовані для реєстрації аварійних сигналів
750, 500, 330	Фазна напруга трьох фаз ліній. Напруга і струм нульової послідовності ліній. Струми двох або трьох фаз ліній. Струм підсилювача потужності, струм приймання високочастотного приймача і положення контактів вихідного проміжного реле високочастотного захисту
220, 110	Фазна напруга і напруга нульової послідовності секції або робочої системи шин. Струми нульової послідовності ліній, приєднаних до секції або робочої системи шин. Фазні струми (двох або трьох фаз) найбільш відповідальних ліній. Струми приймання високочастотних приймачів диференціально-фазних захистів міжсистемних ліній електропередавання

1.6.24. На електричних станціях (блок-станціях), що належать споживачам і мають зв'язок з енергосистемою через ЛЕП напругою 110 кВ, на кожній системі шин напругою 110 кВ необхідно передбачати цифрові багатоканальні реєстратори аварійних сигналів, які використовують для аналізу роботи релейного захисту, автоматики і телемеханіки та визначення місць пошкоджень на лініях. Ці реєстратори, як правило, повинні реєструвати напруги (фазні і нульової послідовності) відповідної системи шин, струми генераторів за потужності 100 МВт і більше (блок генератор-трансформатор) та ЛЕП (фазні і нульової послідовності), які зв'язують блок-станцію з системою. Перелік реєстрованих параметрів погоджує енергосистема.

1.6.25. На енергооб'єктах напругою 110 кВ і вище необхідно реєструвати напругу від усіх вимірювальних ТН, встановлених на енергооб'єкті, а саме:

– фазні напруги U_A, U_B, U_C від обмотки, включеної по схемі «зірка»;

– напруги нульової послідовності від обмотки, включеної по схемі «розімкнений трикутник».

При наявності на ЛЕП напругою 750 кВ двох ТН повинна реєструватися напруга від обох ТН.

На енергооб'єктах напругою 330 кВ і вище необхідно реєструвати фазні струми I_A, I_B, I_C і струми нульової послідовності $3I_0$ всіх приєднань напругою 110 кВ і вище.

Для приєднань, що мають два вимикачі, необхідно реєструвати струми в кожному вимикачеві.

При наявності на ЛЕП шунтуючих реакторів необхідно реєструвати струми шунтуючого реактора.

При наявності на ЛЕП лінійних трансформаторів струму необхідно реєструвати струми ЛЕП.

1.6.26. Вимоги до живлення реєстраторів аварійних подій.

Для забезпечення безперебійного живлення всі реєстратори аварійних подій повинні бути розраховані на живлення від двох гальванічно не зв'язаних мереж первинного електроживлення:

– від мережі однофазного змінного струму частотою 50 Гц та мережі постійного струму напругою 220 В – для енергооб'єктів з однією акумуляторною батареєю;

– для енергоб'єктів, де встановлено дві акумуляторні батареї, живлення реєстраторів виконувати від двох акумуляторних батарей.

1.6.27. Для реєстрації дії пристроїв протиаварійної системної автоматики, релейного захисту та роботи телемеханіки на всіх нововведених і реконструйованих об'єктах додатково необхідно передбачати цифрові багатоканальні реєстратори аварійних сигналів. Розстановку цих реєстраторів і вибір параметрів, які ними реєструють, необхідно передбачати в проектах протиаварійної системної автоматики.

1.6.28. Для визначення місць пошкоджень на ЛЕП напругою 110 кВ і вище довжиною понад 20 км необхідно передбачати прилади для дистанційного визначення місць пошкоджень. Реєстратори необхідно підключати до обмоток трансформаторів струму класу 10Р (5Р).

Рекомендовано використовувати можливості визначення місць пошкодження на ЛЕП в реєстраторах аварійних сигналів.

1.6.29. На ЛЕП напругою 6–10 кВ рекомендовано встановлювати фіксуючі прилади:

– амперметри;

– вольтметри;

– покажчики місць пошкоджень, що реагують на струм і напругу зворотної послідовності і за якими визначають місце пошкодження на лініях.

1.6.30. На боці вищої напруги підстанції для визначення місць пошкоджень на ЛЕП напругою від 330 кВ до 750 кВ і на ЛЕП напругою 220 кВ, у разі наявності не менше двох ЛЕП напругою 220 кВ довжиною понад 100 км без відгалужень або довжиною її ділянки до першого відгалуження понад 80 км необхідно передбачати автоматичні імпульсні шукачі місць пошкоджень.

1.6.31. Для визначення місць пошкоджень ЛЕП напругою 220 кВ, які розташовані в зоні скельних порід, або ЛЕП з важкодоступними трасами у гірській або болотистій місцевості необхідно передбачати автоматичні імпульсні шукачі місць пошкоджень.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 20.06.2014 р. № 469

ГЛАВА 1.7
ЗАЗЕМЛЕННЯ І ЗАХИСНІ ЗАХОДИ ВІД УРАЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИМ СТРУМОМ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.7.1. Ця глава Правил поширюється на електроустановки змінного і постійного струму, призначені для виробництва, перетворення, трансформації, передавання та розподілу електроенергії нового будівництва, а також тих, які реконструюють або технічно переоснащують.

Вимоги цієї глави можуть також поширюватися на діючі електроустановки з метою підвищення їх електробезпеки.

Заходи від ураження електричним струмом в електроустановках напругою до 1 кВ будинків і споруд (житлових, адміністративно-побутових, громадських, цехових тощо) регламентуються ДБН В.2.5-27-2006 «Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд», якщо вони не понижують рівня вимог щодо безпеки, які наведені в цій главі.

1.7.2. Щодо заходів від ураження електричним струмом електроустановки поділяють:

– на електроустановки напругою до 1 кВ в електричних мережах із глухозаземленою нейтраллю;

– на електроустановки напругою до 1 кВ в електричних мережах з ізольованою нейтраллю;

– на електроустановки напругою понад 1 кВ в електричних мережах з ізольованою, компенсованою або (і) заземленою через резистор нейтраллю;

– на електроустановки напругою понад 1 кВ в електричних мережах із глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю.

Примітка. Вимоги цієї глави до електроустановок напругою до 1 кВ стосуються також електроустановок напругою до 1,5 кВ постійного та випрямленого струму, змінна складова якого не перевищує 10% діючого значення.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, які вжито в цій главі, та визначення позначених ними понять:

1.7.3. Ураження електричним струмом (англ. еквівалент «electric shock»).

Патофізіологічний стан, спричинений проходженням електричного струму через тіло людини або тварини.

1.7.4. Електрична мережа з ефективно заземленою нейтраллю.

Трифазна електрична мережа напругою понад 1 кВ, в якій коефіцієнт замикання на землю не перевищує 1,4.

Коефіцієнт замикання на землю в трифазній мережі.

Відношення різниці потенціалів між неушкодженою фазою і землею в точці замикання на землю другої або двох інших фаз до різниці потенціалів між фазою і землею в цій точці до замикання.

1.7.5. Глухозаземлена нейтраль.

Нейтраль генератора або трансформатора, приєднана до заземлювального пристрою безпосередньо або через малий опір (наприклад, через трансформатори струму). Глухозаземленим може бути також вивід джерела однофазного струму або полюс джерела постійного струму у двопровідних мережах, а також середня точка джерела в трипровідних мережах змінного і постійного струму.

Середня точка.

Спільна точка між двома симетричними елементами електричного кола, протилежні кінці яких приєднано до різних лінійних провідників того самого кола.

Лінійний (фазний) провідник.

Провідник, який у нормальному режимі роботи електроустановки перебуває під напругою і використовується для передавання і розподілу електричної енергії, але не є провідником середньої точки або нейтральним провідником.

1.7.6. Ізольована нейтраль.

Нейтраль генератора або трансформатора, не приєднана до заземлювального пристрою або приєднана до нього через прилади сигналізації, вимірювання, захисту, заземлювальні дугогасні реактори і подібні до них пристрої, що мають великий опір.

Компенсована нейтраль.

Нейтраль генератора або трансформатора, приєднана до заземлювального пристрою через дугогасні реактори для компенсації ємнісного струму в мережі з ізольованою нейтраллю під час однофазних замикань на землю.

Заземлена через резистор нейтраль.

Нейтраль генератора або трансформатора в мережі з ізольованою або компенсованою нейтраллю, приєднана до заземлювального пристрою через резистор, наприклад, для захисту мережі від перенапруг або (і) виконання селективного захисту в разі замикання на землю.

1.7.7. Провідна частина.

Будь-яка частина, яка має властивість проводити електричний струм.

1.7.8. Провідник.

Провідна частина, призначена для проведення електричного струму певного значення.

1.7.9. Струмовідна частина.

Провідник або провідна частина, що перебуває в процесі її нормальної роботи під напругою, включаючи нейтральний провідник, але не *PEN*-провідник.

Небезпечна струмовідна частина.

Струмовідна частина, яка за певних умов може спричинювати небезпечне ураження електричним струмом.

1.7.10. Відкрита провідна частина.

Провідна частина електроустановки, доступна для дотику, яка в процесі роботи не перебуває під робочою напругою, але може опинитися під напругою в разі пошкодження ізоляції струмовідних частин (наприклад, корпуси електрообладнання тощо).

1.7.11. Стороння провідна частина.

Провідна частина, яка не є частиною електроустановки, здатна виносити електричний потенціал, як правило, електричний потенціал локальної землі (наприклад, рейки під'їзних колій, будівельні металоконструкції, металеві труби і оболонки комунікацій тощо).

1.7.12. Прямий дотик.

Електричний контакт людей або тварин із струмовідними частинами, що перебувають під напругою, або наближення до них на небезпечну відстань.

Електричний контакт.

Стан двох або більше провідних частин, які дотикаються одна до одної випадково або навмисно і утворюють єдину безперервну провідну частину.

1.7.13. Непрямий дотик.

Електричний контакт людей або тварин з відкритою провідною частиною, яка опинилася під напругою внаслідок пошкодження ізоляції.

1.7.14. Основний захист.

Захист, який запобігає ураженню електричним струмом за відсутності пошкодження ізоляції.

1.7.15. Захист за наявності пошкодження (у разі непрямого дотику).

Захист, який запобігає ураженню електричним струмом у разі одиничного пошкодження ізоляції.

1.7.16. Заземлювач.

Провідна частина (провідник) або сукупність з'єднаних між собою провідних частин (провідників), які перебувають в електричному контакті із землею безпосередньо або через проміжне провідне середовище, наприклад, бетон.

1.7.17. Штучний заземлювач.

Заземлювач, який спеціально виконують з метою заземлення.

1.7.18. Природний заземлювач.

Провідна частина, яка крім своїх безпосередніх функцій одночасно може виконувати функції заземлювача (наприклад, арматура фундаментів та інженерних комунікацій будівель і споруд, підземна частина металевих і залізобетонних опор ПЛ тощо).

1.7.19. Електрично незалежний заземлювач (незалежний заземлювач).

Заземлювач, розташований на такій відстані від інших заземлювачів, що струми розтікання з них суттєво не впливають на електричний потенціал незалежного заземлювача.

1.7.20. Заземлювальний провідник.

Провідник, який з'єднує заземлювач з визначеною точкою системи або електроустановки чи обладнання.

1.7.21. Заземлювальний пристрій.

Сукупність електрично з'єднаних між собою заземлювача і заземлювальних провідників, включаючи елементи їх з'єднання.

1.7.22. Заземлення.

Виконання електричного з'єднання між визначеною точкою системи, установки або обладнання і заземлювальним пристроєм.

Захисне заземлення.

Заземлення точки чи точок системи, установки або обладнання з метою забезпечення електробезпеки.

Примітка. У більш широкому розумінні поняття «заземлення» означає виконання електричного з'єднання між точкою системи, установки або обладнання і локальною землею (див. 1.7.31). З'єднання з локальною землею може бути навмисним, ненавмисним і випадковим, а також постійним або тимчасовим.

Функціональне (робоче) заземлення.

Заземлення точки чи точок системи, установки або обладнання, не пов'язане з електробезпекою (наприклад, для забезпечення електромагнітної сумісності).

1.7.23. Захисний провідник (*PE*-провідник, від англ. «*protective earthing*» – захисне заземлення).

Провідник, призначений для забезпечення захисту від ураження електричним струмом у випадку пошкодження ізоляції (наприклад, провідник для з'єднання відкритих провідних частин із заземлювачем, заземлювальним провідником, іншими відкритими провідними частинами, сторонніми провідними частинами, заземленою струмовідною частиною, глухозаземленою нейтральною точкою джерела живлення тощо).

Захисний заземлювальний провідник.

Заземлювальний провідник, призначений для захисного заземлення.

Провідник системи зрівнювання (вирівнювання) потенціалів.

Захисний провідник, призначений для захисного зрівнювання (вирівнювання) потенціалів.

1.7.24. Нейтральний провідник (*N*-провідник).

Провідник в електроустановках напругою до 1 кВ, електрично з'єднаний з нейтральною точкою джерела живлення, який використовують для розподілу електричної енергії.

Нейтральна точка (джерела живлення).

Спільна точка з'єднаної в зірку багатофазної системи або заземлена точка однофазної системи.

Провідник середньої точки (*M*-провідник).

Провідник в електроустановках напругою до 1 кВ, електрично з'єднаний з середньою точкою джерела живлення, який використовують для розподілу електричної енергії.

1.7.25. *PEN*-провідник.

Провідник в електроустановках напругою до 1 кВ, який поєднує в собі функції захисного (*PE*-) і нейтрального (*N*-) провідників.

Примітка. Терміни «нейтральний» і «захисний» провідники в системі TN є синонімами відповідних термінів «нульовий робочий» і «нульовий захисний» провідники, які були в попередніх нормативних документах України і не відповідали термінам міжнародних стандартів.

1.7.26. Тип заземлення системи.

Позначення, яке характеризує влаштування нейтрального провідника (*N*-провідника) або провідника середньої точки (*M*-провідника) і з'єднання з землею струмовідних частин джерела живлення та відкритих провідних частин в електроустановках напругою до 1 кВ.

Відповідно до ГОСТ 30331.2-95 (МЭК 364-3-93) «Электроустановки зданий. Часть 3. Основные характеристики» у цій главі прийнято такі позначення типу заземлення системи:

Система TN.

Система, в якій мережа живлення має глухе заземлення однієї точки струмовідних частин джерела живлення, а електроприймачі і відкриті провідні частини електроустановки приєднуються до цієї точки за допомогою відповідно *N*- або *M*- і захисного *PE*-провідників.

Система TN-S.

Система TN, в якій *N*- або *M*- і *PE*-провідники розділено по всій мережі.

Система TN-C.

Система TN, в якій *N*- або *M*- і *PE*-провідники поєднано в одному *PEN*-провіднику по всій мережі.

Система TN-C-S.

Система TN, в якій *N*- або *M*- і *PE*-провідники поєднано в одному провіднику в частині мережі, починаючи від джерела живлення.

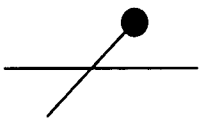
Система TT.

Система, одну точку струмовідних частин джерела живлення якої заземлено, а відкриті провідні частини електроустановки приєднано до *PE*-провідника, з'єднаного із заземлювачем, електрично не залежним від заземлювача, до якого приєднано точку струмовідних частин джерела живлення.

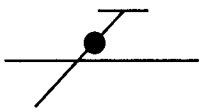
Система IT.

Система, в якій мережу живлення ізольовано від землі або її заземлено через прилади або (і) пристрої, що мають великий опір, а відкриті провідні частини електроустановки приєднано до заземленого *PE*-провідника.

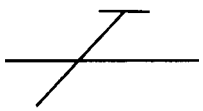
На рисунках 1.7.1 і 1.7.2 подано приклади виконання систем TN, TT та IT у трифазних електроустановках змінного та в електроустановках постійного струму напругою до 1 кВ, де прийнято такі умовні позначення:



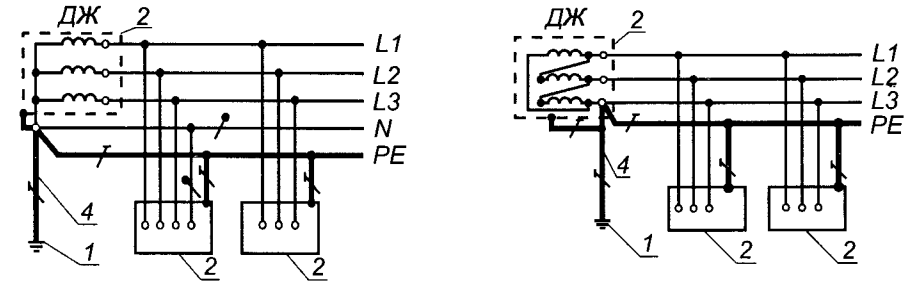
N-провідник (*M*-провідник);



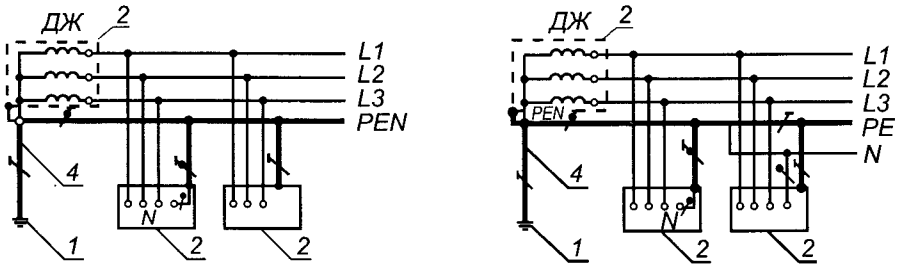
PEN-провідник;



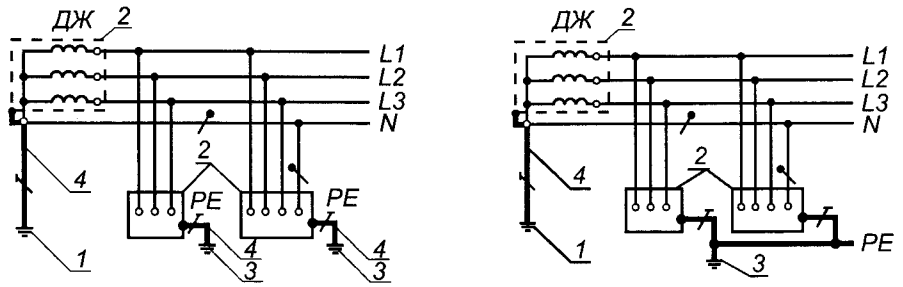
захисний провідник (*PE*-провідник)



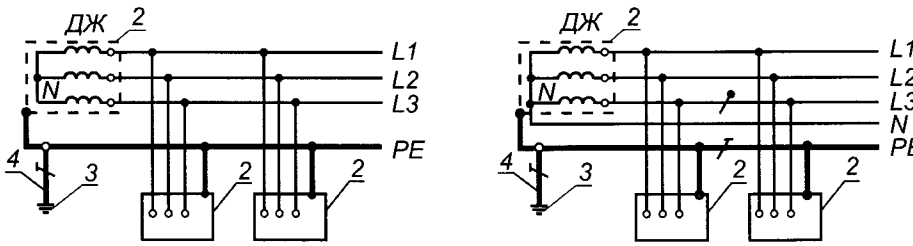
Система TN-S



Система TN-C Система TN-C-S



Система TT

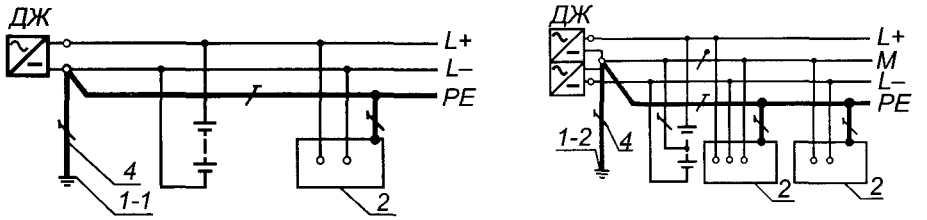


нейтраль не розподілено нейтраль розподілено

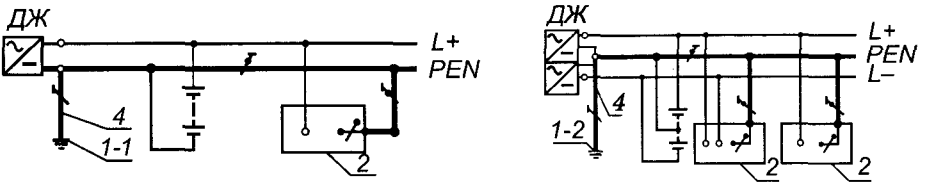
Система IT

ДЖ – джерело живлення; L1, L2, L3 – лінійні (фазні) провідники; 1 – заземлювач джерела живлення; 2 – відкриті провідні частини; 3 – заземлювач відкритих провідних частин; 4 – захисний заземлювальний провідник (заземлення системи позначено потовщеними лініями)

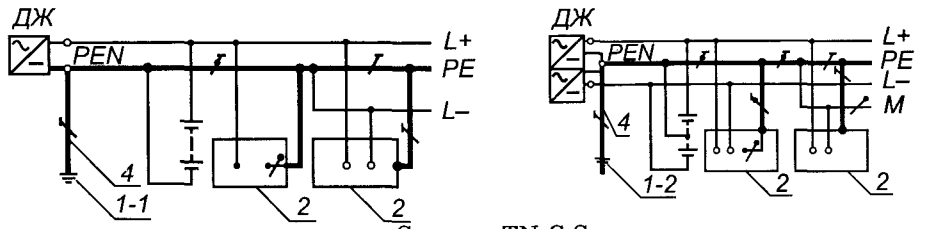
Рисунок 1.7.1. Приклади виконання систем TN-S, TN-C, TN-C-S, TT і IT у трифазних електроустановках змінного струму напругою до 1 кВ



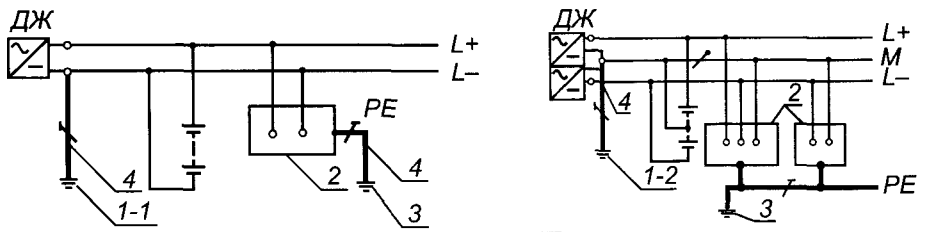
Система TN-S



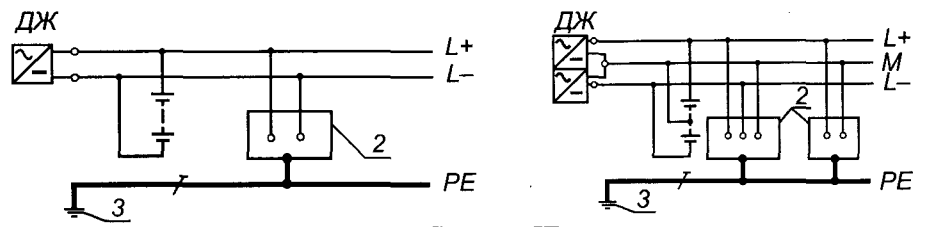
Система TN-C



Система TN-C-S



Система TT



Система IT

ДЖ – джерело живлення; L_+, L_- – лінійні провідники; M – провідник середньої точки; 1-1 – заземлювач лінійного провідника; 1-2 – заземлювач провідника середньої точки; 2 – відкриті провідні частини; 3 – заземлювач відкритих провідних частин; 4 – захисний заземлювальний провідник (заземлення системи позначено потовщеними лініями)

Рисунок 1.7.2. Приклади виконання систем TN-S, TN-C, TN-C-S, TT і IT в електроустановках постійного струму напругою до 1 кВ

Буквенні позначення типу заземлення системи означають:

Перша буква – характер заземлення джерела живлення:

T (від лат. «*terra*» – земля).

Безпосереднє приєднання однієї точки струмовідних частин джерела живлення до заземлювального пристрою. У трифазних мережах такою точкою, як правило, є нейтраль джерела живлення (якщо нейтраль недоступна, то заземлюють фазний провідник), у трипровідних мережах однофазного струму і постійного струму – середня точка, а у двопровідних мережах – один з виводів джерела однофазного струму або один з полюсів джерела постійного струму.

I (від англ. «*isolated*» – ізольований).

Всі струмовідні частини джерела живлення ізольовано від землі або одну точку заземлено через великий опір (наприклад, через опір приладів контролю ізоляції).

Друга буква – характер заземлення відкритих провідних частин електроустановки:

N (від англ. «*neutral*» – нейтраль).

Безпосередній зв'язок відкритих провідних частин електроустановки з точкою заземлення джерела живлення.

T.

Безпосередній зв'язок відкритих провідних частин із землею, незалежно від характеру заземлення джерела живлення із землею.

Наступні букви в системі TN позначають влаштування нейтрального *N* і захисного *PE*-провідників:

S (від англ. «*separate*» – розділяти).

Функції *N*- і *PE*-провідників виконують окремі провідники.

C (від англ. «*combine*» – об'єднувати).

Функції *N*- і *PE*-провідників виконує один *PEN*-провідник.

Примітка. Вважається, що системи TN, IT і TT, у разі належного дотримання правил монтажу і експлуатації, еквівалентні стосовно захисту людини від ураження електричним струмом. Вибір тієї чи іншої системи визначається за сукупністю ряду факторів, основними з яких є: тип приміщень, в яких розташовано електроустановку, і наявність у них вибухонебезпечних і пожежонебезпечних зон; безперервність живлення; електромагнітна сумісність електрообладнання; умови експлуатації тощо.

1.7.27. Замикання на землю.

Виникнення випадкового провідного кола між провідником, який перебуває під напругою, і землею (заземлювальним пристроєм) безпосередньо або через проміжні провідні частини (пошкоджену ізоляцію, будівельні конструкції, рослини тощо).

1.7.28. Струм замикання на землю.

Струм, який проходить у землю через місце замикання.

1.7.29. Струм витоку.

Небажаний струм, який стікає із струмовідних частин у землю або неізольовані від землі провідні частини в разі відсутності пошкоджень у електричному колі.

1.7.30. Зона нульового потенціалу (еталонна земля).

Провідна частина землі, яка перебуває за межею зони впливу будь-якого заземлювального пристрою, електричний потенціал якої умовно прийнято за нульовий.

1.7.31. Зона розтікання (локальна земля).

Частина землі, яка перебуває в електричному контакті із заземлювачем і електричний потенціал якої не обов'язково дорівнює нулю.

Термін «земля», який використовують у цій главі, слід розуміти як «земля в зоні розтікання».

1.7.32. Напруга на заземлювальному пристрої.

Напруга, яка виникає в разі стікання струму із заземлювача в землю між точкою введення струму в заземлювач і зоною нульового потенціалу.

1.7.33. Опір заземлювального пристрою (заземлювача).

Відношення напруги на заземлювальному пристрої (заземлювачі) до струму, який стікає із заземлювача в землю.

1.7.34. Напруга дотику.

Різниця потенціалів між провідними частинами (одна з яких може бути землею) за одночасного дотику до них людини або тварини.

Струм дотику.

Електричний струм, що протікає через тіло людини або тварини у разі їх дотику до однієї або більше доступних частин електроустановки або електрообладнання.

1.7.35. Напруга кроку.

Напруга між двома точками на поверхні локальної землі, розташованими на відстані 1 м одна від одної, що відповідає довжині великого кроку людини.

1.7.36. Еквівалентний питомий опір землі з неоднорідною структурою.

Електричний питомий опір землі з однорідною структурою, в якій опір заземлювального пристрою має те ж саме значення, що й у землі з неоднорідною структурою.

Термін «питомий опір», який використовують у цій главі для землі з неоднорідною структурою, слід розуміти як «еквівалентний питомий опір».

1.7.37. Захисне вирівнювання потенціалів.

Зниження напруги дотику і (або) напруги кроку шляхом укладання в землю чи в провідну підлогу або на їх поверхні провідних частин, приєднаних до заземлювального пристрою, або шляхом застосування спеціального покриття землі (підлоги).

Термін «вирівнювання потенціалів», який використовують у цій главі, треба розуміти як «захисне вирівнювання потенціалів».

1.7.38. Захисне зрівнювання потенціалів.

Досягнення однакового значення потенціалів провідних частин шляхом електричного з'єднання їх між собою.

Термін «зрівнювання потенціалів», який використовують у цій главі, треба розуміти як «захисне зрівнювання потенціалів».

1.7.39. Головна заземлювальна шина (ГЗШ).

Затискач або збірна шина, які є частиною заземлювального пристрою електроустановки напругою до 1 кВ і дають змогу виконувати електричні з'єднання визначеної кількості провідників з метою заземлення і зрівнювання потенціалів.

1.7.40. Надструм.

Струм, значення якого перевищує найбільше робоче (розрахункове) значення струму електричного кола.

1.7.41. Електричне коло.

Сукупність провідних частин, через які може протікати електричний струм у нормальному або аварійному режимі роботи електроустановки і яку можна вимикати від джерела живлення комутаційним пристроєм, що є частиною цього електричного кола.

Розподільне коло (розподільна мережа).

Електричне коло в електроустановці до 1 кВ, від якого отримують живлення будь-які розподільні пристрої (щити, щитки, пункти) в будинках різного призначення, цехах і виробничих ділянках промислових будівель тощо.

Кінцеве коло (кінцева або групова мережа).

Електричне коло в електроустановці до 1 кВ від розподільних пристроїв до штепсельних розеток, світильників та інших електроприймачів.

Термін «коло», який використовують у цій главі, слід розуміти як термін «електричне коло».

1.7.42. Захисне автоматичне вимкнення живлення.

Автоматичне розімкнення одного або кількох лінійних провідників і за потреби – нейтрального провідника, яке виконують з метою електробезпеки в електроустановках до 1 кВ.

Термін «автоматичне вимкнення живлення», який використовують у цій главі, треба розуміти як «захисне автоматичне вимкнення живлення».

ПЗВ.

Пристрій захисного автоматичного вимкнення живлення, який реагує на диференційний струм.

Примітка. Диференційний струм – це векторна сума струмів, які проходять через пристрій.

1.7.43. Основна ізоляція.

Ізоляція струмовідних частин в електроустановках напругою до 1 кВ, яка забезпечує захист від прямого дотику.

1.7.44. Додаткова ізоляція.

Самостійна ізоляція, передбачена як додаткова до основної ізоляції в електроустановках напругою до 1 кВ і призначена для забезпечення захисту від ураження електричним струмом у разі пошкодження основної ізоляції.

1.7.45. Подвійна ізоляція.

Ізоляція в електроустановках напругою до 1 кВ, яка складається з основної і додаткової ізоляції.

1.7.46. Посилена ізоляція.

Єдина система ізоляції струмовідних частин в електроустановках напругою до 1 кВ, яка забезпечує такий самий ступінь захисту від ураження електричним струмом, як і подвійна ізоляція.

1.7.47. Захисний електричний екран.

Електропровідний екран, який застосовують для відокремлення одного електричного кола та (або) провідників від небезпечних струмовідних частин.

Захисне електричне екранування.

Відокремлення електричних кіл і (або) провідників від небезпечних струмовідних частин за допомогою електричного захисного екрана, який приєднують до основної системи зрівнювання потенціалів.

1.7.48. Захисне електричне відокремлення.

Відокремлення одного електричного кола від іншого в електроустановках напругою до 1 кВ за допомогою подвійної ізоляції або основної ізоляції та електричного захисного екранування, або посиленої ізоляції.

1.7.49. Розділовий трансформатор.

Трансформатор, вторинні обмотки якого відділено від первинної обмотки за допомогою захисного електричного відокремлення.

1.7.50. Безпечний розділовий трансформатор.

Розділовий трансформатор, призначений для живлення електричних кіл наднизької напруги.

1.7.51. Наднизька (мала) напруга.

Напруга між будь-якими провідниками або будь-яким провідником і землею, яка не перевищує 50 В для змінного струму і 120 В – для постійного.

Система безпечної наднизької напруги БННН (англ. еквівалент «*SELV system*»).

Електрична система, в якій напруга не може перевищувати наднизьку напругу за нормальних умов, а також за наявності одиничного пошкодження чи пошкодження заземлення в інших колах.

Система захисної наднизької напруги ЗННН (англ. еквівалент «*PELV system*»).

Система БННН у разі заземлення її кола, у якій напруга не може перевищувати наднизьку напругу за нормальних умов і за наявності одиничного пошкодження, за винятком пошкодження заземлення в інших колах.

Система функціональної наднизької напруги ФННН (англ. еквівалент «*FELV system*»).

Система наднизької напруги, в якій за умов експлуатації для живлення електроприймачів використовують наднизьку напругу. Якщо вимоги до систем БННН і ЗННН не можуть бути виконаними або застосовувати їх немає потреби, то для захисту від ураження електричним струмом у колі наднизької напруги використовують такі заходи захисту, як огорожі або ізоляцію, аналогічну ізоляції первинного кола, та автоматичне вимкнення живлення.

1.7.52. Бар'єр.

Частина електроустановки, яка запобігає ненавмисному прямому дотику, але не перешкоджає навмисному прямому дотику.

Огорожа.

Частина електроустановки, яка забезпечує захист від прямого дотику з боку можливого доступу.

Оболонка.

Огорожа внутрішніх частин обладнання, яка запобігає доступу до струмовідних частин з будь-якого напрямку.

Зона досяжності.

Зона, доступна дотику з будь-якої точки поверхні, де звичайно перебувають люди, до межі, яку людина може досягти, простягаючи голу руку без інструмента чи якихось пристроїв у будь-якому напрямку.

Непровідні (ізолювальні) приміщення, зони, площадки.

Приміщення, зони, площадки, в яких (на яких) захист від непрямого дотику забезпечується високим опором підлоги і стін, і в яких відсутні заземлені провідні частини.

1.7.53. Електрообладнання.

Будь-яке обладнання, призначене для виробництва, перетворення, передавання, акумуляції, розподілу або споживання електричної енергії (наприклад, машини, трансформатори, апарати, вимірювальні прилади, захисні пристрої, кабельна продукція, побутові електроприлади).

Стаціонарне електрообладнання.

Незнімне електрообладнання, що зафіксовано до постійного місця, або постійно підключене електрообладнання, або електрообладнання, яке за рахунок його фізичних характеристик зазвичай не переміщують і зазвичай вмикають у ту саму штепсельну розетку.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

1.7.54. Небезпечні струмовідні частини електроустановки не мають бути доступними для випадкового прямого дотику, а доступні для дотику відкриті і сторонні провідні частини не мають бути небезпечними як за нормальних умов (експлуатація електроустановки за призначенням і без пошкодження), так і за умови одиничного пошкодження.

1.7.55. Для запобігання ураженню електричним струмом у нормальному режимі (за відсутності пошкодження) слід застосовувати окремо або в поєднанні такі заходи захисту:

- основна ізоляція струмовідних частин (1.7.71);
- огорожі та оболонки (1.7.72);
- бар'єри (1.7.73);
- розміщення поза зоною досяжності (1.7.74);
- обмеження сили струму дотику в усталеному режимі та електричного заряду (1.7.75).

Для додаткового захисту від ураження електричним струмом у разі прямого дотику в електроустановках напругою до 1 кВ можна застосовувати ПЗВ (1.7.76).

Захист від прямого дотику не вимагається, якщо номінальна напруга не перевищує:

- 25 В змінного або 60 В постійного струму – у разі застосування системи БННН і за умови експлуатації електрообладнання в сухих приміщеннях;
- 25 В змінного або 60 В постійного струму – у разі застосування системи ЗННН, якщо електрообладнання перебуває в зоні дії системи зрівнювання потенціалів і експлуатується тільки в сухих приміщеннях, а ймовірність контакту з частинами, які перебувають під напругою, незначна;
- 6 В змінного або 15 В постійного струму в усіх інших випадках.

1.7.56. Для запобігання ураженню електричним струмом у разі пошкодження ізоляції слід виконувати окремо або в поєднанні такі заходи захисту:

- захисне заземлення (1.7.63, 1.7.65, 1.7.66);
- автоматичне вимикання живлення (1.7.61, 1.7.63);
- зрівнювання потенціалів (1.7.78);
- обладнання класу II або з рівноцінною ізоляцією (1.7.86, 1.7.87);
- захисне електричне відокремлення (1.7.86, 1.7.88);
- ізолювальні (непровідні) приміщення, зони, площадки (1.7.86, 1.7.89);
- системи наднизької (малої) напруги БННН, ЗННН, ФННН (1.7.68–1.7.70);
- вирівнювання потенціалів (1.7.65, 1.7.66).

Заходи захисту в разі непрямого дотику слід виконувати в усіх випадках, якщо номінальна напруга перевищує 50 В змінного і 120 В постійного струму.

У приміщеннях з підвищеною небезпекою, особливо небезпечних і в зовнішніх установках виконувати заходи захисту від ураження електричним струмом у разі

непрямого дотику може знадобитися і за нижчих напруг, наприклад: 25 В змінного і 60 В постійного струму або 12 В змінного і 30 В постійного струму – за наявності вимог відповідних глав ПУЕ та інших нормативних документів.

1.7.57. Заходи захисту від ураження електричним струмом повинні бути достатніми і реалізованими під час виготовлення електрообладнання або в процесі монтажу електроустановки чи в обох випадках.

Два чи більше вжитих заходів захисту в електроустановці не повинні призводити до зниження ефективності кожного з них.

1.7.58. Для заземлення електроустановок можна використовувати штучні і природні заземлювачі.

Використання природних заземлювачів як елементів заземлювальних пристроїв не має призводити до їх пошкодження струмами коротких замикань або до порушення роботи пристроїв, з якими їх пов'язано.

Якщо в разі використання природних заземлювачів напруга дотику не перевищує допустимі значення, а також забезпечуються нормовані значення напруги на заземлювальному пристрої (опору заземлювального пристрою) і допустима густина струму в природних заземлювачах, то обладнувати штучні заземлювачі для електроустановки не обов'язково.

1.7.59. Для заземлення територіально зближених електроустановок різних призначень і напруги слід, як правило, застосовувати один спільний заземлювальний пристрій.

Заземлювальний пристрій, який використовують для заземлення електроустановок одного призначення або різних призначень і напруг, протягом усього періоду експлуатації має відповідати всім вимогам до заземлення цих електроустановок: захисту людей від ураження електричним струмом у разі пошкодження ізоляції, умовам режимів роботи мереж, захисту електрообладнання від перенапруги, електромагнітної сумісності технічних засобів, які застосовують у цих електроустановках (наприклад, комп'ютерних і мікропроцесорних систем тощо). У першу чергу слід дотримуватися вимог до захисного заземлення.

Заземлювальні пристрої електроустановок будівель і споруд і заземлювальні пристрої для їх блискавкозахисту, як правило, мають бути спільними.

У разі влаштування електрично незалежного заземлювача для функціонального заземлення обладнання (за вимогами виробника цього обладнання) слід застосовувати спеціальні заходи захисту від ураження електричним струмом, які зазначаються в технічних умовах або інструкції з експлуатації цього обладнання.

Для об'єднання заземлювальних пристроїв різних електроустановок в один спільний заземлювальний пристрій слід використовувати заземлювачі та (або) провідні частини (провідники), які підлягають заземленню (залізничні рейки, металеві конструкції шинних мостів, металеві кабельні споруди тощо), електричну безперервність яких перевірено належним чином, за винятком провідних частин кабелів (металеві захисні та екрануючі оболонки, заземлені провідники). Кількість об'єднувальних провідних частин має бути не менше двох. Якщо між електроустановками розташовано будівлю будь-якого технологічного призначення, то кількість об'єднувальних провідних частин має бути не менше чотирьох, при цьому дві з них мають знаходитися поблизу стін цієї будівлі з протилежних боків.

1.7.60. Допустимі значення напруги дотику та напруги на заземлювальному пристрої (опору заземлювального пристрою) треба забезпечувати за найнесприятливіших умов у будь-яку пору року.

Для визначення напруги на заземлювальному пристрої (опору заземлювального пристрою) треба враховувати штучні і природні заземлювачі.

Для визначення питомого опору землі за розрахунковий слід приймати його сезонне значення, яке відповідає значенню за найнесприятливіших умов.

Заземлювальні пристрої мають бути механічно міцними та динамічно стійкими до струмів замикання на землю і термічно не пошкоджуватися під час протікання зазначених струмів. Матеріал і переріз заземлювачів мають забезпечувати їх стійкість до корозії на весь термін експлуатації.

1.7.61. Живлення електроустановок напругою до 1 кВ з використанням системи TN слід виконувати: TN-C – для мереж зовнішнього освітлення та розподілу електроенергії від трансформаторної підстанції до ввідних пристроїв будинків і споруд; TN-S – у житлових, адміністративних та громадських будинках і спорудах. Для захисту від ураження електричним струмом у разі непрямого дотику в електроустановках із системою TN слід здійснювати автоматичне вимкнення живлення (1.7.80; 1.7.81; 1.7.82).

Ефективність системи TN залежить від безперервності *PEN*- та *PE*-провідників і надійного з'єднання їх із землею і системою зрівнювання потенціалів. *PEN*-провідник, з'єднаний з точкою заземлення джерела живлення розподільної мережі, треба повторно з'єднувати із землею (1.7.93, 1.7.94) і прокладати таким чином, щоб мінімізувати ризик його пошкодження.

Для недопущення потенціалів понад 50 В на *PE*-провіднику і з'єднаних з ним відкритих провідних частинах у разі замикання фазного провідника на сторонню провідну частину, в електрично з'єднаній розподільній мережі має бути забезпечено таку умову:

$$\frac{R_в}{R_е} \le \frac{50}{(U_0 - 50)}, \qquad (1.7.1)$$

де $R_в$ – опір усіх заземлювачів, приєднаних до електрично з'єднаних *PEN*- і *PE*-провідників мережі, Ом;

$R_е$ – мінімальний опір контакту із землею сторонніх провідних частин, не з'єднаних із захисним провідником, через які може відбутись однофазне замикання на землю, Ом. Наприклад, у разі обриву та падіння фазного провідника ПЛ;

U_0 – номінальна напруга між лінійним провідником і землею за відсутності пошкодження, В.

Виконання умови (1.7.1) є обов'язковим для електропостачальної компанії.

1.7.62. Живлення електроустановок напругою до 1 кВ з використанням системи TT доцільно виконувати в разі розширення системи електропостачання без належного перевірення вимог до автоматичного вимикання живлення, які треба виконувати в електроустановках з системою TN у разі застосування пристроїв захисту, які реагують на надструми. Систему TT доцільно виконувати в електроустановках мобільних (інвентарних) будинків з металу або з металевим каркасом для вуличної торгівлі та побутового призначення.

Основним захистом від непрямого дотику в таких електроустановках має бути автоматичне вимкнення живлення з обов'язковим застосуванням ПЗВ (1.7.81).

При цьому треба виконувати таку умову:

$$R_A \le \frac{50}{I_{\Delta n}}, \qquad (1.7.2)$$

але не більше ніж 100 Ом,

де R_A – опір заземлювального пристрою, до якого підключено всі відкриті провідні частини, які знаходяться в зоні захисту захисного пристрою;

$I_{\Delta n}$ – струм спрацьовування ПЗВ, А.

Підключення електроустановки із системою ТТ до розподільної мережі із системою TN-C, джерело живлення якої має спільний заземлювальний пристрій з електроустановкою понад 1 кВ, треба виконувати з перевіренням напруги на цьому заземлювальному пристрої в разі протікання через нього максимально можливого струму подвійного замикання на землю, що виникло в мережі напругою понад 1 кВ. Якщо ця напруга перевищує випробувальну напругу обладнання електроустановки з системою ТТ, то таке приєднання застосовувати заборонено.

1.7.63. Живлення електроустановок напругою до 1 кВ з використанням системи IT слід застосовувати у разі, якщо замикання на землю або на заземлені частини може бути джерелом підвищеної небезпеки для людей, тварин, збереження майна та навколишнього середовища (наприклад, для пересувних електроустановок, електроустановок торф'яних розробок, вибухонебезпечних зон тощо), а також за вимогами безперебійності, якщо вимкнення кінцевого кола живлення з одиничним замиканням може призводити до небажаних наслідків (наприклад, до деяких технологічних процесів).

Для таких електроустановок основними заходами захисту від непрямого дотику мають бути:

– захисне заземлення відкритих провідних частин електроустановки (1.7.97) в поєднанні з безперервним контролем ізоляції струмовідних частин з дією на сигнал у разі першого замикання струмовідної частини на землю;

– автоматичне вимкнення живлення в разі виникнення другого замикання (подвійного) на землю в разі не усуненого першого (1.7.83).

Для недопущення подвійного замикання на землю електроустановки із системою IT треба оснащувати спеціальним обладнанням. Для усунення першого замикання на землю в найкоротший час ці електроустановки має обслуговувати виробничий (електротехнічний) персонал.

Відкриті провідні частини електроустановки можна приєднувати всі разом до одного заземлювального пристрою або групами або кожну окремо до різних заземлювальних пристроїв.

Електроустановки трифазного струму із системою IT можна виконувати як з розподіленим, так і нерозподіленим нейтральним провідником. Перевагу слід надавати останнім (рис. 1.7.1). Розподілений нейтральний провідник треба вимикати автоматичним вимикачем разом з лінійними провідниками.

1.7.64. Систему IT, з'єднану через трансформатори з мережею напругою понад 1 кВ, слід захищати пробивним запобіжником від небезпеки, що виникає в разі пошкодження ізоляції між обмотками вищої і нижчої напруг трансформатора. Про-

бивний запобіжник слід установлювати в нейтралі або фазі з боку низької напруги кожного з трансформаторів.

1.7.65. В електроустановках напругою понад 1 кВ електричної мережі з ізольованою, компенсованою або (і) заземленою через резистор нейтраллю для запобігання уражень електричним струмом у разі непрямого дотику слід влаштовувати захисне заземлення відкритих провідних частин (1.7.98), вирівнювання потенціалів (1.7.101) і автоматичний контроль ізоляції з дією на сигнал. У таких електроустановках необхідно передбачати можливість швидкого, у межах допустимого часу, знаходження місця замикання на землю і локалізації його для подальшого усунення пошкодження. Рекомендовано передбачати захист з дією на вимкнення живлення в разі подвійного замикання на землю.

Захист з дією на вимкнення живлення під час першого замикання на землю слід здійснювати, якщо це необхідно за умовами електробезпеки, згідно з вимогами цієї глави та інших нормативних документів або за вимогами замовника.

1.7.66. В електроустановках напругою понад 1 кВ електричної мережі з глухозаземленою та ефективно заземленою нейтраллю для запобігання ураженню електричним струмом у разі непрямого дотику необхідно застосовувати захисне заземлення відкритих провідних частин, забезпечувати вирівнювання потенціалів та автоматичне вимкнення пошкодженої ланки мережі (1.7.105, 1.7.106).

1.7.67. Відкриті провідні частини електрообладнання, установленого на опорах повітряних ліній електропередавання (запобіжників, комутаційних апаратів, конденсаторів, силових і вимірювальних трансформаторів тощо), необхідно приєднувати:

– до *PE-(PEN-)*провідника, відповідно до особливостей типу заземлення системи в електроустановках з напругою до 1 кВ. В системі з типом заземлення TN, якщо встановлене обладнання обслуговують безпосередньо із землі, слід додатково виконувати захисне вирівнювання потенціалів (1.7.94);

– до заземлювального пристрою в електроустановках напругою понад 1 кВ з ізольованою, компенсованою або (і) заземленою через резистор нейтраллю, який відповідає вимогам 1.7.98, 1.7.101;

– до заземлювального пристрою опори ПЛ в електроустановках напругою понад 1 кВ з ефективно заземленою і глухозаземленою нейтраллю, який відповідає вимогам 2.5.127.

Опір заземлювального пристрою опор повітряних ліній електропередавання, на яких електрообладнання не встановлено, має відповідати вимогам глав 2.4 і 2.5 цих Правил.

ЗАХОДИ ЗАХИСТУ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ СИСТЕМ БННН, ЗННН І ФИНН

1.7.68. В електроустановках напругою до 1 кВ захист від ураження електричним струмом у разі непрямого дотику і в деяких випадках від прямого дотику (див. 1.7.55) можна виконувати із застосуванням систем БННН, ЗННН і ФННН. Найдоцільніше застосовувати ці системи в приміщеннях із підвищеною небезпекою та особливо небезпечних.

1.7.69. У разі застосування систем БННН і ЗННН захист від ураження електричним струмом вважають достатнім, якщо він відповідає таким вимогам:

– джерелом живлення кіл має бути безпечний розділовий трансформатор відповідно до ДСТУ 3225-95 «Розділові трансформатори і безпечні розділові трансформатори. Технічні вимоги» або інше джерело наднизької напруги, яке забезпечує рівноцінний ступінь безпеки відповідно до ДБН В.2.5-27-2006 «Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд»;

– улаштування кіл систем має гарантувати електричне відділення від кіл вищої напруги, принаймні рівноцінне відділенню між колами первинної і вторинної обмоток безпечного розділового трансформатора. Ця вимога не виключає приєднання кола системи ЗННН до заземлювального пристрою;

– провідники кіл слід прокладати окремо від провідників вищих напруг і захисних провідників або відокремлювати їх від них захисним електричним екрануванням чи укладати в неметалеву оболонку додатково до основної ізоляції;

– струмовідні частини системи БННН не слід приєднувати до заземлювача, струмовідних частин і захисних провідників інших кіл, а відкриті провідні частини – до заземлювача, захисних провідників або відкритих провідних частин іншого кола, а також до сторонніх провідних частин, крім випадку, коли необхідно їх з'єднувати з електрообладнанням, але при цьому самі частини іншого кола не можуть мати напругу, вищу за наднизьку;

– вилки для кіл систем БННН і ЗННН за конструкцією не повинні входити в штепсельні розетки іншої напруги, штепсельні розетки не повинні допускати вмикання вилок іншої напруги, а штепсельні розетки кіл системи БННН не повинні мати захисного контакту;

– захист від прямого дотику в колах БННН і ЗННН, за винятком умов, за яких він не вимагається (1.7.55), слід здійснювати за допомогою огорож чи оболонок згідно з 1.7.72 або за допомогою ізоляції, яка відповідає випробувальній напрузі 500 В змінного струму протягом 1 хв.

1.7.70. У разі застосування системи ФННН захист від ураження електричним струмом має відповідати таким вимогам:

– джерелом живлення кіл може бути трансформатор, вторинну обмотку якого відділено від первинної тільки основною ізоляцією або джерело живлення, що застосовується в системах БННН і ЗННН;

– захист від прямого дотику слід забезпечувати за допомогою огорож чи оболонок згідно з 1.7.72 або за допомогою ізоляції, яка відповідає мінімальній випробувальній напрузі для ізоляції первинного кола;

– захист у разі непрямого дотику слід забезпечувати шляхом з'єднання відкритих провідних частин обладнання в колі системи ФННН із захисним провідником первинного кола, якщо останнє захищене за допомогою автоматичного вимкнення живлення;

– вилки для кіл системи ФННН за конструкцією не повинні входити в штепсельні розетки іншої напруги, а штепсельні розетки не повинні допускати вмикання вилок іншої напруги і повинні мати контакт для приєднання захисного провідника.

ЗАХОДИ ОСНОВНОГО ЗАХИСТУ

1.7.71. Основна ізоляція має повністю покривати струмовідні частини і бути здатною витримувати механічні, електричні, хімічні, теплові та інші впливи, які виникають у процесі експлуатації. Усунення ізоляції повинно бути можливим

тільки шляхом її руйнування. Для заводських виробів ізоляція має відповідати стандартам або відповідним технічним умовам на це обладнання. Лакофарбові покриття та інші подібні покриття не вважають ізоляцією, яка захищає від ураження електричним струмом. Якщо ізоляцію обладнують під час монтажу, її якість слід випробовувати за нормами, призначеними для перевіряння якості ізоляції обладнання заводського виготовлення.

У разі забезпечення основної ізоляції повітряним проміжком, захист від прямого дотику до струмовідних частин або наближення до них на небезпечну відстань, у тому числі в електроустановках напругою понад 1 кВ, необхідно здійснювати за допомогою оболонок, огорож, бар'єрів або шляхом розміщення поза зоною досяжності.

1.7.72. Огорожі та оболонки в електроустановках напругою до і понад 1 кВ мають забезпечувати ступінь захисту не менше IP2X згідно з ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)», за винятком випадків, коли для нормальної роботи електрообладнання необхідно мати збільшені зазори порівняно зі ступенем захисту IP2X. У цьому разі слід вживати відповідні заходи для запобігання ненавмисному дотику до струмовідних частин, а електроустановку має обслуговувати виробничий (електротехнічний) персонал.

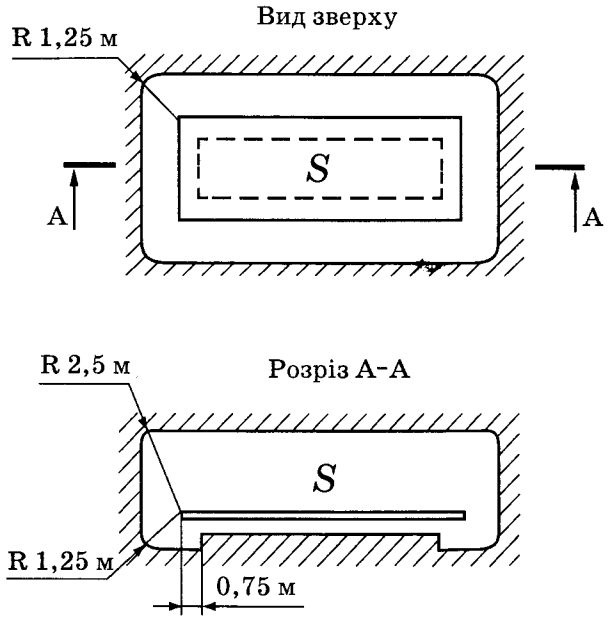
Огорожі та оболонки слід надійно закріплювати, вони повинні мати достатню механічну міцність і довговічність.

Входити за огорожу або розкривати оболонки повинно бути можливим тільки за допомогою спеціального ключа чи інструмента або після зняття напруги із струмовідних частин. За неможливості дотримання цих умов потрібно встановлювати проміжні огорожі із ступенем захисту не меншим ніж IP2X, усунення яких також можливе лише за допомогою спеціального ключа чи інструмента. Легкодоступні верхні горизонтальні поверхні огорож і оболонок повинні мати ступінь захисту принаймні IP4X.

1.7.73. Бар'єри застосовують для захисту від випадкового дотику до струмовідних частин в електроустановках напругою до 1 кВ або в разі наближення до них на небезпечну відстань в електроустановках напругою понад 1 кВ. Вони не виключають навмисного дотику і наближення до струмовідних частин у разі обходу бар'єру. Для зняття бар'єрів не треба застосовувати ключ або інструмент, однак їх слід закріплювати так, щоб їх неможливо було усунути ненароком. Установлювати бар'єри допускається тільки в електроустановках або їх частинах, доступних лише для виробничого (електротехнічного) персоналу. Бар'єри рекомендовано виготовляти з ізолювального матеріалу.

1.7.74. Розміщення поза зоною досяжності для захисту від ненавмисного прямого дотику до струмовідних частин в електроустановках напругою до 1 кВ або наближення до них на небезпечну відстань в електроустановках напругою понад 1 кВ може бути застосоване за неможливості виконання заходів, зазначених у 1.7.71–1.7.73, або їх недостатності. Усередині зони досяжності не має бути частин, які мають різні потенціали, доступних для одночасного дотику.

В електроустановках напругою до 1 кВ доступними для одночасного дотику вважаються дві частини, якщо вони знаходяться на відстані, не більшій ніж 2,5 м одна від одної. У вертикальному напрямку зона досяжності становить 2,5 м від поверхні, на якій перебувають люди (рис. 1.7.3).



– межа зони досяжності

S – поверхня, на якій перебувають люди;

0,75; 1,25, 2,50 м – відстані від краю поверхні S до межі зони досяжності

Рисунок 1.7.3. Зони досяжності в електроустановках до 1 кВ

Зазначені на рисунку 1.7.3 габарити зони досяжності визначено за умови безпосереднього дотику голими руками, без допоміжного пристрою. Якщо відстань до струмовідних частин скорочується за рахунок предметів, які людина переносить, використовує або тримає в руці (наприклад, інструмент або приставна драбина), необхідно встановлювати відповідні обмеження або відстані між частинами, де можуть виникати небезпечні напруги, потрібно збільшувати з урахуванням габаритів предметів більшої довжини або більшого об'єму, які звичайно переносять через цю зону.

Примітка. Якщо доступ до електроустановки мають тільки кваліфіковані фахівці і проінструктовані особи, то відстані можуть бути меншими від зазначених на рис. 1.7.3 (наприклад, відстані в електроприміщеннях, що розглядаються в главі 4.1 цих Правил).

1.7.75. Обмеження сили струму дотику в усталеному режимі та електричного заряду має захищати людей і тварин за рівнями, які можуть бути небезпечними або відчутними. Відповідні рівні обмеження струму і електричного заряду встановлюються відповідними нормативними документами. Для людей рекомендовано:

– щоб сила струму, що протікає між одночасно доступними провідними частинами, за активного опору 2000 Ом (ДСТУ IEC 61140:2005 «Захист проти ураження електричним струмом. Загальні аспекти щодо установок та обладнання»), не перевищувала поріг чутливості і була не більшою ніж 0,5 мА для змінного струму

і не більшою ніж 2 мА для постійного струму. У деяких випадках вона може бути більшою, але не перевищувати больовий поріг;

– щоб накопичений заряд між одночасно доступними провідними частинами не перевищував 0,5 мКл (поріг чутливості). Також може бути зазначено значення накопиченого заряду 50 мКл (больовий поріг).

Примітка. Значення сили струму в усталеному режимі наведено для синусоїдального струму з частотою від 15 Гц до 100 Гц.

1.7.76. Додатковим заходом захисту від ураження електричним струмом у разі прямого дотику в електроустановках напругою до 1 кВ є застосування ПЗВ з номінальним диференційним струмом вимикання, не більшим ніж 30 мА. Його слід застосовувати у разі, якщо інші заходи електробезпеки, зазначені в 1.7.71–1.7.74, є недостатніми або можлива їх відмова, а також за наявності вимог до конкретних електроустановок (див. також 1.7.164). Застосування ПЗВ не може бути єдиним заходом захисту від прямого дотику і не виключає необхідності застосування одного із заходів, зазначених у 1.7.71–1.7.74.

ЗАХОДИ ЗАХИСТУ В РАЗІ НЕПРЯМОГО ДОТИКУ

1.7.77. Вимоги захисту в разі непрямого дотику поширюються:

1) на корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, світильників тощо;

2) на приводи електричних апаратів;

3) на вторинні обмотки трансформаторів струму і трансформаторів напруги, а також вторинні обмотки фільтрів приєднання високочастотних каналів;

4) на каркаси розподільних щитів, щитів керування, щитків і шаф, а також знімних частин або частин, які відкриваються, якщо на останніх установлено електрообладнання напругою понад 50 В змінного або 120 В постійного струму (у випадках, передбачених 1.7.56, – понад 12 чи 25 В змінного або 30 чи 60 В постійного струму);

5) на металеві і залізобетонні конструкції розподільних установок, шинопроводів (струмопроводів), металеві кабельні з'єднувальні муфти, металеві оболонки і броню контрольних і силових кабелів, металеві оболонки проводів, металеві рукави і труби електропроводки, кожухи, лотки, короби, струни, троси і сталеві смуги, на яких прикріплено кабелі і проводи (крім струн, тросів і смуг, на яких прокладено кабелі, металеву оболонку чи броню яких з'єднано із захисним провідником), а також інші металеві основи, на яких установлюють електрообладнання;

6) на металеві оболонки і броню контрольних, силових кабелів і проводів напругою, що не перевищує значень, зазначених у 1.7.56, прокладених на спільних металевих конструкціях з кабелями і проводами більш високих напруг;

7) на металеві корпуси пересувних і переносних електроприймачів;

8) на металеві корпуси електрообладнання, установленого на рухомих частинах верстатів, машин і механізмів.

У разі застосування автоматичного вимкнення живлення для захисту від ураження електричним струмом відкриті провідні частини, зазначені в переліках 1), 2) і 4)–8), слід з'єднувати з *PE*-провідником відповідно до особливостей типу заземлення системи в електроустановках до 1 кВ. Відкриті провідні частини облад-

нання напругою понад 1 кВ і один з виводів вторинних обмоток трансформаторів струму і трансформаторів напруги, а також вторинні обмотки фільтрів приєднання високочастотних каналів (перелік 3) необхідно з'єднувати із захисним заземленням.

1.7.78. У приміщеннях і відкритих установках, де застосовують такі заходи захисту, як автоматичне вимкнення живлення або захисне заземлення, необхідно виконувати захисне зрівнювання потенціалів. З цією метою всі сторонні провідні частини необхідно приєднувати до захисного заземлення в електроустановках напругою понад 1 кВ і до захисного *PE*-провідника в електроустановках напругою до 1 кВ (див. 1.7.80).

1.7.79. Не потребують приєднання до системи заземлення:

1) корпуси електрообладнання, апаратів і електромонтажних конструкцій, установлених на металевих основах (конструкціях, розподільних установках, щитах, шафах, станинах верстатів, машин і механізмів) з електричним контактом між ними, що відповідає вимогам класу 2 з'єднань за ГОСТ 10434-82 «Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования», металеві основи яких вже приєднано до захисних провідників;

2) металеві конструкції, на яких установлюють електрообладнання, з електричним контактом між цими конструкціями та встановленим на них електрообладнанням, що відповідає вимогам класу 2 з'єднань за ГОСТ 10434-82 «Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования», якщо це електрообладнання вже приєднане до захисних провідників. При цьому зазначені конструкції не можна використовувати для заземлення встановленого на них іншого електрообладнання;

3) частини металевих каркасів розподільних установок, шаф, огорож тощо, що відкриваються або знімаються, якщо на них не встановлене електрообладнання або напруга встановленого електрообладнання не перевищує значень, наведених у 1.7.56;

4) арматура ізоляторів усіх типів, відтяжок, кронштейнів і освітлювальна арматура, установлена на дерев'яних конструкціях (опорах повітряних ліній електропередавання), якщо цього не вимагають умови блискавкозахисту. В електроустановках напругою до 1 кВ прокладені по дерев'яній конструкції кабелі з металевою заземленою оболонкою або неізольовані заземлювальні провідники слід з'єднувати з *PE*-провідником відповідно до типу заземлення системи;

5) відкриті провідні частини електрообладнання з подвійною ізоляцією;

6) відкриті провідні частини електроустановок напругою до 1 кВ, які через незначні розміри (не більші ніж 50 мм × 50 мм) або розташування не доступні для дотику, а їх з'єднання з *PE*-провідником ускладнене чи ненадійне (наприклад, болти, металеві скоби, відрізки труб механічного захисту кабелів у місцях їхнього проходження через стіни і перекриття та інші подібні деталі, у тому числі металеві протяжні і відгалужувальні коробки площею до 100 см^2 у разі схованих електропроводок).

1.7.80. У разі здійснення автоматичного вимкнення живлення в електроустановках напругою до 1 кВ доступні дотику відкриті провідні частини необхідно приєднувати до *PE*-провідника відповідно до особливостей типу заземлення системи і влаштовувати основну систему зрівнювання потенціалів згідно з 1.7.84, а

за необхідності – також і додаткову (місцеву) систему зрівнювання потенціалів згідно з 1.7.85.

Характеристики пристроїв, які використовують для захисного автоматичного вимкнення живлення, і повний опір кола замикання мають забезпечувати автоматичне вимкнення живлення в межах нормованого часу, достатнього для електробезпеки людини, у разі замикання струмовідної частини на відкриту провідну частину або захисний провідник.

1.7.81. Для захисного автоматичного вимкнення живлення можна використовувати пристрої захисту, які реагують на надструми або диференційний струм (ПЗВ). Пристрої ПЗВ можна встановлювати в кінцевих колах електроустановки для окремого електроприймача, для групи електроприймачів і на вводі щита або щитка (див. також 1.7.164).

ПЗВ заборонено застосовувати в електроустановках із системою TN-C. Не допускається застосовувати ПЗВ у колах, раптове вимкнення яких може призвести за технологічних причин до виникнення ситуацій, небезпечних для користувача і виробничого (електротехнічного) персоналу, відключення пожежної, охоронної сигналізації тощо.

В електроустановках із системою TN-C-S приєднувати *PE*-провідник до *PEN*-провідника необхідно з боку живлення відносно ПЗВ.

1.7.82. У системі TN і TT час автоматичного вимкнення живлення в кінцевих колах з робочим струмом до 32 А не має перевищувати значень, зазначених у табл. 1.7.1.

Таблиця 1.7.1. **Найбільший допустимий час захисного автоматичного вимкнення живлення в кінцевих колах з робочим струмом до 32 А для електроустановок із системою заземлення TN і TT**

Номінальна напруга U_0, В, між лінійним провідником і землею	Час вимкнення, с, в електроустановках			
	змінного струму для системи		постійного струму для системи	
	TN	TT	TN	TT
$50 < U_0 \leq 127$	0,8	0,3	–	–
$127 < U_0 \leq 230$	0,4	0,2	5,0	0,4
$230 < U_0 \leq 400$	0,2	0,07	0,4	0,2
$U_0 > 400$	0,1	0,04	0,1	0,1

Для кінцевих кіл системи TN з робочим струмом понад 32 А, які живлять тільки стаціонарне електрообладнання від розподільних пристроїв, час, наведений в табл. 1.7.1, можна збільшувати, але не більше ніж до 5 с у разі виконання однієї з таких умов:

– повний опір захисного провідника між головною заземлювальною шиною електроустановки і розподільним пристроєм не перевищує:

для систем змінного струму

$$Z_{зп} \leq \frac{50}{I_а};$$

для систем постійного струму (1.7.3)

$$Z_{зп} \leq \frac{120}{I_а},$$

де $Z_{зп}$ – повний опір захисного провідника між ГЗШ і розподільним пристроєм, Ом;

$I_а$ – струм, який протікає через захисний провідник і спричиняє спрацьовування захисного пристрою кінцевого кола, А;

– до *PE*-шини розподільного пристрою приєднано додаткову систему зрівнювання потенціалів, яка охоплює ті самі доступні сторонні провідні частини, що й основна система зрівнювання потенціалів.

Для розподільних кіл системи TN час захисного автоматичного вимикання допускається таким, що не перевищує 5 с.

У системі TT для кінцевих кіл з робочим струмом понад 32 А та розподільних кіл час відключення допускається таким, що не перевищує 1 с.

1.7.83. У системі IT, де відкриті провідні частини всі разом приєднано до однієї системи заземлення, умови автоматичного вимкнення живлення після першого замикання, у разі виникнення другого замикання з відкритою струмовідною частиною, мають бути такими самими, як і для системи TN (1.7.82).

У цьому разі струм спрацьовування захисного пристрою, у межах установленого часу, визначають напругою *U* і повним опором кола подвійного замикання, до якого входять:

– лінійні провідники і захисний провідник, який з'єднує відкриті провідні частини із замиканням на них лінійних провідників, якщо нейтральний або середній провідник не розподілено (за напругу *U* приймають лінійну напругу), або

– лінійний і нейтральний провідники, а також захисний провідник, який з'єднує відкриті провідні частини із замиканням на них лінійного і нейтрального провідників, якщо нейтральний або середній провідник розподілено (за напругу *U* приймають фазну напругу).

Якщо відкриті провідні частини в системі IT заземлено окремо або групами, автоматичне вимкнення живлення слід забезпечувати ПЗВ за час, установлений для системи TT (1.7.82). У цьому разі можна використовувати ПЗВ на диференційні струми спрацьовування до 300–500 мА.

1.7.84. Основна система зрівнювання потенціалів у електроустановках до 1 кВ має з'єднувати між собою такі провідні частини:

– *PE-(PEN-)*ировідники електроустановки;

– заземлювальний провідник повторного заземлення на вводі в електроустановку, якщо виконується повторне заземлення (1.7.94);

– металеві труби комунікацій (водопостачання, каналізації, теплофікації тощо). Якщо якийсь із трубопроводів має ізолювальну вставку на вводі в будівлю, то до основної системи зрівнювання потенціалів приєднують тільки ту частину трубопроводу, що знаходиться з боку будівлі відносно ізолювальної вставки;

– металеві частини будівельних конструкцій;

– металеві провідники, закладені в струмопровідну підлогу (земляну, бетонну тощо) для вирівнювання потенціалів між підлогою і відкритими частинами електрообладнання;

– систему блискавкозахисту, якщо вона є, а нормативні документи, які стосуються блискавкозахисту, не забороняють приєднувати її до захисного заземлення;

– металеві частини централізованих систем вентиляції і кондиціонування.

За наявності децентралізованих систем вентиляції і кондиціонування металеві повітропроводи слід приєднувати до *PE*-шини щитів живлення вентиляторів і кондиціонерів;

– заземлювальний провідник функціонального заземлення, якщо воно є і відсутні обмеження на приєднання мережі функціонального заземлення до заземлювального пристрою захисного заземлення;

– металеві оболонки телекомунікаційних кабелів.

Провідні частини, які входять у будівлю ззовні, слід з'єднувати якнайближче до точки їхнього введення в будівлю.

Для з'єднання з основною системою зрівнювання потенціалів усі зазначені частини слід приєднувати до ГЗШ (1.7.126–1.7.130) за допомогою провідників системи зрівнювання потенціалів (1.7.148–1.7.150).

Приєднувати провідники основної системи зрівнювання потенціалів до заземлювачів блискавкозахисту і природних заземлювачів слід у різних місцях.

1.7.85. Додаткову систему зрівнювання потенціалів у електроустановках до 1 кВ необхідно виконувати, якщо вимоги до часу захисного вимикання живлення не забезпечено, наприклад, якщо не виконується вимога (1.7.3). Вона може охоплювати всю електроустановку або будь-яку її частину і має з'єднувати між собою всі одночасно доступні дотику (1.7.74) відкриті провідні частини стаціонарного електрообладнання і сторонні провідні частини, включаючи доступні для дотику металеві частини будівельних конструкцій, а також захисні провідники всього електрообладнання, включаючи захисні провідники штепсельних розеток.

Для деяких приміщень із підвищеною небезпекою виконання додаткової системи зрівнювання потенціалів може бути обов'язковим, якщо це зазначено в нормативних документах, які стосуються електроустановок цих приміщень.

Для зрівнювання потенціалів можна використовувати спеціально передбачені провідники (1.7.150) або відкриті і сторонні провідні частини, якщо вони відповідають вимогам 1.7.132 до захисних провідників щодо провідності і неперервності електричного кола.

1.7.86. Якщо час автоматичного вимикання живлення в окремих частинах електроустановки напругою до 1 кВ не відповідає вимогам 1.7.82 для системи TN і 1.7.83 для системи IT, то захист у разі непрямого дотику до цих частин можна здійснювати за допомогою інших заходів захисту, шляхом застосування: електрообладнання класу II; захисного електричного відокремлення; ізолювальних (непровідних) приміщень, зон, площадок, незаземленої системи місцевого зрівнювання потенціалів; систем БННН, ЗННН, ФННН.

1.7.87. Захист із застосуванням електрообладнання класу II або з рівноцінною ізоляцією забезпечується подвійною або посиленою ізоляцією або розміщенням електрообладнання, яке має тільки основну ізоляцію струмовідних частин, в ізо-

лювальній оболонці. Ізолювальна оболонка має бути стійкою до можливих електричних, термічних і механічних навантажень.

Провідні частини електрообладнання з подвійною ізоляцією, а також електрообладнання, розміщеного в ізолювальній оболонці, не вимагається приєднувати до захисних провідників.

1.7.88. Захисне електричне відокремлення застосовують, як правило, для одного кола. Найбільша робоча напруга відокремлюваного кола не має перевищувати 500 В.

Живлення відокремлюваного кола слід здійснювати від розділового трансформатора, який відповідає вимогам ДСТУ 3225-95 «Розділові трансформатори і безпечні розділові трансформатори. Технічні вимоги», або від іншого джерела, що забезпечує рівноцінний ступінь безпеки.

Струмовідні частини кола, які живляться від розділового трансформатора, не повинні мати з'єднань із заземленими частинами і захисними провідниками інших кіл.

Провідники кіл, які живляться від розділового трансформатора, рекомендовано прокладати окремо від інших кіл. Якщо це неможливо, то для таких кіл необхідно використовувати кабелі без металевої оболонки, броні, екрана або ізольовані проводи, прокладені в ізоляційних трубах, коробах і каналах за умови, що номінальна напруга цих кабелів і проводів відповідає найбільшій напрузі спільно прокладених кіл, а кожне коло захищене від надструмів.

Якщо від розділового трансформатора живиться тільки один електроприймач, то його відкриті провідні частини не приєднуються ні до захисного провідника, ні до відкритих провідних частин інших кіл.

Допускається живлення кількох електроприймачів від одного розділового трансформатора за умови одночасного виконання таких вимог:

– відкриті провідні частини відокремлюваного кола не повинні мати електричного зв'язку з металевим корпусом джерела живлення;

– відкриті провідні частини відокремлюваного кола слід з'єднувати між собою ізольованими незаземленими провідниками додаткової (місцевої) системи зрівнювання потенціалів, що не має з'єднань із захисними провідниками і відкритими провідними частинами інших кіл;

– штепсельні розетки повинні мати захисний контакт, приєднаний до місцевої незаземленої системи зрівнювання потенціалів;

– гнучкі кабелі, за винятком тих, що живлять електрообладнання класу II, повинні мати захисний провідник, який застосовують як провідник зрівнювання потенціалів;

– час автоматичного вимкнення живлення в разі подвійного замикання різних фаз на відкриті провідні частини не має перевищувати час, зазначений у табл. 1.7.1.

1.7.89. Ізолювальні (непровідні) приміщення, зони і площадки як захід захисту від непрямого дотику дозволено застосовувати в електроустановках напругою до 1 кВ, що доступні тільки для виробничого (електротехнічного) персоналу, який обслуговує їх.

Опір ізолювальної підлоги і стін таких приміщень, зон і площадок у будь-якій точці відносно локальної землі повинен бути не нижчим ніж:

– 50 кОм для електроустановки номінальною напругою до 500 В включно;

– 100 кОм для електроустановки номінальною напругою понад 500 В.

Якщо опір у будь-якій точці менший від вказаних значень, то такі приміщення, зони і площадки не слід розглядати як заходи захисту від ураження електричним струмом.

У разі застосування ізолювальних приміщень, зон, площадок як заходу захисту в разі непрямого дотику відкриті провідні частини необхідно розташовувати таким чином, щоб людина не могла одночасно торкатися двох відкритих провідних частин або відкритої і сторонньої провідних частин, якщо зазначені частини через пошкодження основної ізоляції можуть опинитися під різним потенціалом. Виконання цієї вимоги може бути забезпечене віддаленням зазначених провідних частин одна від одної на відстань межі досяжності руками (див. 1.7.74), улаштуванням між ними бар'єрів, ізолюванням сторонніх провідних частин або сполученням цих заходів.

В ізолювальних приміщеннях, зонах, площадках не слід застосовувати захисний провідник. Крім того, необхідно передбачати заходи проти внесення потенціалу сторонніми провідними частинами (наприклад, переносним або пересувним електрообладнанням класу I, металевими водопровідними трубами тощо). Підлога і стіни ізолювальних приміщень, зон і площадок не повинні зазнавати впливу вологи.

1.7.90. Електрообладнання і захисні заходи від ураження електричним струмом мають бути узгодженими в електроустановці відповідно до табл. 1.7.2.

Таблиця 1.7.2. **Застосування електрообладнання в електроустановках напругою до 1 кВ**

Клас електрообладнання (ДСТУ IEC 61140:2005)	Маркування на електрообладнанні або в інструкції	Призначення захисту	Сфера застосування та умови підключення
1	2	3	4
0	лише для застосування в неструмопровідному середовищі або в разі виконання захисту за рахунок відокремлення кіл	У разі непрямого дотику	1. У непровідних приміщеннях, зонах, площадках. 2. Відокремлення електричних кіл забезпечують окремо для кожного електрообладнання
I	Захисний затискач знак ⏚ або літери «*PE*», або жовто-зелені смуги	Те саме	З'єднання захисного затискача електрообладнання з *PE*-провідником електроустановки. Застосовується, якщо вимоги стосовно окремих місць або приміщень не обмежують застосування електрообладнання цього класу

Продовження табл. 1.7.2

1	2	3	4
II	Знак ⧈	Те саме	У всіх приміщеннях, незалежно від заходів захисту, прийнятих у електроустановці, якщо спеціальні вимоги не обмежують застосування електрообладнання цього класу
III	Знак ◇III◇	У разі непрямого дотику і за певних умов у разі прямого дотику	Підключати тільки до систем БННН («SELV system») і ЗННН («PELV system»)

ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК НАПРУГОЮ ДО 1 кВ У ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ІЗ ГЛУХОЗАЗЕМЛЕНОЮ НЕЙТРАЛЛЮ

1.7.91. В електроустановках з глухозаземленою нейтраллю нейтральну або середню точку чи один з виводів джерела живлення необхідно надійно приєднувати до заземлювача за допомогою заземлювального провідника.

Не допускається використовувати *PEN*-(*PE*- або *N*-)провідники, які з'єднують нейтраль з розподільним щитом, як заземлювальні.

Якщо в *PEN*-провіднику, який з'єднує нейтраль джерела трифазного струму з шиною *PEN* розподільного щита напругою до 1 кВ, установлено трансформатор струму, то заземлювальний провідник слід приєднувати не до нейтралі джерела безпосередньо, а до *PEN*-провідника і, за можливості, відразу за трансформатором струму. У такому випадку поділ *PEN*-провідника на *PE*- і *N*-провідники в системі TN-S слід виконувати також поза трансформатором струму. Трансформатор струму треба розташовувати якомога ближче до виводу нейтралі джерела живлення.

Вивід *PEN*- або *N*-провідника від нейтралі джерела на розподільний пристрій слід здійснювати: у разі виводу фаз шинами – шиною на ізоляторах; у разі виводу фаз кабелем (проводом) – жилою кабелю (проводу).

1.7.92. Опір заземлювального пристрою, до якого приєднано нейтраль джерела живлення або виводи джерела однофазного струму, у будь-яку пору року не повинен перевищувати 2, 4 і 8 Ом відповідно для лінійних напруг 660, 380 і 220 В джерела трифазного струму або 380, 220 і 127 В джерела однофазного струму. Цей опір необхідно забезпечувати з урахуванням використання всіх заземлювачів, приєднаних до *PEN*-(*PE*-)провідника, якщо кількість відхідних ліній не менше двох. Лінія з найбільшою кількістю заземлювачів, приєднаних до *PEN*-(*PE*-)провідника, не враховується. Опір заземлювача, до якого безпосередньо приєднують нейтраль джерела трифазного струму або виводи джерела однофазного струму, має бути не більшим за 15, 30 і 60 Ом відповідно для лінійних напруг 660, 380 і 220 В

джерела трифазного струму або 380, 220 і 127 В джерела однофазного струму (див. також 1.7.96).

1.7.93. На початках та на кінці повітряних ліній електропередавання як з неізольованими, так і з самоутримними ізольованими проводами або відгалужень від них довжиною понад 200 м слід влаштовувати повторні заземлення *PEN*-(*PE*-)провідника зі значенням опору згідно з 1.7.95. У першу чергу необхідно використовувати природні заземлювачі (підземні частини залізобетонних і металевих опор), а також заземлювачі, призначені для захисту від грозових перенапруг (див. главу 2.4 цих Правил).

Зазначені повторні заземлення виконують тільки в тому разі, якщо на повітряних лініях відсутні заземлювачі, призначені для захисту від грозових перенапруг (2.4.40), або їх недостатньо для виконання умови, зазначеної в 1.7.95.

Повторні заземлення *PEN*-провідника в мережах постійного струму слід влаштовувати із застосуванням окремих штучних заземлювачів. Вони не повинні мати металевих з'єднань з підземними трубопроводами.

1.7.94. На вводі до електроустановки будинку (будівлі), в якій для захисту від непрямого дотику застосовується автоматичне вимкнення живлення, за рішенням власника будинку (будівлі) рекомендовано влаштовувати повторне заземлення *PEN*-(*PE*-)провідника, опір якого має бути не більше ніж 30 Ом. Для цього, перш за все, слід використовувати природні заземлювачі (арматуру фундаменту, з'єднану між собою безперервно – для будинків, що проектуються чи будуються) та заземлювачі грозозахисту будинку. Якщо грозозахист будинку не виконується і безпосередньо біля нього відсутні природні заземлювачі, то роль повторного заземлювача на вводі до електроустановки будинку може виконувати повторний (грозозахисний) заземлювач *PEN*-(*PE*-)провідника, встановлений на повітряній лінії живлення, якщо відстань між ним і ввідно-розподільним пристроєм електроустановки не перевищує 60 м.

Встановлена на фасаді будинку або на опорі ПЛ будь-яка металева шафа з електрообладнанням, яка обслуговується безпосередньо з поверхні землі (наприклад, шафа на вводі в будинок з комутаційно-захисним пристроєм і лічильником електроенергії), повинна бути з'єднана з *PE*-провідником електроустановки і провідником системи вирівнювання потенціалів, яка виконується шляхом закладання в землю (на глибину 0,5–0,7 м і відстань один метр від шафи) провідника із чорної сталі діаметром не менш ніж 10 мм.

У разі асфальтного або бетонного покриття землі закладення в землю провідника для вирівнювання потенціалів можна не виконувати.

1.7.95. Сумарний опір усіх заземлювачів, приєднаних до *PEN*-провідника кожної лінії, у тому числі природних заземлювачів, у будь-яку пору року не повинен перевищувати 5, 10 і 20 Ом відповідно для лінійних напруг 660, 380 і 220 В джерела трифазного струму або 380, 220 і 127 В джерела однофазного струму. Опір кожного з повторних заземлювачів має бути не більшим ніж 15, 30 і 60 Ом відповідно для тієї самої напруги (див. також 1.7.96).

1.7.96. У районах з питомим опором землі $\rho > 100$ Ом · м допускається одночасно збільшувати зазначені в 1.7.92 і 1.7.95 значення опору заземлення в $0{,}01\rho$ разів, але не більше ніж в 10 разів, за винятком мереж, в яких заземлювальний пристрій, до якого приєднано нейтраль джерела живлення, використовують одночасно для

електроустановок напругою до і понад 1 кВ. В останньому випадку збільшення опору можливе лише до значення, за яким напруга на заземлювальному пристрої не перевищує допустиму напругу, наведену в табл. 1.7.3.

ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК НАПРУГОЮ ДО 1 кВ У ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ІЗ ІЗОЛЬОВАНОЮ НЕЙТРАЛЛЮ

1.7.97. Опір заземлювального пристрою R, Ом, який використовують для захисного заземлення відкритих провідних частин в електроустановках з ізольованою нейтраллю, у разі одиничного замикання струмовідної частини на заземлену, має відповідати умові:

$$R \leq \frac{U_д}{I}, \qquad (1.7.4)$$

де $U_д$ – допустима напруга дотику, значення якої в приміщеннях без підвищеної небезпеки приймають для електроустановок змінного струму – 50 В, а для постійного – 120 В (див. також 1.7.56);

I – повний струм замикання на землю (на заземлену провідну частину), А.

Виконання зазначеної умови можна не перевіряти, якщо опір заземлювального пристрою R не перевищує:

– 4 Ом в електроустановках змінного струму в разі потужності джерела живлення, більшої ніж 100 кВ • А;

– 10 Ом в електроустановках змінного струму в разі потужності джерела живлення або сумарної потужності паралельно працюючих джерел живлення до 100 кВ • А і у всіх електроустановках постійного струму.

ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК НАПРУГОЮ ПОНАД 1 кВ У ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ІЗ ІЗОЛЬОВАНОЮ, КОМПЕНСОВАНОЮ АБО (І) ЗАЗЕМЛЕНОЮ ЧЕРЕЗ РЕЗИСТОР НЕЙТРАЛЛЮ

1.7.98. В електроустановках напругою понад 1 кВ електричної мережі з ізольованою, компенсованою або (і) заземленою через резистор нейтраллю опір заземлювального пристрою R, Ом, у разі проходження розрахункового струму замикання на землю у будь-яку пору року з урахуванням опору природних заземлювачів, має бути:

1) у разі використання заземлювального пристрою одночасно для електроустановок напругою до 1 кВ, в яких N-, PEN-(PE-)провідники виходять за межі цього заземлювального пристрою:

$$R \leq \frac{U_д}{I_р}, \qquad (1.7.5)$$

де $U_д$ – допустима напруга на заземлювальному пристрої, В;

$I_р$ – розрахунковий струм замикання на землю, А (1.7.99).

Для електроустановок, в яких захист від замикання на землю діє на сигнал, значення $U_д$ приймають 67 В, а для електроустановок, в яких захист діє на автоматичне відключення приєднання із замиканням на землю, $U_д$ визначають залежно від тривалості замикання на землю в електроустановці напругою понад 1 кВ (табл. 1.7.3).

Таблиця 1.7.3. **Залежність допустимої напруги на заземлювальному пристрої, який одночасно використовують для електроустановок до і понад 1 кВ, від тривалості замикання на землю в електроустановках напругою понад 1 кВ з ізольованою, компенсованою або (і) заземленою через резистор нейтраллю**

Допустима напруга на заземлювальному пристрої $R \cdot I_р$, В	Тривалість замикання на землю, с
67	Захист діє на сигнал
70	3
75	2
90	1
100	0,8
110	0,6
140	0,5
200	0,4
330	0,3
460	0,2
500	0,15
560	0,1
670	0,05

За розрахункову тривалість замикання на землю слід приймати суму часу дії захисту і повного часу вимикання вимикача.

У всіх випадках, незалежно від дії захисту в разі замикання на землю в електроустановках напругою понад 1 кВ опір заземлювального пристрою має також відповідати вимогам 1.7.92 і 1.7.97 для електроустановок напругою до 1 кВ.

Якщо умова (1.7.5) не виконується для системи заземлення TN, то нейтральну точку джерела живлення напругою до 1 кВ треба приєднувати до електрично незалежного заземлювача, який треба встановлювати на відстані одного чи двох прогонів ПЛ 0,4 кВ від трансформаторної підстанції. У цьому разі заземлювальний провідник, який з'єднує нейтральну точку джерела живлення з електрично незалежним заземлювачем, а також *N*-, *PEN*-(*PE*-)провідники в межах заземлювального пристрою електроустановки напругою понад 1 кВ повинні мати таку саму ізоляцію відносно землі, як і лінійні провідники установки напругою до 1 кВ. Якщо це з'єднання виконують за допомогою кабелю, то кабель має бути без металевої оболонки і броні.

Якщо умова (1.7.5) не виконується для системи заземлення IT, то *PE*-провідник, до якого приєднують відкриті провідні частини електроустановки споживача електричної енергії, має бути приєднано до заземлювача, електрично незалежного від заземлювача електроустановки напругою понад 1 кВ, або в споживача має бути виконаним захисне вирівнювання потенціалів;

2) у разі використання заземлювального пристрою тільки для електроустановок напругою понад 1 кВ, а також у разі використання його одночасно для електроустановок напругою до 1 кВ, у яких *N*-, *PEN*-(P*E*-)провідники не виходять за межі цього заземлювального пристрою,

$$R \leq \frac{250}{I_р}, \qquad (1.7.6)$$

але не більше ніж 10 Ом.

Умова (1.7.6) не поширюється на заземлювальні пристрої опор повітряних ліній, опір яких визначають згідно з главою 2.5 цих Правил.

1.7.99. За розрахунковий струм $I_р$ приймають:

1) в електричних мережах з ізольованою нейтраллю – повний струм замикання на землю, не менший ніж вказано в 1.2.16;

2) в електричних мережах з компенсованою нейтраллю:

– для заземлювальних пристроїв, до яких приєднано дугогасні реактори, – струм, який дорівнює номінальному струму цих реакторів;

– для заземлювальних пристроїв, до яких не приєднано дугогасні реактори, – струм замикання на землю в разі вимикання найпотужнішого з реакторів;

3) в електричних мережах із заземленою через резистор нейтраллю або через дугогасні реактори та резистор струм $I_р$ визначають за формулою:

$$I_р = \sqrt{I_з^2 + \left(\frac{U_ф}{R_р}\right)^2}, \qquad (1.7.7)$$

де $U_ф$ – фазна напруга мережі, В;

$I_з$ – струм, прийнятий згідно з переліками 1) або 2), за відсутності резистора, А;

$R_р$ – опір резистора, Ом.

Розрахунковий струм замикання на землю слід визначати для тієї з можливих схем мережі, в якій цей струм має найбільше значення.

1.7.100. Для трансформаторних підстанцій 6–10/0,4 кВ рекомендовано влаштовувати один спільний заземлювальний пристрій, до якого слід приєднувати:

– нейтраль обмоток трансформатора зі сторони напруги до 1 кВ;

– корпус трансформатора;

– металеві оболонки і броню кабелів напругою до 1 кВ;

– металеві оболонки і броню трифазних кабелів напругою понад 1 кВ, а також екрани одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену КЛ понад 1 кВ, якщо це передбачено;

– відкриті провідні частини обладнання напругою до і понад 1 кВ;

– сторонні провідні частини.

У кабельних мережах 6–10 кВ, де екрани і броню кабелів заземлено з обох боків і вони є неперервними між підстанцією живлення і підстанцією 6–10/0,4 кВ, умова (1.7.5) завжди виконується, якщо опір спільного заземлювального пристрою підстанції 6–10/0,4 кВ відповідає вимогам до електроустановок напругою до 1 кВ (1.7.92 і 1.7.97).

Якщо підстанція 6–10/0,4 кВ отримує живлення повітряною або кабельною лінією з одножильними кабелями з ізоляцією із зшитого поліетилену, екрани яких заземлено тільки з одного боку, опір спільного заземлювального пристрою потрібно визначати за розрахунковим струмом $I_р$ (1.7.99).

1.7.101. У зовнішніх електроустановках напругою понад 1 кВ довкола площі, зайнятої електрообладнанням, на глибині, не меншій ніж 0,5 м, слід прокладати замкнутий горизонтальний заземлювач, до якого приєднують відкриті провідні частини, що заземлюються.

Кінцеві опори ПЛ напругою понад 1 кВ, з'єднані з РП кабельними вставками, які мають металеву оболонку або броню, мають бути охопленими зовнішнім контуром заземлювального пристрою і з'єднаними з ним.

Приєднувати зовнішню огорожу підстанції до заземлювального пристрою не вимагається.

Якщо опір заземлювального пристрою становить понад 10 Ом (згідно з 1.7.113 для землі з питомим опором понад 500 Ом • м), то необхідно додатково здійснювати захисне вирівнювання потенціалів уздовж рядів електрообладнання з боку обслуговування, для чого в землі слід прокладати горизонтальні заземлювачі на глибині 0,5 м і на відстані 0,8–1 м від фундаментів або основ електрообладнання, попередньо приєднавши їх до заземлювального пристрою.

1.7.102. Заземлювальний пристрій електроустановки мережі напругою понад 1 кВ з ізольованою, заземленою через дугогасний реактор або (і) резистор нейтраллю, об'єднаний із заземлювальним пристроєм електроустановки мережі напругою понад 1 кВ з глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю в один загальний заземлювальний пристрій, має задовольняти також вимогам 1.7.103–1.7.111.

ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК НАПРУГОЮ ПОНАД 1 кВ У ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ІЗ ГЛУХОЗАЗЕМЛЕНОЮ АБО ЕФЕКТИВНО ЗАЗЕМЛЕНОЮ НЕЙТРАЛЛЮ

1.7.103. Заземлювальні пристрої електроустановок напругою понад 1 кВ у електричній мережі з глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю слід влаштовувати з дотриманням вимог або до напруги дотику (1.7.105), або до їх опору (1.7.106), а також з дотриманням вимог до їх конструктивного виконання (1.7.107–1.7.109). При цьому напругу на заземлювальному пристрої необхідно обмежувати відповідно до 1.7.104.

Вимоги 1.7.103–1.7.109 не поширюються на заземлювальні пристрої опор ПЛ і екранів силових одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену КЛ, опір яких визначають згідно глав 2.3 і 2.5 цих Правил.

1.7.104. У разі стікання струму короткого замикання на землю з заземлювального пристрою, який виконують з дотриманням вимог до його опору, напруга на заземлювальному пристрої в усіх випадках не має перевищувати 10 кВ (див.

також 1.7.111). Напруга понад 10 кВ допускається на заземлювальному пристрої, який виконують з дотриманням вимог до напруги дотику і з якого не може виноситись потенціал за межі зовнішньої огорожі електроустановки.

Для напруги на заземлювальному пристрої понад 5 кВ слід передбачати заходи щодо запобігання винесенню небезпечних потенціалів за її межі і захисту ізоляції кабелів зв'язку та телемеханіки, а також ізоляції зовнішньої оболонки екранів силових одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену КЛ, які відходять від електроустановки.

1.7.105. Заземлювальний пристрій, який влаштовують за вимогами до напруги дотику, має забезпечувати в будь-яку пору року значення напруги дотику, що не перевищує наведену в табл. 1.7.4.

Таблиця 1.7.4. **Гранично допустима напруга дотику**

Тривалість дії, с	До 0,1	0,2	0,5	0,7	0,9	Понад 1,0 до 5,0
Напруга дотику, В	500	400	200	130	100	65

Опір заземлювального пристрою в цьому разі визначають за допустимою напругою на заземлювальному пристрої та за струмом замикання на землю.

Для визначення допустимої напруги дотику за розрахункову тривалість дії слід приймати суму часу дії захисту і повного часу вимикання вимикача. На робочих місцях оперативного обслуговування електричного обладнання, де під час виконання оперативних перемикань може виникнути коротке замикання на конструкції, досяжній для дотику персоналу, який виконує перемикання, треба приймати мінімальний час дії резервного захисту від цього виду пошкодження, а для іншої території – основного захисту.

Поздовжні і поперечні горизонтальні заземлювачі для виконання захисного вирівнювання потенціалів необхідно розміщувати з урахуванням вимог обмеження напруги дотику до нормованих значень і зручності приєднання заземлювального обладнання.

Глибина закладання в ґрунті поздовжніх і поперечних горизонтальних штучних заземлювачів має бути не меншою ніж 0,3 м. Для зниження напруги дотику в місцях оперативного обслуговування електричного обладнання може бути виконана підсипка шару щебеню товщиною від 0,1 м до 0,2 м.

У разі поєднання заземлювальних пристроїв електроустановок різних напруг у один спільний заземлювальний пристрій напругу дотику слід визначати як найбільшу з випадків замикання на землю на кожній з цих електроустановок.

1.7.106. Заземлювальний пристрій, який влаштовують за вимогами до його опору, у будь-яку пору року повинен мати опір, не більший ніж 0,5 Ом, з урахуванням опору штучних і природних заземлювачів.

Поздовжні заземлювачі слід прокладати вздовж осей електрообладнання з боку обслуговування на глибині 0,5–0,7 м від поверхні землі і на відстані 0,8–1,0 м від фундаментів або основ устаткування. Допускається збільшувати відстані від фундаментів або основ устаткування до 1,5 м з прокладенням одного заземлювача для двох рядів устаткування, якщо сторони обслуговування повернено одна до одної, а відстань між підвалинами або фундаментами двох рядів не перевищує 3 м.

Поперечні заземлювачі треба прокладати в зручних місцях між устаткуванням на глибині 0,5–0,7 м від поверхні землі. Відстань між ними рекомендовано приймати в бік збільшення від периферії до центру заземлювальної сітки. При цьому перша і наступні відстані, починаючи від периферії, не мають перевищувати відповідно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11; 13,5; 16; 20 м. Розміри чарунок заземлювальної сітки, які прилягають до місць приєднання нейтралей силових трансформаторів і короткозамикачів до заземлювального пристрою, не мають перевищувати 6 м × 6 м.

Горизонтальні заземлювачі необхідно прокладати по краю території, зайнятої заземлювальним пристроєм, так, щоб вони в сукупності утворювали замкнутий контур.

Якщо заземлювальний пристрій знаходиться в межах зовнішньої огорожі електроустановки, то біля входів і в'їздів на її територію слід вирівнювати потенціал, наприклад, шляхом установлення двох вертикальних заземлювачів, приєднаних до зовнішнього горизонтального заземлювача напроти входів і в'їздів. У цьому разі вертикальні заземлювачі мають бути довжиною 3–5 м, а відстань між ними повинна дорівнювати ширині входу чи в'їзду.

1.7.107. У разі влаштування заземлювального пристрою за вимогами до напруги дотику (1.7.105) або до його опору (1.7.106) додатково необхідно:

– прокладати замкнений горизонтальний заземлювач навколо площі, зайнятої електрообладнанням;

– прокладати поздовжні і поперечні горизонтальні заземлювачі та з'єднувати їх між собою в заземлювальну сітку;

– забезпечувати якомога меншу довжину заземлювальних провідників;

– прокладати поздовжні і поперечні горизонтальні заземлювачі так, щоб вузол з'єднування їх між собою в заземлювальну сітку був поблизу місць розміщення нейтралей силових трансформаторів і короткозамикачів;

– приєднувати високовольтне обладнання до заземлювача, який забезпечує стікання струму не менше ніж у двох напрямках;

– прокладати заземлювальні провідники, які приєднують обладнання або конструкції до заземлювача, у землі на глибині, не меншій ніж 0,3 м;

– прокладати горизонтальні заземлювачі, які знаходяться поза територією електроустановки, на глибині, не меншій ніж 1 м, а зовнішній контур заземлювального пристрою в разі виходу його за межі електроустановки рекомендовано влаштовувати у вигляді багатокутника з тупими або заокругленими кутами.

1.7.108. Зовнішню огорожу електроустановок не рекомендовано приєднувати до заземлювального пристрою.

Якщо від електроустановки відходять повітряні лінії напругою 110 кВ і вище, то огорожу необхідно заземлювати за допомогою вертикальних заземлювачів довжиною від 2 м до 3 м, установлених біля стояків огорожі по всьому її периметру через кожні 20–50 м. Установлювати такі заземлювачі не потрібно для огорожі з металевими стояками і з тими стояками із залізобетону, арматуру яких електрично з'єднано з металевими ланками огорожі.

Для усунення електричного зв'язку зовнішньої огорожі з заземлювальним пристроєм відстань від огорожі до елементів заземлювального пристрою, розташованих уздовж неї з внутрішнього, зовнішнього або з обох боків, має бути не меншою ніж 2 м. Горизонтальні заземлювачі, труби і кабелі з металевою оболонкою або бронею

та інші металеві комунікації, які виходять за межі огорожі, слід прокладати посередині між стояками огорожі на глибині, не меншій ніж 0,5 м. У місцях прилягання зовнішньої огорожі до будівель і споруд, а також у місцях прилягання до зовнішньої огорожі внутрішніх металевих огорож, необхідно влаштовувати цегляні або дерев'яні вставки довжиною, не меншою ніж 1 м.

Живлення електроприймачів, установлених на зовнішній огорожі, необхідно здійснювати від розділових трансформаторів (згідно з 1.7.111). Розділові трансформатори не допускається установлювати на огорожі. Лінію, що з'єднує вторинну обмотку розділового трансформатора з електроприймачем, установленим на огорожі, необхідно ізолювати від землі на розрахункову напругу на заземлювальному пристрої.

1.7.109. Якщо здійснити хоча б один із зазначених у 1.7.108 заходів неможливо, то металеві частини огорожі необхідно приєднувати до заземлювального пристрою і виконувати захисне вирівнювання потенціалів так, щоб напруга дотику із зовнішнього і внутрішнього боків огорожі не перевищувала допустимих значень. У разі влаштування заземлювального пристрою за допустимим опором необхідно прокласти горизонтальний заземлювач із зовнішнього боку огорожі на відстані 1 м від неї і на глибині 1 м. Цей заземлювач необхідно приєднувати до заземлювального пристрою не менше ніж у чотирьох точках.

1.7.110. Якщо заземлювальний пристрій будь-якої іншої електроустановки з'єднано з заземлювачем електроустановки напругою понад 1 кВ електричної мережі із глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю кабелем з металевою оболонкою чи бронею, а також із іншими металевими зв'язками, то для вирівнювання потенціалів навколо такої електроустановки або будівлі, в якій її розташовано, необхідно застосовувати один з таких заходів:

1) прокласти в землі на глибині 1 м і на відстані 1 м від фундаменту будівлі або периметра території, яку зайнято устаткуванням, заземлювач, з'єднаний із системою зрівнювання потенціалів цієї території, а на вході і на в'їзді на територію будівлі – провідники на відстані 1 і 2 м від заземлювача на глибині 1 і 1,5 м відповідно і з'єднати ці провідники із заземлювачем;

2) використати залізобетонні фундаменти як заземлювачі відповідно до 1.7.115, якщо при цьому забезпечується допустимий рівень вирівнювання потенціалів. Забезпечувати умови захисного вирівнювання потенціалів за допомогою залізобетонних фундаментів, які використовують як заземлювачі, необхідно згідно з ГОСТ 12.1.030-81 «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление».

Дотримуватися заходів, зазначених у переліках 1) і 2), не обов'язково, якщо навколо будівлі є асфальтове вимощення, у тому числі на входах і на в'їздах. Якщо біля якого-небудь входу (в'їзду) вимощення відсутнє, то біля цього входу (в'їзду) слід здійснювати захисне вирівнювання потенціалів шляхом укладання двох провідників, як зазначено в переліку 1), або дотримуватися заходу за переліком 2). В усіх випадках необхідно дотримуватися вимог згідно з 1.7.111.

1.7.111. З метою уникнення винесення потенціалу не допускається здійснювати живлення електроприймачів, що знаходяться за межами заземлювальних пристроїв електроустановки напругою понад 1 кВ електричної мережі з глухозаземленою нейтраллю, від трансформатора з заземленою нейтраллю з боку напруги до 1 кВ, який знаходиться в межах контура заземлювального пристрою електроустановки напругою понад 1 кВ.

За необхідності живлення таких електроприймачів можна здійснювати від трансформатора з ізольованою нейтраллю на боці напруги до 1 кВ повітряною лінією або кабельною лінією з кабелем без металевої оболонки і броні. У цьому разі напруга на заземлювальному пристрої не має перевищувати напругу спрацьовування пробивного запобіжника, установленого з боку нижчої напруги трансформатора з ізольованою нейтраллю.

Живлення таких електроприймачів можливе також від розділового трансформатора. Розділовий трансформатор і лінія від його вторинної обмотки до електроприймача, якщо вона проходить територією, зайнятою заземлювальним пристроєм електроустановки напругою понад 1 кВ, мають бути ізольованими від землі на розрахункове значення напруги на заземлювальному пристрої.

ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ В МІСЦЕВОСТЯХ З ПИТОМИМ ОПОРОМ ЗЕМЛІ БІЛЬШЕ 500 ОМ · М

1.7.112. У разі спорудження штучних заземлювачів на території електроустановки в місцевостях з питомим опором землі більше 500 Ом • м рекомендовано вживати таких заходів:

– улаштування вертикальних заземлювачів збільшеної довжини, якщо з глибиною питомий опір землі зменшується, а природні заглиблені заземлювачі (наприклад, свердловини з обсадними металевими трубами) відсутні;

– улаштування виносних заземлювачів, якщо поблизу від електроустановки є місця з меншим питомим опором землі;

– застосування штучного оброблення ґрунту з метою зниження його питомого опору, якщо інші заходи не можуть бути застосовані або не дають необхідного ефекту.

1.7.113. Для електроустановок з ізольованою нейтраллю напругою до 1 кВ та понад 1 кВ, якщо заходи, передбачені 1.7.112, не дають змоги отримати прийнятні за економічними показниками заземлювачі, допускається збільшувати встановлені цією главою значення опорів заземлювальних пристроїв у 0,002ρ рази, але не більше ніж у 10 разів. Збільшення встановлених цією главою опорів має бути таким, щоб напруга на заземлювальному пристрої не перевищувала допустиму, наведену в 1.7.97 і 1.7.98.

1.7.114. Заземлювальні пристрої електроустановок напругою понад 1 кВ із глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю слід, як правило, влаштовувати за вимогами до напруги дотику (1.7.105). За наявності природних заземлювачів з малим опором допускається здійснювати їх за нормами до опору.

У скельних структурах допускається прокладати горизонтальні заземлювачі на меншій глибині, ніж вимагається згідно з 1.7.105–1.7.108, але не меншій ніж 0,15 м. Крім того, допускається не влаштовувати вертикальні заземлювачі згідно з 1.7.106 на входах і на в'їздах.

ЗАЗЕМЛЮВАЧІ

1.7.115. Як природні заземлювачі можна використовувати:

– металеві і залізобетонні конструкції будівель і споруд, що перебувають у контакті з землею, у тому числі залізобетонні фундаменти в неагресивних, слабоагресивних і середньоагресивних середовищах;

– підземні частини залізобетонних і металевих опор повітряних ліній електропередавання, у тому числі фундаменти опор, за відсутності гідроізоляції залізобетону полімерними матеріалами;

– металеві трубопроводи, прокладені в землі (окрім трубопроводів, зазначених у 1.7.116);

– інші провідні частини, які є придатними для цілей заземлення і не можуть бути навіть тимчасово демонтованими (повністю або частково) без відома персоналу, який експлуатує електроустановку (обсадні труби бурових свердловин, металеві шпунти гідротехнічних споруд, закладні частини затворів тощо);

– заземлювачі опор повітряних ліній електропередавання, з'єднані з заземлювальним пристроєм електроустановки за допомогою грозозахисного троса, якщо трос не ізольовано від опор лінії;

– заземлювачі опор повітряних ліній електропередавання напругою до 1 кВ, з'єднані *PEN*-провідником із заземлювальним пристроєм джерела живлення за кількості ліній, не менше двох;

– рейки магістральних неелектрифікованих залізниць і під'їзних колій за наявності перемичок між рейками.

1.7.116. Не допускається використовувати як природні заземлювачі діючі трубопроводи горючих рідин, горючих або вибухонебезпечних газів і сумішей. Не слід також використовувати як природні заземлювачі труби каналізації, опалення та водопроводу. Проте ці вимоги не виключають необхідності приєднання цих трубопроводів і труб в електроустановках напругою до 1 кВ до основної системи зрівнювання потенціалів. Не слід також використовувати як природні заземлювачі залізобетонні конструкції будівель і споруд з попередньо напруженою арматурою, проте це обмеження не поширюється на опори повітряних ліній електропередавання і опорні конструкції відкритих розподільних пристроїв.

Можливість використання природних заземлювачів за умовою густини струму, який протікає по них, необхідність зварювання арматурних стержнів залізобетонних фундаментів та інших будівельних конструкцій, приварювання анкерних болтів до арматурних стержнів залізобетонних фундаментів, а також можливість використання фундаментів у сильноагресивних середовищах мають визначатися за допомогою розрахунків.

1.7.117. Штучні заземлювачі можуть бути з чорної сталі без покриття або з покриттям, з нержавіючої сталі і мідними. Штучні заземлювачі не слід фарбувати.

Матеріал, який використовують для заземлювачів і заземлювальних провідників, має бути електрохімічно сумісним з матеріалом з'єднувальних і контактних елементів.

Мінімальні розміри заземлювачів і заземлювальних провідників, прокладених у землі, мають відповідати розмірам, зазначеним у табл. 1.7.5.

Заземлювачі з чорної сталі, як правило, не слід використовувати в сильноагресивному середовищі. У цьому випадку рекомендовано застосовувати мідні заземлювачі або заземлювачі із сталі з мідним гальванічним покриттям. У разі використання заземлювачів з чорної сталі без покриття в середньоагресивному середовищі їх розміри порівняно з поданими в табл. 1.7.5 рекомендовано збільшувати з урахуванням розрахункового терміну служби заземлювального пристрою.

Таблиця 1.7.5. **Мінімальні розміри заземлювачів і заземлювальних провідників, прокладених у землі**

Матеріал	Характеристика зовнішньої поверхні	Тип заземлювачів	Мінімальні розміри			
			Діаметр, мм	Переріз, мм^2	Товщина стінки, мм	Товщина покриття, мкм
Сталь чорна	Без покриття	Для вертикальних заземлювачів: круглий	16	–	–	–
		Для горизонтальних заземлювачів: круглий	10	–	–	–
		прямокутна штаба	–	100	4	–
		профіль	–	100	4	–
Сталь з покриттям	Гарячеоцинковане покриття	Для вертикальних заземлювачів: круглий	16	–	–	70
		Для горизонтальних заземлювачів: круглий	10	–	–	50
		прямокутна штаба	–	90	3	70
		профіль	–	90	3	70
	Гальванічне мідне покриття	Для вертикальних заземлювачів: круглий	14	–	–	250
		Для горизонтальних заземлювачів: круглий	10	–	–	250
Нержавіюча сталь	Без покриття	Так само, як для сталі з гарячеоцинкованим покриттям				
Мідь	Без покриття	Круглий	12	–	–	–
		Прямокутна штаба	–	50	2	–
		Труба	20	–	2	–
		Канат багатодротовий	1,8 для кожного з дротів	35	–	–

1.7.118. Переріз горизонтальних заземлювачів для електроустановок напругою понад 1 кВ необхідно вибирати за умови термічної стійкості і допустимої температури нагрівання 400 °С (короткочасне нагрівання, яке відповідає повному часу дії основного захисту і вимкнення вимикача). За розрахунковий приймають струм однофазного замикання на землю в електроустановках із глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю і струм двофазного замикання на землю в електроустановках з ізольованою, компенсованою або заземленою через резистор нейтраллю.

1.7.119. Траншеї для горизонтальних заземлювачів необхідно заповнювати однорідним ґрунтом, який не містить у собі щебеню і будівельного сміття.

Не слід розташовувати заземлювачі в місцях, де земля підсушується штучним нагріванням, наприклад, поблизу трубопроводів.

ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРОВІДНИКИ

1.7.120. Переріз заземлювальних провідників залежно від напруги електроустановки і режиму нейтралі має відповідати вимогам згідно з 1.7.121–1.7.123.

Якщо заземлювальний провідник прокладають у землі, то його мінімальні розміри залежно від матеріалу, з якого його виготовлено, має відповідати розмірам згідно з табл. 1.7.5.

Прокладати в землі алюмінієві заземлювальні провідники не допускається, а також не допускається використовувати як заземлювальні провідники відкриті провідні частини кабельних споруд.

Заземлювальні провідники необхідно захищати від корозії одним з існуючих способів, наприклад, шляхом фарбування в слабоагресивних ґрунтах, а в середньо- та сильноагресивних ґрунтах додатково на переході ґрунт – повітря рекомендовано встановлювати термоусаджувальну трубку довжиною, не меншою ніж 0,6 м (0,3 м під землею та 0,3 м – над землею).

1.7.121. В електроустановках напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю переріз заземлювальних провідників, які з'єднують струмовідну частину джерела живлення з заземлювачем, має відповідати вимогам 1.7.137 до захисних провідників. Переріз заземлювальних провідників повторних заземлень, а також у системах заземлення ТТ і ІТ, які з'єднують заземлювач із *PE*-шиною або ГЗШ, визначають за максимальним струмом, який може протікати через заземлювач за час спрацьовування захисного пристрою.

В усіх випадках мінімальний переріз заземлювального провідника має бути не меншим ніж 6 мм^2 – для міді, 16 мм^2 – для алюмінію і 50 мм^2 – для сталі.

Переріз заземлювального провідника, який з'єднує заземлювач робочого (функціонального) заземлення з ГЗШ, має відповідати вимогам стандартів і інструкцій виробника обладнання щодо влаштування його заземлення та бути не меншим ніж 10 мм^2 – для міді, 16 мм^2 – для алюмінію, 75 мм^2 – для сталі.

Переріз заземлювальних провідників повітряних ліній електропередавання напругою до 1 кВ слід приймати відповідно до вимог глави 2.4 цих Правил.

1.7.122. В електроустановках напругою понад 1 кВ електричної мережі з ізольованою, компенсованою або заземленою через резистор нейтраллю провідність заземлювальних провідників має становити не менше 1/3 провідності фазних провідників. Як правило, не вимагається застосовувати мідні провідники перерізом понад 25 мм^2, алюмінієві – понад 35 мм^2, сталеві – понад 120 мм^2.

1.7.123. В електроустановках напругою понад 1 кВ з глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю переріз заземлювальних провідників необхідно вибирати таким чином, щоб у разі протікання через них найбільшого струму однофазного замикання на землю температура заземлювальних провідників не перевищувала 400 °С (короткочасне нагрівання, яке відповідає повному часу дії основного захисту і вимкнення вимикача).

1.7.124. Для вимірювання опору заземлювального пристрою необхідно в зручному місці передбачати можливість від'єднання заземлювального провідника. Від'єднання заземлювального провідника повинне бути можливим тільки за допомогою інструмента. В електроустановках напругою до 1 кВ таким місцем, як правило, є ГЗШ.

1.7.125. У місці введення в будівлю або споруду заземлювального провідника, який не входить до складу кабелю живлення, треба наносити знак ⏚.

ГОЛОВНА ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНА ШИНА (ГЗШ)

1.7.126. У кожній електроустановці напругою до 1 кВ, в якій виконують основну систему зрівнювання потенціалів, необхідно передбачати влаштування ГЗШ.

1.7.127. Якщо будівля має кілька окремих вводів, то ГЗШ потрібно влаштовувати для кожного ввідного пристрою. За наявності вбудованих трансформаторних підстанцій ГЗШ необхідно влаштовувати для кожної з них.

1.7.128. Матеріал і конструкція ГЗШ повинні забезпечувати її механічну міцність, термічну і корозійну стійкість, зручність приєднання до неї провідників.

ГЗШ слід виготовляти з міді, латуні; допускається виготовляти її зі сталі. Застосовувати алюмінієві шини не допускається.

Переріз ГЗШ має забезпечувати її провідність, не меншу ніж провідність того з безпосередньо приєднаних до неї провідників, у якого провідність має найбільше значення.

1.7.129. Конструкція ГЗШ має передбачати можливість індивідуального приєднання і від'єднання провідників.

Приєднувати і від'єднувати провідники повинно бути можливим тільки за допомогою інструмента.

1.7.130. ГЗШ можна розташовувати всередині ввідного пристрою електроустановки напругою до 1 кВ або влаштовувати окремо біля нього в місці, доступному і зручному для обслуговування. Як ГЗШ можна використовувати *PE*-шину ввідного пристрою.

У місцях, доступних особам, які не експлуатують електроустановку, влаштовувати окрему ГЗШ не рекомендовано. Якщо уникнути цього неможливо, то окрему ГЗШ слід розташовувати в шафі з дверцями, які зачиняються на ключ. У місцях, доступних тільки для виробничого (електротехнічного) персоналу (наприклад, в електроприміщеннях), окрему ГЗШ можна встановлювати відкрито.

ЗАХИСНІ ПРОВІДНИКИ (*PE*-НРОВІДНИКИ)

1.7.131. Як захисні провідники в електроустановках напругою до 1 кВ можна використовувати:

1) спеціально передбачені для цього провідники:

– жили багатожильних кабелів і проводів;

– ізольовані або неізольовані провідники, прокладені в огороджувальній конструкції (трубі, коробі, лотку) спільно з фазними провідниками лінії живлення;

– стаціонарно прокладені ізольовані або неізольовані провідники;

2) відкриті провідні частини:

– металеві оболонки і екрани кабелів та проводів;

– металеві оболонки і опорні конструкції комплектних пристроїв і шинопроводів, які входять до складу електроустановки напругою до 1 кВ;

– металеві короби і лотки електропроводок, якщо їх конструкція допускає таке використання і це зазначено в документації виробника;

– металеві труби електропроводок;

3) деякі сторонні провідні частини:

– металеві конструкції будівель і споруд (ферми, колони тощо);

– сталеву арматуру залізобетонних будівельних конструкцій будівель і споруд;

– металеві конструкції виробничого призначення (підкранові рейки, галереї, площадки, шахти ліфтів і підйомників, обрамлення каналів тощо).

Провідники, спеціально передбачені як захисні, не можна використовувати з іншою метою.

1.7.132. Використовувати відкриті і сторонні провідні частини, зазначені в 1.7.131, як захисні провідники допускається в разі, якщо вони відповідають вимогам цієї глави до провідності електричного кола.

Відкриті і сторонні провідні частини можна використовувати як захисні провідники в разі, якщо вони, крім того, одночасно відповідають таким вимогам:

– неперервність електричного кола забезпечується їх конструкцією або відповідними з'єднаннями, захищеними від механічних, хімічних і електрохімічних пошкоджень;

– їх демонтаж неможливий без відома виробничого (електротехнічного) персоналу, який експлуатує електроустановку.

1.7.133. Не допускається використовувати як захисні провідники такі провідні частини:

– труби газопостачання та інші трубопроводи горючих або вибухонебезпечних речовин і сумішей;

– труби водопостачання, каналізації та центрального опалення;

– несучі троси для тросової проводки;

– свинцеві оболонки кабелів і проводів (див. примітку);

– конструктивні частини, які можуть зазнавати механічного пошкодження в нормальних умовах експлуатації;

– металеві оболонки ізоляційних трубок і трубчастих проводів, металорукави тощо.

Примітка. Використовувати свинцеві оболонки кабелів як захисні провідники можна в разі, якщо воно буде обґрунтованим відповідними розрахунками.

1.7.134. *PE*-провідник, якщо він входить до складу лінії (кабелю, проводу), що живить обладнання, не допускається використовувати для виконання функцій *PE*-провідника електрообладнання, яке отримує живлення від іншої лінії. Також не допускається використовувати відкриті провідні частини електрообладнання як *PE*-провідники для іншого обладнання. Винятком є оболонки і опорні конструкції

комплектних пристроїв і комплектних шинопроводів, якщо є можливість приєднання до них захисних провідників у потрібному місці.

1.7.135. Ізоляція захисних провідників не вимагається. Проте в місцях, де можливе пошкодження ізоляції фазних провідників через іскріння між неізольованим захисним провідником і металевою оболонкою або конструкцією, в якій прокладено захисний і фазні провідники (наприклад, у разі прокладання провідників у трубах, коробах, лотках), захисні провідники повинні мати ізоляцію, рівноцінну з фазними провідниками.

1.7.136. *PE*-провідники необхідно, як правило, прокладати в спільній оболонці з фазними провідниками або поряд з ними.

Ця вимога є обов'язковою, якщо для захисту від ураження електричним струмом використовують пристрої захисту від надструму.

1.7.137. Мінімальний переріз *PE*-провідників має відповідати значенням, наведеним у табл. 1.7.6.

Переріз провідників у табл. 1.7.6 наведено для випадку, коли їх виготовлено з того самого матеріалу, що й фазні. Переріз провідників з іншого матеріалу повинен бути за провідністю еквівалентним зазначеному в табл. 1.7.6.

Таблиця 1.7.6. **Мінімальний переріз *PE*-провідників, які є жилою кабелю або ізольованого проводу живлення**

Переріз фазних провідників, мм^2	Мінімальний переріз захисних провідників, мм^2
$S \le 16$	S
$16 < S \le 35$	16
$S > 35$	$S/2$

Мінімальний переріз *PE*-провідника, який є жилою кабелю (проводу) з перерізом фазних жил 150 мм^2, допускається приймати 70 мм^2.

1.7.138. Переріз *PE*-провідника має також бути не меншим від мінімального значення, яке визначають за формулою:

$$S = \frac{\sqrt{I^2 \cdot t}}{K}, \qquad (1.7.8)$$

де S – мінімальний переріз *PE*-провідника, мм^2;

I – струм короткого замикання, який забезпечує час вимикання пошкодженого кола захисним апаратом відповідно до табл. 1.7.1 або час, не більший ніж 5 с відповідно до 1.7.82, А;

t – час спрацьовування захисного пристрою, с;

K – коефіцієнт, значення якого залежить від матеріалу *PE*-провідника, його ізоляції, початкової та кінцевої температур. Значення K для *PE*-провідників за різних умов наведено в табл. 1.7.7–1.7.11.

Якщо в результаті розрахунку отримано нестандартний переріз, як мінімальний переріз *PE*-провідника необхідно приймати його найближче більше стандартне значення.

Таблиця 1.7.7. **Значення коефіцієнта *K* для ізольованих *PE*-провідників, які не входять до складу кабелів (проводів) живлення і які не прокладено в джгуті з іншими кабелями (проводами)**

Ізоляція провідника (у дужках зазначено тривало допустиму температуру ізоляції)	Температура, °C		Матеріал провідника		
			Мідь	Алюміній	Сталь
	початкова	кінцева	Значення коефіцієнта *K*		
Полівінілхлорид (70 °C)	30	160(140)	143(133)	95(88)	52(49)
Полівінілхлорид (90 °C)	30	160(140)	143(133)	95(88)	52(49)
Зшитий поліетилен, етилен-пропіленова гума (90 °C)	30	250	176	116	64
Гума (60 °C)	30	200	159	105	58
Гума (85 °C)	30	220	166	110	60
Силіконова гума	30	350	201	133	73
Примітка. Значення кінцевої температури і коефіцієнта *K*, зазначеного в дужках, використовують для провідників, переріз яких перевищує 300 мм².					

Таблиця 1.7.8. **Значення коефіцієнта *K* для неізольованих *PE*-провідників, які перебувають у контакті з покриттям кабелю (ізольованого проводу), і які не прокладено в джгуті з іншими кабелями (ізольованими проводами)**

Ізоляційне покриття кабелю або проводу	Температура, °C		Матеріал провідника		
			Мідь	Алюміній	Сталь
	початкова	кінцева	Значення коефіцієнта *K*		
Полівінілхлорид	30	200	159	105	58
Поліетилен	30	150	138	91	50
Бутилова гума	30	220	166	110	60

Таблиця 1.7.9. **Значення коефіцієнта *K* для *PE*-провідників, які входять до складу кабелів (ізольованих проводів) живлення або які прокладено в джгуті з іншими кабелями (ізольованими проводами)**

Ізоляція провідника (у дужках зазначено тривало допустиму температуру ізоляції)	Температура, °C		Матеріал провідника		
			Мідь	Алюміній	Сталь
	початкова	кінцева	Значення коефіцієнта *K*		
1	2	3	4	5	6
Полівінілхлорид (70 °C)	70	160(140)	115(103)	76(68)	42(37)
Полівінілхлорид (90 °C)	90	160(140)	100(86)	66(57)	36(31)
Зшитий поліетилен, етилен-пропіленова гума (90 °C)	90	250	143	94	52

Продовження табл. 1.7.9

1	2	3	4	5	6
Гума (60 °С)	60	200	141	93	51
Гума (85 °С)	85	220	134	89	48
Силіконова гума	180	350	132	87	47
Примітка. Значення кінцевої температури і коефіцієнта *К*, зазначеного в дужках, використовують для провідників, переріз яких перевищує 300 мм².					

Таблиця 1.7.10. **Значення коефіцієнта *К* у разі використання як *PE*-провідника металевої оболонки або екрану кабеля живлення**

Ізоляція кабелю або проводу (у дужках зазначено тривало допустиму температуру ізоляції)	Температура, °С		Матеріал провідника		
			Мідь	Алюміній	Свинець
	початкова	кінцева	Значення коефіцієнта *К*		
Полівінілхлорид (70 °С)	60	200	141	93	51
Полівінілхлорид (90 °С)	80	200	128	85	46
Зшитий поліетилен, етилен-пропіленова гума (90 °С)	80	200	128	85	46
Гума (60 °С)	55	200	144	95	52
Гума (85 °С)	75	220	140	93	51

Таблиця 1.7.11 **Значення коефіцієнта *К* для неізольованих *PE*-провідників у разі, якщо вказані температури не є небезпечними для матеріалів, що знаходяться поблизу цих провідників (початкова температура провідника – 30 °С)**

Умови експлуатації провідників	Матеріал провідника					
	Мідь		Алюміній		Сталь	
	К	Максимальна температура, °С	*К*	Максимальна температура, °С	*К*	Максимальна температура, °С
Прокладені відкрито і в спеціально відведених місцях	228	500*	125	300*	82	500*
Звичайні	159	200	105	200	58	200
Пожежонебезпечні	138	150	91	150	50	150
* *Зазначені температури допускаються, якщо вони не погіршують якості з'єднання.*						

1.7.139. Переріз мідних *PE*-провідників, які не входять до складу кабелів або проводів живлення і прокладених не в загальній огороджувальній конструкції (трубі, коробі, лотку) з фазними провідниками, в усіх випадках повинен бути не меншим ніж:

– 2,5 мм^2 – за наявності механічного захисту;

– 4 мм^2 – за відсутності механічного захисту.

Переріз окремо прокладених алюмінієвих *PE*-провідників повинен бути не меншим за 16 мм^2.

1.7.140. Якщо *PE*-провідник є спільним для двох або більше кіл, то його мінімальний переріз має визначатися з урахуванням:

– провідності фазних провідників того кола, в якому вона найбільша;

– найбільшого значення добутку $I^2 \cdot t$ в цих колах.

1.7.141. Захисні провідники допускається прокладати в землі, у підлозі, по краю фундаментів технологічних установок тощо. Не допускається прокладати в землі неізольовані алюмінієві захисні провідники.

1.7.142. У сухих приміщеннях без агресивного середовища захисні провідники можна прокладати безпосередньо по стінах. У вологих, сирих і особливо сирих приміщеннях, а також у приміщеннях з агресивним середовищем захисні провідники необхідно прокладати на відстані від стін, не меншій ніж 10 мм.

1.7.143. Неізольовані захисні провідники слід захищати від корозії.

У місцях перетину їх з кабелями, трубопроводами тощо, а також у місцях їх введення в будівлі, переходу крізь стіни і перекриття вони повинні бути захищені від механічних пошкоджень.

У місцях перетину температурних і осадових швів треба передбачати компенсацію їх довжини.

1.7.144. Захисні провідники повинні мати кольорове позначення у вигляді поздовжніх або поперечних жовтих і зелених смуг однакової ширини відповідно 1.1.29.

PEN-ПРОВІДНИКИ

1.7.145. У стаціонарних електроустановках з типом заземлення системи TN функцію захисного (*PE*-) і нейтрального (*N*-)провідників можна поєднувати в одному *PEN*-провіднику, якщо його переріз не менший ніж 10 мм^2 – для мідних і 16 мм^2 – для алюмінієвих провідників, а частина електроустановки, що розглядається, не захищена ПЗВ.

1.7.146. Спеціально передбачені *PEN*-провідники мають відповідати вимогам 1.7.137 до перерізу *PE*-провідників, а також 1.3.6 до перерізу *N*-провідника і 1.1.29 до його кольорового позначення.

PEN-провідники повинні мати ізоляцію, рівноцінну з ізоляцією фазних провідників.

Ізолювати *PEN*-шини в комплектних розподільних пристроях не вимагається.

Не допускається використовувати сторонні провідні частини як єдиний *PEN*-провідник.

1.7.147. Якщо, починаючи з якої-небудь точки електроустановки, *PEN*-провідник поділено на *N*- і *PE*-провідники, то об'єднувати ці провідники, а також приєднувати *N*-провідник до заземлених частин за цією точкою по ходу розподілу

енергії не дозволено. У точці поділу провідників необхідно передбачати окремі затискачі або шини для *N*- і *PE*-провідників. *PEN*-провідник необхідно приєднувати до затискача (шини) захисного провідника.

ПРОВІДНИКИ СИСТЕМИ ЗРІВНЮВАННЯ ПОТЕНЦІАЛІВ

1.7.148. Для влаштування систем зрівнювання потенціалів можна використовувати сторонні і відкриті провідні частини електроустановок, зазначені в 1.7.131, або спеціально прокладені провідники чи їх сполучення.

1.7.149. Переріз провідників основної системи зрівнювання потенціалів має бути не меншим ніж:

– 6 мм^2 для міді,
– 16 мм^2 для алюмінію,
– 50 мм^2 для сталі.

1.7.150. Переріз провідників додаткової системи зрівнювання потенціалів має забезпечувати провідність, не меншу ніж:

– у разі з'єднання двох відкритих провідних частин – провідність найменшого із захисних провідників, приєднаних до цих частин;
– у разі з'єднання відкритої і сторонньої провідних частин – половину провідності захисного провідника, приєднаного до відкритої провідної частини.

Переріз провідників додаткової системи зрівнювання потенціалів має також відповідати вимогам 1.7.139.

З'ЄДНАННЯ І ПРИЄДНАННЯ ЗАХИСНИХ ПРОВІДНИКІВ

1.7.151. З'єднання і приєднання заземлювальних, *PE*-провідників і провідників системи зрівнювання і вирівнювання потенціалів повинні забезпечувати неперервність електричного кола. З'єднання сталевих провідників рекомендовано здійснювати зварюванням. У приміщеннях і зовнішніх електроустановках без агресивного середовища допускається з'єднувати заземлювальні і захисні провідники іншими способами, які забезпечують вимоги ГОСТ 10434-82 «Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования» до з'єднань класу 2.

У разі влаштування заземлювальних пристроїв з використанням штучних мідних заземлювачів або заземлювачів із чорної сталі з покриттям для з'єднання заземлювачів між собою і приєднання до них заземлювальних провідників можна застосовувати спеціальні різьбові з'єднання, виготовлені за технічними умовами, узгодженими в установленому порядку, або такі, що мають сертифікат відповідності.

З'єднання слід захищати від корозії і механічного пошкодження. Для болтових з'єднань необхідно забезпечувати заходи проти ослаблення контакту. У разі з'єднання провідників з різних матеріалів слід передбачати заходи проти можливої електролітичної корозії.

1.7.152. З'єднання мають бути доступними для огляду і виконання випробувань, за винятком з'єднань:

– заповнених компаундом або герметичних;
– що знаходяться в підлозі, стінах, перекриттях, землі тощо;

– які є частиною обладнання і виконані відповідно до стандартів або технічних умов на це обладнання.

1.7.153. Приєднання заземлювальних провідників, *PE*-провідників і провідників зрівнювання потенціалів до відкритих провідних частин необхідно виконувати шляхом зварювання або болтового з'єднання.

У разі використання природних заземлювачів для заземлення електроустановок і сторонніх провідних частин як *PE*-провідників і провідників зрівнювання потенціалів контактні з'єднання необхідно здійснювати методами, передбаченими ГОСТ 12.1.030-81 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление».

З'єднання захисних провідників електропроводок і повітряних ліній необхідно здійснювати такими самими методами, що й з'єднання фазних провідників.

1.7.154. Захисні провідники, приєднані до обладнання, яке підлягає частому демонтажу чи встановлене на рухомих частинах або зазнає тряски і вібрації, мають бути гнучкими.

1.7.155. Місця і способи приєднання заземлювальних провідників до протяжних природних заземлювачів, наприклад, до трубопроводів, слід вибирати такими, щоб у разі роз'єднування заземлювачів для ремонтних робіт очікувана напруга дотику і розрахункове значення опору заземлювального пристрою не перевищували безпечних значень.

1.7.156. У разі виконання контролю неперервності кола заземлення не допускається вмикати котушки пристроїв, призначених для здійснення цього контролю, послідовно (у розсічку) з захисними провідниками.

1.7.157. Не допускається вмикати комутаційні апарати в кола *PE*- і *PEN*-провідників, за винятком випадку живлення електроприймачів за допомогою штепсельних з'єднань.

Допускається одночасно вимикати всі провідники на вводі в електроустановки індивідуальних житлових, дачних будинків і аналогічних до них об'єктів, які живляться однофазними відгалуженнями від повітряної лінії. У цьому разі поділ *PEN*-провідника на *PE*- і *N*-провідники необхідно здійснювати до ввідного захисно-комутаційного апарата.

1.7.158. Якщо *PE*-провідники можуть бути роз'єднані за допомогою такого самого штепсельного з'єднувача, що й фазні провідники, розетка і вилка штепсельного з'єднувача повинні мати спеціальні захисні контакти для приєднання до них *PE*-провідників.

Якщо корпус штепсельної розетки металевий, то його необхідно приєднувати до захисного контакту цієї розетки.

1.7.159. Приєднувати кожну відкриту провідну частину електроустановки до *PE*-провідника або до захисного заземлення потрібно за допомогою окремих відгалужень. Послідовно включати в *PE*-провідник або заземлювальний провідник відкриті провідні частини не допускається.

Приєднувати сторонні провідні частини до основної системи зрівнювання потенціалів потрібно також за допомогою окремих відгалужень.

Приєднувати відкриті і сторонні провідні частини до додаткової системи зрівнювання потенціалів можна за допомогою як окремих відгалужень, так і за допомогою одного спільного нероз'ємного провідника.

ПЕРЕНОСНІ ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІ

1.7.160. До переносних електроприймачів відносяться електроприймачі, які можуть у процесі їх експлуатації перебувати в руках людини (ручний електроінструмент, побутові електроприлади тощо).

1.7.161. Живлення переносних електроприймачів змінного струму слід виконувати від мережі напругою, не вищою ніж 380/220 В.

Залежно від категорії приміщення за рівнем небезпеки ураження людей електричним струмом для захисту в разі непрямого дотику в колах, які живлять переносні електроприймачі, можна застосовувати автоматичне вимкнення живлення, захисне електричне відокремлення, наднизьку напругу і подвійну ізоляцію переносних електроприймачів.

1.7.162. У разі застосування автоматичного вимкнення живлення металеві корпуси переносних електроприймачів, за винятком електроприймачів з подвійною ізоляцією, слід приєднувати до *PE*-провідника відповідно до особливостей типу заземлення системи.

Для цього необхідно передбачати додатковий провідник, розташований в одній оболонці з фазними провідниками (третя жила кабелю або проводу – для електроприймачів однофазного і постійного струму, четверта або п'ята жила – для електроприймачів трифазного струму), який приєднують до корпусу електроприймача та захисного контакту вилки штепсельного з'єднувача.

Цей провідник має бути мідним, гнучким, а його переріз – дорівнювати перерізу фазних провідників. Використовувати з цією метою нейтральний провідник, навіть розташований у спільній оболонці з фазними провідниками, не допускається.

1.7.163. Допускається застосовувати стаціонарні та окремі переносні *PE*-провідники і провідники зрівнювання потенціалів для переносних електроприймачів випробувальних лабораторій і експериментальних установок, переміщування яких під час їхньої роботи не передбачене. При цьому стаціонарні провідники мають задовольняти вимогам 1.7.131–1.7.144, а переносні провідники повинні бути мідними, гнучкими і мати переріз, не менший за переріз фазних провідників. У разі прокладання таких провідників не в складі спільного з фазними провідниками кабелю їх переріз має бути не меншим від зазначеного в 1.7.139.

1.7.164. Штепсельні розетки з робочим струмом до 32 А, до яких можливе приєднання переносних електроприймачів, які перебувають в приміщеннях з підвищеною небезпекою або особливо небезпечних, у тому числі на місцевості просто неба, мають бути захищеними ПЗВ з номінальним диференційним струмом, не більшим за 30 мА. Допускається застосовувати переносні електроприймачі, обладнані ПЗВ-вилками.

У разі застосування захисного електричного поділу кіл в особливо небезпечних приміщеннях (наприклад, в стиснених приміщеннях з провідними підлогою, стінами і стелею) кожна розетка повинна отримувати живлення від індивідуального розділового трансформатора або від його окремої обмотки.

Застосування наднизької напруги живлення переносних електроприймачів напругою до 50 В повинно здійснюватися від безпечного розділового трансформатора.

1.7.165. Для приєднання переносних електроприймачів до мережі живлення слід застосовувати штепсельні з'єднувачі, які відповідають вимогам 1.7.158.

У штепсельних з'єднувачах переносних електроприймачів, а також подовжувальних проводів і кабелів провідники з боку джерела живлення слід приєднувати до розетки, а з боку електроприймача – до вилки.

1.7.166. Для захисту кіл розеток ПЗВ рекомендовано розташовувати в розподільних щитках. Допускається застосовувати **ПЗВ**-розетки.

1.7.167. Захисні провідники переносних проводів і кабелів слід позначати поздовжніми або поперечними жовтими і зеленими смугами однакової ширини, які чергуються.

ПЕРЕСУВНІ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ

1.7.168. До пересувних електроустановок, на які поширюються наведені вимоги, відносяться автономні пересувні джерела живлення електричною енергією та пересувні установки, електроприймачі яких можуть отримувати живлення від стаціонарних або автономних пересувних джерел електричної енергії.

Вимоги до пересувних електроустановок не поширюються на суднові електроустановки, рухомий склад електротранспорту, житлові автофургони та електрообладнання, розташоване на рухомих частинах верстатів, машин і механізмів.

1.7.169. Автономне пересувне джерело живлення – це таке джерело живлення електричною енергією, яке дає змогу здійснювати живлення споживачів незалежно від централізованого електропостачання (енергосистеми).

1.7.170. Електроприймачі пересувних електроустановок можуть отримувати живлення від стаціонарних або автономних пересувних джерел живлення з глухозаземленою або ізольованою нейтраллю.

1.7.171. Автономні пересувні джерела електричної енергії можна застосовувати для живлення електроприймачів як стаціонарних, так і пересувних установок.

1.7.172. У разі живлення стаціонарних електроприймачів від автономних пересувних джерел живлення режим нейтралі джерела живлення і заходи захисту мають відповідати режиму нейтралі і заходам захисту, які прийнято для стаціонарних електроприймачів.

1.7.173. У разі живлення електроприймачів пересувних установок від стаціонарних або автономних пересувних джерел живлення з глухозаземленою нейтраллю слід застосовувати системи заземлення TN-S або TN-C-S. Об'єднувати функції захисного провідника *PE* і нейтрального *N* в одному спільному провіднику *PEN* усередині пересувної електроустановки заборонено. Поділ *PEN*-провідника лінії живлення на *PE*- і *N*-провідники слід виконувати в точці приєднання установки до джерела живлення.

Для захисту в разі непрямого дотику слід застосовувати автоматичне вимкнення живлення відповідно до 1.7.82. Наведений у табл. 1.7.1 допустимий час автоматичного вимкнення живлення слід зменшувати вдвічі.

1.7.174. У разі живлення електроприймачів пересувних електроустановок від стаціонарних або автономних пересувних джерел живлення з ізольованою нейтраллю для захисту в разі непрямого дотику слід застосовувати захисне заземлення в поєднанні з металевим зв'язком корпусів пересувної установки і джерела живлення та безперервним контролем ізоляції з дією на сигнал або із захисним вимкненням живлення. Опір заземлювального пристрою пересувних установок у цьому випадку має відповідати 1.7.97 і 1.7.98 (див. також 1.7.175).

Для виконання металевого зв'язку корпусів пересувної установки і джерела живлення слід використовувати одну з жил кабелю живлення, наприклад, четверту жилу кабелю в трифазних мережах без N-провідника або п'яту жилу кабелю в трифазних мережах з N-провідником.

Провідність фазних провідників і провідників металевого зв'язку має забезпечувати автоматичне вимкнення живлення в межах нормованого часу в разі подвійного замикання на відкриті провідні частини електрообладнання.

Допускається не виконувати металевий зв'язок корпусів джерела живлення і установки, якщо власні пристрої захисного заземлення джерела живлення і пересувної установки забезпечують допустимий рівень напруги дотику в разі подвійного замикання на відкриті провідні частини електрообладнання.

1.7.175. У разі живлення електроприймачів пересувної електроустановки від автономного пересувного джерела електричної енергії його нейтраль, як правило, має бути ізольованою. У цьому випадку для захисту в разі непрямого дотику допускається виконувати захисне заземлення тільки джерела живлення, а провідники металевого зв'язку корпусів джерела живлення і установки (див. 1.7.174) використовувати як заземлювальні провідники для відкритих провідних частин електроприймачів пересувної установки.

У разі подвійного замикання на відкриті провідні частини електрообладнання пересувних електроустановок слід виконувати автоматичне вимкнення живлення, забезпечуючи допустимий час вимкнення згідно з табл. 1.7.12.

Таблиця 1.7.12. **Найбільший допустимий час захисного автоматичного вимикання для пересувних електроустановок, які живляться від автономного пересувного джерела з ізольованою нейтраллю**

Номінальна лінійна напруга U, В	Час вимикання, с
230	0,4
400	0,2
690	0,06
Понад 690	0,02

1.7.176. У разі живлення електроприймачів пересувних установок від автономних пересувних джерел живлення з ізольованою нейтраллю заземлювальний пристрій слід влаштовувати з дотриманням вимог до його опору або напруги дотику в разі однофазного замикання на відкриті провідні частини.

Якщо заземлювальний пристрій виконують із дотриманням вимог до його опору, значення опору не повинне перевищувати 25 Ом. Допускається збільшувати зазначений опір відповідно до 1.7.113.

Якщо заземлювальний пристрій виконується з дотриманням вимог до напруги дотику, значення опору заземлювального пристрою не нормують. У цьому разі слід дотримуватися умови:

$$R \le \frac{25}{I_з}, \qquad (1.7.9)$$

де R – опір заземлювального пристрою пересувної електроустановки, Ом;

$I_з$ – повний струм однофазного замикання на відкриті провідні частини пересувної електроустановки, А.

1.7.177. Допускається не виконувати захисне заземлення електроприймачів пересувних електроустановок, які отримують живлення від автономних пересувних джерел живлення з ізольованою нейтраллю в таких випадках:

– якщо джерело живлення та електроприймачі розташовано безпосередньо на пересувній електроустановці, їх відкриті провідні частини мають між собою металевий зв'язок, а від джерела не живляться інші електроустановки;

– якщо пересувні установки (не більше двох) отримують живлення від спеціально призначеного для них джерела живлення, від якого не отримують живлення інші електроустановки, а корпуси джерела живлення і установки з'єднано між собою за допомогою провідників металевого зв'язку (захисних провідників).

Кількість електроустановок і довжину кабелів їх живлення не нормують, якщо значення напруг дотику в разі першого замикання на землю (на корпус) не перевищує нормованих. Ці значення треба визначати за допомогою спеціального розрахунку або експериментально;

– якщо опір заземлювального пристрою, розрахований за напругою дотику в разі першого замикання на відкриту провідну частину, більший від опору робочого заземлення пристрою постійного контролю опору ізоляції.

1.7.178. Автономні пересувні джерела живлення з ізольованою нейтраллю повинні мати пристрій неперервного контролю опору ізоляції відносно корпусу (землі) зі світловим і звуковим сигналами. Має бути забезпечено можливість перевірки справності пристрою контролю ізоляції та його вимкнення.

1.7.179. Для здійснення захисного вимкнення живлення пересувних електроустановок слід застосовувати пристрої захисту від надструму в поєднанні з пристроями, які реагують на диференційний струм (ПЗВ) або виконують безперервний контроль ізоляції і діють на вимкнення або які реагують на потенціал корпусу відносно землі. У разі застосування пристроїв, які реагують на потенціал корпусу відносно землі, уставка значення напруги спрацьовування має дорівнювати 25 В, якщо час вимкнення не перевищує 5 с.

Напругу живлення треба вимикати захисним пристроєм, встановленим до вводу в електроустановку.

1.7.180. На вводі в пересувну електроустановку слід передбачати затискач або збірну шину згідно з вимогами 1.7.128 і 1.7.129, до яких треба приєднувати:

– захисний *PE*-провідник лінії живлення;

– захисний *PE*-провідник пересувної електроустановки з приєднаними до нього захисними провідниками відкритих провідних частин електрообладнання;

– провідники зрівнювання потенціалів корпусу пересувної установки та інших її сторонніх провідних частин;

– заземлювальний провідник, приєднаний до місцевого заземлювача, пересувної установки (якщо він є).

1.7.181. Захист від прямого дотику в пересувних електроустановках необхідно забезпечувати за допомогою застосування ізоляції струмовідних частин, огорож і оболонок зі ступенем захисту, не меншим за IP2X (ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (IP)»). Застосування бар'єрів і розміщення поза зоною досяжності не допускається.

Кола штепсельних розеток слід виконувати відповідно до 1.7.164.

1.7.182. *PE*-провідники та провідники зрівнювання потенціалів повинні бути мідними, гнучкими. Їх, як правило, слід прокладати в спільній оболонці з фазними провідниками. Переріз провідників повинен відповідати таким вимогам:

– захисних – 1.7.137–1.7.139;

– заземлювальних – 1.7.120–1.7.121;

– зрівнювання потенціалів – 1.7.148–1.7.150.

У переносних кабелях переріз захисного провідника повинен бути таким самим, як і переріз фазних провідників.

1.7.183. Допускається одночасно вимикати всі провідники лінії, яка живить пересувну електроустановку від автономного пересувного джерела живлення, у тому числі *PE*-провідник, за допомогою штепсельного з'єднувача.

1.7.184. Якщо пересувна електроустановка живиться з використанням штепсельних з'єднувачів, вилку штепсельного з'єднувача слід приєднувати з боку пересувної електроустановки. Вона повинна мати оболонку з ізолювального матеріалу.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 20.06.2014 р. № 469

ГЛАВА 1.8
НОРМИ ПРИЙМАЛЬНО-ЗДАВАЛЬНИХ ВИПРОБУВАНЬ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.8.1. Ця глава Правил поширюється на основне та допоміжне електроустаткування електроустановок напругою до 750 кВ, яке заново вводиться в експлуатацію.

1.8.2. Вимоги цієї глави не поширюються на електрообладнання спеціальних електроустановок, приймально-здавальні випробування яких регламентовано іншими документами.

1.8.3. Ця глава встановлює нормовані показники та обсяги випробувань електроустаткування.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, які вжито в цій главі, та визначення позначених ними понять:

1.8.4. Випробна випрямлена напруга.

Амплітудне значення випрямленої напруги, яку прикладають до електроустаткування впродовж заданого часу за певних умов випробувань.

1.8.5. Випробна напруга промислової частоти.

Діюче значення напруги частотою 50 Гц, яке повинна витримувати впродовж заданого часу внутрішня і зовнішня ізоляція електроустаткування за певних умов випробувань.

1.8.6. Гранично допустиме значення параметра.

Найбільше або найменше значення параметра, яке може мати працездатне електроустаткування.

1.8.7. Електроустаткування з нормальною ізоляцією.

Електроустаткування, призначене для використання в електроустановках, які піддаються дії грозових перенапруг, за звичайних заходів грозозахисту.

1.8.8. Електроустаткування з полегшеною ізоляцією.

Електроустаткування, призначене для використання лише в електроустановках, які не піддаються дії грозових перенапруг, або які обладнані спеціальними пристроями грозозахисту, що обмежують амплітудне значення грозових перенапруг до значення, яке не перевищує амплітудне значення однохвилинної випробної напруги промислової частоти.

1.8.9. Ненормована вимірювана величина.

Величина, абсолютне значення якої не регламентоване нормативними вказівками. Стан устаткування в цьому разі оцінюють зіставленням із даними аналогічних вимірювань на однотипному устаткуванні, що має наперед відомі хороші характеристики, або з результатами попередніх вимірювань.

1.8.10. Похибка вимірювання.

Допустимі граничні похибки, які визначають за стандартизованою або атестованою методикою вимірювань.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

1.8.11. Електроустаткування напругою до 750 кВ, яке заново вводять в експлуатацію, має бути підданим приймально-здавальним випробуванням відповідно до вимог цієї глави.

У разі проведення приймально-здавальних випробувань електроустаткування, не охопленого вимогами цієї глави, треба керуватися інструкціями підприємств-виробників.

1.8.12. Випробування одиничного електроустаткування, яке входить до складу комплексів, систем, агрегатів, потрібно проводити відповідно до вимог цієї глави і вказівок виробника. Випробування і перевірку комплексів і систем, таких як тиристорні пускові установки, регульований електропривід, системи збудження синхронних генераторів тощо, виконують згідно з методиками та документацією підприємств-виробників.

1.8.13. Під час проведення випробувань імпортного електроустаткування треба керуватися інструкціями підприємств-виробників та вимогами цих норм, якщо вони не суперечать вимогам інструкцій.

Ізоляція електроустаткування іноземних фірм (крім обертових машин), яка має електричну міцність, нижчу від передбаченої вимогами цієї глави, треба випробувати напругою, яка дорівнює 90% випробної напруги підприємства-виробника, якщо немає інших вказівок.

1.8.14. Якщо вимоги інструкцій підприємств-виробників щодо обсягів і норм випробувань електроустаткування не співпадають з вимогами цієї глави, то необхідно керуватися інструкціями підприємств-виробників.

1.8.15. Електричні випробування і вимірювання ізоляції електроустаткування та відбір проб трансформаторного масла з баків апаратів необхідно проводити за температури ізоляції, не нижчої ніж 5 °С, крім спеціально передбачених нормами випадків, коли необхідна більш висока температура.

В окремих випадках за рішенням технічного керівника енергопідприємства вимірювання $tg\delta$, опору ізоляції та інші вимірювання електроустаткування на напругу до 35 кВ можна проводити за більш низької температури. Вимірювання характеристик ізоляції, які виконані за від'ємних температур, необхідно повторити в якомога коротші терміни за температури ізоляції, не нижчої ніж 5 °С.

У разі визначення вологовмісту в маслі відбір проби проводять за температури ізоляції, не нижчої ніж 20 °С.

1.8.16. Електроустаткування та елементи ізоляції на номінальну напругу, що перевищує номінальну напругу електроустановки, в якій вони експлуатуються, можна випробувати підвищеною напругою промислової частоти за нормами, установленими для класу ізоляції даної електроустановки.

1.8.17. Випробування підвищеною напругою є обов'язковим для електроустаткування на напругу до 35 кВ; для електроустаткування на напругу понад 35 кВ – лише за наявності випробних пристроїв.

1.8.18. До і після випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти або випрямленою напругою необхідно вимірювати опір ізоляції мегаомметром. За опір ізоляції приймають однохвилинне значення виміряного опору R_{60}.

1.8.19. Норми тангенса кута діелектричних втрат ізоляції електроустаткування наведено для вимірювань, виконаних за температури електроустаткування 20 °С. Під час вимірювання тангенса кута діелектричних втрат ізоляції електроустаткування одночасно визначають також і її ємність.

1.8.20. Випробування напругою 1 кВ промислової частоти можна замінити вимірюванням однохвилинного значення опору ізоляції мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Якщо при цьому значення опору ізоляції менше наведеного в нормах, випробування напругою 1 кВ промислової частоти є обов'язковим. Вищезазначену заміну не дозволено у разі випробування відповідальних електричних машин і кіл релейного захисту та електроавтоматики, а також у випадках, зазначених у відповідних пунктах цієї глави.

1.8.21. Температуру ізоляції електроустаткування визначають таким чином:

– для силового трансформатора, який не піддавався нагріву, приймають температуру верхніх шарів масла, виміряну термометром, або по закладеним термоперетворювачам опору;

– для трансформатора, який піддавався нагріву або дії сонячної радіації, приймають середню температуру фази *В* обмотки вищої напруги, яку визначають за її опором постійному струму;

– для електричних машин, які знаходяться в холодному стані, приймають середньодобову температуру навколишнього повітря;

– для електричних машин, які піддавалися нагріву, приймають середню температуру обмотки, яку визначають за її опором постійному струму, або по закладеним термоперетворювачам опору;

– для трансформаторів струму та напруги приймають середньодобову температуру навколишнього середовища;

– для вводів, установлених на силовому трансформаторі, який не піддавався нагріву, приймають середньодобову температуру навколишнього повітря або масла в баку силового трансформатора;

– для вводів, установлених на силовому трансформаторі, який піддавався нагріву, температуру ізоляції вводу визначають за формулою:

$$T = \frac{T_{\text{п}} + T_{\text{м}}}{2}, \qquad (1.8.1)$$

де T – середня температура ізоляції вводу, °С;

$T_{\text{п}}$ – температура навколишнього повітря, °С;

$T_{\text{м}}$ – температура верхніх шарів масла у трансформаторі, °С.

1.8.22. Під час проведення декількох видів випробувань ізоляції електроустаткування перед випробуванням підвищеною напругою необхідно пильно оглянути та визначити стан ізоляції іншими методами.

Електроустаткування, забраковане під час зовнішнього огляду або за результатами випробувань і вимірювань, необхідно замінити або відремонтувати.

1.8.23. За відсутності необхідної випробної апаратури змінного струму дозволено випробувати електроустаткування розподільчих установок (напругою до 20 кВ) підвищеною випрямленою напругою, яка має дорівнювати півторакратному значенню випробної напруги промислової частоти.

Якщо випробування випрямленою напругою або напругою промислової частоти проводять без розшиновки електроустаткування розподільчих установок, то значення випробної напруги приймають за нормами для електроустаткування з найнижчим рівнем випробної напруги.

1.8.24. Пристрої релейного захисту, електроавтоматики та їх кола перевіряють в обсязі, наведеному у відповідних нормативних документах.

1.8.25. Висновок про придатність електроустаткування до експлуатації дають не тільки на основі порівняння результатів випробувань з нормами, але й за сукупністю результатів усіх проведених випробувань, вимірювань і оглядів.

Значення параметрів, одержаних під час випробувань і вимірювань, порівнюють з паспортними значеннями.

Результати приймально-здавальних вимірювань та випробувань є вихідними для порівняння з подальшими вимірюваннями в процесі експлуатації електроустаткування.

Дозволено під час комплексних випробувань здійснювати перевірку (технічне діагностування) засобами інфрачервоної техніки згідно з СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 «Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і повітряних ліній електропередачі засобами інфрачервоної техніки».

Значення параметрів приводять до температури, за якої отримано дані, щодо яких проводять порівняння.

1.8.26. Відбраковування вводів, апаратів, вимірювальних і силових трансформаторів, а також іншого електроустаткування за станом ізоляції проводять лише на основі розгляду всього комплексу вимірювань і характеристик масла, а також із урахуванням вказівок, зазначених у відповідних пунктах цієї глави.

1.8.27. Результати вимірювань та випробувань мають бути оформленими відповідними протоколами.

СИНХРОННІ ГЕНЕРАТОРИ

1.8.28. Умови введення в роботу синхронних генераторів без сушіння ізоляції.

Після монтажу генератори, як правило, вводять в роботу без сушіння.

Під час вирішення питання про необхідність сушіння компаундованої, термореактивної та гільзової ізоляції обмотки статора генератора необхідно керуватися вказівками додатка А.

1.8.29. Вимірювання опору ізоляції.

Опір ізоляції вимірюють мегаомметром, напругу якого зазначено в табл. 1.8.1. Допустимі значення опору ізоляції наведено в табл. 1.8.1.

1.8.30. Випробування ізоляції обмотки статора підвищеною випрямленою напругою з вимірюванням струму витоку.

Випробуванню підлягає кожна фаза або вітка окремо за інших фаз або віток, з'єднаних з корпусом.

Випрямлену випробну напругу приймають згідно з табл. 1.8.2.

Струми витоку для побудови кривих залежності їх від напруги необхідно вимірювати не менше ніж за п'яти рівних ступенів напруги. На кожному ступені напругу витримують протягом 1 хв, відлік струмів витоку проводять за 15 с і 60 с. За характером змінювання залежності струму витоку від випробної напруги, асиметрії струмів по фазах і за характером змінювання струму протягом однохвилинної витримки згідно з А.4 (додаток А) можна робити висновок про ступінь вологості ізоляції та наявність дефектів.

У разі, коли ізоляцію обмотки випробують підвищеною напругою промислової частоти і підвищеною випрямленою напругою, випробування випрямленою напругою проводять до випробування підвищеною напругою промислової частоти.

Примітка 1. У генераторах з водяним охолодженням обмотки статора випробування підвищеною випрямленою напругою виконують за вимогою виробника.

Примітка 2. Для турбогенераторів виробництва ДП завод «Електроважмаш» на номінальну напругу 15,75 кВ і 20 кВ з водяним охолодженням обмотки статора значення випробної випрямленої напруги становить 36 кВ.

1.8.31. Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти. Значення випробної напруги приймають згідно з табл. 1.8.3. Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв. Випробуванню підлягає кожна фаза або вітка окремо за інших фаз або віток, з'єднаних з корпусом. Випробування ізоляції обмоток на електричну міцність необхідно проводити практично синусоїдальною напругою промислової частоти. Щоб уникнути спотворення синусоїдальності трансформованої напруги, до випробуваного трансформатора подають лінійну напругу трифазної системи.

Вимірювання випробної напруги проводять на стороні трансформованої напруги за допомогою електростатичного кіловольтметра або вимірювального трансформатора напруги.

Ізоляцію обмотки статора машин рекомендовано випробувати до введення ротора в статор, а для гідрогенераторів – після стикування частин статора.

Під час випробування необхідно наглядати за станом лобових частин обмоток у турбогенераторах за знятих торцевих щитів, у гідрогенераторах – за відчинених вентиляційних люків.

У генераторах з водяним охолодженням обмоток ізоляцію обмотки статора випробують за циркуляції в системі охолодження дистиляту з питомим опором, не меншим ніж 100 кОм • см, і номінальної витрати, якщо в інструкції підприємства-виробника не вказані інші значення.

Ізоляцію обмотки ротора турбогенератора випробовують до введення ротора в генератор і під час номінальної частоти обертання ротора.

Після випробування ізоляції обмотки підвищеною напругою промислової частоти протягом 1 хв у генераторах на номінальну напругу 10 кВ і вище випробну напругу знижують до номінального значення і тримають протягом 5 хв для нагляду за характером коронування лобових частин обмотки статора. При цьому не повинно бути зосередженого в окремих точках світіння жовтого і червоного кольорів, появи диму, тління бандажів та тому подібних явищ. Голубе і біле світіння дозволено.

Таблиця 1.8.1. **Допустимі значення опору ізоляції**

Випробний елемент	Напруга мегаомметра, кВ	Допустимі значення опору ізоляції, МОм	Примітка
1	2	3	4
1. Обмотка статора	2,5/1,0/0,5*	Для генераторів, які вводять до експлуатації, граничне значення опору ізоляції однієї фази або вітки обмотки і відношення $R_{60''}/R_{15''}$ регламентують вказівками додатка А	Кожна фаза або вітка окремо відносно корпусу та інших заземлених фаз або віток. Опір ізоляції у генераторах з водяним охолодженням обмотки статора вимірюють без води в обмотці за з'єднаних з екраном мегаомметра водозбірних колекторів, ізольованих від зовнішньої системи охолодження
2. Обмотка ротора	1,0 (дозволено 0,5)	Не менше ніж 0,5	За темнератури від 10 °С до 30 °С. Дозволено введення в експлуатацію генераторів потужністю, не вищою ніж 300 МВт, з неявнополюсними роторами, які мають опір ізоляції, не нижчий ніж 20 кОм за температури 20 °С. За більшої потужності введення генератора в експлуатацію з опором обмотки ротора, нижчим ніж 0,5 МОм за температури від 10 °С до 30 °С, дозволено лише за погодженням з підприємством-виробником

Продовження табл. 1.8.1

1	2	3	4
3. Кола збудження генератора і колекторного збудника з усією приєднаною апаратурою (без обмоток ротора і збудника)	1,0 (дозволено 0,5)	Не менше ніж 1,0	
4. Обмотка колекторних збудника і нідзбудника	1,0	Не менше ніж 0,5	
5. Бандажі якоря та колектора збудника і підзбудника	1,0	Не менше ніж 1,0	За заземленої обмотки якоря
6. Ізольовані стяжні болти сталі статора (доступні для вимірювання)	1,0	Не менше ніж 1,0	
7. Підшиннинкн	1,0	Не менше ніж 0,3 для гідрогенераторів і 1,0 для турбогенераторів	Для гідрогенераторів вимірювання проводять, якщо дозволяє конструкція генератора і якщо в інструкції підприємства-виробника не зазначені більш жорсткі норми
8. Водневі ущільнення вала	1,0	Не менше ніж 1,0	
9. Щити вентиляторів турбогенераторів серії ТВВ	1,0	Не менше ніж 0,5	Вимірюють відносно внутрішнього щита та між напівщитами вентиляторів
10. Щити вентиляторів турбогенераторів серії ТГВ	1,0	Не менше ніж 1,0	
11. Дифузор і обтікач турбогенераторів серії ТГВ	0,5	Не менше ніж 1,0	Вимірюють між ущільненням і заднім диском дифузора, дифузором і внутрішнім щитом, між половинками обтікача

Продовження табл. 1.8.1

1	2	3	4
12. Термоперетворювачі опору зі з'єднувальними проводами, з урахуванням з'єднувальних проводів, прокладених усередині генераторів:			
– у пазах осердя статора;	0,5	Не менше ніж 1,0	
– у інших місцях електричної машини	0,25	Не менше ніж 1,0	
13. Кінцевий вивід обмотки статора турбогенераторів серії ТГВ	2,5	1000	Вимірювання проводять до з'єднання виводу з обмоткою статора

** Опір ізоляції вимірюють за номінальної напруги обмотки, не вищої ніж 0,5 кВ, мегаомметром на напругу 0,5 кВ; вищої ніж 0,5 кВ до 1 кВ –мегаомметром на напругу 1 кВ; вищої ніж 1 кВ – мегаомметром на напругу 2,5 кВ.*

Таблиця 1.8.2. **Випробна випрямлена напруга для обмоток статорів генераторів**

Номінальна напруга генератора, кВ	Випробна випрямлена напруга, кВ
До 3,3	$1{,}28 \cdot (2U_{ном} + 1)$
Вище 3,3 до 6,6	$1{,}28 \cdot 2{,}5U_{ном}$
Вище 6,6 до 20	$1{,}28 \cdot (2U_{ном} + 3)$*
Вище 20 до 24	$1{,}28 \cdot (2U_{ном} + 1)$

** Значення випробної випрямленої напруги для турбогенераторів типу ТГВ потужністю 200–250 МВт і потужністю 300–600 МВт приймають відповідно 40 кВ і 50 кВ*

Таблиця 1.8.3. **Випробна напруга промислової частоти для обмотки генераторів**

Випробний елемент	Характеристика або тип генератора	Випробна напруга, кВ	Примітка
1	2	3	4
1. Обмотка статора генератора	Потужність до 1 МВт, номінальна напруга вище 0,1 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга до 3,3 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга вище 3,3 кВ до 6,6 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга вище 6,6 кВ до 20 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга вище 20 кВ	$1{,}6U_{ном} + 0{,}8$, але не менше ніж 1,2 $1{,}6U_{ном} + 0{,}8$ $2U_{ном}$ $1{,}6U_{ном} + 2{,}4$ $1{,}6U_{ном} + 0{,}8$	
2. Обмотка статора гідрогенератора, стикування частин якого виконують на місці монтажу після закінчення повного складання обмотки та ізолювання з'єднань	Потужність до 1 МВт, номінальна напруга вище 0,1 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга до 3,3 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга вище 3,3 кВ до 6,6 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга вище 6,6 кВ до 20 кВ Потужність більше ніж 1 МВт, номінальна напруга вище 20 кВ	$2U_{ном} + 1{,}0$, але не менше ніж 1,5 $2U_{ном} + 1{,}0$ $2{,}5U_{ном}$ $2U_{ном} + 3{,}0$ $2U_{ном} + 1{,}0$	У разі складання статора на місці монтажу, але не на фундаменті, до встановлення статора на фундамент випробування його виконують за переліком 2, а після установлення – за переліком 1 цієї таблиці
3. Обмотка явнополюсного ротора	Генератори усіх потужностей	$8U_{ном}$ збудження генератора, але не нижче ніж 1,2 і не вище ніж 2,8	
4. Обмотка неявнополюсного ротора	Те саме	1,0	Випробну напругу приймають 1 кВ у тому випадку, якщо це не суперечить вимогам

Продовження табл. 1.8.3

1	2	3	4
			технічних умов підприємства-виробника. Якщо технічними умовами передбачені більш жорсткі норми випробування, випробна напруга має бути вищою
5. Обмотка колекторних збудника і підзбудника	–//–	$8U_{ном}$ збудження генератора, але не нижче ніж 1,2 і не вище ніж 2,8	Відносно корпусу і бандажів
6. Кола збудження генератора з усією приєднаною апаратурою	–//–	1,0	
7. Реостат збудження	–//–	1,0	
8. Резистор в колі гасіння поля і автомат гасіння поля (АГП)	–//–	2,0	
9. Кінцевий вивід обмотки статора	ТГВ потужністю 200–250 МВт	31,0* 34,5**	Випробування проводять до установлення кінцевих виводів на турбогенератор
	ТГВ потужністю 300–600 МВт	39,0* 43,0**	
	ТВВ	Згідно з нормами інструкцій підприємства-виробника	

** Для кінцевих виводів, випробуваних на підприємстві-виробнику разом з ізоляцією обмотки статора.*
*** Для резервних кінцевих виводів перед установленням на турбогенератор.*

Поєднувати випробування підвищеною напругою ізоляції обмотки статора та інших розташованих у ньому елементів з перевіркою газощільності корпусу генератора не дозволено.

Контрольні випробування ізоляції генераторів перед введенням їх у роботу (після введення ротора в статор і установлення торцевих щитів, але до встановлення ущільнень вала і заповнення воднем) проводять в повітряному середовищі за відчинених люків статора і наявності спостерігача біля цих люків (з дотриманням усіх заходів безпеки). У разі виявлення спостерігачем запаху горілої ізоляції, диму, відблисків вогню, звуків електричних розрядів та інших ознак пошкодження або загоряння ізоляції випробувальну напругу потрібно зняти, люки швидко зачинити і в статор подати інертний газ (вуглекислота, азот).

Контрольні випробування дозволено проводити після встановлення торцевих щитів і ущільнень у разі заповнення статора інертним газом або за номінального тиску водню. У цьому разі перед випробуванням ізоляції підвищеною напругою за заповненого воднем корпусу генератора необхідно виконати аналіз газу, щоб переконатися у відсутності вибухонебезпечної концентрації.

Під час випробування підвищеною напругою повністю зібраної машини необхідно забезпечити пильний нагляд за змінюванням струму і напруги в колі випробної обмотки і організувати прослуховування корпусу машини з дотриманням усіх заходів безпеки (наприклад, за допомогою ізолюючого стетоскопа). За наявності інших засобів контролю їх також можна використати. У разі виявлення під час випробувань відхилень від нормального режиму (поштовхи стрілок вимірювальних приладів, підвищені значення струмів витоку порівняно з тими, які спостерігалися раніше, клацання в корпусі машини тощо) випробування необхідно припинити і повторити за знятих щитів.

Під час випробування підвищеною напругою ізоляції обмоток генераторів необхідно дотримуватися заходів протипожежної безпеки.

1.8.32. Вимірювання опору постійному струму.

Опір вимірюють за практично холодного стану генератора. Норми допустимих відхилень опору наведено в табл. 1.8.4. Значення вимірювань опорів необхідно привести до температури вимірювань на підприємстві-виробнику.

Таблиця 1.8.4. **Норми відхилень значень опору постійному струму**

Випробний елемент	Норма	Примітка
1	2	3
Обмотка статора	Значення опору обмоток кожної фази не повинні відрізнятися один від одного більше ніж на 2%	Вимірюють опір кожної фази або вітки окремо. Під час вимірювання опору віток для деяких типів генераторів дозволено розходження між виміряними значеннями до 5% (визначається інструкцією підприємства-виробника)

Продовження табл. 1.8.4

1	2	3
Обмотка ротора	Значення виміряного опору не повинне відрізнятися від даних підприємства-виробника більше ніж на 2%	У роторах з явними полюсами, крім того, вимірюють опори кожного полюса окремо або попарно і перехідного контакту між котушками
Обмотки збудження колекторного збудника	Значення виміряного опору не повинне відрізнятися від даних підприємства-виробника більше ніж на 2%	Виміряні значення опору обмоток окремих фаз можуть відрізнятися одне від одного не більше ніж на 5%
Обмотка якоря збудника (між колекторними пластинками)	Значення виміряного опору не повинні відрізнятися одне від одного більше ніж на 10%, за винятком випадків, коли це зумовлено схемою з'єднання обмоток	
Резистор у колі гасіння поля, реостати збудження	Значення виміряного опору не повинне відрізнятися від даних підприємства-виробника більше ніж на 10%	
Термоперетворювачі опору	Значення виміряного опору не повинні відрізнятися одне від одного більше ніж на 1,5%	

1.8.33. Вимірювання опору обмотки ротора змінному струму.

Опір вимірюють для виявлення виткових замикань в обмотці ротора. У неявнополюсних роторів вимірюють опір усієї обмотки, а в явнополюсних – кожного полюса обмотки окремо або двох полюсів разом. Вимірювання виконують за напруги 3 В на виток, але не вище 220 В на трьох-чотирьох ступенях частоти обертання, враховуючи і номінальну (крім турбогенераторів з безщітковою системою збудження), а також і в нерухомому стані. Опір полюсів або пари вимірюють тільки за нерухомого ротора. Відхилення одержаних результатів від даних підприємства-виробника або середнього значення опору полюсів не повинне перевищувати 5%.

1.8.34. Вимірювання повітряного зазору.

Повітряні зазори між статором і ротором генератора у діаметрально протилежних точках не повинні відрізнятися один від одного більше ніж на ±5% середнього значення (яке дорівнює їх півсумі) – для турбогенераторів потужністю 150 МВт і вище з безпосереднім охолодженням провідників; ±10% – для решти турбогенераторів; ±20% – для гідрогенераторів, якщо інструкціями підприємств-виробників не передбачено більш жорсткі норми.

Повітряний зазор у явнополюсних генераторах вимірюють під усіма полюсами.

1.8.35. Визначення характеристик генератора.

1. Зняття характеристики трифазного короткого замикання.

Відхилення значень характеристики, знятої під час випробувань, від значень характеристики, знятої на підприємстві-виробнику, повинне знаходитися у межах точності вимірювання.

Характеристику короткого замикання (КЗ) власне генератора, який працює в блоці з трансформатором, дозволено не знімати, якщо її було знято на підприємстві-виробнику і існує відповідний протокол випробування.

Для генераторів, які працюють у блоці з трансформатором, необхідно знімати характеристику КЗ усього блока (з установленням закоротки за трансформатором). Характеристику КЗ блока необхідно перерахувати на характеристику КЗ генератора.

Якщо знята чи перерахована характеристика розміщена нижче від характеристики, знятої на підприємстві-виробнику, на величину, більшу ніж допустима похибка вимірювання, то це свідчить про наявність виткових замикань в обмотці ротора.

2. Зняття характеристики неробочого ходу.

Характеристику неробочого ходу (НХ) знімають за струмом збудження, що зменшується, починаючи з найбільшого струму, який відповідає напрузі 1,3 номінальної – для турбогенераторів; 1,5 номінальної – для гідрогенераторів. Дозволено знімати характеристику НХ турбо- і гідрогенераторів до номінального струму збудження за зниженої частоти обертання генератора за умови, що напруга на обмотці статора буде не більшою ніж 1,3 номінальної. Для генераторів, які працюють у блоці з трансформаторами, знімають характеристику НХ блока, при цьому генератор збуджують до 1,15 номінальної напруги (обмежується трансформатором).

Характеристику НХ власне генератора (відокремленого від трансформатора) дозволено не знімати, якщо її було знято на підприємстві-виробнику та існують відповідні протоколи випробувань. За відсутності таких протоколів зняття характеристики НХ генератора обов'язкове.

Під час зняття характеристики НХ власне генератора, який працює в блоці з силовим трансформатором, необхідно демонтувати ошиновку генератора, якщо між генератором і трансформатором немає комутаційної апаратури.

Характеристика повинна бути приведена до номінальної частоти обертання.

Відхилення значень знятої характеристики НХ від знятої на підприємстві-виробнику не нормується, але воно має знаходитися у межах допустимої похибки вимірювання.

1.8.36. Випробування міжвиткової ізоляції обмотки статора.

Для турбогенераторів, випробуваних на підприємстві-виробнику, і за наявності відповідних протоколів випробування дозволено не проводити.

Випробування проводять під час неробочого ходу машини підвищенням генерованої напруги до значення, яке дорівнює 130% номінального – для турбогенераторів і до 150% – для гідрогенераторів. Для генераторів, які працюють у блоці з трансформаторами, за відсутності між ними комутаційних апаратів напругу підвищують до 115% номінальної (обмежується трансформатором).

Тривалість випробування за найбільшої напруги становить 5 хв.

Міжвиткову ізоляцію рекомендовано випробувати одночасно зі зняттям характеристики неробочого ходу. Під час випробувань перевіряють симетричність лінійних напруг.

1.8.37. Вимірювання залишкової напруги на обмотці статора генератора.

Вимірювання виконують за вимкненого збудження генератора, після визначення характеристики НХ.

Значення залишкової напруги не нормується.

1.8.38. Визначення індуктивних опорів і постійних часу генератора.

Визначення проводять лише для гідрогенераторів, якщо ці параметри не наведено в паспорті підприємства-виробника.

Значення індуктивних опорів і постійних часу не нормується.

1.8.39. Перевірка якості дистиляту.

Дистилят, яким заповнюється система охолодження обмотки, повинен мати питомий опір, не нижчий ніж 200 кОм • см.

У дистиляті дозволено: вміст міді – не більший ніж 100 мкг/кг, кисню – не більший ніж 400 мкг/кг (для закритих систем), показник pH (за температури 25 °С) – не більший ніж 8,5 ± 0,5.

1.8.40. Вимірювання вібрації.

Вібрація (подвійна амплітуда коливання) вузлів генераторів та їх електромашинних збудників у всіх режимах роботи за номінальної частоти обертання ротора не повинна перевищувати значень, наведених у табл. 1.8.5.

Середньоквадратичні значення вібраційної швидкості визначають для турбогенераторів, обладнаних спеціальними приладами.

1.8.41. Випробування газоохолодників гідравлічним тиском.

Випробний гідравлічний тиск повинен дорівнювати двократному найбільшому робочому тиску, але не менше ніж 294 кПа (3 кгс/см^2) для турбо- і гідрогенераторів з повітряним охолодженням; 588 кПа (6 кгс/см^2) для турбогенераторів серії ТГВ і 490 кПа (5 кгс/см^2) – для решти турбогенераторів з водневим охолодженням. Тривалість випробування становить 30 хв.

Під час випробування не повинно бути зниження випробного тиску або течі води.

Таблиця 1.8.5. **Граничні значення вібрації генераторів та їх збудників**

Контрольований вузол	Вібрація, мкм, за частоти обертання ротора, об/хв						Примітка
	до 100	187,5	375	750	1500	3000	
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Підшипники турбогенераторів і збудників, хрестовини з вбудованими в них напрямними підшипниками	180	150	100	70	50*	30*	Вібрацію підшипників турбогенераторів, їх збудників та горизонтальних гідрогенераторів вимірюють на верхній кришці підшипників

Продовження табл. 1.8.5

1	2	3	4	5	6	7	8
у гідрогенераторів вертикального виконання							у вертикальному напрямку і біля роз'єму – в осьовому і поперечному напрямках. Для вертикальних гідрогенераторів наведені значення вібрації відносяться до горизонтального та вертикального напрямків
2. Контактні кільця ротора турбогенератора	–	–	–	–	–	200	Вібрацію вимірюють у вертикальному та горизонтальному напрямках
* *За наявності апаратури контролю віброшвидкості виконують її вимірювання – середньоквадратичне значення віброшвидкості не повинно перевищувати 2,8 мм • с$^{-1}$ у вертикальному та горизонтально-поперечному напрямках та 4,5 мм • с$^{-1}$ у горизонтально-осьовому напрямку.*							

1.8.42. Перевірка щільності водяної системи охолодження обмотки статора.

Щільність водяної системи разом з колекторами і з'єднувальними шлангами перевіряють гідравлічними випробуваннями конденсатом або знесоленою водою. Попередньо через систему перекачують гарячу воду (60–80) °С протягом 12–16 год.

Щільність водяної системи перевіряють надмірним статичним тиском води, який дорівнює 784 кПа (8 кгс/см^2), якщо в інструкціях підприємств-виробників не зазначено інші, більш жорсткі вимоги. Тривалість випробування становить 24 год. Витікання води під час випробування неприпустиме. Перед закінченням випробування необхідно ретельно оглянути обмотку, колектори, шланги, місця їх з'єднань і переконатися у відсутності просочування води.

Якщо результати гідравлічних випробувань виявилися негативними і визначити місце витікання води не вдається, щільність системи охолодження перевіряють іншими способами згідно з діючими методиками та інструкціями підприємств-виробників.

1.8.43. Огляд і перевірка пристрою рідинного охолодження.

Огляд і перевірку пристрою рідинного охолодження проводять відповідно до інструкцій підприємств-виробників.

1.8.44. Перевірка газощільності ротора, статора, газомасляної системи та корпусу генератора в зібраному вигляді.

Газощільність ротора та статора перевіряють відповідно до інструкції підприємств-виробників, турбогенераторів з водневим охолодженням у зібраному вигляді – відповідно до діючої типової інструкції.

Перед заповненням корпусу генератора воднем після подачі масла на ущільнення вала виконують контрольну перевірку газощільності генератора разом з газомасляною системою. Перевірку проводять стисненим повітрям під тиском, який дорівнює номінальному робочому тиску водню. Тривалість випробування становить 24 год.

Значення добового витікання повітря ΔV у відсотках визначають за формулою:

$$\Delta V = 100\left[1 - \frac{P_к(273 + t_п)}{P_п(273 + t_к)}\right], \qquad (1.8.2)$$

де $P_п$ і $P_к$ – абсолютний тиск у системі водневого охолодження на початку та в кінці випробування, кПа;

$t_п$ і $t_к$ – температура повітря в корпусі генератора на початку та в кінці випробування, °С.

Визначене за формулою добове витікання повітря не повинно перевищувати 1,6%.

1.8.45. Визначення добового витікання водню.

Добове витікання водню за робочого тиску, визначене за формулою (1.8.2), не повинно перевищувати 5%.

1.8.46. Контрольний аналіз чистоти водню, який потрапляє до генератора.

У водні, який потрапляє до генератора, вміст кисню за об'ємом повинен бути не більшим ніж 0,5%.

1.8.47. Перевірка прохідності вентиляційних каналів обмотки ротора турбогенератора.

Перевірку виконують в турбогенераторах з безпосереднім охолодженням обмоток за інструкціями підприємств-виробників.

1.8.48. Контрольний аналіз вмісту водню та вологості газу в корпусі генератора.

Під час аналізу перевіряють вміст водню в газі, який охолоджує генератор.

Вміст водню в газі для генератора з безпосереднім водневим охолодженням провідників не повинен перевищувати 98%; для генераторів з непрямим водневим охолодженням за надлишкового тиску водню 49 кПа (0,5 кгс/см^2) і більше – 97%; за надлишкового тиску водню, меншого ніж 49 кПа, – 95%.

Вміст кисню у водні в корпусі генератора за чистоти водню 98%; 97% і 95% не повинен перевищувати відповідно 0,8%; 1,0% і 1,2%, а в поплавковому гідрозаслоні, бачку продування і водневідокремлювальному баку маслоочищувального пристрою – не більше ніж 2%.

Перевіряють вологість газу в газовій системі генератора (корпус генератора, трубопроводи осушувача, імпульсні трубки газоаналізатора), в якій відбувається постійна циркуляція газу. Температура точки роси (вологість) водню в корпусі турбогенератора за робочого тиску повинна бути нижчою від температури води на вході в газоохолодник, але не вищою ніж 15 °С.

1.8.49. Контрольний аналіз газу на вміст водню в картерах підшипників, екранованих струмопроводах і газовому об'ємі масляного баку.

Під час аналізу перевіряють вміст водню в зазначених вузлах. У повітряному об'ємі головного масляного баку не повинно бути слідів від водню. У картерах підшипників, в екранованих струмопроводах, у кожухах лінійних і нульових виводів турбогенератора вміст водню повинен бути меншим ніж 1%.

1.8.50. Перевірка витрати масла в бік водню в ущільненнях генератора.

Перевірку проводять в генераторах з водневим охолодженням за допомогою маслоконтрольних патрубків, установлених на зливних маслопроводах ущільнень. У генераторах, в яких не передбачено маслоконтрольних патрубків, перевірку виконують вимірюванням витрати масла в поплавковому затворі за тимчасово зачиненого вихідного вентиля за певний проміжок часу. Витрата масла в бік водню не повинна перевищувати значень, зазначених у інструкціях підприємств-виробників.

1.8.51. Випробування регулятора рівня масла в гідрозатворі для зливання масла з ущільнень в бік генератора.

Випробування виконують у генераторах з водневим охолодженням за робочого тиску повітря або водню в корпусі генератора. Рівень масла в гідрозатворі повинен відповідати рівню масла під час відкриття і закриття поплавкового клапана.

1.8.52. Гідравлічні випробування буферного бака і трубопроводів системи маслопостачання ущільнень.

Випробування виконують у генераторах з водневим охолодженням за тиском масла, який дорівнює 1,5 робочого тиску газу в корпусі генератора.

Трубопроводи системи маслопостачання ущільнень до регулятора перепаду тиску, враховуючи останній, випробують за тиску масла, який дорівнює 1,25 найбільш допустимого робочого тиску, створеного джерелами маслопостачання.

Тривалість випробувань становить 3 хв.

1.8.53. Перевірка роботи регуляторів тиску масла в схемі маслопостачання ущільнень.

Перевірку проводять в генераторах з водневим охолодженням. Регулятори тиску ущільнювального, компенсувального та притискувального масел перевіряють за різних тисків повітря в корпусі генератора згідно з інструкцією підприємства-виробника.

1.8.54. Випробування кінцевих виводів обмотки статора турбогенераторів серії ТГВ.

Крім випробувань, зазначених у таблицях 1.8.1 і 1.8.3, кінцеві виводи з конденсаторною склоепоксидною ізоляцією підлягають випробуванням у такому обсязі:

1. Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат.

Вимірювання проводять перед установленням кінцевого виводу на турбогенератор за випробної напруги 10 кВ і температури навколишнього повітря від 10 °С до 30 °С.

Значення тангенса кута діелектричних втрат $tg\delta$ зібраного кінцевого виводу не повинно перевищувати 130% значення, одержаного під час вимірювань на підприємстві-виробнику. У разі вимірювання $tg\delta$ кінцевого виводу без фарфорових покришок, значення $tg\delta$ не має перевищувати 3%;

2. Випробування на газощільність.

Випробування на газощільність кінцевих виводів проводять згідно з інструкцією підприємства-виробника.

1.8.55. Перевірка справності ізоляції підшипника і електричної напруги між кінцями вала на працюючому генераторі.

Перевірку виконують на працюючих генераторах, які мають один або два ізольовані від землі кінці вала ротора. Для визначення справності ізоляції підшип-

ника вимірюють напругу між стояком (корпусом) підшипника і фундаментною плитою за шунтування масляних плівок шийок вала ротора, а також напругу між кінцями вала ротора.

За справної ізоляції значення двох виміряних напруг повинні бути практично однаковими. Різниця, більша ніж 10%, свідчить про несправність ізоляції. Перевірку справності ізоляції підшипників і підп'ятників гідрогенераторів виконують, якщо дозволяє їх конструкція.

1.8.56. Випробування на нагрів.

Випробування генератора проводять не пізніше ніж через шість місяців після увімкнення до мережі.

Випробування виконують за навантажень 60%, 75%, 90%, 100% номінального і температури охолоджуючих середовищ, не вищої від номінальної.

Якщо неможливо проводити випробування за номінального активного навантаження, дозволено проведення випробувань у таких режимах, за результатами яких можна з достатньою точністю визначити результати випробувань у номінальному режимі, але при цьому струм статора повинен бути не нижчим ніж 90% номінального. Зазначені випробування виконують спеціалізовані підприємства.

Генератори потужністю до 12 МВт дозволено не випробувати.

Температуру статора і охолоджуючих середовищ вимірюють закладеними термоперетворювачами.

Температуру ротора визначають за опором міді обмотки.

Температура нагріву активних частин і охолоджуючих середовищ не повинна перевищувати допустиму згідно з вимогами інструкцій підприємств-виробників.

Примітка 1. Генератори на напругу, вищу 1 кВ, потужністю, меншою ніж 1 МВт, дозволено випробувати за 1.8.28, 1.8.29, 1.8.31, 1.8.32, 1.8.34–1.8.36, 1.8.40, 1.8.41, 1.8.55.

Примітка 2. Генератори на напругу до 1 кВ, незалежно від потужності, дозволено випробувати за 1.8.28, 1.8.29, 1.8.31, 1.8.32, 1.8.34, 1.8.36, 1.8.40, 1.8.41.

МАШИНИ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ ТА КОЛЕКТОРНІ ЗБУДНИКИ

1.8.57. Умови введення в роботу машин постійного струму без сушіння ізоляції.

Машини постійного струму вводять в роботу без сушіння ізоляції у разі виконання таких умов.

1. Машини постійного струму на напругу до 500 В, якщо значення опору ізоляції, виміряне мегаомметром на напругу 500 В, є не меншим ніж 0,5 МОм;

2. Машини постійного струму на напругу понад 500 В, якщо значення опору ізоляції, виміряне мегаомметром на напругу 1000 В, є не меншим ніж 0,5 МОм, а значення коефіцієнта абсорбції – не меншим ніж 1,2.

1.8.58. Вимірювання опору ізоляції обмоток та бандажів.

1. Вимірювання опору ізоляції обмоток.

Вимірювання проводять за номінальної напруги обмотки до 0,5 кВ мегаомметром на напругу 0,5 кВ, за номінальної напруги обмотки, вищої ніж 0,5 кВ, – мегаомметром на напругу 1 кВ. Виміряне значення опору ізоляції за температури навколишнього повітря від 10 °С до 30 °С повинно бути не меншим ніж 0,5 МОм.

2. Вимірювання опору ізоляції бандажів.

Вимірювання проводять відносно корпусу і утримуваних ними обмоток (за наявності доступу до бандажів). Виміряне значення опору ізоляції повинно бути не меншим ніж 0,5 МОм.

1.8.59. Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти. Значення випробної напруги встановлюють за табл. 1.8.6.

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

Таблиця 1.8.6. **Випробна напруга промислової частоти для ізоляції машин постійного струму**

Випробний елемент	Випробна напруга, кВ	Примітка
Обмотки	1,2	Для машин потужністю, більшою ніж 3 кВт
Бандажі якоря	1,0	Те саме
Реостати, пускорегулювальні резистори	1,0	Ізоляцію можна випробувати разом з ізоляцією кіл збудження

1.8.60. Вимірювання опору постійному струму.

Вимірювання виконують в генераторах, а також в електродвигунах потужністю, більшою ніж 3 кВт, за практично холодного стану машини. Норми допустимих відхилень опору наведено в табл. 1.8.7.

Таблиця 1.8.7. **Норма відхилення значень опору постійному струму**

Випробний елемент	Норма	Примітка
Обмотки збудження	Значення опорів обмоток не повинні відрізнятися від даних підприємств-виробників більше ніж на 2%	–
Обмотка якоря (між колекторними пластинами)	Значення виміряного опору не повинні відрізнятися один від одного більше ніж на 10%, за винятком випадків, зумовлених схемою з'єднання	–
Реостати і пускорегулювальні резистори	Значення виміряного опору не повинні відрізнятися від даних підприємств-виробників більше ніж на 10%. Не повинно бути обриву кіл	Вимірювання проводять на кожному відгалуженні. Перевіряють мегаомметром цілісність кіл

1.8.61. Вимірювання повітряних зазорів під полюсами.

Вимірювання слід проводити для машин, які надійшли на місце монтажу в розібраному стані.

Вимірювання виконують у генераторах, а також електродвигунах потужністю 3 кВт і більше. Розміри зазорів у діаметрально протилежних точках не мають відрізнятися один від одного більше ніж на 10% від середнього розміру зазору.

Повітряні зазори між полюсами і якорем збудника в діаметрально протилежних точках не мають відрізнятися один від одного більше ніж на ±5% середнього значення – для збудників турбогенераторів потужністю 300 МВт і більше; ±10% – для збудників решти генераторів, якщо інструкціями не передбачені інші норми.

1.8.62. Зняття характеристик неробочого ходу та випробування виткової ізоляції.

Характеристику неробочого ходу знімають на генераторах постійного струму. Підвищення напруги виконують до значення, яке дорівнює 130% номінального.

Відхилення значень знятої характеристики від значень характеристики, знятої на підприємстві-виробнику, не нормується (практично вони не повинні перевищувати допустиму похибку вимірювань).

Під час випробування виткової ізоляції машин з числом полюсів, більшим чотирьох, значення середньої напруги між сусідніми колекторними пластинами не повинно перевищувати 24 В. Тривалість випробування виткової ізоляції становить 3 хв.

1.8.63. Визначення характеристик колекторного збудника.

Характеристику неробочого ходу знімають до значення, встановленого підприємством-виробником.

Характеристику навантаження знімають шляхом навантаження на ротор генератора до значення, не нижчого ніж значення номінального струму збудження. Відхилення характеристик від знятих на підприємстві-виробнику не нормується.

1.8.64. Перевірка роботи машини на неробочому ході.

Перевірку проводять протягом не менше ніж 1 год. Під час перевірки електродвигунів значення струму неробочого ходу не нормується.

1.8.65. Визначення меж регулювання частоти обертання електродвигунів.

Визначення проводять на неробочому ході і під навантаженням в електродвигунах з регульованою частотою обертання.

Межі регулювання повинні відповідати технологічним даним механізму.

Примітка. Збудники синхронних генераторів необхідно випробовувати за 1.8.57–1.8.64.

ЕЛЕКТРОДВИГУНИ ЗМІННОГО СТРУМУ

1.8.66. Умови введення в роботу електродвигунів без сушіння ізоляції.

Для визначення необхідності сушіння ізоляції обмоток електродвигунів слід керуватися вимогами табл. 1.8.8 і додатка А.

1.8.67. Вимірювання опору ізоляції.

Опір ізоляції вимірюють мегаомметром, напругу якого зазначено в табл. 1.8.9.

Допустимі значення опору ізоляції наведено в табл. 1.8.9.

Таблиця 1.8.8. **Умови увімкнення електродвигунів без сушіння**

Потужність, номінальна напруга, вид ізоляції	Критерії оцінювання стану ізоляції обмотки статора	
	Абсолютне значення опору ізоляції, МОм	Значення коефіцієнта абсорбції
Більша ніж 5000 кВт Напруга – вища ніж 1 кВ	Не менше значень, наведених у додатку А за температури ізоляції, не нижчої ніж 10 °С	Не менше ніж 1,3 за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С
5000 кВт і менше Напруга – вища ніж 1 кВ		Не менше ніж 1,2 за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С
Термореактивна ізоляція обмотки статора	$R_{60''}$ – не менше ніж $10U_{ном}$ за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С	Не нормується
Потужність – будь-яка Напруга – нижча ніж 1 кВ	Не менше ніж 0,5 МОм за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С	Не нормується

Таблиця 1.8.9. **Допустимі значення опору ізоляції**

Випробний елемент	Напруга мегаомметра, кВ	Допустимі значення опору ізоляції, МОм	Примітка
1	2	3	4
Обмотка статора	0,5/1,0/2,5*	Відповідно до вказівок 1.8.66	
Обмотка ротора	За вимогами підприємства-виробника, але не вища ніж 1,0	0,2	Вимірювання проводять в синхронних електродвигунах, електродвигунах з фазним ротором на напругу 3 кВ і вище або потужністю, більшою ніж 1000 кВт
Термоіндикатори із з'єднувальними проводами	0,25	Не нормується	
Підшипники	1,0	Не нормується	Вимірювання проводять в електродвигунах на напругу 3 кВ і вище, підшипники яких мають ізоляцію відносно корпусу.

Продовження табл. 1.8.9

1	2	3	4
			Вимірювання проводять відносно фундаментної плити за повністю зібраних маслопроводів
* *Опір ізоляції вимірюють за номінальної напруги обмотки до 0,5 кВ мегаомметром на напругу 0,5 кВ; за номінальної напруги обмотки, вищої ніж 0,5 кВ до 1 кВ, – мегаомметром на напругу 1,0 кВ, а за номінальної напруги, вищої ніж 1 кВ, – мегаомметром на напругу 2,5 кВ.*			

1.8.68. Випробування ізоляції обмотки статора підвищеною випрямленою напругою з вимірюванням струму витоку по фазах.

Випробування проводять в електродвигунах потужністю понад 5000 кВт згідно з додатком А для визначення можливості їх увімкнення без сушіння.

Значення випробної напруги приймають згідно з табл. 1.8.2.

1.8.69. Випробування підвищеною напругою промислової частоти.

Значення випробної напруги приймають згідно з табл. 1.8.10. Тривалість подання випробної напруги становить 1 хв.

1.8.70. Вимірювання опору обмоток постійному струму.

Вимірювання виконують за практично холодного стану машини.

1. Обмотки статора та ротора.

Вимірювання проводять в електродвигунах на напругу 3 кВ і вище і в електродвигунах потужністю 300 кВт і більше.

Вимірювання опору постійному струму обмотки ротора проводять в синхронних електродвигунах і в електродвигунах з фазним ротором.

Значення опорів різних фаз обмотки не повинні відрізнятися один від одного і від даних підприємства-виробника більше ніж на 2%.

2. Реостати та пускорегулювальні резистори.

У реостатах і резисторах, установлених на електродвигунах на напругу 3 кВ і вище, опір вимірюють на усіх відгалуженнях, у решти електродвигунів вимірюють загальний опір реостатів і резисторів та перевіряють мегаомметром цілісність відпайок.

Значення опорів не повинні відрізнятися від паспортних більше ніж на 10%.

1.8.71. Вимірювання повітряних зазорів між статором і ротором.

Вимірювання зазорів проводять, якщо дозволяє конструкція електродвигуна. При цьому в електродвигунах потужністю 100 кВт і більше, в усіх електродвигунах відповідальних механізмів, а також в електродвигунах з виносними підшипниками і підшипниками ковзання значення повітряних зазорів у місцях, розміщених по обводу ротора і зсунутих один відносно одного під кутом 90° або в точках, спеціально передбачених під час виготовлення електродвигуна, не повинні відрізнятися більше ніж на 10% від середнього значення зазору.

1.8.72. Вимірювання зазорів підшипника ковзання.

Вимірювання проводять відповідно до вказівок підприємства-виробника.

Таблиця 1.8.10. **Випробні напруги промислової частоти для обмоток електродвигунів змінного струму**

Випробний елемент	Потужність електродвигуна, кВт	Номінальна напруга електродвигуна, кВ	Випробна напруга, кВ
Обмотка статора	Менше ніж 1,0 Від 1,0 і більше До 1000 Від 1000 і більше Від 1000 і більше Від 1000 і більше	Нижче ніж 0,1 Нижче ніж 0,1 Вище ніж 0,1 До 3,3 Вище 3,3 до 6,6 Вище 6,6	0,8 ($2U_{ном}$ + 0,5) 0,8 ($2U_{ном}$ + 1) 0,8 ($2U_{ном}$ + 1), але не менше ніж 1,2 0,8 ($2U_{ном}$ + 1) 0,8 ($2,5U_{ном}$) 0,8 ($2U_{ном}$ + 3)
Обмотка ротора синхронних електродвигунів, призначених для безпосереднього пуску, з обмоткою збудження, замкнутою на резистор або джерело живлення	–	–	8-кратне $U_{ном}$ системи збудження, але не менше ніж 1,2 і не більше ніж 2,8
Обмотка ротора електродвигуна з фазним ротором	–	–	1,5 $U_{рот}$*, але не менше ніж 1,0
Резистор кола гасіння поля**	–	–	2,0
Реостати та пускорегулювальні резистори	–	–	1,5 $U_{рот}$*, але не менше ніж 1,0

* $U_{рот}$ – *напруга на кільцях за розімкнутого нерухомого ротора і повної напруги на статорі.*
** *Випробують в синхронних електродвигунах.*

1.8.73. Гідравлічне випробування повітроохолодника.

Випробування проводять відповідно до вказівок підприємства-виробника.

1.8.74. Перевірка роботи електродвигуна на неробочому ході або з ненавантаженим механізмом.

Перевірку проводять в електродвигунах на напругу 3 кВ і вище, потужністю 100 кВт і більше. Значення струму неробочого ходу не нормується.

Тривалість безперервної роботи електродвигуна на неробочому ході повинна бути не меншою ніж 1 год.

1.8.75. Вимірювання вібрації підшипників.

Вимірювання проводять в електродвигунах на напругу 3 кВ і вище, а також в усіх електродвигунах відповідальних механізмів.

Допустиме значення вібрації на кожному підшипнику електродвигуна не повинне перевищувати таких значень (якщо інструкціями підприємств-виробників не передбачено більш жорсткі норми):

– синхронна частота обертання, об/хв, – 3000, 1500, 1000, 750 і нижче;

– вібрація підшипників, мкм, – 30, 60, 80 і 95 відповідно.

1.8.76. Перевірка роботи електродвигуна під навантаженням.

Перевірку проводять під навантаженням, яке забезпечене технологічним обладнанням до моменту здавання в експлуатацію, але не меншим ніж 50% номінального.

Перевіряється тепловий і вібраційний стан електродвигуна.

Тривалість безперервної роботи – до температури, яка встановилася.

СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ, АВТОТРАНСФОРМАТОРИ ТА МАСЛЯНІ РЕАКТОРИ*

1.8.77 Визначення умов увімкнення трансформаторів.

Умови введення трансформаторів в експлуатацію визначають згідно з 1.8.78–1.8.94 та вказівками підприємства-виробника.

1.8.78. Оцінювання вологості твердої ізоляції.

Вологість оцінюють для трансформаторів на напругу 110 кВ і вище потужністю 63 МВ · А і більше.

Вміст вологи в твердій ізоляції визначають за вмістом вологи в закладених у бак зразках ізоляції.

Допустиме значення вмісту вологи в твердій ізоляції зразка товщиною 3 мм має бути не вищим ніж 1% для трансформаторів з захистом масла і 1,5% – для трансформаторів без захисту масла.

1.8.79. Вимірювання опору ізоляції.

1. Опір ізоляції обмоток вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

Значення $R_{60''}$ ізоляції, виміряне під час монтажу (за температури, наведеної в паспорті трансформатора, або приведене до цієї температури), має бути:

– для трансформаторів на напругу до 35 кВ, залитих маслом, – не меншим від значень, наведених у табл. 1.8.11;

* Далі – трансформатори.

Таблиця 1.8.11. **Найменші допустимі значення опору ізоляції обмоток трансформатора на напругу до 35 кВ, залитих маслом**

Потужність трансформатора	Значення $R_{60''}$, МОм, за температури ізоляції, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
До 6300 кВ • А	450	300	200	130	90	60	40
10000 кВ • А і більше	900	600	400	260	180	120	80
Примітка. Значення $R_{60''}$ відносяться до всіх обмоток даного трансформатора.							

– для трансформаторів на напругу від 110 кВ до 750 кВ – не меншим ніж 50% значення, наведеного в паспорті трансформатора.

Найменші допустимі значення опору ізоляції для обмотки сухих трансформаторів, які вводять в експлуатацію, за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С мають бути не нижчими ніж: для обмоток з номінальною напругою до 1 кВ – 100 МОм; 6 кВ – 300 МОм; вище 6 кВ – 500 МОм.

Вимірювання опору ізоляції обмоток виконують за температури ізоляції, °С:

– для трансформаторів на напругу до 35 кВ – не нижчої ніж 5;

– для трансформаторів на напругу від 110 кВ до 150 кВ – не нижчої ніж 10;

– для трансформаторів на напругу від 220 кВ до 750 кВ – близької до температури, зазначеної в паспорті (різниця має бути не більшою ніж 5 °С).

2. Опір ізоляції ярмових балок, пресувальних кілець і доступних стяжних шпильок трансформаторів вимірюють за необхідності, у разі огляду активної частини – мегаомметром на напругу 1,0 кВ.

Значення опору ізоляції має бути не меншим ніж 0,5 МОм.

1.8.80. Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат.

Величину tgδ ізоляції обмоток трансформаторів, які вводять в експлуатацію, вимірюють згідно з схемами підприємства-виробника. Вимірювання проводять для силових трансформаторів на напругу 35 кВ потужністю 10000 кВ • А і більше та для усіх трансформаторів на напругу 110 кВ і вище.

Виміряне під час монтажу значення tgδ ізоляції обмоток (за тієї самої температури, що й на підприємстві-виробнику) або приведене до цієї температури (якщо температура під час вимірювання відрізняється від наведеної в паспорті трансформатора) з урахуванням впливу tgδ масла має бути:

– для трансформаторів на напругу 35 кВ, залитих маслом, – не вищим від значень, наведених у табл. 1.8.12, або не більшим ніж 150% паспортного значення;

– для трансформаторів на напругу від 110 кВ до 750 кВ – не більшим ніж 150% паспортного значення.

Значення tgδ ізоляції, які приведені до температури ізоляції 20 °С і дорівнюють або є меншими ніж 1%, вважають задовільними (без порівняння з паспортними даними).

Таблиця 1.8.12. **Найбільші допустимі значення tgδ ізоляції обмоток трансформаторів на напругу 35 кВ потужністю 10000 кВ · А і більше, залитих маслом**

Назва показника	Значення						
Температура ізоляції, °С	10	20	30	40	50	60	70
Значення tgδ, %	0,8	1,0	1,3	1,7	2,3	3,0	4,0
Примітка. Значення tgδ відносяться до всіх обмоток даного трансформатора.							

Вимірювання tgδ ізоляції обмоток виконують за температури ізоляції, °С:

– для трансформаторів на напругу до 150 кВ – не нижчої ніж 10;

– для трансформаторів на напругу від 220 кВ до 750 кВ – близької до температури, вказаної в паспорті (різниця не більша ніж 5 °С).

1.8.81. Випробування ізоляції підвищеною прикладеною напругою промислової частоти.

Випробувати ізоляцію обмоток разом з вводами маслонаповнених трансформаторів не обов'язково.

Випробування ізоляції обмоток сухих трансформаторів є обов'язковим і його проводять за нормами згідно з табл. 1.8.13.

Тривалість прикладання випробної напруги становить 1 хв.

Таблиця 1.8.13. **Значення випробних напруг промислової частоти для обмоток сухих трансформаторів**

Назва показника	Значення							
Клас напруги трансформаторів, кВ	До 0,69	3	6	10	15	20	24	35
Випробна напруга, кВ	2,7	9,0	18,0	25,2	34,2	45,0	54,0	72,0

1.8.82. Вимірювання опору обмоток постійному струму.

Вимірювання здійснюють на всіх відгалуженнях, якщо в паспорті трансформатора немає інших вказівок. Значення опору обмоток трифазних трансформаторів не повинне відрізнятися більше ніж на 2% від значення опору, одержаного на відповідних відгалуженнях інших фаз або паспортних значень за однакових температур, якщо немає особливих вказівок підприємства-виробника.

Значення опору обмоток однофазних трансформаторів не повинні відрізнятися більше ніж на 5% від значення опору, одержаного на відповідних відгалуженнях інших фаз або паспортних значень за однакових температур, якщо немає особливих вказівок підприємства-виробника.

1.8.83. Перевірка коефіцієнта трансформації.

Перевірку проводять на всіх положеннях перемикачів відгалужень. Значення коефіцієнта трансформації не повинне відрізнятися більше ніж на 2% від значень,

виміряних на відповідних відгалуженнях інших фаз, і значень підприємства-виробника. Для трансформаторів з пристроєм перемикання відгалужень обмоток під навантаженням (РПН) різниця між коефіцієнтами трансформації не повинна перевищувати значення ступеня регулювання.

1.8.84. Перевірка групи з'єднання обмоток трифазних трансформаторів і полярності виводів однофазних трансформаторів.

Цю перевірку проводять у разі відсутності паспортних даних.

Група з'єднань повинна відповідати зазначеній в паспорті трансформатора, а полярність виводів – позначенням на кришці трансформатора.

1.8.85. Вимірювання втрат неробочого ходу за зниженої напруги.

Вимірювання проводять у трансформаторах потужністю 1000 кВ • А і більше – за напругою (що підводиться до обмоток низької напруги) і за схемами, які наведені в паспорті трансформатора.

Для однофазних трансформаторів виміряне значення втрат неробочого ходу не повинно відрізнятися від паспортних даних більше ніж на 10%.

Для трифазних трансформаторів співвідношення втрат по фазах не має відрізнятися від паспортних співвідношень більше ніж на 5%.

1.8.86. Вимірювання опору короткого замикання трансформатора.

Опір короткого замикання $Z_к$ вимірюють у трансформаторів на напругу 110 кВ і вище потужністю 63 МВ • А і більше.

Для трансформаторів з пристроєм регулювання напруги під навантаженням $Z_к$ вимірюють на основному і обох крайніх відгалуженнях.

Значення $Z_к$ не повинне відрізнятися більше ніж на 5% від вирахуваного за паспортом (за напругою короткого замикання трансформатора) на основному відгалуженні обмоток, якщо інші значення не вказано в документації підприємства-виробника.

1.8.87. Перевірка роботи перемикальних пристроїв.

Контроль справності перемикальних пристроїв виконують згідно з інструкціями підприємств-виробників.

1.8.88. Перевірка дії допоміжних елементів.

Перевірку засобів захисту масла від впливу навколишнього середовища, дії газового і захисного реле РПН, стрілкового маслопокажчика, запобіжного і відсічного клапанів, термоперетворювачів опору виконують згідно з інструкціями підприємств-виробників.

1.8.89. Випробування бака на щільність.

Випробування виконують:

– у трансформаторах на напругу до 35 кВ – шляхом створення надмірного тиску стовпа масла, висота якого над рівнем заповненого розширника становить 0,6 м, за винятком трансформаторів з хвильовими баками і пластинчастими радіаторами, для яких висоту стовпа масла приймають рівною 0,3 м;

– у трансформаторів з плівковим захистом масла шляхом створення всередині гнучкої оболонки надмірного тиску повітря 10 кПа;

– у решти трансформаторів на напругу 110 кВ і вище – шляхом створення надмірного тиску азоту або сухого повітря 10 кПа в надмасляному просторі розширника.

Трансформатори без розширника і герметизовані на маслощільність не випробовують.

Температура масла в баку трансформатора під час випробування має бути не нижчою ніж 10 °С. Тривалість випробувань становить не менше ніж 3 години.

Трансформатор вважається маслощільним, якщо під час візуального огляду витікання масла не виявлено.

1.8.90. Перевірка систем охолодження.

Контроль систем охолодження виконують згідно з інструкціями підприємств-виробників.

1.8.91. Вимірювання характеристик трансформаторного масла.

Аналіз масла під час розвантаження, зберігання, монтажу та введення в експлуатацію трансформаторів (під час першого увімкнення) проводять згідно з 1.8.187–1.8.190 та інструкцією підприємства-виробника.

Для трансформаторів усіх класів напруг масло із баку контактора пристрою регулювання напруги під навантаженням випробовують згідно з інструкцією підприємства-виробника РПН.

Для трансформаторів на напругу 110 кВ і вище, а також трансформаторів власних потреб енергоблоків необхідно проводити хроматографічний аналіз розчинених у маслі газів.

1.8.92. Випробування вводів.

Випробування та вимірювання вводів проводять згідно з 1.8.179–1.8.182.

1.8.93. Випробування вбудованих трансформаторів струму.

Випробування та вимірювання вбудованих трансформаторів струму виконують згідно з 1.8.95, 1.8.97–1.8.101.

1.8.94. Випробування трансформаторів увімкненням на номінальну напругу.

Трансформатори вмикають на час, не менший ніж 30 хв, упродовж якого прослуховують і наглядають за станом трансформатора. У процесі випробувань не повинні мати місце явища, які вказують на незадовільний стан трансформатора.

Примітка 1. Маслонаповнені трансформатори потужністю до 630 кВ • А випробовують за 1.8.77, 1.8.79, 1.8.82, 1.8.91 і 1.8.94.

Примітка 2. Маслонаповнені трансформатори на напругу до 35 кВ, потужністю до 6,3 МВ • А випробовують за 1.8.77, 1.8.79, 1.8.82–1.8.85, 1.8.88, 1.8.89, 1.8.91 і 1.8.94.

Примітка 3. Сухі і заповнені негорючим рідким діелектриком трансформатори всіх потужностей випробовують за 1.8.79, 1.8.81–1.8.84 і 1.8.94.

ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ

1.8.95. Вимірювання опору ізоляції.

Вимірювання опору основної ізоляції та ізоляції вимірювального виводу трансформаторів струму проводять мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

Вимірювання опору вторинних обмоток і проміжних обмоток каскадних трансформаторів струму відносно цоколя проводять мегаомметром на напругу 1,0 кВ або 2,5 кВ.

Виміряні значення опору ізоляції повинні бути не меншими від наведених в табл. 1.8.14.

Таблиця 1.8.14. **Опір ізоляції трансформаторів струму**

Клас напруги трансформаторів, кВ	Допустимі значення опору ізоляції, МОм, не менше			
	Основна ізоляція	Вимірювальний вивід	Вторинні обмотки*	Проміжні обмотки
3–35	1000	–	50 (1)	–
110–220	3000	–	50 (1)	–
330–750	5000	1000	50 (1)	1

** Значення опору ізоляції вторинних обмоток наведені: без дужок – за від'єднаних вторинних кіл, в дужках – з приєднаними вторинними колами.*

1.8.96. Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат і ємності ізоляції.

Вимірювання tgδ ізоляції трансформаторів струму проводять за напруги 10 кВ.

Виміряні значення tgδ ізоляції обмоток трансформаторів струму не мають перевищувати значень, наведених у табл. 1.8.15, якщо підприємством-виробником не встановлені інші норми.

Ємність ізоляції не повинна відрізнятися більше ніж на 5% порівняно з паспортними даними.

Таблиця 1.8.15. **Граничні значення tgδ основної ізоляції обмоток трансформаторів струму за температури ізоляції 20 °С**

Тип ізоляції	Граничні значення tgδ, %, ізоляції трансформатора струму на номінальну напругу, кВ						
	35	110	150	220	330	500*	750*
Паперово-масляна ланкового типу	2,2	2,2	1,65	1,1	–	1,1	–
Паперово-масляна конденсаторного типу (кабельно-конденсаторна)	150% від виміряного на підприємстві-виробнику, але не більше ніж 0,5						
Елегазова (трансформатори струму типу ТОГ)	–	150% від виміряного на підприємстві-виробнику, але не більше ніж 0,5					

** Норму надано для одного блока каскадного трансформатора струму.*

1.8.97. Випробування підвищеною напругою промислової частоти.

1. Випробування основної ізоляції.

Значення випробної напруги основної ізоляції наведено в табл. 1.8.16.

Таблиця 1.8.16. **Випробна напруга промислової частоти**

Вид ізоляції	Випробна напруга, кВ, для вимірювальних трансформаторів на номінальну напругу, кВ							
	3	6	10	15	20	24	27	35
Нормальна	21,6	28,8	37,8	49,5	58,5	67,5	72	85,5
Полегшена	9,0	18,0	25,2	34,2	45,0	54,0	58,5	72,0

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

2. Випробування ізоляції вторинних обмоток.

Значення випробної напруги вторинних обмоток становить 1,8 кВ (для ізоляції вторинних обмоток з приєднаними до них колами – 1 кВ).

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

1.8.98. Перевірка контрольних точок характеристики намагнічування.

Контрольні точки характеристики намагнічування трансформатора струму перевіряють за напруги, зазначеної в документації підприємства-виробника. При цьому в будь-якому разі значення вторинного струму не повинно перевищувати номінального значення.

Дозволено знімати тільки три точки характеристики намагнічування підвищенням напруги до початку насичення, але не вище ніж 1800 В. Одержані значення в контрольних точках порівнюють із паспортними значеннями або з результатами вимірювань у справних однотипних трансформаторах струму. При цьому виміряні значення струму намагнічення повинні бути не більші від значень, наведених у паспорті підприємства-виробника.

За наявності в обмотках відгалужень контрольні точки перевіряють на робочому відгалуженні.

1.8.99. Перевірка полярності вбудованих трансформаторів струму.

Полярність повинна відповідати даним підприємства-виробника.

1.8.100. Перевірка коефіцієнта трансформації.

Відхилення значень виміряного коефіцієнта трансформації від зазначеного в паспорті повинно бути в межах точності вимірювання.

1.8.101. Вимірювання опору обмоток постійному струму.

Відхилення значення виміряного опору обмотки від зазначеного в паспорті має бути не більшим ніж 2%, якщо інше не наведено в інструкціях підприємств-виробників.

1.8.102. Перевірка якості ущільнень трансформаторів струму.

Перевірку проводять у трансформаторах струму на напругу від 35 кВ до 500 кВ з паперово-масляною ізоляцією негерметичного виконання шляхом утворення в них надлишкового тиску масла 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2). Тривалість перевірки становить 5 хв.

Під час перевірки не повинно бути витікання масла та зниження випробного тиску.

1.8.103. Випробування трансформаторного масла.

Трансформаторне масло випробовують згідно з 1.8.187–1.8.190 та інструкцією підприємства-виробника.

1.8.104. Випробування вбудованих трансформаторів струму.

Випробування вбудованих трансформаторів струму проводять за 1.8.95, 1.8.97–1.8.101.

Вимірювання опору ізоляції вбудованих трансформаторів струму проводять мегаомметром на напругу 1000 В.

Виміряне значення опору ізоляції без вторинних кіл повинне бути не меншим ніж 10 МОм.

Дозволено вимірювати опір ізоляції вбудованих трансформаторів струму разом з вторинними колами. Виміряне значення опору ізоляції має бути не меншим ніж 1 МОм.

ТРАНСФОРМАТОРИ НАПРУГИ

1.8.105. Електромагнітні трансформатори напруги.

1. Вимірювання опору ізоляції.

Вимірювання опору ізоляції первинної обмотки трансформаторів напруги проводять мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

Вимірювання опору ізоляції вторинних обмоток, а також зв'язуючих обмоток каскадних трансформаторів напруги проводять мегаомметром на напругу 1,0 кВ.

Виміряні значення опору ізоляції мають бути не меншими від наведених у табл. 1.8.17.

Таблиця 1.8.17. **Опір ізоляції трансформаторів напруги**

Клас напруги трансформаторів, кВ	Допустимі значення опору ізоляції, МОм, не менше		
	Основна ізоляція	Вторинні обмотки*	Зв'язуючі обмотки
3–35	50	50 (1)	–
110–500	100	50 (1)	1
* *Значення опору ізоляції вторинних обмоток наведені: без дужок – за від'єднаних вторинних кіл, в дужках – з приєднаними вторинними колами.*			

2. Випробування підвищеною напругою промислової частоти.

Значення випробної напруги основної ізоляції наведено в табл. 1.8.16.

Трансформатори напруги з ослабленою ізоляцією одного з виводів випробуванню не підлягають.

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

Значення випробної напруги вторинних обмоток становить 1,8 кВ (для ізоляції вторинних обмоток з приєднаними до них колами – 1 кВ).

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

3. Вимірювання опору обмоток постійному струму.

Вимірювання опору обмоток постійному струму проводять у маслонаповнених трансформаторах напруги та у зв'язуючих обмотках каскадних трансформаторів напруги.

Відхилення значення виміряного опору обмотки від зазначеного в паспорті має бути не більшим ніж 2% для первинних обмоток і не більше ніж 5% – для вторинних обмоток, якщо інше не наведено в інструкціях підприємств-виробників.

4. Вимірювання струму неробочого ходу.

Вимірювання струму неробочого ходу трансформаторів напруги проводять за напруги, зазначеної в інструкції підприємства-виробника.

Під час приймально-здавальних випробувань вимірювання струму неробочого ходу для каскадних трансформаторів виконують для кожного блоку окремо та фази в цілому.

Виміряні значення струму неробочого ходу не повинні відрізнятися від зазначених у паспорті більше ніж на 20%.

5. Випробування трансформаторного масла.

Трансформаторне масло випробовують згідно з 1.8.187–1.8.190 та інструкцією підприємства-виробника.

1.8.106. Ємнісні трансформатори напруги.

1. Вимірювання опору ізоляції електромагнітного пристрою.

Вимірювання опору ізоляції обмоток проводять мегаомметром на напругу 1,0 кВ.

Значення опору ізоляції повинно бути не менше ніж 300 МОм.

2. Випробування ізоляції електромагнітного пристрою підвищеною напругою промислової частоти.

Випробуванням підлягає ізоляція вторинних обмоток електромагнітного пристрою.

Випробувальна напруга становить 1,8 кВ.

Тривалість прикладення напруги становить 1 хв.

3. Вимірювання опору обмоток постійному струму.

Вимірювання опору обмоток постійному струму проводять на робочих положеннях перемикаючого пристрою.

Виміряні значення опору не повинні відрізнятися від зазначених в паспорті більше ніж на 5%.

4. Вимірювання струму і втрат неробочого ходу.

Вимірювання струму і втрат неробочого ходу проводять за напруг, зазначених в документації підприємства-виробника.

Виміряні значення не повинні відрізнятися від зазначених в паспорті більше ніж на 20%.

5. Випробування трансформаторного масла з електромагнітного пристрою.

Значення пробивної напруги масла має бути не меншим ніж 30 кВ.

6. Випробування конденсаторів дільників напруги.

Випробування конденсаторів дільників напруги проводять згідно з вказівками 1.8.164–1.8.166.

7. Випробування обмежувачів перенапруг.

Випробування обмежувачів перенапруг проводять згідно з вказівками 1.8.169, 1.8.170.

1.8.107. Елегазові трансформатори напруги.

1. Вимірювання опору ізоляції.

Значення опору ізоляції, виміряне мегаомметром на напругу 2,5 кВ, повинне бути не меншим ніж 300 МОм між:

- первинною обмоткою і заземленими вторинними обмотками;
- первинною обмоткою і корпусом при заземлених вторинних обмотках;
- між вторинними обмотками;

– незаземленими вторинними обмотками і корпусом;

– між зв'язуючими обмотками та верхнім фланцем нижнього блока при відключеній перемичці Нр-Е (для трансформаторів типу НКГ).

Опір ізоляції обмоток визначають за температури ізоляції, не нижчої ніж 10 °С.

2. Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти.

Ізоляцію вторинних обмоток і виводу «N» первинної обмотки необхідно випробувати напругою 1,8 кВ (для ізоляції вторинних обмоток з приєднаними до них колами – 1 кВ) протягом 1 хв.

3. Вимірювання опору обмоток постійному струму.

Значення опору постійному струму первинної обмотки не повинне відрізнятися від паспортних значень більше ніж на 2%, вторинних обмоток – більше ніж на 5%.

4. Вимірювання струму неробочого ходу.

Значення струму неробочого ходу не повинне відрізнятися більше ніж на 20% від паспортних значень.

ЕЛЕГАЗОВІ ВИМИКАЧІ

1.8.108. Вимірювання опору ізоляції.

1. Вимірювання опору ізоляції опорних і рухомих частин, виконаних із органічних матеріалів.

Опір ізоляції потрібно вимірювати мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Значення його повинно бути не нижчим від значень, наведених у табл. 1.8.18.

2. Вимірювання опору ізоляції вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування проводять згідно з 1.8.191.

Таблиця 1.8.18. **Граничні значення опору ізоляції опорних і рухомих частин, виконаних з органічних матеріалів**

Опір ізоляції, МОм, вимикача на номінальну напругу, кВ		
3–35	110–150	220 і вище
3000	5000	10000

1.8.109. Випробування ізоляції підвищеною напругою.

1. Ізоляцію кожного полюса вимикача відносно землі і двох інших полюсів, а також ізоляцію міжконтактних розривів випробують напругою промислової частоти протягом 1 хв. Значення випробної напруги наведено в табл. 1.8.19.

Таблиця 1.8.19. **Випробна напруга промислової частоти ізоляції апаратів**

Вид ізоляції	Значення випробної напруги, кВ, для апаратів на номінальну напругу до 35 кВ					
	3	6	10	15	20	35
1	2	3	4	5	6	7
Фарфорова	24	32	42	55	65	95

Продовження табл. 1.8.19

1	2	3	4	5	6	7
Фарфорова разом з твердими і рідкими діелектриками або кабельними масами, органічна	21,6	28,8	37,8	49,5	58,5	85,5
Полегшена	9,0	18,0	25,2	34,2	45,0	72,0

2. Ізоляцію вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування випробовують напругою промислової частоти 1 кВ протягом 1 хв.

1.8.110. Вимірювання опору постійному струму.

1. Вимірювання опору головного кола.

Опір головного кола необхідно вимірювати як в цілому всього струмопровідного кола полюсу, так і окремо кожного розриву дугогасного пристрою (якщо це дозволяє конструктивне виконання апарату).

Значення опору не повинне перевищувати норм підприємств-виробників.

2. Вимірювання опору обмоток електромагнітів керування і додаткових резисторів у їх колі.

Виміряні значення опорів повинні відповідати нормам підприємств-виробників.

1.8.111. Перевірка мінімальної напруги спрацьовування вимикачів.

Вимикач повинен спрацьовувати за напруги на електромагнітах вимикання, не більшої ніж $0,7U_{ном}$, а на електромагнітах увімкнення – не більшої ніж $0,85U_{ном}$, у разі живлення приводу від мережі постійного струму і номінального тиску елегазу у вимикачі та номінального тиску масла в системі привода. У разі живлення приводу від мережі змінного струму вимикачі повинні спрацьовувати за напруги на електромагнітах вимикання, не більшої ніж $0,65U_{ном}$, а на електромагнітах увімкнення – не більшої ніж $0,85U_{ном}$. Напруга на електромагніти повинна подаватися поштовхом.

1.8.112. Перевірка характеристик вимикача.

Під час перевірки роботи елегазових вимикачів потрібно визначати їх характеристики, які наведені в інструкціях підприємств-виробників. Результати перевірок і вимірів повинні відповідати вимогам інструкцій підприємств-виробників. Види операцій і складних циклів, значення напруг оперативного струму, за яких необхідно виконувати перевірку характеристик вимикачів, наведені у табл. 1.8.20. Значення власних часів вимикання та увімкнення, а також різночасність спрацьовування між контактами та полюсами потрібно забезпечувати за номінального тиску елегазу у вимикачі, номінального тиску масла в гідросистемі приводу і номінальної напруги на виводах кіл електромагнітів керування.

Таблиця 1.8.20. **Обсяг багаторазових випробувань елегазових вимикачів під час налагодження**

Найменування операції або циклу	Напруга на затискачах електромагнітів керування	Кількість операцій та циклів у процесі налагодження
1	2	3
Вимикання, увімкнення	Номінальна*	2

Продовження табл. 1.8.20

1	2	3
	Мінімальна*	2
	Максимальна	1
Цикл «увімкнення – вимикання»	Номінальна*	2
	Мінімальна*	2
	Максимальна	1
Цикл «вимикання – увімкнення – вимикання»	Номінальна*	2
	Мінімальна*	1
	Максимальна	1
* *Осцилограми роботи вимикачів потрібно знімати.*		

1.8.113. Перевірка характеристик приводів вимикачів.

У пружинних приводах вимикачів перевіряють час заведення пружини увімкнення, а також струм двигуна (двигунів) заведення пружини за номінальної напруги живлення.

У гідравлічних приводах перевіряють тиски спрацьовування давачів: пуску двигуна насоса гідросистеми, блокування АПВ, блокування увімкнення вимикача і блокування керуванням вимикачем, а також час заряджання гідросистеми після виконання операцій «увімкнення», «вимикання» та циклів «увімкнення – вимикання», «вимикання – увімкнення – вимикання». У разі використання в гідросистемах азоту перевіряють тиск заряджання останнього. Напругу на двигун треба подавати поштовхом. Виміряні значення повинні відповідати вимогам інструкції підприємства-виробника.

1.8.114. Випробування вимикачів багаторазовим увімкненням і вимиканням.

Багаторазові випробування – виконання операцій «увімкнення» та «вимикання» і складних циклів («увімкнення – вимикання» без витримки часу обов'язкові для всіх вимикачів; «вимикання – увімкнення – вимикання» – для вимикачів, які призначено для роботи в режимі АПВ) – повинні виконуватися за різних напруг на виводах електромагнітів керування і тисків масла в гідросистемі привода (за вимогою підприємства-виробника) з метою перевірки вимикачів згідно з табл. 1.8.20.

1.8.115. Перевірка герметичності.

Перевірку герметичності виконують за допомогою течошукача елегазу. Під час випробування на герметичність щупом течошукача досліджують зони ущільнення стикових з'єднань і зварювальних швів вимикача.

Результати випробувань на герметичність вважаються задовільними, якщо прилад не показує наявність витікання. Випробування виконують за номінального тиску елегазу.

1.8.116. Перевірка уставок давача густини елегазу (густиноміру).

Перевірку уставок давача густини елегазу (густиноміра) на сигнал та блокування проводять під час заповнення вимикача елегазом або окремо перед установленням на вимикач.

1.8.117. Випробування конденсаторів дільників напруги.

Випробування треба виконувати згідно з 1.8.164–1.8.166.

1.8.118. Випробування вбудованих трансформаторів струму.

Випробування повинні проводитися згідно з 1.8.95, 1.8.97–1.8.101.

ВАКУУМНІ ВИМИКАЧІ

1.8.119. Вимірювання опору ізоляції.

1. Вимірювання опору ізоляції опорних та рухомих частин, виконаних із органічних матеріалів.

Значення опору ізоляції полюса вимикача відносно його корпуса має бути не меншим ніж 3000 МОм.

Вимірювання проводять мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

2. Вимірювання опору ізоляції вторинних кіл приводу вимикача проводять згідно з 1.8.191.

1.8.120. Випробування ізоляції підвищеною напругою.

1. Ізоляцію кожного полюса вимикача відносно землі і двох інших полюсів, а також ізоляцію міжконтактних розривів випробовують напругою промислової частоти протягом 1 хв.

Значення випробної напруги наведено в табл. 1.8.19.

2. Ізоляцію вторинних кіл і приводу вимикача випробовують напругою промислової частоти 1 кВ протягом 1 хв.

1.8.121. Вимірювання опору постійному струму струмопровідного контуру кожного полюса.

Значення опору не має перевищувати норм підприємства-виробника.

1.8.122. Перевірка мінімальної напруги спрацьовування вимикача.

Вимикачі повинні спрацьовувати за напруги на приводі під час вимикання, не більшої ніж $0{,}7U_{ном}$, а на приводі під час увімкнення – не більшої ніж $0{,}85U_{ном}$, у разі живлення приводу від мережі постійного струму. У разі живлення приводу від мережі змінного струму вимикачі повинні спрацьовувати за напруги на приводі під час вимикання, не більшої ніж $0{,}65U_{ном}$, а на приводі під час увімкнення – не більшої ніж $0{,}85U_{ном}$. Напругу на привід треба подавати поштовхом.

1.8.123. Перевірка часових характеристик вимикача.

Власний час увімкнення та вимикання повинен відповідати нормам підприємства-виробника.

1.8.124. Випробування вимикача багаторазовим увімкненням і вимиканням.

Випробування виконують за такими операціями і циклами:

– увімкнення;

– вимикання;

– увімкнення – вимикання;

– вимикання – увімкнення – вимикання.

Операції «увімкнення», «вимикання» та «увімкнення – вимикання» без витримки часу виконують на всіх вимикачах. Операцію «вимикання – увімкнення – вимикання» виконують на вимикачах, призначених для роботи в режимі АПВ.

Операціями «увімкнення» і «вимикання» та складними циклами випробовують 2–3 рази.

Операції вимикачем виконують за номінальної напруги на приводі вимикача.

ВИМИКАЧІ НАВАНТАЖЕННЯ

1.8.125. Вимірювання опору ізоляції.

1. Вимірювання опору ізоляції тяг із органічних матеріалів.

Опір ізоляції вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Значення опору ізоляції повинне бути не меншим ніж 3000 МОм.

2. Вимірювання опору ізоляції вторинних кіл і обмотки електромагніту керування проводять згідно з 1.8.191.

1.8.126. Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти.

1. Випробування ізоляції вимикача навантаження виконують випробною напругою згідно з табл. 1.8.19.

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

2. Випробування ізоляції вторинних кіл і обмотки електромагніту керування.

Ізоляцію вторинних кіл і обмотки електромагніту керування випробовують напругою промислової частоти 1 кВ протягом 1 хв.

1.8.127. Вимірювання опору постійному струму.

1. Вимірювання опору контактів вимикача.

Вимірюють опір струмовідної системи полюса.

Значення опору має відповідати даним підприємства-виробника.

2. Вимірювання опору обмотки електромагніту керування.

Значення опору має відповідати даним підприємства-виробника.

1.8.128. Перевірка дії механізму вільного розчеплення.

Механізм вільного розчеплення необхідно перевіряти під час роботи не менше ніж у двох положеннях рухомих контактів під час увімкнення:

– у момент замикання первинного кола вимикача;

– за повного увімкнутого положення.

1.8.129. Перевірка спрацьовування приводу за зниженої напруги.

Перевірку проводять для визначення фактичного значення напруги на затискачеві електромагніту вимикання приводу, за якого вимикач (без струму в первинному колі) зберігає працездатність, тобто виконує операцію вимикання з початку і до кінця.

Фактичне значення напруги спрацьовування приводу повинне відповідати даним підприємства-виробника, а за відсутності таких даних – повинне бути на (15–20)% меншим, ніж нижня межа робочої напруги на затискачах електромагніту приводу.

1.8.130. Випробування вимикачів навантаження багаторазовим увімкненням і вимиканням.

Кількість операцій, яка підлягає виконанню кожним вимикачем, повинна становити по три «увімкнення» та «вимикання». Операції виконують за номінальної напруги на електромагніті керування.

РОЗ'ЄДНУВАЧІ

1.8.131. Вимірювання опору ізоляції.

1. Вимірювання опору ізоляції тяг з органічних матеріалів.

Вимірювання виконують мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Значення опору ізоляції повинне бути не меншим від значень, зазначених у табл. 1.8.18.

2. Вимірювання опору ізоляції ізоляторів.

Вимірювання проводять згідно з 1.8.184.

3. Вимірювання ізоляції вторинних кіл керування проводять згідно з 1.8.191.

1.8.132. Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти.

Випробування виконують у такому обсязі:

– ізоляція роз'єднувачів – згідно з таблицею 1.8.19. Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв;

– ізоляція вторинних кіл керування – напругою 1,0 кВ протягом 1 хв.

1.8.133. Вимірювання опору постійному струму контактної системи роз'єднувачів.

Виміряні значення опору мають відповідати нормам підприємств-виробників, а за їх відсутності – даним, наведеним у табл. 1.8.21.

Таблиця 1.8.21. **Допустимі значення опору постійному струму контактної системи роз'єднувачів**

Тип роз'єднувача	Номінальна напруга, кВ	Номінальний струм, А	Допустимі значення опору, мкОм
1	2	3	4
РПГ	750	3150	250
РПГ	330, 500	3150	150
РГ	500	3150	120
РГ	330	3150	100
РГ	220	2000	150
РГ	220	1000	192
РГ	110	2000	71
РГ	110	1000	120
РГ, РГП	35	2000	40
РГ, РГП	35	1000	90
РГН	220	2000	129
РГН	220	1000	165
РГН	150	2000	120
РГН	150	1000	150
РПВ	330	3150	170
РДЗ	150	2000	58
РДЗ	150	1000	108
РДЗ, РДЗП	110	3150	48,6

Продовження табл. 1.8.21

1	2	3	4
РДЗ, РДЗП	110	2000	39,6
РДЗ, РДЗП	110	1000	82,2
РДЗ	35	2000	22,6
РДЗ	35	1000	60
РРЗ	35	1000, 2000	45
РЛНД	10	630	59
РЛНД	10	400	82
РЛНД	10	200	230

1.8.134. Вимірювання витягувальних зусиль рухомих контактів з нерухомих.

Виміряні значення витягувальних зусиль за знежирених контактних поверхонь повинні відповідати нормам підприємства-виробника.

1.8.135. Перевірка роботи роз'єднувача.

Роботу апарата з ручним керуванням перевіряють шляхом виконання п'яти операцій «увімкнення» та п'яти операцій «вимикання», апаратів з дистанційним керуванням – також шляхом виконання п'яти операцій «увімкнення» і п'яти операцій «вимикання» за номінальної напруги на виводах електродвигунів керування.

1.8.136. Перевірка роботи механічного блокування.

Блокування не повинне допускати оперування головними ножами за увімкнених заземлювальних ножів і навпаки.

КОМПЛЕКТНІ РОЗПОДІЛЬЧІ УСТАНОВКИ ВНУТРІШНЬОГО ТА ЗОВНІШНЬОГО УСТАНОВЛЕННЯ

1.8.137. Вимірювання опору ізоляції.

1. Опір ізоляції первинних кіл вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Значення опору ізоляції має бути не меншим ніж 100 МОм.

2. Опір ізоляції вторинних кіл вимірюють згідно з 1.8.191.

1.8.138. Випробування підвищеною напругою промислової частоти.

1. Випробування ізоляції первинних кіл комірок.

Значення випробної напруги приймають згідно з табл. 1.8.22.

Випробування підвищеною напругою промислової частоти комплектних розподільчих установок внутрішнього (КРУ) та зовнішнього (КРУЗ) установлення рекомендовано виконувати до приєднання силових кабелів за змонтованих комірок і висувних елементів у робочому положенні (крім висувних елементів з трансформаторами напруги, вентильними розрядниками та обмежувачами перенапруг).

Таблиця 1.8.22. **Випробна напруга промислової частоти комірок КРУ і КРУЗ**

Номінальна напруга КРУ і КРУЗ, кВ	Випробна напруга, кВ, для комірок		
	з фарфоровою ізоляцією	з ізоляцією елементів з твердих органічних матеріалів	з полегшеною ізоляцією
6	32	28,8	18,0
10	42	37,8	25,2
15	55	49,5	34,2
20	65	58,5	45,0
35	95	85,5	72,0

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

2. Випробування ізоляції вторинних кіл комірок.

Ізоляцію вторинних кіл комірок випробують напругою промислової частоти 1 кВ протягом 1 хв.

1.8.139. Контроль болтових контактних з'єднань.

1. Перевірка якості виконання болтових контактних з'єднань шин.

Болтові з'єднання підлягають вибірковій перевірці на затягування болтів (на 2–3% з'єднань) за 1.8.149.

У колах заземлення електроустаткування перевірці підлягають всі болтові контактні з'єднання.

2. Вимірювання опору контактів постійному струму.

Значення опору роз'ємних і болтових контактів не повиннно перевищувати значень, наведених у табл. 1.8.23.

Таблиця 1.8.23. **Допустимі значення опору постійному струму контактів КРУ і КРУЗ**

Випробний елемент	Допустиме значення опору
1	2
Контакти збірних шин, вибірково	Значення опору відрізка шин у місці контактного з'єднання не має перевищувати більше ніж у 1,2 разу значення опору відрізка шин тієї ж довжини без контакту
Втичні контакти первинного кола*, вибірково	Допустимі значення опору контактів наведено в інструкціях підприємств-виробників. У випадках, коли значення опору контактів не наведено в інструкціях підприємств-виробників, значення опору має бути не більше ніж, мкОм: для контактів на 400 А – 75 для контактів на 600 А – 60 для контактів на 900 А – 50 для контактів на 1200 А– 40 для контактів більше 2000 А – 33

Продовження табл. 1.8.23

1	2
Роз'ємні контакти вторинного силового кола (лише контакти ковзного типу), вибірково	Не більше ніж 4000 мкОм
* *Вимірювання виконують, якщо дозволяє конструкція КРУ і КРУЗ.*	

1.8.140. Механічні випробування.

Випробування виконують відповідно до інструкції з експлуатації КРУ і КРУЗ підприємства-виробника.

До механічних випробувань відносять:

– п'ятиразове викочування та вкочування висувних елементів з перевіркою стану і точності зчленування втичних контактів, а також робота шторок, блокування, фіксаторів, механічних частин дугового захисту тощо;

– перевірка роботи і стану контактів заземлювального роз'єднувача.

Примітка. Норми випробувань елементів КРУ і КРУЗ (вимикачі, вимірювальні трансформатори, вимикачі навантаження, обмежувачі перенапруг, вентильні розрядники, запобіжники, роз'єднувачі, кабелі, силові трансформатори тощо) наведено у відповідних пунктах цієї глави.

КОМПЛЕКТНІ ЕКРАНОВАНІ СТРУМОПРОВОДИ

1.8.141. Вимірювання опору ізоляції.

Вимірювання опору ізоляції струмовідних елементів виконують мегаомметром на напругу 2,5 кВ, а ізольованих екранів – за 1.8.144.

Значення опору ізоляції струмовідних елементів не нормуються.

1.8.142. Випробування ізоляції струмопроводу підвищеною напругою промислової частоти.

Значення випробної напруги для ізоляції струмопроводу за від'єднаних вентильних розрядників (обмежувачів перенапруг) трансформаторів напруги, обмоток генераторів і силових трансформаторів наведено в табл. 1.8.24.

Таблиця 1.8.24. **Значення випробної напруги**

Вид ізоляції струмопроводу	Значення випробної напруги, кВ, для струмопроводів з номінальною напругою, кВ					
	6	10	15	20	24	35
Фарфорова	32	42	55	65	75	95
Фарфорова разом з виробами з твердих органічних матеріалів	28,8	37,8	49,5	58,5	67,5	85,5

Для струмопроводів з загальним для усіх трьох фаз екраном випробну напругу прикладають почергово до кожної фази струмопроводу за інших заземлених на кожух фаз.

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

1.8.143. Перевірка якості з'єднань шин і екранів.

Болтові з'єднання струмопроводу, виконані відповідно до вимог інструкції з монтажу болтових з'єднань шин, підлягають вибірковій перевірці на затягування болтів.

Зварні з'єднання повинні виконувати висококваліфіковані зварники, і з'єднання підлягають огляду відповідно до інструкції зі зварювання алюмінію, контролю методом рентгено- або гаммаскопії (за наявності відповідної установки) або способом, рекомендованим підприємством-виробником.

Шви зварних з'єднань шин і екранів мають відповідати таким вимогам:

– не допускаються тріщини, пропали, незаварені кратери та непровари довжиною, більшою ніж 10% довжини шва, за глибини, більшої ніж 15% товщини ме талу, який зварюється;

– сумарне значення непровару, підрізів, газових пор, окисних і вольфрамових включень зварних шин і екранів з алюмінію та його сплавів у кожному перетині, який розглядається, має бути не більшим ніж 15% товщини металу, який зварюється.

1.8.144. Перевірка відсутності короткозамкнутих контурів в екранах струмопроводів.

Перевірку виконують у струмопроводах, кожухи яких ізольовано від опорних металоконструкцій.

1. Перевірка гумових ущільнень екранів секціонованих струмопроводів.

Значення опору ізоляції гумових ущільнень з'ємних і рухомих екранів відносно металевих конструкцій за демонтованих стяжних шпильок, виміряне мегаомметром на напругу 1 кВ, має бути не меншим ніж 10 кОм.

2. Перевірка гумових компенсаторів екранів секціонованих струмопроводів.

Повітряний зазор між болтами сусідніх металевих затискних кілець гумового компенсатора має бути не меншим ніж 5 мм.

3. Перевірка ізоляційних прокладок станин струмопроводів з секціонованими і безперервними екранами.

Перевірку виконують у станинах екранів і вузлів металевих конструкцій з двошаровими ізоляційними прокладками.

Значення опору ізоляції прокладки, виміряне мегаомметром на напругу 0,5 кВ або 1,0 кВ, повинне бути не меншим ніж 10 кОм.

Стан ізоляційних втулок болтів кріплення металевих балок і станин екранів перевіряють візуально.

4. Перевірка ізоляції екранів (коробів) струмопроводу від корпусу генератора та трансформатора.

За безперервного повітряного зазору (щілини) між екраном (коробом) струмопроводу і корпусом генератора перевіряють візуально відсутність металевого замикання зазору (щілини).

У разі однобічної ізоляції ущільнень екранів (коробів) струмопроводу від корпусу генератора і трансформатора перевіряють візуально цілісність ізоляційних

втулок, відсутність дотикання поверхнями екрана (короба) в місцях ізолювання корпусу генератора і трансформатора.

У разі двобічної ізоляції ущільнень екранів (коробів) струмопроводу в місцях приєднання останнього до корпусу генератора і трансформатора вимірюють опір ізоляції екрана (короба) відносно корпусу генератора і трансформатора за демонтованих стяжних шпильок і заземлювальних провідників, який має бути не меншим ніж 10 кОм.

1.8.145. Перевірка відсутності водню в екранах.

Перевірку виконують в струмопроводах, приєднаних до виводів генераторів з водневим охолодженням. Вміст водню в екранах струмопроводу має бути не більшим ніж 1%.

1.8.146. Перевірка пристроїв штучного охолодження струмопроводу.

Перевірку параметрів штучного охолодження та пристроїв виконують згідно з інструкціями підприємств-виробників.

Примітка. Норми випробувань обладнання, вбудованого в струмопровід (вимірювальні трансформатори, комутаційні апарати тощо), наведено у відповідних пунктах цієї глави.

КОНТАКТНІ З'ЄДНАННЯ ЗБІРНИХ ТА З'ЄДНУВАЛЬНИХ ШИН, ПРОВОДІВ І ГРОЗОЗАХИСНИХ ТРОСІВ

1.8.147. Контроль опресованих контактних з'єднань.

Контролюють геометричні розміри і стан контактних з'єднань проводів і грозозахисних тросів повітряних ліній (ПЛ) та шин розподільчих установок (РУ).

Геометричні розміри (довжина і діаметр спресованої частини корпусу затискача) не повинні відрізнятися від тих, які вимагаються технологічними вказівками з монтажу контактних з'єднань.

Стальне осердя опресованого з'єднувального затискача не повинне зміщуватися відносно симетричного положення більше ніж на 15% довжини частини проводу, який пресується.

На поверхні затискача не повинно бути ущільнень, корозії, механічних пошкоджень.

Вибірково контролюють не менше 3% установлених затискачів кожного типорозміру (марки).

1.8.148. Контроль контактних з'єднань, виконаних із застосуванням овальних з'єднувальних затискачів.

Перевіряють геометричні розміри і стан контактних з'єднань проводів і грозозахисних тросів.

Геометричні розміри з'єднувальних затискачів після монтажу не повинні відрізнятися від передбачених технологічними вказівками з монтажу.

На поверхні затискачів не повинно бути ущільнень, корозії (на сталевих з'єднувальних затискачах), механічних пошкоджень.

Кількість витків скрутки затискачів, які скручуються, у сталеалюмінієвих, алюмінієвих та мідних проводах повинна становити не менше чотирьох і не більше чотирьох з половиною витків.

Контролюють вибірково не менше ніж 2% встановлених затискачів кожного типорозміру.

1.8.149. Контроль болтових контактних з'єднань.

1. Контроль затяжки болтів контактних з'єднань.

Перевіряють затяжку болтів контактних з'єднань, виконаних з застосуванням з'єднувальних плашкових, петльових, перехідних, з'єднувальних перехідних, відгалужених і апаратних затискачів; перевірку проводять відповідно до інструкції з їх монтажу вибірково на 2–3% з'єднань.

2. Вимірювання перехідних опорів.

Перевіряють перехідний опір усіх болтових контактних з'єднань неізольованих проводів ПЛ напругою від 35 кВ до 750 кВ, збірних та з'єднувальних шин і струмопроводу на струм 1000 А і більше, контактних з'єднань шин відкритих розподільчих установок (ВРУ) напругою 35 кВ і вище.

Проводять вибірково на 2–3% з'єднань.

На ПЛ падіння напруги або опір на ділянці проводу (0,7 м – 0,8 м) у місці контактного з'єднання не повиннні перевищувати падіння напруги або опір усієї ділянки проводу тієї самої довжини і того самого перерізу більше ніж у два рази; для контактних з'єднань на підстанції співвідношення вимірюваних опорів повинне бути не більшим ніж 1,2.

1.8.150. Контроль зварних контактних з'єднань.

1. Контроль контактних з'єднань, виконаних із застосуванням термітних патронів.

Контролюють контактне з'єднання проводів ПЛ і збірних з'єднувальних шин РУ, виконаних із застосуванням термітних патронів.

У зварюваному з'єднанні не повинно бути:

– перепалів зовнішньої повивки проводу або порушення зварювання в разі перегинання зварених кінців проводу;

– усадкових раковин в місці зварювання глибиною більше 1/3 діаметра проводу з алюмінію, сплавів або міді, глибиною більше ніж 6 мм – сталеалюмінієвого проводу перерізом 150–600 мм^2.

2. Контроль контактних з'єднань жорсткої ошиновки, виконаних зварюванням.

Перевіряють стан зварювання контактних з'єднань. У зварюваному з'єднанні не повинно бути зовнішніх дефектів: непроварів, газових пор, чужорідних включень, тріщин у шві та в зоні термічного впливу.

Зварні з'єднання вважаються непридатними, якщо в них виявлено:

– дефекти, сумарна протяжність яких є більшою ніж 10 мм;

– дефекти, сумарна умовна протяжність яких є більшою ніж 20% внутрішнього периметра з'єднань.

1.8.151. Перевірка вузла вільного кріплення жорсткої ошиновки.

Перевірку проводять згідно з СОУ 40.1-32385941-39:2010 «Проектування жорсткої ошиновки у відкритих розподільчих установках напругою від 110 до 750 кВ. Методичні вказівки».

1.8.152. Перевірка максимального прогину жорсткої ошиновки.

Максимальний прогин ошиновки після установлення на ізолятори та додавання ваги відгалужень не повинен перевищувати $L_0/100$, де L_0 – довжина шини між опорами (шинотримачами).

1.8.153. Контроль з'єднань із спіральною арматурою.

Під час контролю перевіряють правильність виконання монтажу:

– повиви спіральної арматури повинні бути змонтовані без накладання один на одного;

– не повинно бути перегинів провідників спіральних затискачів;

– повиви повинні бути змонтовані таким чином, щоб кожне наступне пасмо притискалося до попереднього.

СТРУМООБМЕЖУВАЛЬНІ СУХІ РЕАКТОРИ

1.8.154. Вимірювання опору ізоляції обмоток відносно болтів кріплення.

Опір вимірюють мегаомметром на напругу 1,0 кВ або 2,5 кВ.

Значення опору ізоляції реакторів має бути не меншим ніж 0,5 МОм.

1.8.155. Випробування опорних ізоляторів реактора підвищеною напругою промислової частоти.

Значення випробної напруги опорних ізоляторів повністю зібраного реактора приймають згідно з табл. 1.8.30.

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

Випробування опорних ізоляторів реакторів та ізоляторів ошиновки комірки можна виконувати одночасно.

ЕЛЕКТРОФІЛЬТРИ

1.8.156. Вимірювання опору ізоляції обмоток трансформатора агрегату живлення.

Значення опору ізоляції обмоток напругою 380/220 В разом з приєднаними до них колами повинно бути не меншим ніж 1 МОм.

Значення опору ізоляції обмоток високої напруги не повиннно бути нижчим 50 МОм за температури 25 °С або не повинне бути меншим ніж 70% значення, зазначеного в паспорті агрегату.

1.8.157. Випробування ізоляції кіл 380/220 В агрегату живлення.

Випробування ізоляції проводять напругою 2 кВ частотою 50 Гц протягом 1 хв. Елементи, що працюють на напрузі 60 В і нижче, повинні бути від'єднаними.

1.8.158. Вимірювання опору ізоляції кабелю високої напруги.

Значення опору ізоляції, виміряне мегомметром на напругу 2,5 кВ, має бути не меншим ніж 10 МОм.

1.8.159. Випробування ізоляції кабелю високої напруги.

Випробування проводять напругою 70 кВ постійного струму протягом 30 хв.

1.8.160. Випробування трансформаторного масла.

Гранично допустимі значення пробивної напруги масла: до заливання – 40 кВ, після заливання – 35 кВ. У маслі не повинно міститися слідів води.

1.8.161. Перевірка справності заземлення елементів обладнання.

Виконується перевірка надійності кріплення заземлювальних провідників до заземлювача і до елементів устаткування: осаджувальних електродів, позитивного полюса агрегату живлення, корпусу електрофільтра, корпусів трансформаторів і електродвигунів, основи перемикачів, каркасів панелей і щитів управління, кожухів

кабелю високої напруги, люків лазів, дверцят ізоляторних коробок, коробок кабельних муфт, фланців ізоляторів та інших металевих конструкцій згідно з проектом.

1.8.162. Перевірка опору заземлювальних пристроїв.

Опір заземлювача не повинен перевищувати 4 Ом, а опір заземлювальних провідників (між контуром заземлення та деталлю устаткування, що підлягає заземленню) – 0,05 Ом.

1.8.163. Зняття вольтамперних характеристик.

Вольтамперні характеристики електрофільтра (залежність струму корони полів від прикладеної напруги) знімають на повітрі і димовому газі згідно з вказівками табл. 1.8.25.

Таблиця 1.8.25. **Вказівки щодо зняття характеристик електрофільтрів**

Випробуваний об'єкт	Порядок зняття вольтамперних характеристик	Вимоги до результату випробувань
Кожне поле на повітрі	Вольтамперну характеристику знімають при плавному підвищенні напруги з інтервалами зміни струмового навантаження 5–10% номінального значення до передпробійного рівня. Її знімають за увімкнених в безперервну роботу механізмів струшування електродів і димососів	Пробивна напруга на електродах повинна бути не меншою ніж 40 кВ за номінального струму корони протягом 15 хв
Всі поля електрофільтра на повітрі	Те саме	Характеристики, зняті на початку і наприкінці 24 год випробування, не повинні відрізнятися одна від одної більше ніж на 10%
Всі поля електрофільтра на димовому газі	Вольтамперну характеристику знімають при плавному підвищенні напруги до передпробійного рівня (висхідна вітка) з інтервалами зміни струмового навантаження 5–10% номінального значення і при плавному зниженні напруги (низхідна вітка) з тим же інтервалом струмового навантаження. Її знімають за номінального першого навантаження котла і увімкнених в безперервну роботу механізмах струшування електродів	Характеристики, зняті на початку і наприкінці 72 год випробування, не повинні відрізнятися одна від одної більше ніж на 10%

КОНДЕНСАТОРИ

1.8.164. Вимірювання опору ізоляції.

Вимірювання виконують мегаомметром на напругу 2,5 кВ для конденсаторів зв'язку, конденсаторів відбору потужності, конденсаторів дільників напруги, ізолюючих підставок.

Значення опору ізоляції між виводами конденсатора не нормується, але воно має бути не меншим ніж 100 МОм.

Опір ізоляції ізолюючих підставок конденсаторів вимірюють згідно з 1.8.184.

1.8.165. Вимірювання ємності.

Ємність вимірюють у кожному елементі конденсатора.

Відхилення виміряних значень ємності конденсатора від паспортних не повинні виходити за межі, наведені в табл. 1.8.26.

Таблиця 1.8.26. **Допустиме відхилення ємності конденсаторів**

Вид конденсатора	Допустиме відхилення виміряної ємності конденсатора від паспортного значення, %
Косинусний конденсатор на напругу 3,15 кВ і вище	±5
Конденсатор поздовжньої компенсації	+5 −10
Конденсатори зв'язку, конденсатори відбору потужності та конденсатори дільників напруги	±5

1.8.166. Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат.

Тангенс кута діелектричних втрат вимірюють на конденсаторах зв'язку, відбору потужності та конденсаторах для дільників напруги.

Виміряні значення $tg\delta$ не повинні перевищувати 0,3%.

1.8.167. Випробування конденсаторів підвищеною напругою.

Необхідність проведення випробування конденсаторів підвищеною напругою, значення випробної напруги та тривалість її прикладення визначають за інструкціями підприємств-виробників.

1.8.168. Випробування батареї конденсаторів.

Випробування проводять трикратним увімкненням батареї на номінальну напругу з контролем значень струмів по всіх фазах.

Струми в різних фазах не повинні відрізнятися один від одного більше ніж на 5%.

ВЕНТИЛЬНІ РОЗРЯДНИКИ ТА ОБМЕЖУВАЧІ ПЕРЕНАПРУГ

1.8.169. Вимірювання опору розрядників і обмежувачів перенапруг.

У розрядниках і обмежувачах перенапруг (ОПН) на класи напруги 3 кВ і вище опір вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ, у розрядниках і ОПН на класи напруги від 1 кВ до 3 кВ – мегаомметром на напругу 1,0 кВ.

Значення опору розрядників і ОПН на класи напруги до 3 кВ повинне бути не меншим ніж 1000 МОм.

Значення опору розрядників типу РВО має бути не меншим ніж 5000 МОм.

Значення опору ОПН на класи напруги від 3 кВ до 750 кВ має відповідати вимогам інструкцій підприємств-виробників.

Значення опору ізоляції між ізольованим виводом і нижнім фланцем ОПН повинне бути не меншим ніж 10 МОм.

1.8.170. Вимірювання струму провідності обмежувачів перенапруг.

Струм вимірюють за температури навколишнього повітря, вищої ніж 5 °С, у суху погоду за методикою підприємства-виробника.

Вимірювання струму провідності обмежувачів перенапруг проводять:

– для обмежувачів на класи напруги від 3 кВ до 110 кВ – при прикладанні найбільшої тривало допустимої робочої напруги обмежувача;

– для обмежувачів на класи напруги від 150 кВ до 750 кВ – за напруги, наведеної в інструкції підприємства-виробника.

Граничні значення струмів провідності ОПН повинні відповідати інструкціям підприємств-виробників.

1.8.171. Вимірювання пробивної напруги розрядників.

Вимірюють в розрядниках типу РВО на напругу від 3 кВ до 10 кВ за методикою підприємства-виробника. Допустимі значення пробивної напруги розрядників наведено в табл. 1.8.27.

Таблиця 1.8.27. **Пробивні напруги розрядників за промислової частоти**

Тип розрядника	Діюче значення пробивної напруги за промислової частоти, кВ	
	не менше	не більше
РВО-3	9	11
РВО-6	16	19
РВО-10	26	30,5

1.8.172. Перевірка пристрою для вимірювання струму провідності обмежувача перенапруг під робочою напругою.

Вимірювання та випробування виконують за методикою та нормами підприємства-виробника.

ЗАПОБІЖНИКИ ТА ЗАПОБІЖНИКИ-РОЗ'ЄДНУВАЧІ НА НАПРУГУ, ВИЩУ НІЖ 1 кВ

1.8.173. Випробування опорної ізоляції підвищеною напругою промислової частоти.

Значення випробної напруги опорної ізоляції запобіжників та запобіжників-роз'єднувачів приймають згідно з табл. 1.8.30.

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

Випробування опорної ізоляції запобіжників та запобіжників-роз'єднувачів можна виконувати разом з випробуванням ізоляторів ошиновки комірок.

1.8.174. Перевірка цілісності плавкої вставки.

Перевіряють:

– омметром – цілісність плавкої вставки;

– візуально – наявність маркування на патроні і відповідність струму проектним даним.

1.8.175. Вимірювання опору постійному струму струмопровідної частини патрону запобіжника-роз'єднувача.

Виміряне значення опору повинне відповідати даним підприємства-виробника.

1.8.176. Вимірювання контактного натиску в роз'ємних контактах запобіжника-роз'єднувача.

Виміряне значення контактного натиску повинне відповідати даним підприємства-виробника.

1.8.177. Перевірка стану дугогасної частини патрона запобіжника-роз'єднувача.

Вимірюють внутрішній діаметр дугогасної частини патрона запобіжника-роз'єднувача.

Виміряне значення внутрішнього діаметра дугогасної частини патрона запобіжника-роз'єднувача повинне відповідати даним підприємства-виробника.

1.8.178. Перевірка роботи запобіжника-роз'єднувача.

Виконують п'ять циклів операцій увімкнення та вимкнення запобіжника-роз'єднувача. Виконання кожної операції повинне бути успішним з першої спроби.

ВВОДИ ТА ПРОХІДНІ ІЗОЛЯТОРИ

1.8.179. Вимірювання опору ізоляції.

Опір ізоляції вимірювальної та останньої обкладок вводів вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

Значення опору ізоляції повинне бути не меншим ніж 1000 МОм.

1.8.180. Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат і ємності.

Вимірювання tgδ та ємності ізоляції вводів і прохідних ізоляторів проводять за температури ізоляції, не нижчої ніж 10 °С.

Проводять вимірювання tgδ і ємності:

– основної ізоляції вводів – за напруги 10 кВ;

– ізоляції вимірювального конденсатора C_2 або останніх шарів ізоляції C_3 – за напруги 5 кВ (для вводів з твердою ізоляцією – згідно з вимогами підприємства-виробника).

Значення tgδ повинні відповідати вимогам підприємства-виробника.

Граничне збільшення ємності основної ізоляції має відповідати вимогам підприємства-виробника.

1.8.181. Випробування підвищеною напругою промислової частоти.

Значення випробної напруги для вводів і прохідних ізоляторів, що випробовують окремо до їх монтажу, приймають згідно з табл. 1.8.28. Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

Таблиця 1.8.28. **Значення випробної напруги вводів і прохідних ізоляторів**

Найменування об'єкта випробування і вид основної ізоляції	Значення випробної напруги вводів і прохідних ізоляторів на номінальну напругу, кВ						
	3	6	10	15	20	24	35
Вводи та прохідні ізолятори з фарфору	24	32	42	55	65	75	95
Мастиконаповнені вводи, вводи та прохідні ізолятори з органічних твердих матеріалів	–	28,8	37,8	49,5	58,5	67,5	85,5

Випробування вводів, установлених на силових трансформаторах, виконують разом з випробуванням обмоток цих трансформаторів за нормами, прийнятими для силових трансформаторів.

1.8.182. Випробування трансформаторного масла з маслонаповнених вводів. У герметичних вводах випробування масла не виконують.

ОПОРНІ ТА ОПОРНО-СТРИЖНЬОВІ ІЗОЛЯТОРИ

1.8.183. Контроль зовнішнього стану.

1. Ізолятори, які мають на ребрах поверхні сколи, дозволено вводити в експлуатацію після відновлювального ремонту, за умови неперевищення значень площі та глибини допустимих сколів, зазначених у табл. 1.8.29.

Таблиця 1.8.29. **Площа та глибина поверхневих сколів на ребрах ізоляторів, які підлягають відновлювальному ремонту**

Площа зовнішньої поверхні ізолятора, дм^2	36–60	60–175	175–270	270–360	360–450	450–800	800–1400	>1400
Сумарна площа допустимих сколів на ізолятори, мм^2	100	100	150	150	200	200	200	300
Допустима глибина сколу, мм	2	3	3	3	3	3	3	4

2. Ізолятори з низькою якістю армування дозволено вводити в експлуатацію після відновлювального ремонту за умови неперевищення площі 10 см^2 (у двох фланцях) поверхневого викришування цементної зв'язки.

3. Відхилення колонки ізолятора від вертикалі не повинне перевищувати 2 мм.

1.8.184. Вимірювання опору ізоляції.

Опір ізоляції вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ за температури навколишнього повітря, не нижчої ніж 5 °С. Вимірювання опору ізоляторів рекомендовано проводити безпосередньо перед їх установленням.

Значення опору ізоляції кожного ізолятора повинне бути не менше ніж 300 МОм.

1.8.185. Випробування підвищеною напругою промислової частоти.

Значення випробної напруги приймають згідно з табл. 1.8.30.

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

Таблиця 1.8.30. **Випробна напруга опорних та опорно-стрижньових ізоляторів**

Вид ізоляції	Значення випробної напруги ізоляторів на номінальну напругу, кВ					
	3	6	10	15	20	35
Фарфорова	24	32	42	55	65	95
Полімерна	21,6	28,8	37,8	49,5	58,5	85,5

1.8.186. Контроль опорно-стрижньових ізоляторів ультразвуковим методом.

Контроль опорно-стрижньових ізоляторів із фарфору ультразвуковим методом проводять згідно із СОУ-Н ЕЕ 40.12-00100227-466:2011 «Контроль технічного стану опорно-стрижневих ізоляторів за допомогою ультразвукового (акустичного) методу та засобами інфрачервоної техніки. Норми їх дефектації».

ТРАНСФОРМАТОРНЕ МАСЛО

1.8.187. Контроль якості трансформаторного масла після транспортування.

Масло, яке надійшло з підприємства-виробника (постачальника), до його зливання з цистерни (ємності) перевіряють на відповідність вказаних у документах значень показників його якості – пробивна напруга, температура спалаху, кислотне число, вміст водорозчинних кислот і лугів, наявність механічних домішок і нерозчиненої води.

Масло, призначене для заливання в електроустаткування на напругу 110 кВ і вище (силові та вимірювальні трансформатори, вводи), а також у трансформатори власних потреб особливо важливих об'єктів без урахування класу напруги, потрібно додатково перевіряти на термоокисну стабільність і тангенс кута діелектричних втрат за температури 90 °С.

1.8.188. Контроль якості трансформаторного масла після зливання в ємності.

Через три доби після зливання масла в ємності з кожної з них відбирають проби для випробувань (верхню та нижню) відповідно до ГОСТ 6433.5-84 «Диэлектрики жидкие. Отбор проб» і ДСТУ 4488-2005 «Нафта і нафтопродукти. Методи відбирання проб». Обсяг випробувань має відповідати 1.8.187, за винятком визначення термоокисної стабільності.

1.8.189. Контроль якості трансформаторного масла перед заливанням в електроустаткування.

Свіже трансформаторне масло, яке підготовлене до заливання в електроустаткування, повинне задовольняти вимогам табл. 1.8.31 для визначених категорій вказаного устаткування.

Для диференційованого підходу до оцінювання якості масел електроустаткування поділяють на категорії, наведені в табл. 1.8.32.

Таблиця 1.8.31. **Гранично допустимі значення показників якості трансформаторного масла, підготовленого та залитого в устаткування**

Найменування показників	Категорія устаткування[1)]	Значення показників якості трансформаторного масла до заливання (доливання) в устаткування	Значення показників якості трансформаторного масла після заливання в устаткування	Нормативний документ, який регламентує метод визначення показників
1	2	3	4	5
1. Пробивна напруга для трансформаторів, апаратів і вводів, не менше, кВ	А (крім герметичних вводів)	70	65	ГОСТ 6581-75
	Б (крім герметичних вводів)	60	55	
	В (тільки для устаткування класу напруги 150 кВ, крім герметичних вводів)	55	50	
	В (крім устаткування класу напруги 150 кВ та герметичних вводів)	50	45	
	Г (тільки для трансформаторів власних потреб)	40	35	
	Г (крім трансформаторів власних потреб)	35	30	
	Д	30	25	
	Тільки для герметичних вводів категорій класів напруг А, Б, В	70	–	
2. Вологовміст, не більше, % маси (г/т)	Для всіх категорій герметичного устаткування, у тому числі з плівковим або азотним захистом (крім вимірювальних трансформаторів), негерметичного устаткування категорій А, Б (крім вимірювальних трансформаторів) та трансформаторів	0,001 (10)	0,001 (10)	ГОСТ 7822-75[2)]

Продовження табл. 1.8.31

1	2	3	4	5
	власних потреб енергоблоків станцій незалежно від класу напруги Для решти устаткування: категорій В (крім вимірювальних трансформаторів) Для вимірювальних трансформаторів категорій за класом напруги А, Б, В Категорій Г, Д	0,002 (20) 0,0015 (15) Відсутнє (візуально)	0,0025 (25) 0,0020 (20) Відсутнє (візуально)	
3. Тангенс кута діелектричних втрат за температури 90 °С, не більше, %	А, Б, В, Г1, Д1 (потужністю 40 МВ·А і більше та місткістю масла 10 т і більше)	0,5	0,7	ГОСТ 6581-75
4. Кислотне число, не більше, мг КОН/г масла	А, Б, В, Г, Д	0,01	0,01	ГОСТ 5985-79[3)]
5. Вміст водорозчинних кислот, мг КОН/г масла	А, Б, В, Г, Д	Відсутнє	Відсутнє	ГОСТ 6307-75
6. Вміст механічних домішок, не більше: – кількість в 100 мл масла часток (розмір часток більше 5 мкм), шт. (клас чистоти); – % маси (г/т)[4)]	А А та шунтуючі реактори 500 кВ Б, В Г, Д	24930 (10) 0,0005 (5) 0,005 (50) Відсутнє (візуально)	24930 (10) 0,0005 (5) 0,005 (50) Відсутнє (візуально)	IEC 60970:2007, ДСТУ ГОСТ 17216:2004 РД 34.43.202, ГОСТ 6370-83

Продовження табл. 1.8.31

1	2	3	4	5
7. Температура спалаху в закритому тиглі, не менше, °С	А, Б, В, Г, Д	135	135	ГОСТ 6356-75
8. Газовміст (для герметичного обладнання)	А, Б, В	За інструкцією підприємства-виробника	За інструкцією підприємства-виробника	
9. Стабільність проти окислення	А, Б	Відповідно до марки масла	–	ГОСТ 981-75

[1] *Категорія устаткування – згідно з приміткою до таблиці 1.8.32.*

[2] *Дозволено визначати показник за ГОСТ 24614, а також застосовувати прилади, що пройшли атестацію в організаціях, яким Держспоживстандартом України надано такі права.*

[3] *Дозволено визначати показник також за ГОСТ 11362.*

[4] *Дозволено використовувати прилади, які дають можливість визначати гранулометричний склад механічних домішок з наступним визначенням вагового вмісту механічних домішок за ДСТУ ГОСТ 17216.*

Таблиця 1.8.32. **Категорії високовольтного маслонановненого устаткування**

Клас напруги, кВ	Категорія відповідно до класу напруги	Категорія відповідно до класу напруги і типу устаткування	
		Силові трансформатори і реактори	Вимірювальні трансформатори і вводи
750	А	А1	А2
220–500	Б	Б1	Б2
60–150	В	В1	В2
15–35	Г	Г1	Г2
До 15	Д	Д1	Д2

Примітка. Якщо в разі посилання на категорію не вказано цифровий індекс типу устаткування, то вимоги пред'являються до устаткування вказаного класу напруги.

Заливають і доливають маслонаповнене електроустаткування попередньо підготовленим, чистим і сухим маслом. Показники, які повинні бути визначені для трансформаторного масла, підготовленого до заливання в те чи інше електроустаткування, наведено в табл. 1.8.33.

Таблиця 1.8.33. **Перелік показників, які визначають перед заливанням (доливанням) трансформаторного масла в устаткування**

Вид устаткування та момент визначення значень показників якості масла	Категорія устаткування відповідно до класу напруги	Показник, який визначають (нумерація згідно з табл. 1.8.31)
1	2	3
1. Силові трансформатори, які транспортують без масла[1]	А, Б, В Г, Д	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9 1, 4, 5, 6, 7
2. Силові трансформатори, які транспортують з маслом: – до початку монтажу – після монтажу перед увімкненням	 А, Б, В А, Б, В (Г, Д)[2] (Г, Д)[3]	 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 1, 6 1, 4, 5, 6, 7
3. Силові трансформатори з плівковим захистом: – перед заливанням – після монтажу перед увімкненням	 А, Б, В, Г, Д А, Б, В	 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8
4. Негерметичні вимірювальні трансформатори: – до початку монтажу – після монтажу перед увімкненням	 А, Б, В Г, Д А, Б, В Г[4]	 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 1, 4, 5, 6, 7 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 1, 4, 5, 6, 7

[1] *До початку монтажу таких трансформаторів треба відбирати проби залишків масла із дна. Пробивна напруга цього масла відповідно до категорій має становити не менше ніж: 50 кВ – для категорії А; 45 кВ – для категорії В; 35 кВ – для категорії В.*

[2] *За наявності документів з результатами випробувань масла, проведених на підприємстві-виробнику не більше як за шість місяців до введення (увімкнення) в експлуатацію, або якщо від попередніх випробувань пройшло також не більше шести місяців. Якщо показники 1 і 6 перед увімкненням устаткування не відповідають нормам таблиці 1.8.31, то масло замінюють з визначенням показників 1, 4, 5, 6, 7.*

[3] *За відсутності протоколу випробування масла підприємства-виробника або перевищення терміну (шість місяців від попередніх випробувань).*

[4] *Тільки якщо об'єм масла становить 30 кг і більше (якщо об'єм масла у вимірювальних трансформаторах категорії Г становить менше ніж 30 кг, проби масла можна не відбирати, але в разі погіршення характеристик ізоляції дозволено повну заміну масла).*

Значення показників якості масла, яке заливають до окремих ступенів каскадних вимірювальних трансформаторів, мають (якщо немає інших вимог підприємства-виробника таких трансформаторів) відповідати допустимим значенням для класу напруги цих трансформаторів, тобто класу напруги, для якої призначений каскадний вимірювальний трансформатор у цілому.

Для трансформаторів усіх класів напруг масло з баку контактора пристрою регулювання напруги під навантаженням випробовують згідно з інструкцією підприємства-виробника РПН.

1.8.190. Аналіз масла перед увімкненням електроустаткування.

Значення показників якості трансформаторного масла, яке відбирають з електроустаткування перед його увімкненням під напругу після монтажу, повинне задовольняти вимогам табл. 1.8.31, якщо вони не суперечать документації підприємства-виробника на це устаткування. За наявності суперечностей контроль належної якості трансформаторного масла в цьому устаткуванні виконують згідно з документацією підприємства-виробника на це устаткування.

АПАРАТИ, ВТОРИННІ КОЛА ТА ЕЛЕКТРОПРОВОДКА НАПРУГОЮ ДО 1 кВ

1.8.191. Вимірювання опору ізоляції.

Вимірюють опір ізоляції кожної із груп електрично не зв'язаних вторинних кіл приєднання (вимірювальні кола, кола оперативного струму, кола сигналізації тощо) відносно землі та інших груп кіл, а також між жилами контрольних кабелів особливо відповідальних вторинних кіл.

До особливо відповідальних вторинних кіл відносяться кола газового захисту, кола конденсаторів, які використовують як джерело оперативного струму, струмові кола трансформаторів струму з номінальним значенням вторинного струму 1 А; струмові кола окремих фаз, де є реле або пристрої з двома або більше первинними обмотками; кола напруги від трансформаторів напруги до апаратів захисту вторинних кіл від КЗ.

Значення опору ізоляції повинні бути не меншими від наведених у табл. 1.8.34.

Таблиця 1.8.34. **Допустимі значення опору ізоляції апаратів, вторинних кіл і електропроводки**

Випробний елемент	Номінальна напруга мегаомметра, кВ	Найменше допустиме значення опору ізоляції, МОм
1	2	3
1. Вторинні кола керування, захисту, вимірювання тощо:		
– шини постійного струму та напруги на щиті керування (за від'єднаних кіл);	1,0; 2,5	10,0
– кожне приєднання вторинних кіл і кіл живлення приводів вимикачів і роз'єднувачів*;	1,0; 2,5	0,5 – в електроустановках до 1000 В 1,0 – в електроустановках вище 1000 В

Продовження табл. 1.8.34

1	2	3
– кола керування, захисту та збудження машин постійного струму на напругу до 1000 В, приєднаних до силових кіл	1,0; 2,5	0,5 – в електроустановках до 1000 В 1,0 – в електроустановках вище 1000 В
2. Вторинні кола, які містять пристрої з мікроелектронними елементами, що розраховані на робочу напругу, В: – до 30 – понад 30 до 60 – понад 60	 0,1 0,25 0,5	 1,0 1,0 1,0
3. Силові та освітлювальні електропроводки**	1,0	0,5
4. Вторинні кола розподільчих пристроїв***, щитів і струмопроводів	1,0; 2,5	0,5

* *Вимірювання виконують на всіх приєднаних апаратах (котушки приводів, контактори, реле приладів, вторинні обмотки трансформаторів струму та напруги тощо).*
** *Опір ізоляції за знятих плавких вставок вимірюють на відрізку між змінними запобіжниками або за останніми запобіжниками між будь-яким проводом і землею, а також між двома проводами. Під час вимірювання опору ізоляції необхідно вимкнути електроприймачі (апарати, прилади тощо).*
*** *Вимірюють опір ізоляції вторинних кіл кожної секції розподільчого пристрою.*

1.8.192. Випробування підвищеною напругою промислової частоти.

Значення випробної напруги для ізоляції відносно землі кіл релейного захисту, електроавтоматики та інших вторинних кіл з повністю зібраною схемою (разом з реле, контакторами, котушками приводів, автоматичними вимикачами тощо) на напругу, вищу ніж 60 В, а також поміж жилами контрольних кабелів (під час таких випробувань напругу потрібно подавати почергово на кожну жилу, решту жил з'єднати між собою і заземлити) особливо відповідальних вторинних кіл дорівнює 1 кВ.

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв.

Якщо у випробуваних колах є елементи, розраховані на меншу випробну напругу, їх потрібно від'єднати і випробувати окремо (згідно зі стандартами або технічними умовами на ці елементи) або зашунтувати.

1.8.193. Перевірка працездатності розчіплювачів (теплових, електромагнітних, напівпровідникових тощо) автоматичних вимикачів.

Розчіплювачі мають вимикати автоматичний вимикач за значеннями виміряного параметра (струм, напруга, час), які знаходяться в межах, заданих підприємством-виробником.

1.8.194. Перевірка працездатності автоматичних вимикачів, контакторів і магнітних пускачів.

Автоматичний вимикач, контактор і магнітний пускач повинні безперебійно вмикатися, вимикатися і надійно утримуватися в увімкнутому положенні за напруги утримання, заданої підприємством-виробником.

Значення напруги спрацьовування та кількість операцій наведено в табл. 1.8.35.

Таблиця 1.8.35. **Значення напруги спрацьовування та кількість операцій під час випробування автоматичних вимикачів, контакторів і магнітних пускачів**

Операція	Напруга на шинах оперативного струму	Кількість операцій
Увімкнення	$0{,}85U_{ном}$	5
Вимкнення	$0{,}8U_{ном}$	5
Увімкнення та вимкнення	$1{,}0U_{ном}$	5

1.8.195. Перевірка фазування розподільчих пристроїв і приєднань.

Під час перевірки фазування розподільчих пристроїв і приєднань повинен бути збіг за фазами.

Примітка. Електропроводку напругою до 1 кВ від розподільчих пунктів до електроприймачів випробовують за 1.8.191.

АКУМУЛЯТОРНІ БАТАРЕЇ

1.8.196. Вимірювання ємності акумуляторної батареї.

Ємність акумуляторної батареї, приведена до температури 20 °С, має відповідати даним підприємства-виробника.

1.8.197. Перевірка працездатності акумуляторної батареї під час поштовхових струмів.

Значення напруги на виводах акумуляторної батареї за вимкнутого підзарядного агрегату та розрядки батареї протягом не більше ніж 5 с найбільшим можливим струмом (кратність має бути не більшою ніж 2,5 значення струму одногодинного режиму розрядки) не повинне знижуватися більше ніж на 0,4 В на кожний елемент від напруги в момент, який передує поштовху струму.

1.8.198. Вимірювання густини електроліту.

Густина електроліту в кожному елементі в кінці зарядки та розрядки батареї, приведена до температури 20 °С, повинна відповідати даним підприємства-виробника.

1.8.199. Вимірювання напруги кожного елемента батареї.

Значення напруги елементів, що відстають, в кінці контрольної розрядки не повинне відрізнятися більше ніж на 2% від середньоарифметичного значення напруги решти елементів, а кількість елементів, що відстають, не повинна перевищувати 5% їх загальної кількості.

Значення напруги в кінці розрядки має відповідати даним підприємства-виробника.

1.8.200. Хімічний аналіз електроліту.

Хімічний аналіз електроліту проводять згідно з вимогами підприємства-виробника.

1.8.201. Вимірювання опору ізоляції батареї.

Вимірювання опору ізоляції незарядженої батареї та ошиновки проводять мегаомметром на напругу 1 кВ.

Опір ізоляції зарядженої акумуляторної батареї вимірюють пристроєм контролю ізоляції.

Вимірювання проводять за повністю знятого навантаження.

Значення опору ізоляції повинне бути не меншим ніж 0,5 МОм.

ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ

1.8.202. Перевірка виконання елементів заземлювальних пристроїв.

Відповідність проекту конструктивного виконання заземлювального пристрою на відкритих розподільчих установках електростанції та підстанції до приєднання природних заземлювачів і заземлювальних елементів (устаткування, конструкцій, будівель) перевіряють після монтажу до засипання ґрунту.

Перевірку заземлювальних пристроїв на ПЛ проводять на всіх опорах у населеній місцевості, на відрізках з найбільш агресивними, зсувними, видувними та погано провідними ґрунтами та, крім того, не менше ніж у 2% опор від загальної кількості опор з заземлювачами.

1.8.203. Перевірка з'єднань заземлювачів, заземлювальних і захисних провідників.

Перевіряють переріз, цілість і міцність з'єднання заземлювачів, заземлювальних і захисних провідників.

Перевіряють пофарбування заземлювальних провідників при входженні в ґрунт.

У заземлювальних провідниках, які з'єднують апарати з заземлювачами, та захисних провідниках, які з'єднують апарати з головною заземлювальною шиною, не повинно бути обривів і видимих дефектів. Надійність зварювання перевіряють ударом молотка, цілість і стан кола заземлення і заземлювачів – омметром та іншими приладами і засобами діагностики.

Проводять вимірювання перехідного опору контактного з'єднання.

Справним вважається контактне з'єднання, значення опору якого не перевищує 0,05 Ом.

1.8.204. Перевірка стану пробивних запобіжників в електроустановках напругою до 1 кВ.

Пробивні запобіжники повинні бути справними і відповідати номінальній напрузі електроустановки.

1.8.205. Перевірка кола фаза – нуль в електроустановках напругою до 1 кВ із глухозаземленою нейтраллю.

Перевірку проводять одним із таких способів:

– безпосереднім вимірюванням струму однофазного замикання на корпус або нейтральний провідник за допомогою спеціальних приладів;

– вимірюванням повного опору петлі фаза-нуль з наступним обчисленням струму однофазного замикання.

Кратність струму однофазного замикання на землю по відношенню до номінального струму запобіжника або автоматичного вимикача повинна бути не меншою від значення, вказаного в главі 3.1 цих Правил.

1.8.206. Вимірювання опору заземлювальних пристроїв.

Найбільші допустимі значення опору заземлювальних пристроїв електроустановок (крім повітряних ліній) наведено в табл. 1.8.36.

Найбільші допустимі значення опору заземлювальних пристроїв повітряних ліній наведено в табл. 1.8.37.

Вимірювання проводять після приєднання природних заземлювачів.

1.8.207. Вимірювання напруги дотику (в електроустановках, виконаних згідно з нормами на напругу дотику).

Напругу дотику вимірюють за приєднаних природних заземлювачів і тросів ПЛ.

Напругу дотику вимірюють у контрольованих точках, в яких ці величини визначено розрахунком під час проектування. Під тривалістю впливу напруги розуміють сумарний час дії релейного захисту і повного часу вимкнення вимикача.

Таблиця 1.8.36. **Найбільші допустимі значення опору заземлювальних пристроїв електроустановок (крім повітряних ліній)**

Характеристика електроустановки, заземлювальний пристрій якої перевіряється	Значення питомого опору ґрунту ρ, Ом • м	Значення опору заземлювального пристрою, Ом, не більше
1	2	3
1. Електроустановки напругою понад 1 кВ в електричних мережах з глухозаземленою нейтраллю, заземлювальний пристрій яких виконано:		
– за нормами на опір	Для всіх ρ	0,5 (з урахуванням опору штучних і природних заземлювачів)
– за нормами на напругу дотику	Для всіх ρ	Опір повинен забезпечувати гранично допустиме значення напруги дотику згідно з таблицею 1.7.4 цих Правил
2. Електроустановки напругою понад 1 кВ у мережі з ізольованою нейтраллю (3 кВ – 35 кВ)		
2.1. У разі використання заземлювального пристрою тільки для електроустановок напругою понад 1 кВ:	До 500	$250/I_р$ [1], але не більше ніж 10 Ом
	Понад 500	$250/I_р$ [1] $\cdot 0{,}002\rho$ [2] (за умови, що значення напруги на заземлювальному пристрої не перевищуватиме 250 В)

Продовження табл. 1.8.36

1	2	3
2.2. У разі використання заземлювального пристрою одночасно для електроустановок напругою до 1 кВ, якщо:		
– захист від замикання на землю в електроустановці напругою понад 1 кВ діє на сигнал	До 500	$67/I_p$ [1] і повинен відповідати вимогам пунктів 3.1 та 3.2 цієї таблиці
	Понад 500	$67/I_p$ [1] $\cdot 0{,}002\rho$ [2] (за умови, що значення напруги на заземлювальному пристрої не перевищуватиме 67 В)
– захист від замикання на землю в електроустановці на напругу понад 1 кВ діє на вимикання	Для всіх ρ	Визначають за напругою на заземлювальному пристрої і тривалістю замикання на землю згідно з табл. 1.7.3 цих Правил з дотриманням вимог пунктів 3.1 та 3.2 цієї таблиці
3. Електроустановки напругою до 1 кВ 3.1. У мережі з глухозаземленою нейтраллю 3.1.1. Приєднання нейтралі джерела живлення трифазного струму або виводу джерела однофазного струму до заземлювального пристрою з урахуванням використання всіх заземлювачів, приєднаних до *PEN*-(*PE*-)провідника (повторних і грозозахисних), якщо кількість відхідних ліній є не меншою двох для лінійних напруг (трифазного/однофазного струму), В:		
660/380	До 100 [3]	2
380/220	До 100 [3]	4
220/127	До 100 [3]	8
3.1.2. Безпосереднє приєднання нейтралі джерела живлення трифазного струму або виводу		

Продовження табл. 1.8.36

1	2	3
джерела однофазного струму до заземлювача, розташованого біля джерела живлення, якщо виконується пункт 3.1.1 цієї таблиці для лінійних напруг (трифазного/однофазного струму), В: 660/380 380/220 220/127	 До 100[3)] До 100[3)] До 100[3)]	 15 30 60
3.2. У мережі з ізольованою нейтраллю (система IT). Приєднання захисного *PE*-провідника до заземлювального пристрою у разі потужності джерела живлення: – понад 100 кВ • А – до 100 кВ • А	 До 500 Понад 500 До 500 Понад 500	 4[4)] 4 • 0,002ρ[2)] (за умови, що значення напруги на заземлювальному пристрої не перевищуватиме 50 В) 10[4)] 10 • 0,002ρ[2)] (за умови, що значення напруги на заземлювальному пристрої не перевищуватиме 50 В)
3.3. В мережі з системою заземлення ТТ. Приєднання захисного *PE*-провідника до незалежного заземлювача	Для всіх ρ	$50/I_{\Delta n}$[5)], але не більше ніж 100 Ом
4. Окремо встановлений на ВРУ блискавковідвід, який має відокремлений заземлювач		Згідно з пунктом 1.1 табл. 1.8.37

[1)] *I_p – розрахункове значення струму замикання на землю (визначають за пунктом 1.7.99 цих Правил).*

[2)] *Для питомого опору ґрунту більше ніж 500 Ом • м дозволено збільшення наведених значень в 0,002ρ разу, але не більше ніж у 10 разів.*

[3)] *Для електроустановок напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю в районах з питомим опором ґрунту більше ніж 100 Ом • м дозволено збільшення наведених значень опору в 0,01ρ разу, але не більше ніж у 10 разів, за винятком мереж, в яких заземлювальний пристрій, до якого приєднана нейтраль джерела живлення, використовується одночасно*

Продовження табл. 1.8.36

для електроустановок напругою до і понад 1 кВ. В останньому випадку збільшення опору можливе лише до значення, за яким напруга на заземлювальному пристрої не буде перевищувати 67 В у разі замикання на землю в електроустановці напругою понад 1 кВ, для якої захист від замикання на землю діє на сигнал, або не буде перевищувати допустиму напругу на заземлювальному пристрої, вказану в таблиці 1.7.3 цих Правил, у разі, якщо захист діє на автоматичне вимкнення приєднання із замиканням на землю.

[4] *Вказані в пункті 3.2 опори можуть мати більше значення, якщо це обумовлено нормативними документами.*

[5] $I_{\Delta n}$ *– диференційний струм спрацювання пристрою захисного автоматичного вимкнення живлення, А.*

Таблиця 1.8.37. **Найбільші допустимі значення опору заземлювальних пристроїв повітряних ліній**

Найменування електроустановки	Характеристика електроустановки і заземлювального об'єкта	Величина, що вимірюється	Значення опору, Ом, не більше
1	2	3	4
1. ПЛ напругою понад 1 кВ	1.1. Опори залізобетонні, металеві та дерев'яні, на яких підвішено трос або встановлено пристрої грозозахисту; опори залізобетонні та металеві ПЛ напругою 35 кВ і такі самі опори ПЛ напругою від 3 кВ до 20 кВ у населеній місцевості, а також заземлювачі електроустаткування, установленого на опорах ПЛ напругою 110 кВ і вище*	Опір заземлювача за значення питомого опору ґрунту, Ом • м:	
		до 100	10
		більше 100 до 500	15
		більше 500 до 1000	20
		більше 1000 до 5000	30
		більше 5000	$6 \cdot 10^{-3}\rho$**
	1.2. Заземлювачі електроустаткування на опорах ПЛ напругою від 3 кВ до 35 кВ	Опір заземлювача	Згідно з пунктом 2.1 табл. 1.8.36
	1.3. Опори залізобетонні та металеві ПЛ напругою 6 (10) кВ у ненаселеній місцевості	Опір заземлювача за значення питомого опору ґрунту, Ом • м:	

Продовження табл. 1.8.37

1	2	3	4
		до 1000	Забезпечується природною провідністю підземної частини опори
		більше 1000	500
	1.4. Розрядники та ОПН на підходах ПЛ до РУ з електричними машинами	Опір заземлювача	Згідно з главою 4.2 цих Правил
2. ПЛ напругою до 1 кВ	2.1. Опори із повторними заземлювачами *PEN*-провідника в мережах з глухозаземленою нейтраллю***	Спільний опір усіх повторних заземлювачів, приєднаних до *PEN*-провідника кожної лінії, (опір кожного повторного заземлювача) для мереж напругою	
		660/380 В	5 (15)
		380/220 В	10 (30)
		220/127 В	20 (60)
	2.2. Заземлювач грозозахисту	Опір заземлювача (для всіх ρ)	30

* *Для опор висотою понад 50 м значення опору заземлювача повинне бути в два рази меншим від наведеного в таблиці.*

** ρ – *питомий опір ґрунту, Ом • м.*

*** *У районах з питомим опором ґрунту більшим ніж 100 Ом • м дозволено збільшення наведених значень опору в 0,01ρ разів, але не більше ніж у 10 разів, за винятком мереж, в яких заземлювальний пристрій, до якого приєднано нейтраль джерела живлення, використовується одночасно для електроустановок напругою до і понад 1 кВ. В останньому випадку збільшення опору можливе лише до значення, за яким значення напруги на заземлювальному пристрої не буде перевищувати 67 В у разі замикання на землю*

Продовження табл. 1.8.37

в електроустановці напругою понад 1 кВ, для якої захист від замикання на землю діє на сигнал, або не буде перевищувати допустимого значення напруги на заземлювальному пристрої, вказане в табл. 1.7.3 цих Правил, у разі, якщо захист діє на автоматичне вимкнення приєднання із замиканням на землю.

Допустимі значення напруги дотику в електроустановках напругою від 110 кВ до 750 кВ наведено в табл. 1.8.38.

Таблиця 1.8.38. **Допустимі значення напруги дотику в електроустановках напругою від 110 кВ до 750 кВ**

Назва показника	Значення					
Тривалість впливу напруги, с	До 0,1	0,2	0,5	0,7	0,9	Від 1,0 до 5,0
Напруга дотику, В	500	400	200	130	100	65
Примітка. Проміжні допустимі значення напруги в інтервалі від 0,1 с до 1,0 с слід визначати інтерполяцією.						

1.8.208. Перевірка напруги на заземлювальному пристрої РУ електростанцій і підстанцій за стікання з нього струму замикання на землю.

Перевірку (розрахункову) проводять для електроустановок напругою вище 1 кВ у мережі з ефективно заземленою нейтраллю.

Напруга на заземлювальному пристрої:

– не обмежується для електроустановок, з яких виключено винесення потенціалів за межі зовнішньої огорожі електроустановки;

– не більше ніж 10 кВ, якщо передбачено заходи захисту ізоляції кабелів зв'язку і телемеханіки, а також ізоляції зовнішньої оболонки екранів силових одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену кабельних ліній, які відходять від електроустановки, та заходи щодо запобігання винесенню небезпечних потенціалів;

– не більше ніж 5 кВ в усіх інших випадках.

СИЛОВІ КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ

1.8.209. Перевірка цілісності і фазування жил кабелю.

Перевіряють цілісність і відповідність позначень фаз жил кабелю, що підключаються.

1.8.210. Вимірювання опору ізоляції.

Опір ізоляції вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ протягом 1 хв до і після випробування кабелю підвищеною напругою.

У силових кабелях на напругу 1 кВ і нижче значення опору ізоляції повинне бути не нижчим ніж 0,5 МОм, на напругу вище 1 кВ значення опору ізоляції не нормується.

1.8.211. Випробування підвищеною напругою.

Вид випробної напруги (змінна напруга з частотою 50 Гц; змінна напруга наднизької частоти 0,1 Гц спеціальної прямокутної косинусоподібної або іншої

форми; випрямлена напруга) вибирають на підставі аналізу технічної можливості за рішенням технічного керівника.

Значення випробної напруги і тривалість випробування приймають згідно з табл. 1.8.39.

Таблиця 1.8.39. **Випробна напруга для КЛ**

Вид випробувальної напруги	Значення випробної напруги, кВ, для силових кабелів на номінальну напругу, кВ									Тривалість випробувань, хв
	До 1	2	3	6	10	15	20	30	35	
КЛ з паперовою ізоляцією										
Випрямлена напруга	2,5	12	18	36	60	–	100*	–	140*	10
Змінна напруга понаднизької частоти 0,1 Гц спеціальної форми (косинусний прямокутник)	–	3,6	5,4	11	18	–	36	–	60	30
КЛ з ізоляцією із зшитого поліетилену										
Напруга промислової частоти	–	–	–	6	10	15	20	30	35	5
Змінна напруга понаднизької частоти 0,1 Гц спеціальної форми (косинусний прямокутник)	–	–	–	11	18	26	36	54	60	30
КЛ з пластмасовою ізоляцією (крім КЛ з ізоляцією із зшитого поліетилену)										
Випрямлена напруга	5**	7,5	15	36	60	–	100*	–	140*	10
Змінна напруга понаднизької частоти 0,1 Гц спеціальної форми (косинусний прямокутник)	–	3,6	5,4	11	18	–	36	–	60	30
КЛ з гумовою ізоляцією										
Випрямлена напруга	–	4	6	12	20	–	–	–	–	5

** За відсутності необхідної випробної апаратури дозволяється проводити випробування випробною випрямленою напругою 70 кВ.*

*** Обов'язкове випробування лише для кабелів електричних станцій, підстанцій і розподільчих пристроїв. Для решти кабелів випробування дозволено проводити мегаомметром на напругу 2,5 кВ тривалістю 1 хв.*

Кабелі з гумовою ізоляцією на напругу до 1 кВ випробовують підвищеною випрямленою напругою 2,5 кВ тривалістю 1 хв.

Для кабельних ліній (КЛ) на напругу 110 кВ і вище замість випробування випрямленою напругою дозволено виконувати випробування шляхом увімкнення КЛ на номінальну напругу. Тривалість такого випробування становить 24 год.

Випробування кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену випрямленою напругою призводить до погіршення стану ізоляції внаслідок накопичення об'ємних зарядів по товщині ізоляції і на поверхні напівпровідникових шарів. Тому КЛ з ізоляцією із зшитого поліетилену рекомендовано випробовувати змінною напругою наднизької частоти 0,1 Гц або напругою промислової частоти, значення якої дорівнює номінальній лінійній напрузі мережі, прикладеній між жилою кабелю і мідним екраном.

Під час проведення випробувань випрямленою напругою, періодично і на останній хвилині випробування, за показами міліамперметра визначають значення струму витоку. Якщо під час випробування струм витоку наростатиме або з'являться поштовхи струму, то тривалість випробування слід збільшити у два рази.

Абсолютне значення струму витоку не являється бракувальним показником. КЛ із задовільною ізоляцією мають стабільні значення струму витоку: кабелі з паперовою ізоляцією на напругу до 10 кВ – 300 мкА, на напругу 20 кВ – 35 кВ – 800 мкА, за коефіцієнта асиметрії по фазах до 2,5.

Для коротких КЛ (довжиною до 100 м) напругою від 3 кВ до 10 кВ без з'єднувальних муфт допустимі струми витоку не повинні перевищувати 2 мкА – 3 мкА на 1 кВ випробної напруги. При цьому коефіцієнт асиметрії струмів витоку по фазах не повинен перевищувати 8–10 за умови, що абсолютні значення струмів не перевищують допустимих.

У разі випробувань КЛ змінною напругою наднизької частоти 0,1 Гц або напругою промислової частоти результати випробувань вважають задовільними, якщо під час прикладення напруги не відбувся пробій ізоляції кабелю.

1.8.212. Визначення активного опору жил кабелів.

Виконують для КЛ напругою 35 кВ і вище. Значення активного опору жил кабелів постійному струму, приведене до 1 км довжини і температури 20 °С, повинно відповідати значенням, наведеним у табл. 1.8.40.

Таблиця 1.8.40. **Значення активного опору жил кабелів постійному струму**

Матеріал жили	Значення опору, Ом/км, не більше, за номінального перерізу жили, мм²													
	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630	800	1000
Алюміній	0,868	0,641	0,443	0,320	0,253	0,206	0,164	0,125	0,100	0,0778	0,0605	0,0469	0,0367	0,0291
Мідь	0,524	0,387	0,268	0,193	0,153	0,124	0,0991	0,0754	0,0601	0,0470	0,0366	0,0283	0,0221	0,0176

1.8.213. Вимірювання струморозподілу по одножильних кабелях.

Нерівномірність розподілу струмів по жилах і екранах кабелів не повинна перевищувати 10% (особливо, якщо це може призвести до перевантаження окремих фаз).

1.8.214. Вимірювання блукаючих струмів у кабельних лініях.

Під час приймання КЛ в експлуатацію перевіряють дію антикорозійних захистів для:

– кабелів з металевою оболонкою, прокладених у ґрунтах з середньою та низькою корозійною активністю (питомий опір ґрунту більший ніж 20 Ом • м), за середньодобової густини струму витоку в землю, більшої ніж 0,15 мА/дм^2;

– кабелів з металевою оболонкою, прокладених у ґрунтах з високою корозійною активністю (питомий опір ґрунту менший ніж 20 Ом • м), за будь-якої середньодобової густини струму витоку в землю;

– кабелів, що мають незахищену металеву оболонку;

– стальних трубопроводів кабелів високого тиску незалежно від агресивності навколишнього ґрунту та видів ізоляційних покриттів на ньому.

Вимірюють потенціали і струми на оболонках кабелів у контрольних точках, а також параметри електрозахисту.

1.8.215. Випробування пластмасової оболонки (шланга) кабелів підвищеною випрямленою напругою.

Під час випробувань випрямлену напругу 5 кВ прикладають між металевою оболонкою (екраном) і землею протягом 1 хв, якщо інше не зазначено документацією заводу-виробника кабелю.

1.8.216. Перевірка заземлювальних пристроїв.

Перевірку заземлювальних пристроїв проводять згідно з 1.8.202, 1.8.203, 1.8.206.

На кабельних лініях усіх напруг вимірюють опір заземлення кінцевих муфт, а на лініях напругою від 110 кВ до 500 кВ – також металеві конструкції кабельних колодязів і пунктів підживлення.

ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ, ВИЩОЮ НІЖ 1 кВ

1.8.217. Контроль опор та їх елементів.

Під час контролю перевіряють:

– відхилення опор та їх елементів від проектних положень;

– заглиблення залізобетонних опор у ґрунт на відповідність проекту;

– розміри деталей дерев'яних опор та виконання їх з'єднань;

– стан захисного покриття;

– стан залізобетонних опор та приставок (наявність тріщин, оголення арматури, відшарування бетону, виникнення раковин, наскрізних отворів тощо);

– натягання тросових відтяжок.

Підконтрольні показники повинні відповідати вимогам СОУ-Н ЕЕ 20.502:2007 «Повітряні лінії електропередавання напругою 35 кВ і вище. Інструкція з експлуатації» та ГКД 34.20.503-97 «Методические указания по организации системы

эксплуатационного обслуживания воздушных линий электропередачи напряжением 0,4–20 кВ, трансформаторных подстанций напряжением 6–20/0,4 кВ и распределительных пунктов напряжением 6–20 кВ».

1.8.218. Контроль проводів, грозозахисних тросів та їх з'єднань.

Під час контролю перевіряють:

– з'єднувальні та натягувальні затискачі проводів і тросів;

– відсутність механічних пошкоджень, розрегулювання проводів розщепленої фази тощо;

– відстань від проводів до поверхні землі, будівель та споруд, елементів опор, грозозахисних тросів;

– стріли провисання проводів.

Стан підконтрольних елементів і параметрів має відповідати вимогам глави 2.5 цих Правил.

1.8.219. Перевірка з'єднань проводів електричним вимірюванням.

Перевірку проводять згідно з 1.8.149.

1.8.220. Контроль лінійної арматури.

Під час контролю перевіряють:

– відсутність пошкоджень, деформації;

– наявність шплінтів у з'єднувальній арматурі;

– правильність установлення гасників вібрації;

– наявність розпірок і відсутність пошкоджень проводів у місцях їх кріплення.

Стан лінійної арматури повинен відповідати вимогам проекту.

1.8.221. Контроль ізоляторів.

Проводиться зовнішнім оглядом.

Ізолятори з механічним пошкодженням скла, чавунних шапок бракують.

1.8.222. Перевірка заземлювальних пристроїв.

Проводиться згідно з 1.8.202, 1.8.203, 1.8.206.

ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ СИСТЕМ ЗБУДЖЕННЯ ГЕНЕРАТОРІВ

1.8.223. Контроль систем збудження.

Приводяться норми випробувань силового устаткування систем тиристорного самозбудження (СТС), у тому числі СТС реверсивні, систем незалежного тиристорного збудження (СТН), систем безщіткового діодного збудження (СБД), систем напівпровідникового високочастотного (ВЧ) збудження. Перевірку і контроль автоматичного регулятора збудження (АРЗ), пристроїв захисту, управління, автоматики, діагностики тощо виконують відповідно до вказівок підприємства-виробника на кожний тип системи збудження.

Перевірку і випробування електромашинних збудників слід виконувати згідно з 1.8.57–1.8.64.

1.8.224. Вимірювання опору ізоляції.

Допустимі значення опорів ізоляції за температури навколишнього повітря від 10 °С до 30 °С наведені у табл. 1.8.43.

Таблиця 1.8.43. **Опір ізоляції і випробні наируги елементів систем збудження**

Випробний об'єкт	Вимірювання опору ізоляції		Значення випробної напруги промислової частоти	Примітка
	Напруга мега-омметра, кВ	Мінімальне значення опору ізоляції, МОм		
1	2	3	4	5
1. Тиристорний неретворювач (ТП) в колі ротора головного генератора в системах СТН та СТС: струмовідні кола неретворювачів, пов'язані з тиристорами, захисні кола, вторинні обмотки вихідних трансформаторів системи керування тощо (вимкнені роз'єднувачі в СТС на вході та виході перетворювачів, первинні обмотки трансформаторів власних потреб; у системах з водяиим охолодженням ТП вода під час випробувань відсутнн)	2,5	5	0,8 від встановленої підприємством-виробником випробної напруги ТП, але не менше ніж 0,8 від встановленої підприємством-виробником випробної напруги обмотки ротора генератора	Відносно корпусу і з'єднаних ним вторинних кіл ТП (первинних обмоток імпульсних трансформаторів системи управління тиристорів (СУТ), блок-контактів силових запобіжників, вторинних обмоток трансформаторів, дільників струму тощо), приєднаних до ТП силових елементів схеми (вторинних обмоток трансформаторів власних потреб в СТС, іншої сторони роз'єднувачів). Тиристори (аноди, катоди, унравляючі електроди) під час випробувань повинні бути закорочені, а блоки СУТ висунуті з роз'ємів

Продовження табл. 1.8.43

1	2	3	4	5
2.Тиристорний перетворювач в колі збудження збудника системи СБД: струмовідні частини, тиристори і пов'язані з ними кола. Тиристорний перетворювач в колі збудження допоміжного генератора (ДГ) системи СТН	1,0	5	0,8 від встановленої підприємством-виробником випробної напруги ТП, але не менше ніж 0,8 від випробної напруги обмотки збудження генератора оберненого виконання або ДГ	Відносно корпусу і з'єднаних з ним вторинних кіл ТП, не пов'язаних з силовими колами (див. п.1 цієї таблиці). Під час випробувань ТП від'єднаний на вході і виході від силової схеми; тиристори (аноди, катоди, управляючі електроди) повинні бути закорочені, а блоки СУТ вийняті з роз'ємів
3. Випрямна установка (ВУ) в системі ВЧ збудження	1,0	5	0,8 від встановленої підприємством-виробником випробної напруги ВУ, але не менше ніж 0,8 від випробної напруги обмотки ротора	Відносно корпусу. Під час випробувань ВУ від'єднана від джерела живлення і обмотки ротора, шини живлення і шини виходу (*A*, *B*, *C*, +, –) об'єднані
4. Допоміжний синхронний генератор в системах СТН:				
– обмотки статора	2,5	5	0,8 від встановленої підприємством-виробником випробної напруги обмотки статора ДГ, але не менше ніж 0,8 від випробної напруги обмотки ротора головного генератора	Відносно корпусу і між обмотками
– обмотки збудження	1,0	5	0,8 від встановленої підприємством-вироб-	Відносно корпусу

Продовження табл. 1.8.43

1	2	3	4	5
			ником випробної напруги обмотки збудження генератора оберненого виконання або ДГ	
5. Індукторний генератор в системі ВЧ збудження:				
– робочі обмотки (три фази) і обмотка послідовного збудження	1,0	5	0,8 від встановленої підприємством-виробником випробної напруги обмоток, але не менше ніж 0,8 від випробної напруги обмотки ротора генератора	Відносно корпусу і з'єднаних з ним обмоток незалежного збудження, між обмотками
– обмотки незалежного збудження	1,0	5	0,8 від встановленої підприємством-виробником випробної напруги обмоток	Відносно корпусу і між обмотками незалежного збудження
6. Генератор оберненого виконання разом з перетворювачем, який обертається, в системі СБД:				
– обмотки якоря разом з перетворювачем, який обертається	1,0	5	0,8 від встановленої підприємством-виробником випробної напруги обмотки якоря	Відносно корпусу. Збудник від'єднаний від ротора генератора; діоди, *RC*-кола або варистори зашунтовані (об'єднані шини +, –, шпильки змінного струму); підняті щітки на вимірювальних контактних кільцях

Продовження табл. 1.8.43

1	2	3	4	5
– обмотки збудження генератора оберненого виконання	0,5	5	0,8 від встановленої підприємством-виробником випробної напруги обмотки збудження, але не менше ніж 1,2 кВ	Відносно корпусу. Обмотки збудження від'єднані від схеми
7. Випрямний трансформатор (ВТ) в системах СТС. Випрямні трансформаторн в системах збудження ДГ (СТН) і СБД:				
– нервинна обмотка	2,5	5	0,8 від встаиовленої підприємством-виробиником випробної напруги обмоток трансформатора	Відносно корпусу і між обмотками
– вторпнна обмотка	1,0	5	вторинні обмотки для ДГ і СБД – не менше ніж 1,2 кВ	Відносно корпусу
8. Струмопроводи, які з'єднують джерела живлення (ДГ у системі СТН, ВТ у системі СТС), індукторний генератор у ВЧ системі з тиристорними або діодними перетворювачами, струмопроводи постійного струму:				
– без приєднаної аиаратури	2,5	10	0,8 від встаиовленої підприємством-виробником випробної напруги струмопроводів	Відносно землі і між фазами
– з приєднаною апаратурою	2,5	5	0,8 від встановленої підприємством-	Відносно землі і між фазами

Продовження табл. 1.8.43

1	2	3	4	5
			виробником випробної напруги обмотки ротора	
9. Силові елементи систем СТС, СТН, ВЧ (джерела живлення, перетворювачі тощо) із всією приєднаною апаратурою аж до вимикачів вводу збудження або до роз'єднувачів виходу перетворювачів (схеми систем збудження без резервних збудників):				
– системи без водяного охолоджування перетворювачів і з водяним охолоджуванням при не заповненій водою системі охолоджування	1,0	1	1,0 кВ	Відносно корпусу
– при заповненій водою (з питомим опором не менше ніж 75 кОм • см) системі охолоджування ТП	1,0	0,15	1,0 кВ	Блоки СУТ вийняті
10. Силові кола збудження генератора без обмотки ротора (після вимикача вводу збудження або роз'єднувачів постійного струму): пристрій АГП, розрядник, силовий резистор, шинопроводи тощо. Кола, підключені до вимірювальних кілець у системі СБД (обмотка ротора відключена)	1,0	0,1	0,8 від встановленої підприємством-виробником випробної напруги ротора	Відносно землі

1.8.225. Випробування підвищеною напругою промислової частоти.

Значення випробної напруги приймають згідно з табл. 1.8.43. Тривалість прикладання випробної напруги становить 1 хв.

1.8.226. Вимірювання опору постійному струму обмоток трансформаторів і електричних машин в системах збудження.

Вимірювання опору виконують за усталеної температури, близької до температури навколишнього середовища. Для порівняння з даними підприємства-виробника виміряний опір приводять до відповідної температури.

Значення опору обмоток електричних машин (допоміжний генератор в системі СТН, індукторний генератор у системі ВЧ збудження, синхронний генератор оберненого виконання в системі СБД) не повинно відрізнятися більше ніж на 2% від даних підприємства-виробника; обмоток випрямних трансформаторів – більше ніж на 5%. Значення опорів паралельних віток робочих обмоток індукторних генераторів не повинні відрізнятися один від одного більше ніж на 15%.

1.8.227. Перевірка трансформаторів (випрямних, власних потреб, початкового збудження, вимірювальних трансформаторів напруги і струму).

Норми випробувань трансформаторів (випрямних, власних потреб, початкового збудження, вимірювальних трансформаторів напруги і струму) наведено у відповідних пунктах цієї глави.

1.8.228. Визначення характеристики допоміжного синхронного генератора промислової частоти в системах СТН.

Допоміжний генератор перевіряють згідно з 1.8.35. Характеристику КЗ знімають до номінального струму, а характеристику НХ – до 1,3 номінальної напруги ДГ з перевіркою виткової ізоляції протягом 5 хв.

Характеристики не повинні відрізнятися від приведених у документації підприємства-виробника більше ніж на 5%.

1.8.229. Визначення характеристики індукторного генератора разом з ВУ в системі ВЧ збудження.

Під час знімання характеристик обмотки послідовного збудження повинні бути від'єднані.

Характеристику НХ індукторного генератора спільно з ВУ ($U_{ст}$, $U_{ву}=f(I_{нз})$, де $U_{ст}$ – напруга індукторного генератора, $U_{ву}$ – напруга індукторного генератора спільно з ВУ, $I_{нз}$ – струм в обмотці незалежного збудження), знімають за номінальної частоти обертання збудника до значення $U_{ву}$, що відповідає подвоєному номінальному значенню напруги ротора. Характеристика не повинна відрізнятися від приведеної в документації підприємства-виробника більше ніж на 5%.

За напруги збудника, яка відповідає номінальній напрузі ротора генератора, вимірюють зворотні напруги на діодах ВУ. Розкид напруг між послідовно з'єднаними діодами ВУ не повинен перевищувати 10% від середнього значення напруги на діоді.

Знімають характеристику КЗ індукторного генератора разом з ВУ. Характеристика не повинна відрізнятися від приведеної в документації підприємства-виробника більше ніж на 5%. За випрямленого струму, який відповідає номінальному струмові ротора, розкид струмів у паралельних вітках плеч ВУ не повинен перевищувати ±20% від середнього значення.

1.8.230. Перевірка елементів синхронного генератора оберненого виконання, перетворювача, який обертається, в системі СБД.

Вимірюють опори постійному струму перехідних контактних з'єднань перетворювача, який обертається, опір струмопроводу, який складається з виводів обмоток і прохідних шпильок, які з'єднують обмотку якоря із запобіжниками, з'єднань діодів із запобіжниками, опір самих запобіжників перетворювача, який обертається.

Результати вимірювань порівнюють із нормами підприємства-виробника; відхилення не повинні перевищувати 10%.

Перевіряють зусилля затягування діодів, запобіжників, *RC*-кіл, варисторів тощо у відповідності до норм підприємства-виробника.

Вимірюють зворотні струми діодів перетворювача, який обертається, в повній схемі з *RC*-колами або варисторами за напруги, яка дорівнює тій, що повторюється для даного класу. Струми не повинні перевищувати значення, вказані в інструкціях підприємства-виробника на системи збудження.

1.8.231. Перевірка тиристорних перетворювачів систем тиристорного та безщіткового збудження.

Вимірювання опору ізоляції і випробування підвищеною напругою виконують відповідно до табл. 1.8.43.

Виконують гідравлічні випробування підвищеним тиском води ТП з водяною системою охолоджування. Значення тиску і час його дії повинні відповідати нормам підприємства-виробника на кожен тип перетворювача. Виконують повторну перевірку ізоляції ТП після заповнення дистилятом (див. табл. 1.8.5, п. 9).

Перевіряють відсутність пробитих тиристорів, пошкоджених *RC*-кіл. Перевірку виконують за допомогою омметра.

Перевіряють цілісність паралельних віток плавкої вставки кожного силового запобіжника шляхом вимірювання опору постійному струму.

Виконують перевірку стану системи керування тиристорами, діапазону регулювання випрямленої напруги при дії на систему керування тиристорами.

1.8.232. Перевірка розрядника в колі ротора генератора.

Напруга спрацювання розрядника багатократної чи однократної дії, встановленого для захисту ротора від перенапруг, має становити (1,7±0,17) кВ ефективної напруги під час прикладання синусоїдальної напруги частотою 50 Гц, якщо інше не зазначено документацією виробника.

1.8.233. Перевірка АГП.

Перевірку виконують згідно з інструкцією підприємства-виробника.

1.8.234. Перевірка комутаційної апаратури, силових резисторів, апаратури власних потреб систем збудження.

Перевірку виконують згідно з інструкціями підприємств-виробників і вимогами 1.8.191–1.8.194.

1.8.235. Випробування систем збудження під час роботи генератора в режимі КЗ генератора (блока).

Під час роботи генератора в режимі КЗ при номінальному струмі статора перевіряють:

– розподіл струмів між паралельно увімкненими перетворювачами; відхилення від середнього значення повинне бути не більшим ніж ±15%;

– розподіл струмів між паралельними вітками окремого перетворювача; відхилення від середнього значення повинне бути не більшим ніж ±20%;

– гасіння поля за номінального струму статора генератора шляхом інвертування та шляхом вимкнення АГП;

– точність вимірювання струму ротора в системі СБД. Для цього перебудовують заводську характеристику КЗ генератора в характеристику КЗ блока генератор-трансформатор, вважаючи її за еталонну для перевірки давача струму ротора. По заміряних струмах статора і перебудованій характеристиці КЗ блока визначають правильність настроювання давача струму ротора. Відхилення заміряного за допомогою давача струму ротора не повинне перевищувати 10% розрахункового значення струму ротора.

Знімають характеристики генератора оберненого виконання і випрямляча, який обертається.

1.8.236. Випробування систем збудження під час роботи генератора в режимі НХ.

Під час роботи генератора в режимі НХ перевіряють:

– початкове збудження генератора до заданого значення напруги в автоматичному режимі регулювання в діапазоні від 0,8 $U_{ном.\ ген}$ до 1,1 $U_{ном.\ ген}$, де $U_{ном.\ ген}$ – номінальна напруга генератора;

– початкове збудження генератора в режимі ручного регулювання напруги;

– діапазон регулювання напруги в автоматичному та ручному регулюванні напруги. В автоматичному регулюванні напруги діапазон регулювання напруги повинен становити від 0,8 $U_{ном.\ ген}$ до 1,1 $U_{ном.\ ген}$, а в ручному – від 0,2 $U_{ном.\ ген}$ до 1,1 $U_{ном.\ ген}$;

– плавність регулювання напруги збудження, уставка АРЗ по напрузі повинна змінюватися плавно або дискретно зі ступенями не більше ніж 0,2% номінальної напруги, а швидкість зміни уставки повинна бути не більшою ніж 1% і не меншою ніж 0,3% номінальної напруги за 1 с;

– стійкість роботи системи регулювання в крайніх та номінальному положеннях уставки АРЗ за різних коефіцієнтів підсилення по каналах регулювання;

– процес гасіння поля шляхом інвертування, а також вимкненням АГП за номінальної напруги статора генератора;

– процес безударного переходу з одного каналу регулювання на інший за двоканальної системи регулювання;

– процес безударного переходу з автоматичного регулювання збудження на ручне і навпаки;

– процес переведення збудження з основного збудника на резервний та навпаки;

– обмеження струму ротора під час роботи генератора в режимі НХ (за наявності даної функції);

– обмеження максимальної напруги генератора в режимі НХ у разі зниження частоти (за наявності даної функції) або гасіння поля за зниженої частоти в режимі НХ;

– автоматичну підгонку напруги генератора до напруги мережі під час синхронізації генератора; точність підгонки не повинна перевищувати 2%.

1.8.237. Випробування систем збудження під час роботи генератора в мережі.

Під час роботи генератора в мережі виконують перевірку:

– підтримання діючого значення напруги відповідно до заданої уставки і статизму з точністю не більше ніж 1%;

– характеристики давачів реактивного, активного та повного струму статора, струму ротора, а також напруги ротора під час навантаження генератора до номінального значення; відхилення показів не повинні перевищувати класу точності давачів;

– процесу безударного переходу з одного каналу регулювання на інший за двоканальної системи регулювання;

– процесу безударного переходу з автоматичного регулювання збудження на ручне і навпаки;

– процесу безударного переходу на ручний режим під час вимкнення кіл трансформаторів напруги генератора зі збереженням уставки з точністю, не більшою ніж 3% (за наявності даної функції);

– процесу переходу на фіксовану уставку струму збудження; фіксоване значення струму збудження повинне бути близьким до номінального;

– стабільності підтримання струму збудження в режимі ручного регулювання та стабільності підтримання напруги генератора, реактивної потужності, чи коефіцієнта потужності cosφ – в автоматичному режимі з точністю не більше ніж 2% (за наявності даних функцій);

– запізнення та номінальної швидкості наростання напруги збудження згідно з ДСТУ 4265:2003 «Системи збудження турбогенераторів, гідрогенераторів та синхронних компенсаторів. Загальні технічні умови»; запізнення повинно становити не більше ніж 0,02 с, номінальна швидкість наростання напруги збудження повинна бути не менше ніж 2 відн. од/с;

– максимальної і максимальної усталеної напруги збудження згідно з ДСТУ 4265:2003 «Системи збудження турбогенераторів, гідрогенераторів та синхронних компенсаторів. Загальні технічні умови»; кратність форсування за напругою в усталеному режимі не повинна перевищувати 2, максимальне значення напруги в перехідному режимі не нормується;

– швидкодії системи збудження під час форсування та часу розфорсування, згідно з ДСТУ 4265:2003 «Системи збудження турбогенераторів, гідрогенераторів та синхронних компенсаторів. Загальні технічні умови»; значення швидкодії не повинно перевищувати 0,06 с, а повний час розфорсування не повинен перевищувати 0,15 с;

– характеристики обмеження мінімального струму збудження; характеристика повинна відповідати вимогам підприємства-виробника та вимогам нормативних документів;

– роботи пристроїв захисту від перевантажень ротора генератора; допустимі перевантаження не повинні перевищувати заданих підприємством-виробником;

– стійкості регулювання в нормальних режимах, а також у режимах обмеження максимального та мінімального струму збудження;

– стійкості регулювання під час роботи реверсивної СТС в асинхронізованому режимі та з однією обмоткою ротора;

– роботи системи збудження під час виходу з ладу окремих елементів (тиристорів, запобіжників тощо), здійснення розвантаження генератора по реактивній потужності до заданого значення;

– розподілу струмів між паралельно увімкненими перетворювачами за номінального навантаження з номінальним струмом ротора; відхилення від середнього значення має бути не більшим ніж ±15%;

– розподілу струмів між паралельними вітками окремого перетворювача за номінального навантаження з номінальним струмом ротора; відхилення від середнього значення має бути не більшим ніж ±20%;

– розподілу напруг між послідовно увімкненими тиристорами за номінального навантаження з номінальним струмом ротора; відхилення від середнього значення має бути не більшим ніж ±20%;

– безударного перемикання в процесі роботи режимів регулювання (ручний режим, регулювання напруги, cosφ, реактивної потужності) із збереженням уставки.

1.8.238. Вимірювання температури силових резисторів, тиристорів, діодів, запобіжників, шин та інших елементів перетворювачів і шаф, в яких вони розташовані.

Вимірювання виконують за номінального навантаження. Під час перевірки рекомендовано застосовувати тепловізори (дозволено використовувати пірометри).

Температури контактних з'єднань, силових тиристорів, діодів, запобіжників та інших елементів перетворювачів не повинні перевищувати значень, вказаних в інструкціях підприємств-виробників. Різниця температур нагрівання тиристорів і діодів не повинна бути більшою ніж 30 °С.

Додаток А
до глави 1.8
«Норми приймально-здавальних випробувань»

ВКАЗІВКИ З УВІМКНЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН ЗМІННОГО СТРУМУ БЕЗ СУШІННЯ

А.1. Загальні положення.

А.1.1. Ці вказівки поширюються на нові електричні машини змінного струму, які вводять у експлуатацію на електростанціях і в електромережах.

А.1.2. Питання про допустимість увімкнення електричних машин без сушіння вирішують на підставі розгляду результатів вимірювань, передбачених цими вказівками.

Якщо результати вимірювань свідчать про недопустимість увімкнення машин без сушіння, то машину слід просушити або розташувати на деякий час у сухому приміщенні, після чого вимірювання повторити.

А.1.3. Вимоги цих вказівок необхідно враховувати під час замовлення та приймання електричних машин.

А.2. Умови увімкнення електричних машин без сушіння.

А.2.1. Генератори з газовим (повітряним або водневим) охолодженням обмотки статора вмикають без сушіння у разі дотримання таких умов:

а) абсолютні значення опору ізоляції $R_{60''}$, виміряні за температури ізоляції, не нижчої ніж 10 °С, мають бути не меншими від значень, зазначених у А.3.1 для даної температури;

б) значення коефіцієнта абсорбції $R_{60''}/R_{15''}$ за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С має бути не нижче ніж 1,3;

в) значення коефіцієнта нелінійності K_U, яке визначається залежністю струмів витоку від випробної напруги, має бути не більшим ніж 3.

Примітка. Турбогенератори типу ТГВ-300 дозволено вмикати без сушіння за коефіцієнта нелінійності, більшого ніж 3, якщо виконано умови, зазначені в переліках а) і б).

А.2.2. Генератори з водяним охолодженням обмотки статора вмикають без сушіння у разі дотримання таких умов:

– якщо конструкція генератора дає можливість вимірювати струми витоку кожної фази або вітки окремо за решти фаз або віток, з'єднаних з корпусом, то машини вмикають без сушіння у разі дотримання усіх умов за А.2.1;

– якщо конструкція генератора не дає можливості вимірювати струми витоку або не допускає можливості вимірювати їх окремо для кожної фази або вітки за решти фаз або віток, з'єднаних з корпусом, то машини вмикають без сушіння у разі дотримання умов згідно з А.2.1, переліки а) і б).

Примітка. Якщо конструкція генератора дає можливість вимірювати струм витоку фази або вітки обмотки статора лише за умови відсутності заземлення решти фаз або віток цієї обмотки, то результати вимірювань струмів витоку використовують для виявлення місцевих дефектів ізоляції або зволоження її, а також як початкові дані під час експлуатації генератора надалі. У цьому випадку за коефіцієнтом нелінійності складно оцінити загальне зволоження ізоляції обмотки, тому він не нормується.

А.2.3. Генератори з термореактивною ізоляцією статора вмикають без сушіння незалежно від результатів визначення коефіцієнта абсорбції і коефіцієнта нелінійності, якщо $R_{60''}$ (у мегаомах) за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С перевищує значення номінальної напруги в кіловольтах не менше ніж у 10 разів.

А.2.4. Генератори з масляним охолодженням обмотки статора, які мають паперово-масляну ізоляцію, вмикають без сушіння за умов, зазначених у інструкції підприємства-виробника.

А.2.5. Електродвигуни потужністю, вищою ніж 5000 кВт, вмикають без сушіння за умов, зазначених для генераторів у А.2.1 і А.2.2.

А.2.6. Електродвигуни з термореактивною ізоляцією статора вмикають без сушіння за умов, зазначених для генераторів у А.2.3.

А.2.7. Електродвигуни потужністю до 5000 кВт на напругу, вищу ніж 1000 В, вмикають без сушіння за дотримання таких умов:

– абсолютні значення опору ізоляції $R_{60''}$, виміряні за температури ізоляції, не нижчої ніж 10 °С, мають бути не меншими від значень, зазначених у А.3.2 для даної температури;

– значення коефіцієнта абсорбції $R_{60''}/R_{15''}$ за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С має бути не нижчим ніж 1,2.

Примітка. Вимірювати струми витоку і визначати коефіцієнт нелінійності для електродвигунів потужністю до 5000 кВт не обов'язково.

А.2.8. Електродвигуни на напругу, нижчу ніж 1000 В, вмикають без сушіння, якщо опір ізоляції обмоток, виміряний за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С, є не меншим ніж 0,5 МОм.

А.2.9. Ротори електричних машин, охолоджувані газом (повітрям або воднем), не підлягають сушінню, якщо опір ізоляції обмоток за температури від 10 °С до 30 °С має таке значення: для генераторів – не менше ніж 0,5 МОм; для електродвигунів – не менше ніж 0,2 МОм.

Дозволено вводити в експлуатацію синхронні машини потужністю, не більшою ніж 300 МВт, з неявнополюсними роторами, які охолоджуються газом і мають опір ізоляції, не нижчий ніж 20 кОм, за температури 20 °С. У разі більшої потужності вводити машини в експлуатацію з опором ізоляції обмотки ротора, нижчим ніж 0,5 МОм, за температури від 10 °С до 30 °С дозволено лише за погодженням з підприємством-виробником.

Ротори електричних машин, які охолоджуються водою, вмикають без сушіння з дотриманням умов, зазначених в інструкції підприємства-виробника.

А.3. Найменше допустиме значення опору ізоляції обмоток статора електричних машин.

А.3.1. Найменше значення опору ізоляції $R_{60''}$, МОм, для обмоток генератора та електродвигунів потужністю, вищою ніж 5000 кВт, за температури ізоляції 75 °С визначають за формулою:

$$R_{60''} = \frac{U_{\text{ном}}}{1000 + 0{,}01 S_{\text{ном}}}, \qquad (А.1)$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна лінійна напруга, В;
$S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність, кВ · А.

Якщо опір ізоляції, вирахуваний за цією формулою, є нижчим ніж 0,5 МОм, то найменше допустиме значення дорівнює 0,5 МОм.

Для температур ізоляції, нижчих ніж 75 °С (але не нижчих ніж 10 °С), найменше значення опору ізоляції обмоток машин визначають множенням значень, отриманих із зазначеної формули, на температурний коефіцієнт $K_т$, значення якого наведено в табл. А.1.

Таблиця А.1. **Значення температурного коефіцієнта**

Назва показника	Значення							
Температура обмотки, °С	75	70	60	50	40	30	20	10
$K_т$	1,0	1,2	1,7	2,4	3,4	4,7	6,7	9,4

А.3.2. Найменші значення опору ізоляції обмоток електродвигунів потужністю до 5000 кВт наведено в табл. А.2.

Таблиця А.2. **Найменші значення опору ізоляції обмоток електродвигунів потужністю до 5000 кВт**

Температура обмотки, °С	Опір ізоляції $R_{60''}$, МОм, за номінальної напруги обмотки, кВ		
	3–3,15	6–6,3	10–10,5
10	30	60	100
20	20	40	70
30	15	30	50
40	10	20	35
50	7	15	25
60	5	10	17
75	3	6	10

А.4. Вимірювання струмів витоку.

А.4.1. Щоб уникнути місцевих перегрівань ізоляції струмами витоку, витримувати напругу на черговому ступені дозволено лише в тому разі, коли значення струму витоку на даному ступені напруги не перевищує значень, зазначених у табл. А.3. Якщо струм витоку досяг зазначених значень або якщо під час витримки під напругою струм витоку збільшується, то випробування слід припинити і спробувати вияснити і усунути причину підвищення струму витоку.

Якщо огляд та позбавлення місцевих дефектів ізоляції або підсушування (лампами або повітродувками) поверхневих зволожень лобових частин не дають змоги усунути причину підвищеного струму витоку, то повторні випробування можна виконувати лише після прийняття радикальних засобів (сушіння або тривалої витримки машини в сухому приміщенні) з усунення можливого зволоження ізоляції.

Таблиця А.3. **Значення струму витоку, за яких не дозволено подальше проведення випробувань**

Назва показника	Значення					
Кратність випробної напруги відносно $U_{ном}$	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Струм витоку, мкА	250	500	1000	2000	3000	3500

А.4.2. За виміряними значеннями струмів витоку визначають коефіцієнт нелінійності K_U:

$$K_U = \frac{I_{найб} U_{найм}}{I_{найм} U_{найб}}, \qquad (А.2)$$

де $I_{найб}$, $I_{найм}$ – струми витоку, мкА, за напруг відповідно $U_{найб}$, $U_{найм}$;
$U_{найб}$ – повна випробна напруга (напруга останнього ступеня), кВ;
$U_{найм}$ – напруга першого ступеня, кВ.

Значення $U_{найб}$ вибирають згідно з 1.8.30.

Значення $U_{найм}$ вибирають так, щоб у межах від 0 до $U_{найб}$ було 5–6 однакових ступенів напруги; при цьому потрібно, щоб $U_{найм}$ за можливістю наближалася до 0,5 $U_{ном}$. Для округлення значень ступенів напруги дозволено деяке коригування (у межах десятих часток кіловольта) усіх напруг, враховуючи $U_{найб}$.

Випробування ізоляції повною випробною напругою $U_{найб}$ протягом 60 с під час визначення струму витоку останнього ступеня вважають одночасно і випробуванням електричної міцності ізоляції випрямленою напругою.

А.4.3. Струми витоку в турбогенераторах з водяним охолодженням обмотки статора вимірюють лише за умови, якщо конструкція генератора (зокрема конструкція ізоляції елементів системи охолодження) дає можливість проведення таких вимірювань.

Вимірюють струми витоку усіх фаз одночасно з приєднанням кожної з них до випробувального пристрою через вимірювальний прилад, а водозбірні колектори з'єднують з екраном випробувального пристрою.

Дозволено вимірювати сумарний струм витоку всіх фаз, з'єднаних разом, з приєднаними до них водозбірними колекторами. Значення струму витоку не повинно перевищувати значень, наведених у табл. А.3.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 20.06.2014 р. № 469

ГЛАВА 1.9
ЗОВНІШНЯ ІЗОЛЯЦІЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.9.1. Ця глава Правил визначає порядок вибору зовнішньої ізоляції електроустановок змінного струму напругою від 6 кВ до 750 кВ і є обов'язковою для застосування під час проектування нового будівництва, реконструкції або технічного переоснащення.

Вимоги цієї глави не розповсюджуються на обмежувачі перенапруг, поздовжню ізоляцію вимикачів, а також на ізолятори, у конструкції яких передбачено спеціальні заходи, що забезпечують підвищення електричної міцності зовнішньої ізоляції в умовах забруднення (наприклад, підігрівання поверхні, покриття поверхні напівпровідною поливою тощо).

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, які вжито в цій главі, та визначення позначених ними понять:

1.9.2. Зовнішня ізоляція.

Частина ізоляційної конструкції, в якій ізолювальним середовищем є атмосферне повітря.

1.9.3. Довжина шляху витоку ізолятора або складеної ізоляційної конструкції (L_i, L).

Найменша відстань по поверхні ізолювальної деталі між металевими частинами різного потенціалу. Для складеної ізоляційної конструкції (наприклад, гірлянди ізоляторів) за довжину шляху витоку приймають суму довжин шляху витоку послідовно з'єднаних елементів без урахування ділянок, що проходять вздовж шарів армуючих матеріалів.

Ефективна довжина шляху витоку.

Довжина шляху витоку, яка фактично використовується у роботі ізолятора або складеної ізоляційної конструкції в умовах забруднення і зволоження.

1.9.4. Питома нормована довжина шляху витоку ($\lambda_н$).

Відношення ефективної довжини шляху витоку до найбільшої робочої міжфазної напруги, в якій працює електроустановка.

1.9.5. Коефіцієнт використання довжини шляху витоку (коефіцієнт використання K).

Поправковий коефіцієнт, що враховує ефективність використання довжини шляху витоку ізолятора або ізоляційної конструкції.

1.9.6. Ізоляційна довжина ізолятора або гірлянди.

Найменша ізоляційна відстань по повітрю (у просвіті) між металевими частинами ізолятора або гірлянди, що примикають до струмопровідних і заземлених частин електроустановки.

1.9.7. Ступінь забруднення (СЗ).

Характеристика забрудненої атмосфери за її впливом на роботу зовнішньої ізоляції.

1.9.8. Карта ступенів забруднення (КСЗ).

Карта, що районує територію розташування електроустановки за СЗ.

1.9.9. 50%-ва розрядна напруга промислової частоти.

Значення напруги, за якої, у разі багаторазового прикладання її до ізолятора, по поверхні останнього виникає розряд у 50% випадків.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

1.9.10. Вибір скляних, фарфорових і полімерних ізоляторів та ізоляційних конструкцій з них треба виконувати за питомою нормованою довжиною шляху витоку залежно від СЗ у місці розташування електроустановки та її номінальної напруги. Полімерні ізолятори та ізоляційні конструкції з них повинні бути перевірені на відповідність 50%-вій розрядній напрузі (табл. 1.9.9).

Вибір ізоляторів та ізоляційних конструкцій з них можна також виконувати за розрядними характеристиками (1.9.43).

1.9.11. СЗ треба визначати залежно від характеристик джерел забруднення і відстані від них до електроустановки (1.9.44–1.9.52, табл. 1.9.10–1.9.26). У разі, якщо використовувати табл. 1.9.10–1.9.26 з будь-яких причин неможливо, то треба складати КСЗ і СЗ треба визначати за цими картами.

Поблизу промислових комплексів, а також у районах з накладанням забруднень від великих промислових підприємств, ТЕС і джерел зволожень з високою електричною провідністю визначати СЗ, як правило, треба за КСЗ. Ділянки під ОРУ і траси проходження ПЛ в таких районах потрібно розміщувати поза зоною, в якій вітер має переважний напрямок від джерела забруднення.

1.9.12. Довжину шляху витоку ізоляторів та ізоляційних конструкцій визначають за формулою, см:

$$L = \lambda_н \cdot U \cdot K,$$

де $\lambda_н$ – питома нормована довжина шляху витоку, см/кВ (табл. 1.9.1 і п.1.9.13);

U – найбільша робоча міжфазна напруга, кВ (ГОСТ 721-77 «Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В»);

K – коефіцієнт використання (1.9.15–1.9.24).

Довжину шляху витоку міжфазних ізоляційних розпорок визначають за формулою:

$$L = \sqrt{3} \cdot \lambda_н \cdot U \cdot K.$$

Таблиця 1.9.1. **Питома нормована довжина шляху витоку ($\lambda_н$) підтримувальних гірлянд ізоляторів із скла, фарфору і полімерних матеріалів, штирових ізоляторів на металевих і залізобетонних опорах ПЛ, зовнішньої ізоляції ВРУ і електроустаткування залежно від СЗ і номінальної напруги мережі для електроустановок, розміщених на висоті до 1000 м над рівнем моря**

Ступінь забруднення	$\lambda_н$, см/кВ (не менше), за номінальної напруги мережі, кВ		Відповідність питомої поверхневої провідності забруднення ізоляції (χ) СЗ, мкСм/см, не менше
	6–35	110–750	
1	1,9	1,6	5
2	2,35	2,0	10
3	3,0	2,5	20
4	3,5	3,1	30
5	4,2	3,7	50

Примітка 1. Позначення СЗ 1, СЗ 2, СЗ 3 та СЗ 4, наведені в табл. 1.9.1, відповідають позначенням I, II, III і IV у міждержавному ГОСТ 9920-89 і позначенням b, c, d, e, наведеним у публікації IEC/TS 60815-1:2008.

Примітка 2. Прийняті в табл. 1.9.1 значення нормованих довжин шляху витоку ($\lambda_н$) для СЗ 1, СЗ 2, СЗ 3 та СЗ 4 відповідають ГОСТ 9920 і в $\sqrt{3}$ раз є меншими від наведених у публікації IEC/TS 60815-1, де для визначення L використовується найбільша фазна напруга.

Примітка 3. Забруднення від деяких промислових підприємств і градирень (табл. 1.9.10; 1.9.11; 1.9.15; 1.9.21; 1.9.22), а також у разі накладання забруднень від двох незалежних джерел (табл. 1.9.26), які перевищують СЗ 4, враховано під позначенням СЗ 5.

1.9.13. Значення питомої нормованої довжини шляху витоку ($\lambda_н$), наведені в табл. 1.9.1, для електроустановок, які працюють на висоті понад 1000 м над рівнем моря, треба збільшувати в 1,05 разу на кожні наступні 1000 м висоти над рівнем моря.

1.9.14. Ізоляційна довжина лінійного ізолятора або гірлянди з ізоляторів будь-якого матеріалу (скло, фарфор, полімер) має відповідати вимогам табл. 2.5.27 (глава 2.5 цих Правил), а для опорних ізоляторів ВРУ і прохідних ізоляторів електрообладнання – табл. 4.2.1 (глава 4.2 цих Правил) за умови грозових перенапруг для ізоляторів.

КОЕФІЦІЄНТИ ВИКОРИСТАННЯ ДОВЖИНИ ШЛЯХУ ВИТОКУ ДЛЯ ОСНОВНИХ ТИПІВ ІЗОЛЯТОРІВ І СКЛАДЕНИХ ІЗОЛЯЦІЙНИХ КОНСТРУКЦІЙ (СКЛЯНИХ, ФАРФОРОВИХ)

1.9.15. Коефіцієнт використання K для ізоляційних конструкцій, складених із однотипних ізоляторів, визначають як

$$K = K_i \cdot K_к,$$

де K_i – коефіцієнт використання довжини шляху витоку ізолятора;

$K_к$ – коефіцієнт використання довжини шляху витоку складеної конструкції з паралельними або послідовно-паралельними гілками.

1.9.16. Коефіцієнт використання K_i підвісних тарілчастих ізоляторів (ГОСТ 27661-88 «Изоляторы линейные подвесные тарельчатые. Типы, параметры и размеры») із слаборозвиненою поверхнею ізоляційної деталі необхідно визначати за табл. 1.9.2 залежно від відношення довжини шляху витоку ізолятора L_i до діаметра його тарілки D.

Таблиця 1.9.2. **Коефіцієнти використання довжини шляху витоку підвісних тарілчастих ізоляторів із слаборозвиненою поверхнею ізоляційної деталі**

Конфігурація ізоляційної деталі	L_i/D	K_i
Ребриста нижня поверхня	Від 0,90 до 1,05	1,00
	Понад 1,05 до 1,10	1,05
	Понад 1,10 до 1,20	1,10
	Понад 1,20 до 1,30	1,15
	Понад 1,30 до 1,40	1,20
Полусферична і конусоподібна гладенька поверхня	–	1,0 0,9

1.9.17. Коефіцієнти використання K_i підвісних тарілчастих ізоляторів спеціального виконання за ГОСТ 27661-88 «Изоляторы линейные подвесные тарельчатые. Типы, параметры и размеры» необхідно визначати за табл. 1.9.3.

Таблиця 1.9.3. **Коефіцієнти використання довжини шляху витоку підвісних тарілчастих ізоляторів спеціального виконання**

Конфігурація ізоляційної деталі	K_i
Двокрила	1,20
Із збільшеним вильотом ребра на нижній поверхні	1,25
Дзвоноподібна з гладенькою внутрішньою та ребристою зовнішньою поверхнями	1,15

1.9.18. Коефіцієнти використання K_i довжини шляху витоку штирових ізоляторів приймають такими, що дорівнюють 1,0 для ізоляторів із слаборозвиненою поверхнею і 1,1 для ізоляторів із сильнорозвиненою поверхнею.

1.9.19. Коефіцієнти використання ($K_к$) довжини шляху витоку складених конструкцій з паралельними гілками (без перемичок), складених з однотипних елементів (дволанцюгових і багатоланцюгових підтримувальних і натяжних гірлянд, багатостоякових колонок – гілок), визначають за табл. 1.9.4.

Таблиця 1.9.4. **Коефіцієнти використання складених конструкцій з паралельними гілками (без перемичок)**

Кількість паралельних гілок	1	2	3–5
$K_к$	1,0	1,05	1,10

Якщо кількість паралельних гілок перевищує 5, а також для конструкцій з перемичками, то коефіцієнт використання доцільно визначати за результатами досліджень або розрахунків.

1.9.20. Коефіцієнти використання ($K_к$) довжини шляху витоку складених конструкцій з послідовно-паралельними гілками, які складаються з ізоляторів одного типу (гірлянд типу або , опорних колонок з різним числом паралельних гілок по висоті, а також підстанційних апаратів з розтяжками), необхідно приймати такими, що дорівнюють 1,1.

Для більш складних за конфігурацією складених конструкцій з послідовно-паралельними гілками, у тому числі з перемичками або складених з ізоляторів різної конфігурації, коефіцієнт використання доцільно визначати за результатами досліджень або розрахунків.

1.9.21. Коефіцієнти використання ($K_к$) довжини шляху витоку одноланцюгових гірлянд і одностоякових опорних колонок, складених з однотипних ізоляторів, треба приймати рівними 1,0.

1.9.22. Коефіцієнти використання довжини шляху витоку зовнішньої ізоляції електрообладнання, виконаної у вигляді одиничних ізоляційних конструкцій, зокрема, опорних ізоляторів зовнішнього установлення номінальною напругою до 220 кВ, а також підвісних ізоляторів стрижневого типу номінальною напругою 220 кВ, визначають залежно від відношення довжини шляху витоку ізолятора L_i до будівельної висоти H_i ізоляційної частини ізолятора (колонки) (табл. 1.9.5).

Таблиця 1.9.5. **Коефіцієнти використання довжини шляху витоку зовнішньої ізоляції електрообладнання, виконаної у вигляді поодиноких ізоляційних конструкцій (колонок, опорних і підвісних стрижневих ізоляторів)**

Відношення L_i/H_i	K_i
До 2,5 включно	1,0
Понад 2,5 до 3,00 включно	1,10
Понад 3,00 до 3,30 включно	1,15
Понад 3,30 до 3,50 включно	1,20
Понад 3,50 до 3,70 включно	1,25
Понад 3,70 до 4,00 включно	1,30

1.9.23. Коефіцієнти використання (K_i) довжини шляху витоку одноланцюгових гірлянд і поодиноких опорних колонок, складених з різнотипних ізоляторів із коефіцієнтами використання K_{i1} і K_{i2}, визначають за формулою:

$$K_i = \frac{L_1 + L_2}{\dfrac{L_1}{K_{i1}} + \dfrac{L_2}{K_{i2}}},$$

де L_1 і L_2 – довжина шляху витоку ділянок конструкцій з ізоляторами відповідного типу.

Аналогічно визначають коефіцієнт використання довжини шляху витоку для конструкцій за кількості різних типів ізоляторів, більшої ніж два.

КОЕФІЦІЄНТИ ВИКОРИСТАННЯ ДОВЖИНИ ШЛЯХУ ВИТОКУ ДЛЯ ЗОВНІШНЬОЇ ІЗОЛЯЦІЇ ІЗ ПОЛІМЕРНИХ МАТЕРІАЛІВ ІЗ СИЛІКОНОВОЮ ЗАХИСНОЮ ОБОЛОНКОЮ

1.9.24. Коефіцієнт використання (K) довжини шляху витоку, що враховує особливість конструкції полімерних ізоляторів і гідрофобні властивості їх захисної оболонки, необхідно визначати залежно від СЗ за табл. 1.9.6.

Таблиця 1.9.6. **Коефіцієнти використання (K_i) довжини шляху витоку лінійних стрижневих полімерних ізоляторів із силіконовою захисною оболонкою**

Клас напруги, кВ	Коефіцієнт використання залежно від СЗ				
	1	2	3	4	5
35	1,02	1,00	0,95	0,90	0,80
110	1,02	1,05	1,00	0,86	0,73
150	1,02	1,03	0,98	0,85	0,72
220	1,02	0,97	0,93	0,82	0,70
330	1,02	0,95	0,93	0,81	0,70
500	1,02	0,93	0,91	–	–
750	1,02	0,93	0,91	–	–

Вибрані полімерні ізолятори за питомою нормованою довжиною шляху витоку із застосуванням коефіцієнтів використання за табл. 1.9.6 мають пройти перевірку на відповідність 50%-вим розрядним напругам (1.9.10, 1.9.43). У разі вибору полімерних ізоляторів за коефіцієнтами використання, що застосовуються для визначення довжини шляху витоку фарфорових і скляних ізоляторів, довжина шляху витоку полімерних ізоляторів може складати запас від 3% до 10% у районах із СЗ 1 – СЗ 3 і більше 10% (до 30%) в районах із СЗ 4 і СЗ 5.

ІЗОЛЯЦІЯ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

1.9.25. Під час вибору зовнішньої ізоляції ПЛ наявність на проводах захисного покриття не враховують.

1.9.26. Кількість підвісних тарілчастих ізоляторів у підтримувальних гірляндах і в послідовному ланцюзі гірлянд спеціальної конструкції (V -подібних, Λ -подібних, Y -подібних, ⅄ -подібних), що складається з ізоляторів одного типу, для ПЛ на металевих і залізобетонних опорах визначають за формулою:

$$m = \frac{L}{L_i},$$

де L – довжина шляху витоку гірлянди, визначена за 1.9.12 або за 1.9.43;

L_i – довжина шляху витоку одного ізолятора за стандартом або технічними умовами на ізолятор конкретного типу, см;

m – кількість ізоляторів, шт. Якщо розрахунок m не дає цілого числа, то вибирають наступне ціле число.

1.9.27. На ПЛ напругою від 6 до 20 кВ з металевими та залізобетонними опорами кількість тарілчастих ізоляторів у підтримувальних і натяжних гірляндах потрібно визначати за 1.9.26, але у всіх випадках мінімальна кількість ізоляторів має бути не меншою двох.

На ПЛ напругою від 35 до 110 кВ із металевими, залізобетонними й дерев'яними опорами з заземленими кріпленнями гірлянд кількість тарілчастих ізоляторів у натяжних гірляндах усіх типів незалежно від СЗ слід збільшувати на один ізолятор у кожній гірлянді порівняно з кількістю, отриманою за 1.9.26.

На ПЛ напругою від 150 до 750 кВ на металевих і залізобетонних опорах кількість тарілчастих ізоляторів у натяжних гірляндах треба визначати за 1.9.26.

1.9.28. На ПЛ напругою від 6 до 20 кВ із дерев'яними опорами або дерев'яними траверсами на металевих і залізобетонних опорах у районах із СЗ 1, СЗ 2 питома довжина шляху витоку штирових ізоляторів може бути меншою від зазначеної в табл. 1.9.1, але не меншою ніж 1,5 см/кВ.

На дерев'яних траверсах залізобетонних опор рекомендовано застосовувати такі самі типи штирових ізоляторів, як і для ПЛ на дерев'яних опорах.

У разі використання в районах із СЗ 3, СЗ 4 дерев'яних опор чи дерев'яних траверс на опорах необхідно заземлювати гаки, штирі або кріплення гірлянд ізоляторів. У районах із СЗ 2, СЗ 3 на дерев'яних опорах допускається з'єднувати між собою гаки, штирі або кріплення гірлянд ізоляторів без їх заземлення. У цьому разі приєднання шунтової перемички до гаків, штирів або кріплення гірлянд необхідно виконувати зварюванням.

1.9.29. У гірляндах ізоляторів опор великих переходів необхідно передбачати по одному додатковому тарілчастому ізолятору на кожні 10 м перевищення висоти опори понад 40 м щодо основної кількості ізоляторів нормального виконання, визначеної для гірлянд перехідних опор за СЗ в районі переходу.

1.9.30. На конструкціях опор висотою понад 100 м у гірляндах ізоляторів необхідно передбачати установлення ще двох додаткових ізоляторів понад визначену кількість відповідно до 1.9.25 і 1.9.26.

1.9.31. Для захисту ізоляції ПЛ напругою від 35 до 330 кВ від пташиних забруднень на опорах ПЛ, незалежно від СЗ району, треба установлювати спеціальні загородження, які унеможливлювали б наявність птахів над гірляндами; додатково вводити в гірлянди першим від траверси ізолятор більшого діаметра з конічною або сферичною формою ізоляційної деталі або захисні екрани з діелектричних матеріалів і передбачати їх встановлення під час проектування нових ПЛ.

1.9.32. У районах, де спостерігається скупчення птахів, на ПЛ від 6 до 10 кВ слід передбачати установлення штирових ізоляторів з розвиненою боковою поверхнею, незалежно від ступеня забруднення.

1.9.33. Рекомендовані райони застосування підвісних ізоляторів залежно від конфігурації ізоляційної деталі наведено в табл. 1.9.7.

Таблиця 1.9.7. **Рекомендовані райони застосування підвісних ізоляторів залежно від конфігурації ізоляційної деталі**

Конфігурація ізолятора	Характеристика районів забруднення
Тарілчастий зі слаборозвиненою ребристою нижньою поверхнею ($L_i/D \leq 1{,}4$)	Райони із СЗ 1, СЗ 2 за будь-яких видів забруднення
Тарілчастий полусферичний гладкий і тарілчастий конусний гладкий	Райони із СЗ 1, СЗ 2 за будь-яких видів забруднення, райони із засоленими ґрунтами та промисловими забрудненнями із СЗ, не вищим ніж «3»
Тарілчастий двокрилий ($L_i/D \geq 1{,}4$)	Райони із засоленими ґрунтами та з промисловими забрудненнями (СЗ 3 – СЗ 5)
Тарілчастий із збільшеним вильотом ребра (із сильно розвиненою нижньою поверхнею, $L_i/D > 1{,}4$)	Узбережжя морів і солоних озер (СЗ 3 – СЗ 5)
Стрижневий фарфоровий нормального виконання ($L_i/H \leq 2{,}5$)	Райони із СЗ 1, СЗ 2, у тому числі з важкодоступними трасами ПЛ
Стрижневий фарфоровий спеціального виконання ($L_i/D > 2{,}5$)	Райони із СЗ 3 – СЗ 5 за будь-якими видами забруднення; райони з важкодоступними трасами ПЛ із СЗ 3, СЗ 4
Стрижневий полімерний нормального виконання з постійним вильотом ребра	Райони із СЗ 1, СЗ 2 за будь-якими видами забруднення, у тому числі райони з важкодоступними трасами ПЛ
Стрижневий полімерний спеціального виконання зі змінним вильотом ребра	Райони із СЗ 3 – СЗ 5 за будь-якими видами забруднення, у тому числі райони з важкодоступними трасами ПЛ

Примітка. D – діаметр тарілчастого ізолятора, H – висота ізоляційної частини стрижневого ізолятора.

ЗОВНІШНЯ ІЗОЛЯЦІЯ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ І ВІДКРИТИХ РОЗПОДІЛЬЧИХ УСТАНОВОК

1.9.34. Питому нормовану довжину шляху витоку зовнішньої ізоляції електроустаткування та ізоляторів ВРУ напругою від 6 до 750 кВ, а також зовнішньої частини вводів ЗРУ залежно від СЗ і номінальної напруги треба визначати згідно з табл. 1.9.1 і врахуванням вимог 1.9.13.

1.9.35. У натяжних і підтримувальних гірляндах ВРУ число тарілчастих скляних і фарфорових ізоляторів слід визначати за 1.9.26 і 1.9.27 з додаванням

у кожен ланцюг гірлянди напругою від 110 до 150 кВ одного ізолятора; напругою від 220 до 330 кВ – двох ізоляторів; напругою від 400 до 500 кВ – трьох і напругою 750 кВ – чотирьох.

1.9.36. У разі відсутності електроустаткування із зовнішньою ізоляцією за вимогами табл. 1.9.1 для районів із СЗ 3 – СЗ 5 треба застосовувати ізолятори та вводи на більш високі напруги з ізоляцією, яка задовольняє вимоги табл. 1.9.1.

Допускається вибирати вводи силових трансформаторів, трансформатори напруги, обмежувачі перенапруги (ОПН) та інше електроустаткування з найбільшою існуючою для даної напруги питомою довжиною шляху витоку за умови проведення профілактичних заходів з очищення, гідрофобізації зовнішньої ізоляції згідно з відповідними чинними галузевими інструкціями.

1.9.37. У районах із ступенем забруднення, який перевищує СЗ 4, як правило, треба передбачати ЗРУ.

1.9.38. ВРУ напругою від 400 до 750 кВ, а також ВРУ напругою 110, 150, 220, 330 кВ за схемами зі збірними шинами, ВРУ напругою 220 від 330 кВ за мостовими та блочними схемами, ВРУ напругою від 110 до 150 кВ за мостовими та блочними схемами та ВРУ 35 кВ розташовують у зонах із ступенем забруднення, не вищим СЗ 2.

1.9.39. Питома нормована довжина шляху витоку зовнішньої ізоляції електроустаткування та ізоляторів в ЗРУ напругою 110 кВ і вище має бути не меншою ніж 1,6 см/кВ незалежно від СЗ і наявності фільтрової вентиляції.

1.9.40. Комплектні розподільчі установки і КТП напругою від 6 до 20 кВ зовнішнього установлення в металевій оболонці з електрообладнанням та ізоляторами категорії У2, установленими всередині оболонки, можна застосовувати в районах із СЗ 1 і СЗ 2. Для цих умов дозволено застосування вказаних КРУ і КТП з ізоляторами категорії У3, якщо вжито заходи для недопущення утворення вологи на поверхні ізоляторів.

В районах із СЗ 3 – СЗ 5 допускається застосування КРУ і КТП спеціального виконання, а у разі їх відсутності треба застосовувати ЗРУ.

1.9.41. Ізолятори гнучких і жорстких зовнішніх відкритих струмопроводів напругою 6,6 кВ для районів із СЗ 1 – СЗ 5 і 10,5 кВ для районів із СЗ 1 – СЗ 3 треба вибирати на номінальну напругу 20 кВ з $\lambda_н$ = 1,7 см/кВ; напругою 10,5 кВ для районів із СЗ 4 і СЗ 5 – на напругу 20 кВ з $\lambda_н$ = 2,6 см/кВ; напругою 13,8–24 кВ для районів із СЗ 1 – СЗ 5 – на напругу 35 кВ з $\lambda_н$ = 1,7 см/кВ.

1.9.42. Рекомендовані райони застосування опорних ізоляторів різної конфігурації для електроустаткування ВРУ наведено в табл. 1.9.8.

Таблиця 1.9.8. **Рекомендовані райони застосування опорних ізоляторів різної конфігурації для електроустаткування ВРУ**

Конфігурація ізолятора	Характеристика районів забруднення
1	2
Фарфоровий зі звичайними ребрами з крапельницею	Райони із СЗ 1–СЗ 3 за будь-яких видів забруднення

Продовження табл. 1.9.8

1	2
Фарфоровий з ребрами змінного вильоту з крапельницями	Райони із СЗ 3, СЗ 4 за будь-яких видів забруднення
Фарфоровий з ребрами ускладненої конфігурації	Райони із СЗ 4, СЗ 5 за забруднень, що не цементуються
Полімерний із гладенькими ребрами (плоскими й похилими)	Райони із СЗ 1 – СЗ 3
Полімерний із ребрами змінного вильоту	Райони із СЗ 3, СЗ 4 за забруднень, які не спричиняють старіння полімерної ізоляції, райони із СЗ 5 – за природних забруднень

ПЕРЕВІРКА ІЗОЛЯЦІЇ ЗА РОЗРЯДНИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ

1.9.43. Ізолятори та гірлянди ПЛ напругою від 6 до 750 кВ, зовнішня ізоляція електроустаткування та ізолятори ВРУ напругою від 6 до 750 кВ повинні мати 50% -ві розрядні напруги промислової частоти в забрудненому й зволоженому стані не нижче значень, наведених у табл. 1.9.9.

Таблиця 1.9.9. **50% -ві розрядні напруги ізоляторів і гірлянд ПЛ напругою від 6 до 750 кВ, зовнішньої ізоляції електроустаткування та ізоляторів ВРУ напругою від 6 до 750 кВ у забрудненому та зволоженому стані**

Номінальна напруга електроустановки, кВ	50% -ві розрядні напруги, кВ (діючі значення)
6	8
10	13
35	45
110	110
150	150
220	220
330	315
500	460
750	685

Питому поверхневу провідність шару забруднення у випробуваннях треба брати (не менше), мкСм: для СЗ 1 – 5, для СЗ 2 – 10, для СЗ 3 – 20, для СЗ 4 – 30, для СЗ 5 – 50.

ВИЗНАЧЕННЯ СТУПЕНЯ ЗАБРУДНЕННЯ В МІСЦІ РОЗТАШУВАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ

1.9.44. Природними джерелами забруднення зовнішньої ізоляції електроустановок в Україні є ґрунти, Чорне і Азовське моря, а також озеро Сиваш. У районах з природними забрудненнями, які не зазнають впливу промислових забруднень, СЗ треба визначати наступним чином.

До районів із СЗ 1 треба відносити території з незасоленими і слабозасоленими ґрунтами, незалежно від їх дефляції, у тому числі сільськогосподарські райони, в яких застосовують хімічні добрива і хімічне оброблення рослин.

До районів із СЗ 2 треба відносити:

– території з масивами середньозасолених ґрунтів (із вмістом водорозчинних хлоридних солей понад 1,5% до 3% включно і сульфатних – понад 1,5% до 5% включно) і території на відстані до 5 км від межі цих масивів, незалежно від дефляції ґрунтів;

– прибережну територію Чорного і Азовського морів на відстані 0,3–3,0 км від берегової лінії;

– прибережну територію озера Сиваш на відстані від 3 до 15 км від берегової лінії.

До районів із СЗ 3 треба відносити:

– території всередині масиву із сильнозасоленими дефлюючими ґрунтами (із вмістом водорозчинних хлоридних солей понад 3% до 7% включно і сульфатних – понад 5% до 10% включно);

– прибережну територію Чорного і Азовського морів до 0,3 км від берегової лінії;

– прибережну територію озера Сиваш на відстані від 0,3 км до 3,0 км від берегової лінії.

До районів із СЗ 4 відносять прибережну територію озера Сиваш на відстані 0,3 км від берегової лінії.

СЗ від засолених масивів визначають без урахування переважного напрямку вітру.

Поодинокі ділянки (плями) засолених ґрунтів площею, меншою ніж 0,1 км^2, які знаходяться на відстані одна від одної понад 1 км, для визначення СЗ не враховують.

Поодинокі ділянки засолених ґрунтів, які знаходяться одна від одної на відстані, меншій ніж 1 км, об'єднують в один масив і враховують для визначення СЗ у разі, якщо загальна площа об'єднаних засолених ділянок перевищує 0,1 км^2.

Розрахунковий вміст водорозчинних солей масиву визначають із урахуванням площ окремих ділянок засолених ґрунтів:

$$\mu = \frac{1}{F}\sum_{i=1}^{n}\mu_i F_i ,$$

де μ_i – середній вміст водорозчинних солей ділянки засолених ґрунтів площею F_i;

n – кількість поодиноких ділянок засолених ґрунтів в об'єднаному розрахунковому масиві;

F – площа об'єднаного розрахункового масиву, позначена контуром окремих ділянок (масивів), що об'єднуються;

Примітка. В Україні середньо- і сильнозасолені ґрунти знаходяться в заплавах Дніпра, Самари, Сіверського Донця та малих річок Донбасу, а також у Присивашші та на Керченському півострові (Дніпропетровська, Запорізька, Донецька, Луганська, Херсонська області та АР Крим). Дуже сильнозасолених ґрунтів в Україні немає.

1.9.45. СЗ поблизу промислових підприємств треба визначати залежно від виду та розрахункового обсягу продукції, що випускається підприємством, і відстані від електроустановки до джерела забруднення згідно з табл. 1.9.10–1.9.19.

Розрахунковий обсяг продукції визначають складанням усіх видів продукції, що випускає підприємство, під час виробництва якої викиди забруднюючих речовин в атмосферу є небезпечними для роботи ізоляції електроустановок. СЗ у зоні викидів діючого або новоспоруджуваного підприємства треба визначати за найбільшим річним обсягом продукції з урахуванням перспективного плану розвитку підприємства (але не більше ніж на 10 років уперед).

За наявності на одному підприємстві декількох джерел забруднення (цехів) розрахунковий обсяг продукції треба визначати для кожного цеху окремо. Якщо джерела викидів забруднюючих речовин від окремих цехів віддалено між собою більше ніж на 1000 м, то річний обсяг продукції необхідно визначати окремо для цих виробництв та іншої частини підприємства. У цьому разі розрахунковий СЗ необхідно визначати за 1.9.52. Межею забруднення є крива, що огинає всі місця їх викидів.

1.9.46. СЗ поблизу ТЕС і промислових котелень необхідно визначати за табл. 1.9.21 залежно від виду палива, установленої потужності станції та висоти димових труб.

1.9.47. СЗ поблизу градирень або бризкальних басейнів треба визначати за табл. 1.9.21, якщо питома провідність циркуляційної води є меншою ніж 1000 мкСм/см, і за табл. 1.9.22 – якщо питома провідність циркуляційної води становить від 1000 мкСм/см до 3000 мкСм/см.

1.9.48. СЗ поблизу відвалів порід (золовідвалів, солевідвалів, шлаковідвалів), що порошать, каналізаційно-очисних споруд, великих промислових звалищ сміття і підприємств його перероблення необхідно визначати за табл. 1.9.23.

1.9.49. Розміри зони СЗ від промислових підприємств, теплових електростанцій, промислових котелень, відвалів порід, що порошать, а також прибережні зони морів і озер доцільно коригувати з урахуванням рози вітрів за формулою:

$$S = S_0 \frac{W}{W_0},$$

де S – відстань від межі джерела забруднення до межі зони із СЗ, що розглядається, скоригована з урахуванням рози вітрів, м;

S_0 – унормована в табл. 1.9.10–1.9.23 цієї глави відстань від межі джерела забруднення до межі зони із СЗ за кругової рози вітрів, м;

W – середньорічна повторюваність вітрів румба, що розглядається, %;

W_0 – повторюваність вітрів одного румба за кругової рози вітрів, %.

Значення S/S_0 повинні знаходитися в межах $0,5 \le S/S_0 \le 2$.

1.9.50. СЗ поблизу звичайних автотрас з інтенсивним використанням у зимовий час хімічних протиожеледних засобів необхідно визначати за табл. 1.9.24.

1.9.51. СЗ поблизу автодоріг (естакади, шляхопроводи), розташованих вище рівня землі (від 5 м і вище), з інтенсивним використанням у зимовий час хімічних протиожеледних засобів необхідно визначати за табл. 1.9.25.

1.9.52. Розрахунковий СЗ у зоні накладення забруднень від двох незалежних джерел, визначений з урахуванням рози вітрів, треба визначати за табл. 1.9.26 незалежно від виду промислового або природного забруднення.

Таблиця 1.9.10. **Ступінь забруднення території поблизу хімічних підприємств і виробництв**

Розрахунковий обсяг продукції, що випускається, тис. т/рік	СЗ за відстані від джерела забруднення, м							
	до 500	від 500 до 1000	від 1000 до 1500	від 1500 до 2000	від 2000 до 2500	від 2500 до 3000	від 3000 до 5000	від 5000
До 10	1	1	1	1	1	1	1	1
Від 10 до 500	2	1	1	1	1	1	1	1
Від 500 до 1500	3	2	1	1	1	1	1	1
Від 1500 до 2500	3	3	2	1	1	1	1	1
Від 2500 до 3500	4	3	3	2	2	1	1	1
Від 3500 до 5000	5	4	3	3	3	2	2	1

Таблиця 1.9.11. **Клас ступеня забруднення території поблизу нафтопереробних і нафтохімічних підприємств і виробництв**

Підгалузь	Розрахунковий обсяг продукції, що випускається, тис. т/рік	СЗ за відстані від джерела забруднення, м					
		до 500	від 500 до 1000	від 1000 до 1500	від 1500 до 2000	від 2000 до 3500	від 3500
1	2	3	4	5	6	7	8
Нафтопереробні заводи	До 1000	1	1	1	1	1	1
	Від 1000 до 5000	2	1	1	1	1	1
	Від 5000 до 9000	3	2	1	1	1	1
	Від 9000 до 18000	4	3	2	1	1	1
Нафтохімічні заводи та комбінати	До 5000	3	2	1	1	1	1
	Від 5000 до 10000	3	3	2	1	1	1

Продовження табл. 1.9.11

1	2	3	4	5	6	7	8
	Від 10000 до 15000	4	3	3	2	1	1
	Від 15000 до 20000	5	4	3	3	2	1
Заводи синтетичного каучуку	До 50	1	1	1	1	1	1
	Від 50 до 150	2	1	1	1	1	1
	Від 150 до 500	3	2	1	1	1	1
	Від 500 до 1000	3	3	2	1	1	1
Заводи гумотехнічних виробів	До 100	1	1	1	1	1	1
	Від 100 до 300	2	1	1	1	1	1

Таблиця 1.9.12. **Ступінь забруднення території поблизу підприємств з виробництва газів і перероблення нафтового газу**

Підгалузь	Розрахунковий обсяг продукції, що випускається	СЗ за відстані від джерела забруднення, м		
		до 500	від 500 до 1000	від 1000
Виробництво газів	Незалежно від обсягу	2	1	1
Перероблення нафтового газу	Те саме	3	2	1

Таблиця 1.9.13. **Ступінь забруднення території поблизу підприємств з виробництва целюлози й паперу**

Підгалузь	Розрахунковий обсяг продукції, що випускається, тис. т/рік	СЗ за відстані від джерела забруднення, м			
		до 500	від 500 до 1000	від 1000	від 1500
Виробництво целюлози та напівцелюлози	До 75	1	1	1	1
	Від 75 до 150	2	1	1	1
	Від 150 до 500	3	2	1	1
	Від 500 до 1000	4	3	2	1
Виробництво паперу	Незалежно від обсягу	1	1	1	1

Таблиця 1.9.14. **Ступінь забруднення території поблизу підприємств і виробництв чорної металургії**

Підгалузь	Розрахунковий обсяг продукції, що випускається, тис. т/рік	СЗ за відстані від джерела забруднення, м					
		до 500	від 500 до 1000	від 1000 до 1500	від 1500 до 2000	від 2000 до 2500	від 2500
Виплавка чавуну та сталі	До 1500	2	1	1	1	1	1
	Від 1500 до 7500	2	2	2	1	1	1
	Від 7500 до 12000	3	2	2	2	1	1
Гірничозбагачувальні комбінати	До 2000	1	1	1	1	1	1
	Від 2000 до 5500	2	1	1	1	1	1
	Від 5500 до 10000	3	2	1	1	1	1
	Від 10000 до 13000	4	3	2	1	1	1
Коксохімвиробництво	До 5000	2	2	2	2	2	1
	Від 5000 до 12000	3	2	2	2	2	1
Виробництво феросплавів	До 500	1	1	1	1	1	1
	Від 500 до 700	2	2	1	1	1	1
	Від 700 до 1000	3	3	2	1	1	1
Виробництво магнезійних виробів	Незалежно від обсягу	3	2	2	2	1	1
Прокат і оброблення чавуну та сталі	Те саме	2	1	1	1	1	1

Таблиця 1.9.15. **Ступінь забруднення території поблизу підприємств і виробництв кольорової металургії**

Підгалузь	Розрахунковий обсяг продукції, що випускається, тис. т/рік	СЗ за відстані від джерела забруднення, м						
		до 500	від 500 до 1000	від 1000 до 1500	від 1500 до 2000	від 2000 до 2500	від 2500 до 3500	від 3500
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Виробництво алюмінію	До 100	1	1	1	1	1	1	1
	Від 100 до 500	2	2	1	1	1	1	1
	Від 500 до 1000	3	3	2	2	1	1	1
	Від 1000 до 2000	3	3	3	2	2	1	1

Продовження табл. 1.9.15

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Виробництво нікелю	Від 1 до 5	1	1	1	1	1	1	1
	Від 5 до 25	2	2	1	1	1	1	1
	Від 25 до 1000	3	2	2	1	1	1	1
Виробництво рідкісних металів	Незалежно від обсягу	5	4	3	3	2	2	1
Виробництво цинку	Те саме	3	2	1	1	1	1	1
Виробництво і оброблення кольорових металів	« «	2	1	1	1	1	1	1

Таблиця 1.9.16. **Ступінь забруднення території поблизу підприємств і виробництв будівельних матеріалів**

Підгалузь	Розрахунковий обсяг продукції, що випускається, тис. т/рік	СЗ за відстані від джерела забруднення, м						
		до 250	від 250 до 500	від 500 до 1000	від 1000 до 1500	від 1500 до 2000	від 2000 до 3000	від 3000
Виробництво цементу	До 100	1	1	1	1	1	1	1
	Від 100 до 500	2	2	1	1	1	1	1
	Від 500 до 1500	3	3	2	1	1	1	1
	Від 1500 до 2500	3	3	3	2	1	1	1
	Від 2500 до 3500	4	4	3	3	2	1	1
	Від 3500	4	4	4	3	3	2	1
Виробництво азбесту тощо	Незалежно від обсягу	3	2	1	1	1	1	1
Виробництво бетонних виробів тощо	Те саме	2	1	1	1	1	1	1

Таблиця 1.9.17. **Ступінь забруднення території поблизу машинобудівних підприємств і виробництв**

Розрахунковий обсяг продукції, що випускається	СЗ за відстані від джерела забруднення, м	
	до 500	від 500
Незалежно від обсягу	2	1

Таблиця 1.9.18. **Ступінь забруднення території поблизу підприємств легкої промисловості**

Підгалузь	Розрахунковий обсяг продукції, що випускається	СЗ за відстані від джерела забруднення, м		
		до 250	від 250 до 500	від 500
Оброблення тканин	Незалежно від обсягу	3	2	1
Виробництво штучних шкір і плівкових матеріалів	Те саме	2	1	1

Таблиця 1.9.19. **Ступінь забруднення території поблизу підприємств видобування руди і нерудних копалин**

Підгалузь	Розрахунковий обсяг продукції, що випускається	Клас СЗ за відстані від джерела забруднення, м		
		до 250	від 250 до 500	від 500
Добування залізної руди тощо	Незалежно від обсягу	2	1	1
Добування вугілля*	Те саме	3	2	1
* *Поширюється на визначення СЗ поблизу териконів.*				

Таблиця 1.9.20. **Ступінь забруднення території поблизу ТЕС і промислових котелень**

Вид палива	Потужність, МВт	Висота димових труб, м	СЗ за відстані від джерела забруднення, м					
			до 250	від 250 до 500	від 500 до 1000	від 1000 до 1500	від 1500 до 3000	від 3000
Вугілля за зольності, меншої ніж 30%; мазут, газ	Незалежно від потужності	Будь-яка	1	1	1	1	1	1
Вугілля за зольності, більшої ніж 30%	До 1000	Те саме	1	1	1	1	1	1
	Від 1000 до 4000	До 180	2	2	2	1	1	1
		Від 180	2	2	1	1	1	1
Сланець	До 500	Будь-яка	3	2	2	2	1	1
	Від 500 до 2000	До 180	4	3	2	2	2	1
		Від 180	3	3	2	2	2	1

Таблиця 1.9.21. **Ступінь забруднення території поблизу градирень і бризкальних басейнів з питомою провідністю циркуляційної води, меншою ніж 1000 мкСм/см**

СЗ району, де знаходиться градирня	Відстані від градирні (бризкального басейну), м	
	до 150	понад 150
1	2	1
2	3	2
3	4	3
4	5	4

Таблиця 1.9.22. **Ступінь забруднення території поблизу градирень і бризкальних басейнів з питомою провідністю циркуляційної води від 1000 мкСм/см до 3000 мкСм/см**

СЗ району, де знаходиться градирня	СЗ на відстані від градирні (бризкального басейну), м		
	до 150	від 150 до 600	більше 600
1	3	2	1
2	4	3	2
3	5	4	3
4	5	5	4

Таблиця 1.9.23. **Ступінь забруднення території поблизу відвалів порід (золовідвалів, солевідвалів, шлаковідвалів), що порошать, каналізаційно-очисних споруд, великих промислових звалищ сміття, підприємств з перероблення сміття, збагачувальних фабрик, станцій аерації тощо**

СЗ за відстані від джерела забруднення, м		
до 200	понад 200 до 600	понад 600
3	2	1

Таблиця 1.9.24. **Ступінь забруднення території поблизу звичайних автодоріг з інтенсивним використанням у зимовий час хімічних протиожеледових засобів**

СЗ за відстані від автодоріг, м		
до 25	від 25 до 100	від 100
3	2	1

Таблиця 1.9.25. **Ступінь забруднення території поблизу автодоріг (естакади, шляхопроводи), розташованих вище рівня землі (від 5 м і вище), з інтенсивним використанням у зимовий час хімічних протиожеледових засобів**

СЗ за відстані від «високих» автодоріг (естакади, шляхопроводи), м			
до 500	від 500 до 1000	від 1000 до 1500	від 1500
4	3	2	1

Таблиця 1.9.26. **Розрахункові ступені забруднення в разі накладення їх від двох незалежних джерел**

СЗ від першого джерела	Розрахункові СЗ в разі забруднення від іншого джерела із СЗ			
	2	3	4	5
2	2	3	4	5
3	3	4	5	*
4	4	5	*	*
5	5	*	*	*

Примітка. Зони, позначені знаком «*», не рекомендовано використовувати для розміщування електроустановок. Ступінь забруднення для них визначають за результатами досліджень.

РОЗДІЛ 2

ПЕРЕДАВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Глави 2.1–2.2. ПУЕ-86 (шосте видання, перероблене та доповнене). Міністерство енергетики і електрифікації СРСР, 1986 р.

Глави 2.3–2.5. Затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 22 серпня 2014 року № 596.

ГЛАВА 2.1
ЕЛЕКТРОПРОВОДКА

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ, ВИЗНАЧЕННЯ

2.1.1. Ця глава Правил поширюється на електропроводку силових, освітлювальних і вторинних кіл напругою до 1 кВ змінного і постійного струму, які виконуються всередині будівель і споруд, на зовнішніх їх стінах, територіях підприємств, установ, мікрорайонів, дворів, присадибних ділянок, на будівельних майданчиках із застосуванням ізольованих установлювальних проводів усіх перерізів, а також неброньованих силових кабелів з гумовою або пластмасовою ізоляцією в металевій, гумовій або пластмасовій оболонці з перерізом фазних жил до 16 мм^2 (за перерізу понад 16 мм^2 – див. гл. 2.3).

Лінії, які виконуються неізольованими проводами всередині приміщень, мають відповідати вимогам, наведеним у гл. 2.2, поза будівлями – у гл. 2.4.

Відгалуження від ПЛ до вводів (див. 2.1.6 і 2.4.2), які виконуються із застосуванням ізольованих або неізольованих проводів, мають споруджуватися з дотриманням вимог гл. 2.4, а відгалуження, які виконуються із застосуванням проводів (кабелів) на несучому тросі, – відповідно до вимог цієї глави.

Кабельні лінії, прокладені безпосередньо в землі, мають відповідати вимогам, наведеним у гл. 2.3.

Додаткові вимоги до електропроводки наведено в гл. 1.5, 3.4, 5.4, 5.5 і в розд. 7*.

2.1.2. **Електропроводкою** називається сукупність проводів і кабелів з кріпленнями, які належать до них, підтримувальними захисними конструкціями та деталями, установленими відповідно до цих Правил.

2.1.3. **Кабель, шнур, провід захищений і незахищений, кабель і провід спеціальний** – визначення за ГОСТ.

---

* Глави 5.4 і 5.5 скасовано.

2.1.4. Електропроводки поділяються на такі види:

1. **Відкрита електропроводка** – прокладена по поверхні стін, стель, по фермах та інших будівельних елементах будівель і споруд, по опорах тощо.

За відкритої електропроводки застосовуються такі способи прокладання проводів і кабелів: безпосередньо по поверхні стін, стель тощо, на струнах, тросах, роликах, ізоляторах, у трубах, коробах, гнучких металевих рукавах, на лотках, в електротехнічних плінтусах і наличниках, вільним підвісом тощо.

Відкрита електропроводка може бути стаціонарною, пересувною і переносною.

2. **Прихована електропроводка** – прокладена всередині конструктивних елементів будівель і споруд (у стінах, підлогах, фундаментах, перекриттях), а також по перекриттях у підготовці підлоги, безпосередньо під знімною підлогою тощо.

За прихованої електропроводки застосовуються такі способи прокладання проводів і кабелів: у трубах, гнучких металевих рукавах, коробах, замкнутих каналах і порожнинах будівельних конструкцій, у заштукатурюваних борознах, під штукатуркою, а також замонолічуванням у будівельні конструкції під час їх виготовлення.

2.1.5. **Зовнішньою електропроводкою** називається електропроводка, прокладена по зовнішніх стінах будівель і споруд, під навісами тощо, а також між будівлями на опорах (не більше чотирьох прогонів завдовжки до 25 м кожний) поза вулицями, дорогами тощо.

Зовнішня електропроводка може бути відкритою і прихованою.

2.1.6. **Вводом від повітряної лінії електропередавання** називається електропроводка, яка сполучає відгалуження від ПЛ із внутрішньою електропроводкою, рахуючи від ізоляторів, установлених на зовнішній поверхні (стіні, даху) будівлі або споруди, до затискачів ввідного пристрою.

2.1.7. **Струною** як несучим елементом електропроводки називається сталевий дріт, натягнутий щільно до поверхні стіни, стелі тощо, призначений для кріплення до нього проводів, кабелів або їх пучків.

2.1.8. **Смугою** як несучим елементом електропроводки називається металева штаба, закріплена впритул до поверхні стіни, стелі тощо, призначена для кріплення до неї проводів, кабелів або їх пучків.

2.1.9. **Тросом** як несучим елементом електропроводки називається сталевий дріт або сталевий канат, натягнуті в повітрі, призначені для підвішування до них проводів, кабелів або їх пучків.

2.1.10. **Коробом** називається закрита порожниста конструкція прямокутного або іншого перерізу, призначена для прокладання в ній проводів і кабелів. Короб має служити захистом від механічних пошкоджень прокладених у ньому проводів і кабелів.

Короби можуть бути глухими або з кришками, які відкриваються, із суцільними або перфорованими стінками і кришками. Глухі короби повинні мати тільки суцільні стінки з усіх боків і не мати кришок.

Короби можуть застосовуватися в приміщеннях і зовнішніх установках.

2.1.11. **Лотком** називається відкрита конструкція, призначена для прокладання на ній проводів і кабелів. Лоток не є захистом від зовнішніх механічних пошкоджень прокладених на ньому проводів і кабелів. Лотки мають виготовлятися з вогнетривких матеріалів. Вони можуть бути суцільними, перфорованими або ґратчастими. Лотки можна застосовувати в приміщеннях і зовнішніх установках.

2.1.12. **Горищним приміщенням** називається таке невиробниче приміщення над верхнім поверхом будівлі, стелею якого є дах будівлі і яке має несучі конструкції (покрівлю, ферми, стропила, балки тощо) зі спалимих матеріалів.

Аналогічні приміщення і технічні поверхи, розташовані безпосередньо над дахом, перекриття і конструкції яких виконано з вогнетривких матеріалів, не вважаються горищними приміщеннями.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

2.1.13. Допустимі тривалі струми на проводи і кабелі електропроводки мають прийматися згідно з гл. 1.3 з урахуванням температури навколишнього середовища і способу прокладання.

2.1.14. Перерізи струмопровідних жил проводів і кабелів електропроводки мають бути не меншими наведених у табл. 2.1.1. Перерізи жил для заряжання освітлювальних арматур мають прийматися за 6.5.12–6.5.14*. Перерізи заземлювальних і нульових захисних провідників мають бути вибрані з дотриманням вимог гл. 1.7.

2.1.15. У сталевих та інших механічних міцних трубах, рукавах, коробах, лотках і замкнутих каналах будівельних конструкцій будівель допускається спільне прокладення проводів і кабелів (за винятком взаєморезервованих):

1. Усіх кіл одного агрегату.
2. Силових і контрольних кіл декількох машин, панелей, щитів, пультів тощо, пов'язаних технологічним процесом.
3. Кіл, які живлять складний світильник.
4. Кіл декількох груп одного виду освітлення (робочого або аварійного) із загальним числом проводів у трубі, що не перевищує восьми.
5. Освітлювальних кіл до 42 В з колами понад 42 В за умови укладання проводів кіл до 42 В в окрему ізоляційну трубу.

Таблиця 2.1.1. **Найменші перерізи струмопровідних жил проводів і кабелів в електропроводках**

Провідники	Переріз жил, мм²	
	мідних	алюмінієвих
1	2	3
Шнури для приєднання побутових електроприймачів	0,35	–
Кабелі для приєднання переносних і пересувних електроприймачів у промислових установках	0,75	–
Скручені двожильні проводи з багатодротовими жилами для стаціонарного прокладання на роликах	1	–
Незахищені ізольовані проводи для стаціонарної електропроводки всередині приміщень: – безпосередньо по основах, на роликах, клицях і тросах	1	2,5

* Главу 6.5 скасовано.

Продовження табл. 2.1.1

1	2	3
– на лотках, у коробах (крім глухих):		
– для жил, які приєднуються до гвинтових затискачів	1	2
– для жил, які приєднуються паянням:		
– однодротових	0,5	–
– багатодротових (гнучких)	0,35	–
– на ізоляторах	1,5	4
Незахищені ізольовані проводи в зовнішніх електропроводках:		
– по стінах, конструкціях або опорах на ізоляторах; вводи від повітряної лінії	2,5	4
– під навісами на роликах	1,5	2,5
Незахищені та захищені ізольовані проводи і кабелі в трубах, металевих рукавах і глухих коробах	1	2
Кабелі та захищені ізольовані проводи для стаціонарної електропроводки (без труб, рукавів і глухих коробів):		
– для жил, які приєднуються до гвинтових затискачів	1	2
– для жил, які приєднуються паянням:		
– однодротових	0,5	–
– багатодротових (гнучких)	0,35	–
Захищені та незахищені проводи і кабелі, які прокладаються в замкнутих каналах або замонолічено (у будівельних конструкціях або під штукатуркою)	1	2

2.1.16. В одній трубі, рукаві, коробі, пучку, замкнутому каналі будівельної конструкції або на одному лотку заборонено спільне прокладення взаєморезервованих кіл, кіл робочого і аварійного евакуаційного освітлення, а також кіл до 42 В з колами понад 42 В (винятки див. у 2.1.15, п. 5 і в 6.1.16, п. 1). Прокладення цих кіл допускається лише в різних відсіках коробів і лотків, які мають суцільні поздовжні перегородки з межею вогнестійкості, не меншою ніж 0,25 год, з вогнетривкого матеріалу.

Допускається прокладати кола аварійного (евакуаційного) і робочого освітлення з різних зовнішніх боків профілю (швелера, кутика тощо).

2.1.17. У кабельних спорудах, виробничих приміщеннях і електроприміщеннях для електропроводки слід застосовувати проводи і кабелі з оболонками тільки з важкоспалимих або вогнетривких матеріалів, а незахищені проводи – з ізоляцією тільки з важкоспалимих або вогнетривких матеріалів*.

2.1.18. За змінного або випрямленого струму прокладення фазних і нульового (або прямого і зворотного) провідників у сталевих трубах або в ізоляційних трубах зі сталевою оболонкою має здійснюватися в одній спільній трубі.

Допускається прокладати фазний і нульовий робочий (або прямий і зворотний) провідники в окремих сталевих трубах або в ізоляційних трубах зі сталевою оболонкою, якщо тривалий струм навантаження в провідниках не перевищує 25 А.

* У нормативних документах України з пожежної безпеки застосований термін «стійкість до поширення полум'я» замість термінів «важкоспалимі або вогнетривкі матеріали».

2.1.19. У разі прокладання проводів і кабелів у трубах, глухих коробах, гнучких металевих рукавах і замкнутих каналах має бути забезпечено можливість заміни проводів і кабелів.

2.1.20. Конструктивні елементи будівель і споруд, замкнуті канали і пустоти яких використовуються для прокладання проводів і кабелів, мають бути неспалимими.

2.1.21. З'єднання, відгалуження та окінцювання жил проводів і кабелів мають проводитися за допомогою опресовування, зварювання, паяння або стискачів (гвинтових, болтових тощо) відповідно до чинних інструкцій, затверджених в установленому порядку.

2.1.22. У місцях з'єднання, відгалуження і приєднання жил проводів або кабелів має бути передбачено запас проводу (кабелю), який забезпечує можливість повторного з'єднання, відгалуження або приєднання.

2.1.23. Місця з'єднання і відгалуження проводів і кабелів мають бути доступними для огляду і ремонту.

2.1.24. У місцях з'єднання і відгалуження проводи і кабелі не мають піддаватися механічним зусиллям тяжіння.

2.1.25. Місця з'єднання і відгалуження жил проводів і кабелів, а також з'єднувальні і відгалужувальні стискання тощо повинні мати ізоляцію, рівноцінну ізоляції жил цілих місць цих проводів і кабелів.

2.1.26. З'єднання і відгалуження проводів і кабелів, за винятком проводів, прокладених на ізолювальних опорах, мають виконуватися в з'єднувальних і відгалужувальних коробках, в ізоляційних корпусах з'єднувальних і відгалужувальних стискачів, у спеціальних нішах будівельних конструкцій, усередині корпусів електроустановлювальних виробів, апаратів і машин. У разі прокладання на ізолювальних опорах з'єднання або відгалуження проводів слід виконувати безпосередньо біля ізолятора, клиці або на них, а також на ролику.

2.1.27. Конструкція з'єднувальних і відгалужувальних коробок і стискачів має відповідати способам прокладання і умовам навколишнього середовища.

2.1.28. З'єднувальні й відгалужувальні коробки та ізоляційні корпуси з'єднувальних і відгалужувальних стискачів мають бути, як правило, виготовленими з вогнетривких або важкоспалимих матеріалів.

2.1.29. Металеві елементи електропроводки (конструкції, короби, лотки, труби, рукави, коробки, скоби тощо) мають бути захищеними від корозії відповідно до умов навколишнього середовища.

2.1.30. Електропроводки мають бути виконаними з урахуванням можливих переміщень їх у місцях перетинів з температурними і осадовими швами.

ВИБІР ВИДУ ЕЛЕКТРОПРОВОДКИ, ВИБІР ПРОВОДІВ І КАБЕЛІВ І СПОСОБУ ЇХ ПРОКЛАДАННЯ

2.1.31. Електропроводка має відповідати умовам навколишнього середовища, призначенню і цінності споруд, їх конструкції та архітектурним особливостям.

2.1.32. Під час вибору виду електропроводки і способу прокладання проводів і кабелів треба враховувати вимоги електробезпеки та пожежної безпеки.

2.1.33. Вибір видів електропроводки, вибір проводів і кабелів та способу їх прокладання слід здійснювати відповідно до табл. 2.1.2.

За наявності одночасно двох або більше умов, які характеризують навколишнє середовище, електропроводка має відповідати всім цим умовам.

2.1.34. Оболонки та ізоляція проводів і кабелів, які застосовуються в електропроводці, мають відповідати способу прокладання і умовам навколишнього середовища. Ізоляція, крім того, має відповідати номінальній напрузі мережі.

За наявності спеціальних вимог, зумовлених характеристиками установки, ізоляція проводів і захисні оболонки проводів і кабелів мають бути вибраними з урахуванням цих Правил (див. також 2.1.50 і 2.1.51).

2.1.35. Нульові робочі провідники повинні мати ізоляцію, рівноцінну ізоляції фазних провідників.

У виробничих нормальних приміщеннях допускається використовувати сталеві труби і троси відкритої електропроводки, а також металеві корпуси відкрито встановлених струмопроводів, металевих конструкцій будівель, конструкцій виробничого призначення (наприклад, ферми, колони, підкранові шляхи) і механізми як один з робочих провідників лінії в мережах напругою до 42 В. При цьому мають бути забезпеченими безперервність і достатня провідність цих провідників, видимість і надійне зварювання стиків.

Використовувати зазначені вище конструкції як робочий провідник не допускається, якщо конструкції розташовуються безпосередньо близько від спалимих частин будівель або конструкцій.

2.1.36. Прокладання проводів і кабелів, труб і коробів з проводами та кабелями за умовами пожежної безпеки має задовольняти вимогам табл. 2.1.3.

2.1.37. За відкритого прокладання захищених проводів (кабелів) з оболонками зі спалимих матеріалів і незахищених проводів відстань у просвіті від проводу (кабелю) до поверхні основ, конструкцій, деталей зі спалимих матеріалів має становити не менше ніж 10 мм. За неможливості забезпечити вказану відстань провід (кабель) слід відокремлювати від поверхні шаром вогнетривкого матеріалу, який виступає з кожного боку проводу (кабелю) не менше ніж на 10 мм.

Таблиця 2.1.2. **Вибір видів електропроводки, способів прокладання проводів і кабелів**

Умови навколишнього середовища	Вид електропроводки і спосіб прокладання	Проводи і кабелі
1	2	3
	Відкрита електропроводка	
Сухі та вологі приміщення	На роликах і клицях	Незахищені одножильні проводи
Сухі приміщення	Те саме	Скручені двожильні проводи
Приміщення всіх видів і зовнішні установки	На ізоляторах, а також на роликах, призначених для застосування в сирих місцях. У зовнішніх установках ролики	Незахищені одножильні проводи

Продовження табл. 2.1.2

1	2	3
	для сирих місць (великих розмірів) допускається застосовувати тільки в місцях, де унеможливлене безпосереднє попадання на електропроводку дощу або снігу (під навісами)	
Зовнішні установки	Безпосередньо по поверхні стін, стель і на струнах, смугах та інших несучих конструкціях	Кабель у неметалевій і металевій оболонках
Приміщення всіх видів	Те саме	Незахищені та захищені одно- і багатожильні проводи. Кабелі в неметалевій і металевій оболонках
Приміщення всіх видів і зовнішні установки	На лотках і в коробах з кришками, які відкриваються	Те саме
Приміщення всіх видів і зовнішні установки (тільки спеціальні проводи з несучим тросом для зовнішніх установок або кабелі)	На тросах	Спеціальні проводи з несучим тросом. Незахищені та захищені одно- і багатожильні проводи. Кабелі в неметалевій і металевій оболонках
Прихована електропроводка		
Приміщення всіх видів і зовнішні установки	У неметалевих трубах зі спалимих матеріалів (несамозагасаючий поліетилен тощо). У замкнутих каналах будівельних конструкцій. Під штукатуркою. <u>Винятки:</u> 1. Заборонено застосовувати ізоляційні труби із металевою оболонкою в сирих, особливо сирих приміщеннях і зовнішніх установках 2. Заборонено застосовувати сталеві труби і сталеві глухі короби з товщиною стінок 2 мм і менше в сирих, особливо сирих приміщеннях і зовнішніх установках	Незахищені та захищені, одно- і багатожильні проводи. Кабелі в неметалевій оболонці
Сухі, вологі та сирі приміщення	Замонолічено в будівельних конструкціях під час їх виготовлення	Незахищені проводи

Продовження табл. 2.1.2

1	2	3
	Відкрита й прихована електропроводка	
Приміщення всіх видів і зовнішні установки	У металевих гнучких рукавах. У сталевих трубах (звичайних і тонкостінних) і глухих сталевих коробах. У неметалевих трубах і неметалевих глухих коробах із важкоспалимих матеріалів. У ізоляційних трубах з металевою оболонкою. Винятки: 1. Заборонено застосовувати ізоляційні труби з металевою оболонкою в сирих, особливо сирих приміщеннях і зовнішніх установках 2. Заборонено застосовувати сталеві труби і сталеві глухі короби з товщиною стінок 2 мм і менше в сирих, особливо сирих приміщеннях і зовнішніх установках	Незахищені та захищені одно- і багатожильні проводи. Кабелі в неметалевій оболонці

2.1.38. За прихованої прокладки захищених проводів (кабелів) з оболонками зі спалимих матеріалів і незахищених проводів у закритих нішах, у пустотах будівельних конструкцій (наприклад, між стіною і облицюванням), у борознах тощо з наявністю конструкцій, які згорають, необхідно захищати проводи і кабелі суцільним шаром вогнетривкого матеріалу з усіх боків.

2.1.39. За відкритої прокладки труб і коробів із важкоспалимих матеріалів по вогнетривких та важкоспалимих основах і конструкціях відстань у просвіті від труби (короба) до поверхні конструкцій, деталей зі спалимих матеріалів має становити не менше 100 мм. У разі неможливості забезпечити зазначену відстань трубу (короб) слід відокремлювати з усіх боків від цих поверхонь суцільним шаром вогнетривкого матеріалу (штукатурка, алебастр, цементний розчин, бетон тощо) завтовшки не менше 10 мм.

Таблиця 2.1.3. **Вибір видів електропроводок і способів прокладання проводів і кабелів за умовами пожежної безпеки**

Вид електропроводки і спосіб прокладання по основах і конструкціях		Проводи і кабелі
зі спалимих матеріалів	з вогнетривких або важкоспалимих матеріалів	
1	2	3
	Відкрита електропроводка	
На роликах, ізоляторах або з підкладкою з вогнетривких матеріалів[1)]	Безпосередньо	Незахищені проводи; захищені проводи і кабелі в оболонці зі спалимих матеріалів

Продовження табл. 2.1.3

1	2	3
Безпосередньо	–»–	Захищені проводи і кабелі в оболонці з вогнетривких і важкоспалимих матеріалів
У трубах і коробах з вогнетривких матеріалів	У трубах і коробах з важкоспалимих і вогнетривких матеріалів	Незахищені та захищені проводи і кабелі в оболонці зі спалимих, важкоспалимих матеріалів
Прихована електропроводка		
З підкладкою з вогнетривких матеріалів[1)] і подальшим оштукатурюванням або захистом з усіх боків суцільним шаром інших вогнетривких матеріалів	Безпосередньо	Незахищені проводи; захищені проводи і кабелі в оболонці зі спалимих матеріалів
З підкладкою з вогнетривких матеріалів[1)]	–»–	Захищені проводи і кабелі в оболонці з важкоспалимих матеріалів
Безпосередньо	–»–	Те саме з вогнетривких
У трубах і коробах з важкоспалимих матеріалів – з підкладкою під труби і короби з вогнетривких матеріалів[1)] і подальшим заштукатурюванням[2)]	У трубах і коробах: зі спалимих матеріалів – замонолічено, у борознах тощо, у суцільному шарі вогнетривких матеріалів[3)]	Незахищені проводи і кабелі в оболонці зі спалимих, важкоспалимих і вогнетривких матеріалів
Те саме з вогнетривких матеріалів – безпосередньо	Те саме з важкоспалимих вогнетривких матеріалів – безпосередньо	

[1)] *Підкладка з вогнетривких матеріалів має виступати з кожного боку проводу, кабелю, труби або короба не менше ніж на 10 мм.*

[2)] *Заштукатурювання труби здійснюється суцільним шаром штукатурки, алебастру тощо завтовшки не менше ніж 10 мм над трубою.*

[3)] *Суцільним шаром вогнетривкого матеріалу навколо труби (короба) може бути шар штукатурки, алебастрового, цементного розчину або бетону завтовшки не менше ніж 10 мм.*

2.1.40. За прихованого прокладання труб і коробів із важкоспалимих матеріалів у закритих нішах, у порожнинах будівельних конструкцій (наприклад, між стіною і облицюванням), у борознах тощо труби і короби слід відокремлювати з усіх боків від поверхонь конструкцій, деталей зі спалимих матеріалів, суцільним шаром вогнетривкого матеріалу завтовшки не менше ніж 10 мм.

2.1.41. У разі перетину на коротких ділянках електропроводки з елементами будівельних конструкцій зі спалимих матеріалів ці ділянки мають бути виконаними з дотриманням вимог 2.1.36–2.1.40.

2.1.42. У місцях, де внаслідок високої температури навколишнього середовища застосування проводів і кабелів з ізоляцією і оболонками нормальної теплостійкості неможливе або призводить до нераціонального підвищення витрати кольорового металу, слід застосовувати проводи і кабелі з ізоляцією та оболонками підвищеної теплостійкості.

2.1.43. У сирих та особливо сирих приміщеннях і зовнішніх установках ізоляція проводів та ізолюючі опори, а також опорні й несучі конструкції, труби, короби і лотки мають бути вологостійкими.

2.1.44. У запилених приміщеннях не рекомендовано застосовувати способи прокладання, за яких на елементах електропроводки може накопичуватися пил, а видалення його утруднене.

2.1.45. У приміщеннях і зовнішніх установках з хімічно активним середовищем усі елементи електропроводки мають бути стійкими щодо середовища або захищені від його впливу.

2.1.46. Проводи і кабелі, що мають несвітлостійку зовнішню ізоляцію або оболонку, мають бути захищеними від впливу прямих променів.

2.1.47. У місцях, де можливі механічні пошкодження електропроводки, відкрито прокладені проводи і кабелі мають бути захищеними від них своїми захисними оболонками, а якщо такі оболонки відсутні або недостатньо стійкі щодо механічних впливів, – трубами, коробами, огорожами або застосуванням прихованої електропроводки.

2.1.48. Проводи і кабелі мають застосовуватися лише в тих сферах, які зазначені в стандартах і технічних умовах на кабелі (проводи).

2.1.49. Для стаціонарних електропроводок мають застосовуватися переважно проводи і кабелі з алюмінієвими жилами. Винятки див. у 2.1.70, 3.4.3, 3.4.12, 5.5.6, 6.5.12–6.5.14, 7.2.53 і 7.3.93.

Не допускається застосовувати проводи і кабелі з алюмінієвими жилами для приєднання до електротехнічних пристроїв, установлених безпосередньо на віброізолювальних опорах.

У музеях, картинних галереях, бібліотеках, архівах та інших сховищах союзного значення слід застосовувати проводи і кабелі тільки з мідними жилами.

2.1.50. Для живлення переносних і пересувних електроприймачів слід застосовувати шнури і гнучкі кабелі з мідними жилами, спеціально призначені для цієї мети, з урахуванням можливих механічних впливів. Усі жили зазначених провідників, у тому числі заземлювальна, мають бути в спільній оболонці, обплетеними або зі спільною ізоляцією.

Для механізмів, що мають обмежене переміщення (крани, пересувні пили, механізми воріт тощо), слід застосовувати такі конструкції струмопроводу до них, які захищають жили проводів і кабелів від злому (наприклад, шлейфи гнучких кабелів, каретки для рухомого підвішування гнучких кабелів).

2.1.51. За наявності масел і емульсій у місцях прокладання проводів слід застосовувати проводи з маслостійкою ізоляцією або захищати проводи від їх впливу.

ВІДКРИТІ ЕЛЕКТРОПРОВОДКИ УСЕРЕДИНІ ПРИМІЩЕНЬ

2.1.52. Відкрите прокладання незахищених ізольованих проводів безпосередньо по основах, на роликах, ізоляторах, на тросах і лотках слід виконувати:

1. За напруги понад 42 В у приміщеннях без підвищеної небезпеки і за напруги до 42 В у будь-яких приміщеннях – на висоті не менше 2 м від рівня підлоги або площадки обслуговування.

2. За напруги понад 42 В у приміщеннях з підвищеною небезпекою і особливо небезпечних – на висоті не менше 2,5 м від рівня підлоги або площадки обслуговування.

Ці вимоги не поширюються на спуски до вимикачів, розеток, пускових апаратів, щитків, світильників, що встановлюються на стіні.

У виробничих приміщеннях спуски незахищених проводів до вимикачів, розеток, апаратів, щитків тощо мають бути захищеними від механічних впливів до висоти не менше ніж 1,5 м від рівня підлоги або площадки обслуговування.

У побутових приміщеннях промислових підприємств, у житлових і громадських будівлях зазначені спуски допускається не захищати від механічних впливів.

У приміщеннях, доступних тільки для спеціально навченого персоналу, висота розташування відкрито прокладених незахищених ізольованих проводів не нормується.

2.1.53. У кранових прогонах незахищені ізольовані проводи слід прокладати на висоті, не менше ніж 2,5 м від рівня площадки візка крана (якщо площадку розташовано вище від настилу моста крана) або від настилу моста крана (якщо настил розташований вище площадки візка). Якщо це неможливо, то мають бути виконані захисні пристрої для оберігання персоналу, який знаходиться на візку і мосту крана, від випадкового дотику до проводів. Захисний пристрій має бути встановлені на всьому протязі проводів або на самому мосту крана в межах розташування проводів.

2.1.54. Висота відкритого прокладання захищених ізольованих проводів, кабелів, а також проводів і кабелів у трубах, коробах зі ступенем захисту – не нижче ніж IP20, у гнучких металевих рукавах від рівня підлоги або площадки обслуговування не нормується.

2.1.55. Якщо незахищені ізольовані проводи перетинаються з незахищеними або захищеними ізольованими проводами з відстанню між проводами менше 10 мм, то в місцях перетину на кожен незахищений провід має бути накладено додаткову ізоляцію.

2.1.56. У разі перетину незахищених і захищених проводів і кабелів з трубопроводами відстані між ними в просвіті мають бути не меншими ніж 50 мм, а з трубопроводами, що містять горючі або легкозаймисті рідини і гази, – не менше 100 мм. За відстані від проводів і кабелів до трубопроводів, меншої ніж 250 мм, проводи і кабелі мають бути додатково захищеними від механічних пошкоджень на довжині, не меншій ніж 250 мм у кожен бік від трубопроводу.

У разі перетину з гарячими трубопроводами проводи і кабелі мають бути захищеними від впливу високої температури або повинні мати відповідне виконання.

2.1.57. За паралельного прокладання відстань від проводів і кабелів до трубопроводів має бути не меншою ніж 100 мм, а до трубопроводів з горючими або легкозаймистими рідинами і газами – не меншою ніж 400 мм.

Проводи і кабелі, прокладені паралельно гарячим трубопроводам, мають бути захищеними від впливу високої температури або повинні мати відповідне виконання.

2.1.58. У місцях проходження проводів і кабелів крізь стіни, міжповерхові перекриття або виходу їх назовні необхідно забезпечувати можливість зміни електропроводки. Для цього прохід має бути виконаний у трубі, коробі, отворі тощо. З метою запобігання проникненню і скупченню води і поширенню пожежі в місцях проходу крізь стіни, перекриття або виходу назовні слід закладати зазори між проводами, кабелями і трубою (коробом, отвором тощо), а також резервні труби (короби, отвори тощо) масою, що легко видаляється, з вогнетривкого матеріалу. Закладення має допускати заміну, додаткове прокладання нових проводів і кабелів і забезпечувати межу вогнестійкості отвору, не меншу, ніж межі вогнестійкості стіни (перекриття).

2.1.59. У разі прокладання незахищених проводів на ізолювальних опорах проводи мають бути додатково ізольованими (наприклад, ізоляційною трубою) у місцях проходження крізь стіни або перекриття. Під час проходження цих проводів з одного сухого або вологого приміщення в інше сухе або вологе приміщення всі проводи однієї лінії допускається прокладати в одній ізоляційній трубі.

У разі проходження проводів із сухого або вологого приміщення в сире, з одного сирого приміщення в інше сире або виходу проводів з приміщення назовні кожен провід має прокладатися в окремій ізоляційній трубі. У разі виходу з сухого або вологого приміщення в сире або назовні будівлі з'єднання проводів мають виконуватися в сухому або вологому приміщенні.

2.1.60. На лотках, опорних поверхнях, тросах, струнах, смугах та інших несучих конструкціях допускається прокладати проводи і кабелі впритул один до одного пучками (групами) різної форми (наприклад, круглої, прямокутної в декілька шарів).

Проводи і кабелі кожного пучка мають бути скріпленими між собою.

2.1.61. У коробах проводи і кабелі допускається прокладати багатошарово з упорядкованим і довільним (розсипом) взаємним розташуванням. Сума перерізів проводів і кабелів, розрахованих за їх зовнішніми діаметрами, включаючи ізоляцію і зовнішні оболонки, не має перевищувати: для глухих коробів 35% перерізів короба в просвіті; для коробів із кришками, що відкриваються, 40%.

2.1.62. Допустимі тривалі струми на проводи і кабелі, прокладені пучками (групами) або багатошарово, повинні прийматися з урахуванням знижувальних коефіцієнтів, що враховують кількість і розташування провідників (жил) у пучку, кількість і взаємне розташування пучків (шарів), а також наявність ненавантажених провідників.

2.1.63. Труби, короби та гнучкі металеві рукави електропроводки мають прокладатися так, щоб у них не могла накопичуватися волога, у тому числі від конденсації пари, що міститься в повітрі.

2.1.64. У сухих незапилених приміщеннях, у яких відсутні пара і гази, що негативно впливають на ізоляцію і оболонку проводів і кабелів, допускається з'єднання труб, коробів і гнучких металевих рукавів без ущільнення.

З'єднання труб, коробів і гнучких металевих рукавів між собою, а також із коробами, корпусами електроустаткування тощо має бути виконаним:

– у приміщеннях, які містять пару або гази, що негативно впливають на ізоляцію або оболонки проводів і кабелів, у зовнішніх установках і в місцях, де можливе попадання в труби, короби і рукави масла, води або емульсії, – з ущільненням; короби в цих випадках мають бути з суцільними стінками та з ущільненими суцільними кришками або глухими, роз'ємні короби – з ущільненнями в місцях рознімання, а гнучкі металеві рукави – герметичними;

– у запилених приміщеннях – з ущільненням з'єднань і відгалужень труб, рукавів і коробів для захисту від пилу.

2.1.65. З'єднання сталевих труб і коробів, що використовуються як заземлювальні або нульові захисні провідники, має відповідати вимогам, наведеним у цій главі і гл. 1.7.

ПРИХОВАНА ЕЛЕКТРОПРОВОДКА ВСЕРЕДИНІ ПРИМІЩЕНЬ

2.1.66. Приховану електропроводку в трубах, коробах і гнучких металевих рукавах має бути виконаною з дотриманням вимог, наведених у 2.1.63–2.1.65, причому у всіх випадках – з ущільненням. Короби прихованої електропроводки мають бути глухими.

2.1.67. Виконувати електропроводку у вентиляційних каналах і шахтах заборонено. Допускається перетин цих каналів і шахт одиночними проводами і кабелями, поміщеними в сталеві труби.

2.1.68. Прокладання проводів і кабелів за підвісними стелями слід виконувати відповідно до вимог цієї глави і гл. 7.1*.

ЕЛЕКТРОПРОВОДКА В ГОРИЩНИХ ПРИМІЩЕННЯХ

2.1.69. У горищних приміщеннях можуть застосовуватися такі види електропроводки:

– відкрита;

– проводами і кабелями, прокладеними в трубах, а також захищеними проводами і кабелями в оболонках з вогнетривких матеріалів або важкоспалимих – на будь-якій висоті;

– незахищеними ізольованими одножильними проводами на роликах або ізоляторах (у горищних приміщеннях виробничих будівель – тільки на ізоляторах) – на висоті не менше 2,5 м; за висоти до проводів, меншої 2,5 м, вони мають бути захищеними від дотику і механічних пошкоджень;

– прихована: у стінах і перекриттях із вогнетривких матеріалів – на будь-якій висоті.

2.1.70. Відкрита електропроводка в горищних приміщеннях має виконуватися проводами і кабелями з мідними жилами.

Проводи і кабелі з алюмінієвими жилами допускаються в горищних приміщеннях: будівель із вогнетривкими перекриттями – за відкритого прокладання їх у сталевих трубах або прихованого прокладання їх у стінах, що не згорають, і

* Главу 7.1 скасовано.

перекриттях; виробничих будівель сільськогосподарського призначення з перекриттями, що згорають, – за відкритого прокладання їх у сталевих трубах з виключенням проникнення пилу всередину труб і з'єднувальних (відгалужувальних) коробок; при цьому мають бути застосовані різьбові з'єднання.

2.1.71. З'єднання і відгалуження мідних або алюмінієвих жил проводів і кабелів у горищних приміщеннях мають виконуватися в металевих з'єднувальних (відгалужувальних) коробках зварюванням, опресовуванням або із застосуванням стискачів, відповідних матеріалу, перерізу і кількості жил.

2.1.72. Електропроводка в горищних приміщеннях, виконана із застосуванням сталевих труб, має відповідати також вимогам, наведеним у 2.1.63–2.1.65.

2.1.73. Відгалуження від ліній, прокладених у горищних приміщеннях, до електроприймачів, установлених поза горищами, допускаються за умови прокладання ліній і відгалужень відкрито в сталевих трубах або приховано у вогнетривких (перекриттях).

2.1.74. Комутаційні апарати в колах світильників та інших електроприймачів, установлених безпосередньо в горищних приміщеннях, мають встановлюватися поза цими приміщеннями.

ЗОВНІШНЯ ЕЛЕКТРОПРОВОДКА

2.1.75. Незахищені ізольовані проводи зовнішньої електропроводки мають бути розташованими або захищеними так, щоб вони були недоступні для дотику з місць, де можливе часте перебування людей (наприклад, балкон, ґанок).

Від зазначених місць ці проводи, прокладені відкрито по стінах, мають знаходитися на відстані не менше ніж, м:

У разі горизонтального прокладання:
- під балконом, ґанком, а також над дахом промислової будівлі 2,5
- над вікном 0,5
- під балконом 1,0
- під вікном (від підвіконня) 1,0

У разі вертикального прокладання до вікна 0,75

Те саме до балкона 1,0

Від землі 2,75

У разі підвішування проводів на опорах біля будівель відстані від проводів до балконів і вікон мають бути не меншими ніж 1,5 м за максимального відхилення проводів.

Зовнішня електропроводка по дахах житлових, громадських будівель і видовищних підприємств не допускається, за винятком уводів у будівлі (підприємства) і відгалужень до цих вводів (див. 2.1.79).

Незахищені ізольовані проводи зовнішньої електропроводки щодо дотику слід розглядати як неізольовані.

2.1.76. Відстані від проводів, що перетинають пожежні проїзди і шляхи для перевезення вантажів, до поверхні землі (дороги) в проїжджій частині мають бути не меншими ніж 6 м, у непроїжджій частині – не меншими 3,5 м.

2.1.77. Відстані між проводами мають бути: за прогону до 6 м – не меншими 0,1 м, за прогону більше 6 м – не меншими 0,15 м. Відстані від проводів до стін і опорних конструкцій мають бути не менше ніж 50 мм.

2.1.78. Прокладання проводів і кабелів зовнішньої електропроводки в трубах, коробах і гнучких металевих рукавах має виконуватися відповідно до вимог, наведених у 2.1.63–2.1.65, причому в усіх випадках з ущільненням. Прокладання проводів у сталевих трубах і коробах у землі поза будівлями не допускається.

2.1.79. Уводи в будівлі рекомендовано виконувати крізь стіни в ізоляційних трубах так, щоб вода не могла накопичуватися в проході і проникати всередину будівлі.

Відстань від проводів перед уводом і проводів вводу до поверхні землі має бути не меншою ніж 2,75 м (див. також 2.4.37 і 2.4.56).

Відстань між проводами біля ізоляторів уводу, а також від проводів до частин будівлі, що виступають (звисання даху тощо), має бути не меншою ніж 0,2 м.

Вводи допускається виконувати крізь дахи в сталевих трубах. При цьому відстань по вертикалі від проводів відгалуження до уводу і від проводів уводу до покрівлі має бути не меншою ніж 2,5 м.

Для будівель невеликої висоти (торговельні павільйони, кіоски, будівлі контейнерного типу, пересувні будки, фургони тощо), на дахах яких виключено перебування людей, відстань у просвіті від проводів відгалужень до вводу і проводів вводу до даху допускається приймати не меншою ніж 0,5 м. При цьому відстань від проводів до поверхні землі має бути не меншою ніж 2,75 м.

ГЛАВА 2.2
СТРУМОПРОВОДИ НАПРУГОЮ ДО 35 кВ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ, ВИЗНАЧЕННЯ

2.2.1. Ця глава Правил поширюється на струмопроводи змінного і постійного струму напругою до 35 кВ. Додаткові вимоги до струмопроводів, що встановлюються у вибухонебезпечних і пожежонебезпечних зонах, наведено відповідно в гл. 7.3 і 7.4*. Глава не поширюється на спеціальні струмопроводи для електролізних установок, короткої мережі електротермічних установок, а також на струмопроводи, будова яких визначається спеціальними правилами або нормами.

2.2.2. **Струмопроводом** називається пристрій, призначений для передавання і розподілу електроенергії, який складається з неізольованих або ізольованих провідників та ізоляторів, що належать до них, захисних оболонок, відгалужувальних пристроїв, підтримувальних і опорних конструкцій.

2.2.3. Залежно від виду провідників струмопроводи поділяються на гнучкі (у разі використання проводів) і жорсткі (у разі використання жорстких шин).

* Глави 7.3 і 7.4 скасовано.

Жорсткий струмопровід до 1 кВ заводського виготовлення, що поставляється комплектними секціями, називається **шинопроводом**.

Залежно від призначення шинопроводи поділяються на:

– **магістральні**, призначені в основному для приєднання до них розподільних шинопроводів і силових розподільних пунктів, щитів і окремих потужних електроприймачів;

– **розподільні**, призначені в основному для приєднання до них електроприймачів;

– **тролейні**, призначені для живлення пересувних електроприймачів;

– **освітлювальні**, призначені для живлення світильників і електроприймачів невеликої потужності.

2.2.4. Струмопровід напругою понад 1 кВ, що виходить за межі однієї електроустановки, називається **протяжним**.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

2.2.5. У мережах 6–35 кВ промислових підприємств для передавання в одному напрямку потужності понад 15–20 МВ • А за напруги 6 кВ, понад 25–35 МВ • А – за напруги 10 кВ і понад 35 МВ • А – за напруги 35 кВ слід застосовувати, як правило, гнучкі або жорсткі струмопроводи переважно перед лініями, виконаними з великої кількості кабелів, що паралельно прокладаються.

Відкрите прокладання струмопроводів слід застосовувати у всіх випадках, коли воно можливе за умовами генплану об'єкта електропостачання і навколишнього середовища.

2.2.6. У місцях, де в повітрі містяться хімічно активні речовини, що руйнівно впливають на струмовідні частини, підтримувальні конструкції та ізолятори, струмопроводи повинні мати відповідне виконання або має бути вжито інших заходів їх захисту від зазначених впливів.

2.2.7. Розрахунок і вибір провідників, ізоляторів, арматури, конструкцій та апаратів струмопроводів слід проводити як за нормальних умов роботи (відповідність робочій напрузі і струму), так і за умов роботи в разі коротких замикань (див. гл. 1.4).

2.2.8. Струмовідні частини повинні мати позначення і забарвлення відповідно до вимог гл. 1.1.

2.2.9. Струмовідні частини струмопроводів слід виконувати, як правило, з алюмінієвих, сталеалюмінієвих і сталевих проводів, труб і шин профільного перерізу.

2.2.10. Для заземлення струмовідних частин струмопроводів мають передбачатися стаціонарні заземлювальні ножі або переносні заземлення відповідно до вимог 4.2.25* (див. також 2.2.30, п. 3).

2.2.11. Механічні навантаження на струмопроводи, а також розрахункові температури навколишнього середовища слід визначати відповідно до вимог, наведених у 4.2.46–4.2.49*.

2.2.12. Компонування і конструктивне виконання струмопроводів мають передбачати можливість зручного і безпечного провадження монтажних і ремонтних робіт.

---

* Нумерацію пунктів глави 4.2 змінено.

2.2.13. Струмопроводи вище 1 кВ на відкритому повітрі мають бути захищеними від грозових перенапружень відповідно до вимог 4.2.167 і 4.2.168*.

2.2.14. У струмопроводах змінного струму з симетричним навантаженням за струму 1 кА і більше рекомендовано, а за струму 1,6 кА і більше необхідно передбачати заходи щодо зниження втрат електроенергії в шинотримачах, арматурі та конструкціях від впливу магнітного поля.

За струмів 2,5 кА і більше мають, крім того, передбачатися заходи щодо зниження і вирівнювання індуктивного опору (наприклад, розташування смуг у пакетах по сторонах квадрата, застосування спарених фаз, профільних шин, круглих і квадратних порожнистих труб, транспозиції). Для протяжних гнучких струмопроводів рекомендовано також застосовувати внутрішньофазні транспозиції, кількість яких має визначатися розрахунковим шляхом залежно від довжини струмопроводу.

У разі несиметричних навантажень значення струму, за якого необхідно передбачати заходи щодо зниження втрат електроенергії від впливу магнітного поля, має в кожному окремому випадку визначатися розрахунком.

2.2.15. У випадках, коли зміна температури, вібрація трансформаторів, нерівномірне осідання будівлі тощо можуть спричинити небезпечне механічне напруження в провідниках, ізоляторах або інших елементах струмопроводів, слід передбачати заходи до усунення цього напруження (компенсатори або подібні їм пристрої). На жорстких струмопроводах компенсатори треба встановлювати також у місцях перетинів з температурними й осадовими швами будівель і споруд.

2.2.16. Нероз'ємні з'єднання струмопроводів рекомендовано виконувати за допомогою зварювання. Для з'єднання відгалужень із гнучкими струмопроводами допускається застосовувати пресовані затискачі.

З'єднання провідників із різних матеріалів мають виконуватися так, щоб запобігти корозії контактних поверхонь.

2.2.17. Вибір перерізу струмопроводів вище 1 кВ за тривало допустимим струмом у нормальному і післяаварійному режимах слід проводити з урахуванням очікуваного зростання навантажень, але не більше ніж на 25–30% вище розрахункових.

2.2.18. Для струмопроводів, що виконуються із застосуванням неізольованих проводів, тривало допустимі струми слід визначати за гл. 1.3 із застосуванням коефіцієнта 0,8 за відсутності внутрішньофазної транспозиції проводів; 0,98 – за наявності внутрішньофазної транспозиції проводів.

СТРУМОПРОВОДИ НАПРУГОЮ ДО 1 кВ

2.2.19. Місця відгалужень від струмопроводів мають бути доступними для обслуговування.

2.2.20. У виробничих приміщеннях струмопроводи виконання IP00 слід розташовувати на висоті, не меншій ніж 3,5 м від рівня підлоги або площадки обслуговування, а струмопроводи виконання до IP31 – на висоті, не меншій 2,5 м.

Висота установлення струмопроводів виконання IP20 і вище з ізольованими шинами, а також струмопроводів виконання IP40 і вище не нормується. Не нормується також висота установлення струмопроводів будь-якого виконання за напруги мережі 42 В і нижче змінного струму та 110 В і нижче постійного струму.

* Нумерацію пунктів глави 4.2 змінено.

У приміщеннях, які відвідує тільки кваліфікований обслуговуючий персонал (наприклад, у технічних поверхах будівель тощо), висота установлення струмопроводів виконання IP20 і вище не нормується.

В електроприміщеннях промислових підприємств висота установлення струмопроводів виконання IP00 і вище не нормується. Місця, де можливі випадкові дотики до струмопроводів виконання IP00, мають бути захищеними.

Струмопроводи повинні мати додатковий захист у місцях, де можливі механічні пошкодження.

Струмопроводи і огорожі, шо розміщуються над проходами, мають бути встановленими на висоті, не меншій 1,9 м від підлоги або майданчика обслуговування.

Сітчасті огорожі струмопроводів повинні мати сітку з чарунками не більше 25×25 мм.

Конструкції, на які встановлюють струмопроводи, мають бути виконаними з вогнетривких матеріалів і мати межу вогнестійкості, не меншу 0,25 год.

Вузли проходження струмопроводів крізь перекриття, перегородки і стіни мають виключати можливість поширення полум'я і диму з одного приміщення в інше.

2.2.21. Відстань від струмовідних частин струмопроводів без оболонок (виконання IP00) до трубопроводів має бути не меншою ніж 1 м, а до технологічного устаткування – не меншою ніж 1,5 м.

Відстань від шинопроводів, що мають оболонки (виконання IP21; IP31; IP51; IP65), до трубопроводів і технологічного устаткування не нормується.

2.2.22. Відстань у просвіті між провідниками різних фаз або полюсів струмопроводів без оболонок (IP00) і від них до стін будівель і заземлених конструкцій має бути не меншою ніж 50 мм, а до елементів спалимих будівель – не меншою ніж 200 мм.

2.2.23. Комутаційна і захисна апаратура для відгалужень від струмопроводів має встановлюватися безпосередньо на струмопроводах або поблизу пункту відгалуження (див. також 3.1.16). Ця апаратура має бути розташованою і захищеною так, щоб виключалася можливість випадкового дотику до частин, що перебувають під напругою. Для оперативного керування з рівня підлоги або площадки обслуговування апаратами, установленими на недоступній висоті, мають бути передбачені відповідні пристрої (тяги, троси). Апарати повинні мати помітні з підлоги або площадки обслуговування ознаки, що вказують положення апарата (увімкнено, вимкнено).

2.2.24. Для струмопроводів слід застосовувати ізолятори з вогнетривких матеріалів (фарфор, стеатит тощо).

2.2.25. По всій трасі струмопроводів без захисних оболонок (IP00) через кожні 10–15 м, а також у місцях, що відвідуються людьми (посадкові площадки для кранівників тощо), мають бути укріпленими попереджувальні плакати з техніки безпеки.

2.2.26. Слід передбачати заходи (наприклад, ізоляційні розпірки) для запобігання неприпустимому зближенню провідників фаз між собою і з оболонкою струмопроводу в разі проходження струмів КЗ.

2.2.27. На струмопроводи в кранових прогонах поширюються такі додаткові вимоги:

1. Необгороджені струмопроводи без захисних оболонок (IP00), що прокладаються по фермах, слід розміщувати на висоті, не меншій 2,5 м від рівня настилу моста і візка крана; у разі прокладання струмопроводів нижче ніж 2,5 м, але не нижче рівня нижнього поясу ферми перекриття треба передбачати огорожі від випадкового дотику до них з настилу моста і візка крана на всьому протягу струмопроводів. Допускається улаштовувати огорожі у вигляді навісу на самому крані під струмопроводом.

2. Ділянки струмопроводів без захисних оболонок (IP00) над ремонтними загонами для кранів (див. 5.4.16) повинні мати огорожі, що запобігають дотику до струмовідних частин із настилу візка крана. Огорожа не потрібна, якщо струмопровід розташовано над цим настилом на рівні не менше ніж 2,5 м або якщо в цих місцях застосовуються ізольовані провідники; в останньому випадку найменшу відстань до них визначають виходячи з ремонтних умов.

3. Прокладати струмопроводи під краном без застосування спеціальних заходів захисту від механічних пошкоджень допускається в мертвій зоні крана. Спеціальні заходи захисту від механічних пошкоджень не потрібно передбачати для шинопроводів в оболонці будь-якого виконання на струм до 630 А, розташованих поблизу технологічного устаткування поза мертвою зоною крана.

СТРУМОПРОВОДИ НАПРУГОЮ ПОНАД 1 кВ

2.2.28. У виробничих приміщеннях допускається застосовувати струмопроводи виконання IP41 і вище: струмопроводи мають бути розташованими від рівня підлоги або площадки обслуговування на висоті не менше ніж 2,5 м.

У виробничих приміщеннях, які відвідує тільки кваліфікований обслуговуючий персонал (наприклад, у технічних поверхах будівель тощо), висота встановлення струмопроводів виконання IP41 і вище не нормується. У електроприміщеннях допускається застосовувати струмопроводи будь-якого виконання. Висота установлення від рівня підлоги або площадки обслуговування для струмопроводів виконання нижче IP41 – не менше ніж 2,5 м; IP41 і вище – не нормується.

2.2.29. На відкритому повітрі можуть застосовуватися струмопроводи всіх виконань (див. також 2.2.5 і 2.2.13).

2.2.30. У разі розміщення струмопроводів у тунелях і галереях мають бути виконані вимоги 4.2.82*, а також такі вимоги:

1. Ширина коридорів обслуговування струмопроводів, що не мають оболонки (IP00), має бути не меншою ніж 1 м за одностороннього розташування і 1,2 м – за двостороннього розташування. За довжини струмопроводу понад 150 м ширина коридору обслуговування як у разі одностороннього, так і в разі двостороннього обслуговування устаткування має бути збільшеною порівняно з наведеною не менше ніж на 0,2 м.

2. Висота огорожі струмопроводів, що не мають оболонки, від рівня підлоги має бути не меншою 1,7 м.

3. На початку і в кінці струмопроводу, а також у проміжних точках слід передбачати стаціонарні заземлювальні ножі або пристрої для приєднання переносних

* Нумерацію пунктів глави 4.2 змінено.

заземлень. Число місць установлення переносних заземлень має вибиратися таким, щоб наведена від сусідніх струмопроводів у разі виникнення КЗ напруга між двома сусідніми точками установлення заземлень не перевищувала 250 В.

2.2.31. У тунелях і галереях, де розміщені струмопроводи, має бути виконаним освітлення відповідно до вимог розд. 6. Освітлення тунелів і галерей має живитися від двох джерел із чергуванням приєднань ламп до обох джерел.

Там, де прокладаються струмопроводи без оболонок (IP00), освітлювальну арматуру має бути встановлено так, щоб було забезпечено безпечне її обслуговування. У цьому разі освітлювальна електропроводка в тунелях і галереях має бути екранованою (кабелі – з металевою оболонкою, електропроводка – у сталевих трубах тощо).

2.2.32. Під час виконання тунелів і галерей для струмопроводів мають бути дотриманими такі вимоги:

1. Споруди мають виконуватися з вогнетривких матеріалів. Будівельні несучі конструкції із залізобетону повинні мати межу вогнестійкості, не меншу 0,75 год, а з сталевого прокату – не меншу 0,25 год.

2. Вентиляцію має бути виконано такою, щоб різниця температур вхідного і вихідного повітря в разі номінального навантаження не перевищувала 15 °С. Вентиляційні отвори мають бути закритими жалюзі або сітками і захищеними козирками.

3. Внутрішній простір тунелів і галерей не має перетинатися будь-якими трубопроводами.

4. Тунелі та галереї струмопроводів мають бути обладнаними пристроями зв'язку. Апаратура засобів зв'язку і місця її встановлення мають визначатися під час конкретного проектування.

ГНУЧКІ СТРУМОПРОВОДИ НАПРУГОЮ ПОНАД 1 кВ

2.2.33. Гнучкі струмопроводи на відкритому повітрі мають прокладатися на самостійних опорах. Суміщене прокладання струмопроводів і технологічних трубопроводів на спільних опорах не допускається.

2.2.34. Відстань між проводами розщепленої фази рекомендується приймати не меншою шести діаметрів застосовуваних проводів.

2.2.35. Відстань між струмовідними частинами і від них до заземлених конструкцій, будівель та інших споруд, а також до полотна автомобільної дороги або залізниці має прийматися згідно з гл. 2.5.

2.2.36. Зближення струмопроводів з будівлями і спорудами, що містять вибухонебезпечні приміщення, а також з вибухонебезпечними зовнішніми установками має виконуватися відповідно до вимог гл. 7.3*.

2.2.37. Перевірку відстаней від струмопроводів до споруд, що ними перетинаються, слід проводити з урахуванням додаткових вагових навантажень на проводи від міжфазних і внутрішньофазних розпірок і можливої максимальної температури проводу в післяаварійному режимі. Максимальна температура під час роботи струмопроводу в післяаварійному режимі приймається такою, що дорівнює плюс 70 °С.

2.2.38. Розташовувати фази кола протяжного струмопроводу рекомендується по вершинах рівностороннього трикутника.

* Главу 7.3 скасовано.

2.2.39. Конструкція протяжного струмопроводу має передбачати можливість застосування переносних заземлень, що дозволяють безпечно виконувати роботи на вимкненому колі.

Число місць установлення переносних заземлень вибирається за 2.2.30, п. 3.

2.2.40*. Під час розрахунку проводів гнучких струмопроводів необхідно керуватися таким:

1. Тяжіння і напруження в проводах за різних поєднань зовнішніх навантажень мають прийматися залежно від допустимого нормативного тяжіння на фазу, зумовленого міцністю застосовуваних опор і вузлів, що сприймають зусилля.

Нормативне тяжіння на фазу слід приймати, як правило, не більше 9,8 кН (10 тс).

2. Мають враховуватися додаткові вагові навантаження на проводи від міжфазних і внутрішньофазних розпірок.

3. Тиск вітру на проводи має розраховуватися згідно з 2.5.30.

* Слід керуватися оновленою главою 2.5.

МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ

НАКАЗ

22 серпня 2014 р. м. Київ № 596

Про внесення змін та доповнень до розділу 2 Правил улаштування електроустановок (глави 2.3–2.5)

Відповідно до Закону України «Про електроенергетику» та Положення про Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, затвердженого Указом Президента України від 06.04.2011 № 382, враховуючи розвиток науково-технічного прогресу щодо улаштування електроустановок,

НАКАЗУЮ:

1. Внести зміни та доповнення до розділу 2. Передавання електроенергії Правил улаштування електроустановок, шляхом викладення у новій редакції глав 2.3, 2.4 та 2.5 (далі – розділ 2 ПУЕ), що додаються.

2. Розділ 2 ПУЕ набуває чинності через 90 днів з дня підписання цього наказу.

3. Об'єднанню енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики» (Котельніков О.О.) у встановленому порядку внести розділ 2 ПУЕ до реєстру бази даних чинних нормативних документів Міненерговугілля України.

4. Державному підприємству «Національна енергетична компанія «Укренерго» (Ущаповський К.В.) забезпечити:

видання необхідної кількості примірників розділу 2 ПУЕ, відповідно до замовлень;

подальший науково-технічний супровід впровадження розділу 2 ПУЕ.

5. З дня набрання чинності розділом 2 ПУЕ визнати такими, що втратили чинність, накази Мінпаливенерго України:

від 05.01.2006 № 3 «Про затвердження та введення в дію нової редакції глав 2.4, 2.5 Правил улаштування електроустановок»;

від 29.12.2006 № 541 «Про затвердження та введення в дію «Зміни № 1 до глав 2.4 та 2.5 ПУЕ: 2006»;

від 10.10.2008 № 500 «Про затвердження та введення в дію «Зміни № 2 до глав 2.4 і 2.5 ПУЕ: 2006»;

від 13.03.2009 № 144 «Про затвердження та надання чинності новій редакції глави 2.3 «Кабельні лінії напругою до 330 кВ» Правил улаштування електроустановок»;

06.05.2009 № 231 «Про затвердження та введення в дію «Зміни № 3 до глави 2.4 «Повітряні лінії електропередавання напругою до 1 кВ» і глави 2.5 «Повітряні лінії електропередавання напругою вище 1 кВ до 750 кВ» ПУЕ: 2006».

6. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступника Міністра Улиду В.Ю.

Міністр **Ю. Продан**

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України
від 22.08.2014 р. № 596

ГЛАВА 2.3
КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ НАПРУГОЮ ДО 330 кВ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

2.3.1. Ця глава Правил поширюється на силові кабельні лінії (КЛ) напругою до 330 кВ промислової частоти з одножильними або багатожильними кабелями з ізоляцією будь-якого типу, а також на контрольні кабелі. Вимоги цієї глави Правил у частинах, що стосуються способів прокладання кабелів, поширюються також на силові КЛ постійного струму напругою до 1,5 кВ.

Ця глава Правил поширюється на КЛ та контрольні кабелі, які прокладають під час нового будівництва та реконструкції об'єктів.

Ця глава Правил не поширюється на внутрішні кабельні мережі житлових і громадських будинків, на КЛ спеціальних електроустановок та на кабельні електропроводки напругою до 1 кВ з фазним перерізом жил кабелю до 16 мм^2 кожна.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, які вжито в цій главі, та визначення позначених ними понять:

2.3.2. Кабельна лінія.

Лінія для передавання електричної енергії або окремих її імпульсів, складена з одного або декількох паралельно прокладених кабелів, кабельної арматури, систем, що підтримують кабелі, пристроїв кріплення і підтримування кабелів та арматури.

До систем, що підтримують кабелі та їх арматуру, належать системи кабельних трубопроводів, системи кабельних коробів, системи кабельних лотків і системи кабельних драбин.

До пристроїв кріплення, що підтримують елементи КЛ, належать троси, кронштейни, консолі, підвіси, скоби, затискачі, хомути, ролики, ізолятори тощо.

Кабельна вставка кінцева.

КЛ, приєднана з одного кінця до повітряної лінії електропередавання, а з іншого — до розподільчої установки підстанції.

Кабельна вставка проміжна.

КЛ, приєднана з обох кінців до повітряної лінії електропередавання.

Повітряно-кабельне з'єднання.

З'єднання повітряної і кабельної лінії електропередавання, виконане на конструкціях опори повітряної лінії з установкою кабелів, кабельних муфт, роз'єднувача та обмежувачів перенапруг.

Повітряно-кабельне з'єднання, що виконане у конструкціях наземної розподільчої установки, називають «перехідний пункт».

2.3.3. Кабельна лінія маслонаповнена.

КЛ маслонаповнена (КЛМ) – КЛ, складена з маслонаповнених кабелів, їх арматури, апаратів підживлення, системи сигналізації тиску масла та іншого обладнання, призначеного для нормального функціонування лінії.

Кабельна лінія маслонаповнена низького тиску.

КЛМ з маслонаповненими кабелями, в яких тривалий допустимий надлишковий тиск масла становить 0,0245–0,294 МПа для кабелів у свинцевій оболонці або 0,0245–0,49 МПа – для кабелів у алюмінієвій оболонці.

Кабельна лінія маслонаповнена високого тиску.

КЛМ з маслонаповненими кабелями, в яких тривалий допустимий надлишковий тиск масла становить 1,08–1,57 МПа.

Агрегат підживлення.

Автоматично діюча установка, яка складається з баків, помп, труб, перепускних клапанів, вентилів, щита автоматики та іншого обладнання, призначеного для забезпечення підживлення ізоляційним маслом КЛМ високого тиску.

Пункт підживлення.

Надземна, наземна або підземна споруда з апаратами та обладнанням підживлення ізоляційним маслом (баки підживлення, баки тиску, агрегати підживлення тощо).

Розгалужувальний пристрій.

Частина КЛМ високого тиску між кінцем стального трубопроводу і кінцевими однофазними муфтами.

2.3.4. Кабель з ізоляцією із зшитого поліетилену.

Кабель, ізоляція якого виконана з екструдованого, пероксидно зшитого (в азоті за температури 300–400 °С) поліетилену в середовищі газу за спеціальною технологією.

Кабель з ізоляцією пластмасового типу.

Кабель, ізоляція якого виконана з пластичних матеріалів (полівінілхлорид, поліетилен тощо).

Кабель з гумовою ізоляцією.

Кабель, ізоляція якого виконана із гуми.

Кабель з паперовою просоченою (імпрегнованою) ізоляцією.

Кабель, ізоляція якого виконана обмотуванням жил паперовими стрічками і насичена ізоляційним матеріалом.

Універсальний самоутримний кабель (напругою від 6 кВ до 35 кВ).

Кабель, три фазні жили якого в ізоляції із зшитого поліетилену скручені в джгут. Механічне навантаження сприймається ізольованим несучим тросом, розміщеним всередині джгута, або спеціальним підсиленим багатодротовим екраном, накладеним поверх скручених жил. Оболонка кабелю виготовлена з матеріалу, стійкого до впливу зовнішнього середовища, та відповідає вимогам до непоширення горіння.

2.3.5. Кабельна арматура.

Різновиди кабельних муфт (з'єднувальні, кінцеві, перехідні, штекерні, екранороздільні тощо), вироби для з'єднання і заземлення кабельних екранів, компенсатори, а також баки тиску.

З'єднувальна коробка.

Коробка, в якій з'єднувальні і (або) заземлювальні елементи виготовлено у вигляді рухомих з'єднань і яка може мати обмежувачі напруги на кабельному екрані.

З'єднувальна муфта.

Пристрій, який забезпечує з'єднання двох кабелів для утворення неперервного ланцюга струму.

Кінцева муфта.

Кінцевий пристрій, який установлюють на кінці кабелю для забезпечення його електричного з'єднання з іншими частинами системи та для захисту ізоляції до точки приєднання.

З'єднувальна транспозиційна та екранороздільна муфта.

Пристрій, призначений для з'єднання окремих відрізків кабелю одного типу з розділенням екранів у муфті, екрани яких виводяться з муфти кабелями з однаковим перерізом жили та екрана, не меншого ніж переріз екрана кабельної лінії, у транспозиційні бокси для необхідної комутації або електричного розділення екранів і захисту захисних оболонок кабельної лінії.

Ящик транспозиції.

Окрема металева конструкція для з'єднання та заземлення екранів транспозиційних муфт.

2.3.6. Кабельна споруда.

Споруда, спеціально призначена для розміщення елементів КЛ та обладнання, що забезпечує її функціонування.

Кабельний блок.

Кабельна споруда для прокладання в ній кабельних каналів або системи кабельних трубопроводів, з колодязями для доступу до труб (каналів).

Кабельна галерея.

Надземна або наземна горизонтальна або нахилена протяжна прохідна кабельна споруда закритого або частково закритого типу.

Кабельна естакада.

Надземна або наземна горизонтальна або нахилена протяжна кабельна споруда відкритого типу. Кабельна естакада може бути прохідною або непрохідною.

Кабельний канал.

Протяжна непрохідна кабельна споруда закритого типу, заглиблена (частково або повністю) в ґрунт, підлогу, перекриття тощо, яка дає змогу прокладати КЛ, виконувати їх ремонти та огляди після відкриття перекривання.

Кабельна камера.

Підземна або частково заглиблена непрохідна кабельна споруда закритого типу, призначена для розміщення кабельних муфт або для протягування кабелів у кабельні блоки, використання якої можливе лише за повністю знятого перекриття. Камеру, яка має габарит між підлогою і перекриттям, не менший ніж 1,8 м, а також люк для входу до камери, називають «кабельний колодязь».

Кабельний поверх.

Кабельна споруда у вигляді частини будівлі, обмеженої підлогою та перекриттям над підлогою, з вертикальною відстанню між підлогою та виступаючими частинами перекриття, не меншою ніж 1,8 м. Кабельний поверх, підлогу якого розташовано нижче рівня планування території будівлі і який є частиною фундаменту будівлі, називають «кабельний підвал».

Кабельний тунель.

Протяжна прохідна кабельна споруда закритого типу (коридор) з розташованими в ній опорними конструкціями для розміщення на них елементів кабельної системи, з вільним проходом по всій довжині, який дає змогу прокладати КЛ, виконувати їх ремонти та огляди. Кабельний тунель, призначений для розміщення крім КЛ інших інженерних комунікацій, який дає змогу прокладати комунікації, виконувати їх ремонти та огляди, називають «колектор комунікаційний».

Кабельна шахта.

Вертикальна кабельна споруда, висота якої в декілька разів перевищує розміри діаметра або ширини стіни споруди, обладнана скобами або драбиною для пересування людей у вертикальному напрямку (прохідна шахта). Якщо за конструкцією шахти одну стінку її можна знімати повністю або частково, таку шахту називають непрохідною.

Подвійна підлога.

Кабельна споруда у вигляді частини будівлі, обмеженої міжповерховим перекриттям і підлогою приміщення над ним, зі з'ємними плитами підлоги (на всій або частині поверхні).

2.3.7. Система кабельних лотків або кабельних драбин.

Конструкція для підтримання кабелів, яку монтують із кабельних лотків або кабельних драбин та інших складових частин системи.

Кабельна драбина.

Складова частина системи, яку використовують для підтримання кабелів і яку складено із опорних бокових частин, скріплених між собою щаблями.

Кабельний лоток.

Складова частина системи, яку використовують для підтримання кабелів і яку складено з основи з боковими частинами або основи, на якій закріплюють бокові частини. Кабельні лотки для прокладання кабелів у кабельних спорудах виконують металевими, неметалевими або композитними. Кабельні лотки для прокладання кабелів у ґрунті чи на поверхні ґрунту виконують залізобетонними.

2.3.8. Система кабельних коробів.

Закрита конструкція електропроводки, яка складається з кабельних коробів та інших складових частин системи, призначена для прокладання, розміщування та захисту ізольованих проводів і кабелів, яка забезпечує їх заміну та (або) закріплення на ній іншого електрообладнання.

Кабельний короб із знімною кришкою.

Прямолінійний елемент системи некруглого поперечного перерізу, який складається з основи та знімної кришки.

Кабельний короб глухий.

Прямолінійний елемент системи некруглого поперечного перерізу, який має суцільні стінки та не має знімної кришки.

2.3.9. Система кабельних трубопроводів.

Закрита конструкція кабельної електропроводки, яку монтують з кабельних трубопроводів і трубопровідної арматури і (або) кріпильних пристроїв, призначена для захисту та прокладання ізольованих проводів і (або) кабелів в електричних установках, через яку їх протягують.

Кабельний трубопровід.

Складова частина закритої системи електропроводки з кільцевим поперечним перерізом, призначена для розміщування ізольованих проводів і (або) кабелів в електричних установках, через яку їх протягують.

Металевий кабельний трубопровід.

Кабельний трубопровід, виготовлений тільки з металевих матеріалів.

Неметалевий кабельний трубопровід.

Кабельний трубопровід, виготовлений тільки з неметалевих матеріалів, які не мають жодних металевих компонентів.

2.3.10. Номінальна напруга кабельної лінії.

Лінійна напруга електричної мережі, в якій надійно працює впродовж терміну служби кабельна лінія з кабелем класом напруги відповідно до категорії мережі, з урахуванням режиму роботи нейтралі, комутаційних і аварійних перенапруг.

Номінальна напруга кабелю.

Напруга, на яку розраховано, виготовлено кабель і яку зазначено в технічних даних заводу-виробника.

Номінальний струм кабелю.

Струм кабелю, розрахований заводом-виробником, для стандартних умов прокладання, для нормального режиму роботи кабельної лінії, за якого температура жили не перевищує тривало допустиму температуру жили кабелю.

2.3.11. Тривало допустимий струм навантаження кабельної лінії.

Струм кабелю визначеної марки, конструкції, перерізу жил та екрана, розрахований для нормального режиму роботи кабельної лінії, який вибрала та погодила з заводом-виробником проектна організація, з урахуванням дійсних умов прокладання, тривало допустимої температури жил, без урахування перевантажувальної здатності кабелю.

2.3.12. Струмопровідний (загальний) екран.

Накладений на кабель заземлений металевий шар – суцільний або виконаний з металевих проводів, який обмежує електричне поле в межах кабелю та (або) захищає кабель від дії зовнішніх електричних полів.

2.3.13. Стійкість кабелю до поширювання полум'я.

Здатність кабелів до поширювання полум'я за умов їх прокладання (поодиноко або у пучках), яка визначається ДСТУ 4809:2007 «Ізольовані проводи та кабелі. Вимоги пожежної безпеки та методи випробування».

2.3.14. Територія стисненої забудови.

Забудована територія з великою щільністю інженерних комунікацій і споруд.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

2.3.15. Уздовж КЛ, що прокладають за межами територій електроустановок і приміщень, потрібно встановлювати охоронні зони відповідно до Правил охо-

рони електричних мереж, затверджених Постановою Кабінету Міністрів України від 04.03.97 № 209.

2.3.16. Силові КЛ потрібно виконувати таким чином, щоб у процесі монтажу та експлуатації унеможливити виникнення в них небезпечних механічних напружень і пошкоджень, для чого:

– кабелі потрібно укладати з запасом по довжині на 1% –2% для компенсації можливих зсувів ґрунту та температурних деформацій самих кабелів і конструкцій, по яких їх прокладено; у траншеях і на поверхах усередині будівель запас створюють укладанням кабелю «змійкою», а по кабельних конструкціях – провисанням у прогонах між конструкціями; укладати запас кабелю у вигляді кілець (витків) заборонено;

– кабелі, прокладені горизонтально по конструкціях, стінах, перекриттях тощо, потрібно жорстко закріплювати в кінцевих точках з обох боків у місцях згинання і безпосередньо біля муфт будь-якого типу, одножильні кабелі необхідно закріплювати по всій довжині немагнітними хомутами, що мають силу розриву, вищу від розрахованої сили між двома кабелями під час короткого замикання (додаток А, А.6);

– кабелі, прокладені вертикально по конструкціях і стінах, треба закріплювати таким чином, щоб унеможливити деформацію оболонок і не порушувати з'єднання жил в муфтах під дією власної ваги кабелів;

– конструкції, на яких укладають небронньовані кабелі, потрібно виконувати таким чином, щоб унеможливити механічне пошкодження оболонок кабелів, у тому числі від вібрації (на мостах, естакадах тощо); у місцях жорсткого кріплення оболонки цих кабелів треба захищати від механічних пошкоджень і корозії з використанням еластичних прокладок;

– металеві конструкції, які підтримують кабелі в разі їх розташування просто неба, треба оцинковувати;

– кабелі (у тому числі броньовані) в місцях, де можливі механічні пошкодження (рух автотранспорту, механізмів і вантажів, доступ для сторонніх осіб), потрібно захищати по висоті на 2 м для кабелів напругою до 10 кВ, 3 м – для кабелів напругою 35 кВ та вище від рівня підлоги або землі та на 0,3 м у землі (див. також 2.3.99);

– у разі прокладання кабелів поряд з іншими кабелями, які знаходяться в експлуатації, потрібно вживати заходів для попередження пошкодження останніх; не дозволено експлуатацію кабелів, які мають пошкоджену ізоляцію кабелю чи струмопровідного екрана або ізоляцію, яка втратила в процесі експлуатації захисні властивості;

– кабелі потрібно прокладати на відстані від нагрітих поверхонь, щоб уникнути нагрівання кабелів до температури, більшої від допустимої, при цьому треба враховувати захист кабелів від заливання гарячими рідинами у місцях установлення засувок і фланцевих з'єднань на трубах з гарячими рідинами.

Під час прокладання КЛ треба уникати перетину їх між собою. За необхідності перетину КЛ, прокладених у ґрунті, треба керуватися вимогами 2.3.69, а в інших випадках в місцях перетину треба використовувати багаторівневі лотки або розділяти КЛ перегородками, виконаними із негорючих матеріалів для запобігання пошкодженню електричною дугою кабелів різних КЛ у разі виникнення

короткого замикання (КЗ) на одному із кабелів. Для КЛ, виконаних із трьох одножильних кабелів, допускається перетин кабелів за транспозиції кабелів різних фаз (див. 2.3.124, спосіб 1).

2.3.17. Кабельні мережі напругою до 35 кВ треба обладнувати селективним захистом від однофазного замикання на землю (ОЗЗ), що діє на вимикання, крім випадків, пов'язаних з порушеннями важливих технологічних процесів.

В електричних мережах з номінальною напругою 6 кВ, 10 кВ, 15,75 кВ і 27 кВ у разі, якщо захист від ОЗЗ діє тільки на сигнал, а час перебування КЛ в режимі однофазного замикання на землю може становити понад 8 год (до усунення пошкодження), треба застосовувати підвищений клас ізоляції кабелю, а саме: 10 кВ – у мережі 6 кВ; 15 кВ – у мережі 10 кВ; 20 кВ – у мережі 15,75 кВ; 35 кВ – у мережі 27 кВ.

2.3.18. Кабельні споруди та конструкції, на які укладають кабелі, треба виконувати з негорючих матеріалів відповідно до класифікації за ДСТУ Б В.2.7-19-95 (ГОСТ 30244-94) «Будівельні матеріали. Методи випробувань на горючість». У кабельних спорудах заборонено встановлювати будь-які тимчасові пристрої, а також зберігати в них матеріали та устаткування.

Тимчасові кабелі необхідно прокладати із дотриманням усіх вимог, які поширюються на кабельні прокладання з дозволу експлуатаційної організації.

2.3.19. Прокладати КЛ просто неба слід з урахуванням нагрівання кабелів безпосередньо від дії сонячного випромінювання і застосовувати кабелі з оболонкою, стійкою до ультрафіолетового випромінювання. Під час прокладання КЛ як просто неба, так і в приміщеннях треба враховувати тепловипромінювання від різних джерел тепла.

Кабелі на ділянках прокладання по конструкціях повітряно-кабельного з'єднання (ПКЗ) необхідно захищати від дії ультрафіолетового випромінювання, якщо оболонки струмопровідних екранів кабелю нестійкі до такого випромінювання.

2.3.20. Під час прокладання кабелів, а також виконання кабельних окінцювань внутрішні радіуси кривих згинання кабелів (відносно їх зовнішнього діаметра) повинні мати кратності, не менші від зазначених у відповідних стандартах або технічних умовах на відповідні марки кабелів.

2.3.21. Улаштовувати кабельні колодязі або камери треба в місцях розташування з'єднувальних, стопорних і напівстопорних муфт КЛМ, перехідних, стопорно-перехідних та екранороздільних муфт КЛ, а також в інших місцях траси КЛ відповідно до умов будівництва і обслуговування КЛ (див. також 2.3.53, 2.3.82, 2.3.83 і 2.3.105).

2.3.22. Зусилля натягу під час прокладання кабелів і протягування їх у трубах і блоках визначають за механічними напруженнями, допустимими для жил і оболонок. Розрахунок зусиль натягу під час прокладання одножильних кабелів наведено в додатку А. Допустимі зусилля натягу багатожильних силових кабелів приймають відповідно до СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства».

2.3.23. Кожна КЛ повинна мати свій номер (№) або найменування. Якщо КЛ складається з декількох паралельних кабелів, то кожний з них повинен мати той же самий номер з додаванням цифри через дріб (№/1, №/2), а в разі застосування однофазних кабелів треба додатково виконувати також їх маркування по фазах

літерами відповідно до вимог 1.1.30 глави 1.1 цих Правил. Кабелі, прокладені просто неба, та всі кабельні муфти мають бути промаркованими бирками з позначенням на них марки кабелю, його напруги та перерізу, номера або найменування КЛ; на бирках з'єднувальних муфт – номери муфти та дати монтажу. Бирки мають бути стійкими до впливу навколишнього середовища. На кабелях, прокладених у кабельних спорудах, бирки розташовують по довжині не рідше ніж через кожні 50 м.

2.3.24. На трасі КЛ, прокладеної в незабудованій місцевості, треба встановлювати розпізнавальні знаки, зокрема в місцях повороту траси, у місцях розташування з'єднувальних муфт, з обох боків перетину з дорогами і підземними спорудами, біля уводів у будівлі та через кожні 100 м на прямих ділянках траси. Трасу КЛ, прокладену через орні землі, треба позначати знаками, які встановлюють не рідше ніж через 500 м, а також у місцях зміни напрямку траси.

ВИБІР СПОСОБІВ ПРОКЛАДАННЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ

2.3.25. Під час вибору способів прокладання силових КЛ напругою до 35 кВ необхідно керуватися наступним:

1. Під час прокладання КЛ у ґрунті дозволено в одній траншеї прокладати не більше шести КЛ, без урахування резервних (як трижильних, так і одножильних). За більшої кількості кабелів їх треба прокладати в окремих траншеях з відстанню між групами кабелів, не меншою ніж 0,5 м, або в кабельних каналах, тунелях, по естакадах та в галереях, шахтах і колекторах (див. також 2.3.31).

У разі прокладання в ґрунті КЛ підвищеної відповідальності, які живлять електроприймачі категорії I та особливої групи I категорії, відстань від кабелів цих КЛ до кабелів інших КЛ має становити не менше ніж 1 м. За неможливості додержання цієї відстані КЛ підвищеної відповідальності треба прокладати в трубопроводах.

2. Прокладати КЛ в тунелях, по естакадах та в галереях доцільно за кількості силових кабелів, що йдуть в одному напрямку, понад 20 з урахуванням перспективи розвитку електромережі.

3. В умовах великого скупчення будівель і комунікацій по трасі, у місцях перетину із залізничними коліями та проїздами, за ймовірності розливання агресивних рідин, металу тощо прокладати кабелі треба в блоках і трубопроводах.

4. Допускається прокладати КЛ способом підвішування на стальному канаті за умови виконання вимог СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства».

5. У разі неможливості прокладання кабелів в ґрунті на ділянках зі складними умовами (скеля, зсуви, болото та інше) дозволено застосовувати самоутримні (універсальні) кабелі та підвішувати їх на опорних конструкціях.

6. Допускається прокладання самоутримних кабелів по опорах ПЛІ напругою 0,4 кВ при їх сумісному підвішуванні з ізольованими проводами.

2.3.26. Прокладати КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ в одній траншеї дозволено в кількості, не більшій двох, причому одного класу напруги.

2.3.27. На територіях електростанцій силові КЛ напругою до 35 кВ треба прокладати в кабельних тунелях, каналах, блоках, у системах кабельних коробів, по естакадах та в галереях. На територіях електростанцій потужністю до 25 МВт, а

також на вітрополях вітроелектростанцій будь-якої потужності кабелі напругою до 35 кВ дозволено прокладати в траншеях. На електростанціях потужністю понад 25 МВт прокладати силові кабелі в траншеях дозволено тільки до віддалених допоміжних об'єктів (склади палива, майстерні) за кількості, не більшої ніж шість кабелів у одній траншеї.

2.3.28. На територіях промислових підприємств КЛ можна прокладати в ґрунті (у траншеях), тунелях, блоках, каналах, по кабельних естакадах, у галереях, по стінах будівель, а також в комбінованих спорудах (колекторах, технологічних естакадах тощо).

2.3.29. На територіях підстанцій (ПС) і розподільчих установок (РУ) основні потоки КЛ треба прокладати в залізобетонних лотках, кабельних каналах і тунелях. Допускається прокладати КЛ в системах кабельних коробів (перфорованих або решітчастих), системах кабельних трубопроводів, по естакадах та в галереях, а також у ґрунті (у траншеях).

2.3.30. У містах і селищах одиничні КЛ треба прокладати переважно в ґрунті (у траншеях) непроїзної частини вулиць (під тротуарами), через двори і технічні смуги у вигляді газонів. Допускається прокладати кабелі під проїзною частиною вулиць.

2.3.31. По вулицях і майданах, насичених підземними комунікаціями, прокладати КЛ у кількості 10 і більше в одному напрямку треба в кабельних тунелях і в кабельних блоках або, переважно для КЛ напругою понад 20 кВ, – у комунікаційних колекторах спільно з іншими комунікаціями (з урахуванням чинних вимог до такого виду споруд). За перетину вулиць і майданів із удосконаленими покриттями та інтенсивним рухом транспорту КЛ треба прокладати в кабельних блоках або трубопроводах.

2.3.32. Усередині будівель КЛ можна прокладати безпосередньо по конструкціях будинків (у системі кабельних лотків і драбин та в коробах або трубах), у каналах, блоках, тунелях, трубах, прокладених у підлогах і перекриттях, а також по фундаментах машин, у шахтах, кабельних поверхах і подвійних підлогах. Прокладати кабелі транзитом через будинки заборонено.

2.3.33. КЛМ можна прокладати в тунелях і галереях та в ґрунті (у траншеях) з урахуванням вимог 2.3.25 і 2.3.26.

ВИБІР КАБЕЛІВ ТА ЇХ КОНСТРУКЦІЇ

2.3.34. Для КЛ можна застосовувати кабелі з ізоляцією будь-якого типу, однак застосовувати маслонаповнені кабелі не бажано.

Перерізи струмопровідних жил силових одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену (ЗПЕ) напругою від 6 кВ до 330 кВ вибирають відповідно до 2.3.117–2.3.120, а перерізи струмопровідних екранів таких кабелів – відповідно до 2.3.121, 2.3.122.

Перерізи багатожильних силових кабелів з ізоляцією іншого типу напругою до 35 кВ вибирають відповідно до глави 1.3 цих Правил або за даними виробника кабельної продукції.

Перерізи та конструктивні параметри маслонаповнених кабелів приймають за даними виробника кабельної продукції.

2.3.35. Для КЛ, які прокладають по трасах з різними умовами навколишнього середовища, які проходять у різних ґрунтах, перерізи кабелів та їх конструкції треба вибирати по ділянці з найбільш складними умовами охолодження, якщо довжина ділянок з менш складними умовами не перевищує будівельної довжини кабелю. На окремій ділянці траси КЛ напругою понад 10 кВ з відмінними від інших ділянок умовами і за довжини ділянки, яка перевищує будівельну довжину кабелю більше ніж у два рази, допускається вибирати перерізи кабелів та їх конструкції, відмінні від кабелів на інших ділянках. При цьому потрібно додержуватись умов за 2.3.63 та 2.3.71.

2.3.36. Для КЛ, які прокладають по трасах з різними умовами охолодження, перерізи кабелів треба вибирати по ділянці траси зі складнішими умовами охолодження, якщо довжина такої ділянки КЛ становить понад 10 м. Дозволено для КЛ напругою до 10 кВ, за винятком КЛ, прокладених під водою, застосовувати кабелі різних перерізів, але не більше трьох, за умови, що довжина найменшого відрізка становить не менше ніж 20 м.

2.3.37. Для КЛ, які прокладають у ґрунті або під водою, треба застосовувати переважно броньовані кабелі. Металеві оболонки цих кабелів повинні мати зовнішнє покриття для захисту від хімічних впливів. Кабелі з іншими конструкціями зовнішніх захисних покриттів (неброньовані) повинні мати необхідну стійкість до механічних впливів у разі прокладання у всіх видах ґрунтів, у разі протягування їх у блоках і трубах, а також стійкість відносно теплових і механічних впливів під час експлуатаційно-ремонтних робіт.

2.3.38. У кабельних спорудах і виробничих приміщеннях за відсутності небезпеки механічних пошкоджень під час експлуатації дозволено прокладати неброньовані кабелі, а за наявності небезпеки механічних пошкоджень – треба застосовувати броньовані кабелі або захист кабелів від механічних пошкоджень.

Поза кабельними спорудами дозволено прокладати неброньовані кабелі на недоступній висоті (не менше ніж 2 м); на меншій висоті прокладати неброньовані кабелі дозволено за умови їх захисту від механічних пошкоджень у системах кабельних трубопроводів і коробів.

У разі змішаного прокладання ґрунт – виробниче приміщення, або ґрунт – кабельна споруда (за винятком споруд, призначених для прокладання кабелів у ґрунті, наведених у пункті 2.3.39) треба застосовувати кабелі, стійкі до пошкоджень у ґрунті та до поширювання полум'я залежно від способу прокладання і об'єму неметалевих елементів кабелів у одиницях довжини прокладання (не більше однієї будівельної довжини).

2.3.39. У разі прокладання КЛ у кабельних спорудах, а також у виробничих приміщеннях треба застосовувати кабелі, стійкі до поширювання полум'я.

Допускається застосовувати контрольні кабелі, не стійкі до поширювання полум'я, у випадках, передбачених 2.3.93 цих Правил.

У кабельних спорудах (камерах, колодязях, блоках і трубопроводах), що є елементами лінії, кабелі якої прокладають в ґрунті, допускається застосовувати кабелі, не стійкі до поширювання полум'я.

Металеві оболонки кабелів і металеві поверхні, по яких прокладено кабелі, мають бути захищеними негорючим антикорозійним покриттям.

У разі прокладання КЛ у приміщеннях з агресивним середовищем треба застосовувати кабелі, стійкі до впливу цього середовища.

2.3.40. Для КЛ електростанцій, які забезпечують життєдіяльність і технологічні потреби власне електростанцій, РУ і ПС, потрібно застосовувати кабелі, броньовані сталевою стрічкою, стійкі до поширювання полум'я. На електростанціях і підстанціях застосовувати кабелі з горючою ізоляцією (за ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) ССБТ «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения») заборонено.

КЛ внутрішньої електричної мережі вітрових електростанцій виконують за вимогами до розподільчої кабельної мережі.

2.3.41. Для КЛ, які прокладають у кабельних блоках і трубопроводах, треба застосовувати переважно неброньовані кабелі у свинцевій підсиленій оболонці. На ділянках блоків і труб, а також відгалужень від них довжиною до 50 м дозволено прокладати броньовані кабелі у свинцевій або алюмінієвій оболонці без зовнішнього покриття з кабельної пряжі. Для КЛ, які прокладають у трубах, дозволено застосовувати кабелі в пластмасовій або гумовій оболонці.

2.3.42. Для прокладання КЛ в ґрунтах, які містять речовини, що руйнівно діють на оболонки кабелів (солончаки, болота, насипний ґрунт зі шлаками та будівельним сміттям), а також у зонах, небезпечних через вплив електрокорозії, треба застосовувати кабелі зі свинцевими оболонками і посиленим захисним покриттям типів $Б_л$, $Б_{2л}$ або кабелі з алюмінієвою оболонкою та особливо посиленим захисним покриттям типів $Б_в$, $Б_п$ (у суцільному вологостійкому пластмасовому шлангу).

2.3.43. Для прокладання КЛ у ґрунтах, які піддаються зсуву, треба застосовувати кабелі з дротяною бронею або приймати заходи щодо усунення зусиль, які діють на кабель у разі зсуву ґрунту (зміцнення ґрунту за допомогою шпунтових рядів тощо).

2.3.44. У місцях перетину КЛ струмків, їхніх заплав, канав і боліт треба застосовувати такі самі кабелі, як і для прокладання в ґрунті (див. також 2.3.74).

2.3.45. КЛ, які проходять по залізничних мостах, а також по інших мостах з інтенсивним рухом транспорту, потрібно прокладати в системах кабельних коробів або трубопроводів з виконанням вимог 2.3.41 (див. також 2.3.110).

2.3.46. Для КЛ пересувних механізмів треба застосовувати гнучкі кабелі з гумовою або іншою аналогічною ізоляцією, які витримують багаторазове згинання.

2.3.47. Для КЛ з багатожильними кабелями напругою до 35 кВ, які прокладають під водою, треба застосовувати кабелі з бронею з круглого дроту по можливості однієї будівельної довжини. Для збільшення будівельної довжини дозволено застосовувати одножильні кабелі.

У місцях переходу КЛ із берега в море за наявності сильного морського прибою, у разі прокладання кабелю на ділянках річок із сильною течією і берегами, що зазнають розмивання, а також на великій глибині (до 40–60 м) належить застосовувати кабелі з подвійною металевою бронею або інші кабелі, броня яких може захистити кабель.

Застосовувати кабелі з гумовою ізоляцією в полівінілхлоридній оболонці, а також кабелі в алюмінієвій оболонці без спеціальних водонепроникних покриттів для прокладання у воді заборонено.

У разі прокладання КЛ через невеликі несудноплавні та несплавні річки шириною (разом із затоплюваною заплавою), не більшою ніж 100 м, зі стійкими руслом і дном дозволено застосовувати кабелі зі стрічковою бронею.

Тип і конструкцію кабелів напругою від 110 кВ до 330 кВ для підводного прокладання визначають за проектом залежно від умов застосування.

2.3.48. У разі прокладання КЛ напругою до 35 кВ на вертикальних і похилих ділянках траси з різницею рівнів, яка перевищує допустиму встановлену технічними умовами різницю для кабелів з паперовою нормально імпрегованою ізоляцією, необхідно застосовувати кабелі з нестікаючою ізоляцією, імпрегованою в масі, кабелі зі збіднено-імпрегованою паперовою ізоляцією та кабелі з гумовою або полімерною ізоляцією (див. також 2.3.54).

На вертикальних і похилих ділянках траси найбільш доцільним є застосування кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену (ЗПЕ).

2.3.49. Для мережі змінного струму напругою до 1 кВ та мережі постійного струму напругою до 1,5 кВ кількість жил у кабелі вибирають відповідно до вимог глави 1.7 цих Правил, залежно від системи заземлення мережі та захисту від ураження електричним струмом.

У чотири- і п'ятипровідних мережах змінного струму напругою до 1 кВ необхідно застосовувати чотири- та п'ятижильні кабелі. Прокладати *PEN*- та *PE*-провідники окремо від фазних провідників заборонено. У системі заземлення TN-C допускається застосовувати трижильні силові кабелі в алюмінієвій оболонці з використанням їхньої оболонки як *PEN*-провідника, за винятком установок, у яких за нормальних умов експлуатації струм у *PEN*-провіднику становить більше ніж 75% допустимого тривалого струму фазного проводу. У системі заземлення TN-S дозволено застосовувати чотирижильні силові кабелі в алюмінієвій оболонці із використанням їхньої оболонки як *PE*-провідника.

Дозволено також виконувати чотири- і п'ятипровідну мережу змінного струму напругою до 1 кВ одножильними кабелями, прокладеними поряд один до одного в спільному лотку, коробі чи трубопроводі, якщо ці кабелі не мають броні або металевих екранів.

2.3.50. Тип і конструкцію кабелів напругою від 110 кВ до 330 кВ визначають за проектом залежно від умов застосування, з дотриманням вимог цих Правил та вимог виробника кабельної продукції. Переріз кабелів такої напруги вибирають без перевірення за економічною щільністю струму.

2.3.51. У разі застосування одножильних кабелів, конструкція яких не передбачає екранування струмопровідної жили відносно землі, і при цьому кабелі прокладають над поверхнею землі (повітряний кабель), треба виконувати розрахунки напруженості електричного поля (ЕП) промислової частоти, що створюється КЛ, керуючись СОУ-Н ЕЕ.20.179:2008 «Розрахунок електричного і магнітного полів лінії електропередавання. Методика». Напруженість ЕП на висоті 1,8 м від поверхні ґрунту або підлоги під місцем прокладання КЛ не має перевищувати гранично допустимих значень, наведених у таблиці 2.3.1 для певних територій.

У разі застосування одножильних кабелів будь-якої конструкції і напруги треба виконувати розрахунки індукції магнітного поля (МП) промислової частоти, що створюється КЛ. Індукція МП на висоті 0,5 м від поверхні ґрунту або підлоги над трасою проходження КЛ не має перевищувати тимчасових гранично допустимих рівнів, наведених у таблиці 2.3.2 для певних територій.

Таблиця 2.3.1. **Гранично допустимі значення напруженості електричного поля для ліній електропередавання**

Територія, на якій регламентують рівень ЕП промислової частоти	Напруженість ЕП, кВ/м
Усередині житлових приміщень	0,5
Територія зони житлової забудови	1
Населена місцевість поза зоною житлової забудови (землі в межах міста з урахуванням перспективного розвитку на 10 років, приміські та зелені зони, курорти, землі селищ міського типу в межах селищної межі і сільських населених пунктів у межах цих пунктів), а також території городів і садів	5
Територія перетину КЛ з автомобільними шляхами I–IVкатегорії	10
Ненаселена місцевість (незабудована територія, доступна для людей і транспорту) та сільськогосподарські угіддя	15
Важкодоступна місцевість (недоступна для транспорту та сільськогосподарських машин) та ділянки, спеціально відгороджені для унеможливлення доступу людей	20

Таблиця 2.3.2. **Тимчасові гранично допустимі рівні індукції магнітного поля над трасою проходження КЛ**

Територія, на якій регламентують рівень МП промислової частоти	Індукція МП, мкТл
Усередині житлових приміщень	0,5
На віддалі 50 см від стін житлових приміщень і від побутових електричних приладів	3*
Територія зони житлової забудови	10
Населена місцевість поза зоною житлової забудови (землі в межах міста з урахуванням перспективного розвитку на 10 років, приміські та зелені зони, курорти, землі селищ міського типу в межах селищної межі і сільських населених пунктів у межах цих пунктів), а також території городів і садів	20
Ненаселена місцевість (незабудована територія, яку відвідують люди, доступна для транспорту) та сільськогосподарські угіддя	50

* *Гранично допустимі рівні застосовують для кабелів та електропроводок, прокладених у стінах.*

Під час прокладання КЛ у поселеннях (ДБН 360-92** «Містобудування. Планування і забудова міських і сільських поселень») індукція МП КЛ з одножильними кабелями напругою 6 кВ і вище, прокладених під землею, має становити на сельбищній території поселень не більше ніж 10 мкТл на висоті 0,5 м над поверхнею ґрунту.

З'ЄДНАННЯ ТА ОКІНЦЮВАННЯ КАБЕЛІВ

2.3.52. Під час з'єднання та окінцювання силових кабелів треба застосовувати конструкції муфт, що відповідають умовам їх роботи та навколишнього середовища. З'єднання та окінцювання на КЛ має бути виконано таким чином, щоб кабелі були захищеними від проникнення в них вологи та інших шкідливодіючих речовин з навколишнього середовища і щоб з'єднання та окінцювання витримували випробувальні напруги згідно з чинними нормами експлуатації КЛ.

2.3.53. Для з'єднувальних і стопорних муфт КЛМ низького тиску необхідно застосовувати тільки латунні або мідні муфти.

Довжину секцій і місця встановлення стопорних муфт на КЛМ низького тиску визначають з урахуванням підживлення КЛ маслом у нормальному та перехідному теплових режимах.

Стопорні та напівстопорні муфти на КЛМ треба розміщувати в кабельних колодязях; з'єднувальні муфти, у разі прокладання кабелів у ґрунті, необхідно розміщувати в камерах, які підлягають подальшому засипанню просіяною землею або піском.

У районах з електрифікованим транспортом (метрополітени, трамваї, залізниці) або з агресивними стосовно металевих оболонок і муфт КЛ ґрунтами з'єднувальні муфти мають бути доступними для контролю.

2.3.54. На КЛ із кабелями з нормально імпрегованою паперовою ізоляцією і кабелями з нестікаючою ізоляцією, імпрегованою в масі, кабелі треба з'єднувати за допомогою стопорно-перехідних муфт, якщо рівень прокладання кабелів з імпрегованою паперовою ізоляцією є вищим від рівня прокладання кабелів з нестікаючою ізоляцією, імпрегованою в масі (див. також 2.3.48).

2.3.55. На КЛ напругою понад 1 кВ із гнучкими кабелями з гумовою ізоляцією у гумовому шлангу кабелі треба з'єднувати гарячою вулканізацією з покриттям вологостійким лаком.

2.3.56. На КЛ напругою понад 1 кВ із кабелями з ізоляцією із ЗПЕ для усіх видів муфт (з'єднувальних, кінцевих, перехідних, екранороздільних тощо) потрібно застосовувати тільки муфти з системою вирівнювання напруженості ЕП.

2.3.57. Кількість з'єднувальних муфт на 1 км силових КЛ нового будівництва має бути не більшою ніж:

- з трижильними кабелями 1–10 кВ перетином до 3×95 мм^2 – 4 шт;
- з трижильними кабелями 1–10 кВ перетинами 3×120–3×240 мм^2 – 5 шт;
- з трижильними кабелями 20–35 кВ – 6 шт;
- з одножильними кабелями 6–35 кВ – 2 шт.

В обмежених умовах, за великої насиченості комунікаціями, при відповідному технічному обґрунтуванні, кількість муфт може бути збільшено.

Для КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ кількість з'єднувальних та екранороздільних муфт визначають за проектом із урахуванням, по можливості, максимальної будівельної довжини кабелю.

Кількість муфт для кабелів напругою до 1 кВ змінного струму та до 1,5 кВ постійного струму не нормують.

Використовувати маломірні відрізки кабелів для споруджування КЛ значної довжини (понад 1 км) заборонено.

ПРОКЛАДАННЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ У ҐРУНТІ

2.3.58. Прокладати кабелі, незалежно від місця і способу прокладання, типу ізоляції і номінальної напруги, треба за температури зовнішнього середовища, вищої ніж 0 °С.

За температури, нижчої ніж 0 °С, дозволено прокладати кабелі з паперовою просоченою, пластмасовою і гумовою ізоляцією і оболонкою тільки після попереднього підігрівання кабелю перед прокладанням і здійснення прокладання в найкоротший термін, зазначений підприємством-виробником.

Кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену допускається прокладати без попереднього підігрівання за температури зовнішнього середовища, не нижчої ніж мінус 15 °С, для кабелів з оболонкою із полівінілхлоридного пластика і не нижчої ніж мінус 20 °С – для кабелів з оболонкою із поліетилену.

Прокладати кабелі за температури, нижчої ніж мінус 30 °С, не рекомендовано.

Прокладають кабелі безпосередньо в ґрунті в траншеях на відстані від стінок траншеї, не меншій ніж 0,1 м, з підсипанням під кабель шару ґрунту товщиною 0,1 м, який має складатися з просіяного ґрунту без камінців, будівельного сміття та шлаку. Таким самим ґрунтом спочатку засипають кабель до висоти 0,1 м від верху кабелю або кабельної групи.

Для підсипання та засипання кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену потрібно застосовувати піщано-гравійну суміш. Залежно від стану ґрунту можна використовувати також піщано-цементну суміш. Співвідношення піску та гравію (цементу) має бути таким, щоб теплопровідність цієї суміші відповідала вимогам заводу-виробника кабельної продукції для відповідного струмового навантаження КЛ. Теплофізичні характеристики сумішей визначаються за СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011 «Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Настанова».

У разі прокладання кабелів у залізобетонних лотках, покладених у траншею, піщано-гравійну (піщано-цементну) суміш шаром 0,1 м треба підсипати в лоток під кабель. Після укладання кабелю (групи кабелів) в залізобетонний лоток спочатку засипають кабелі в лотку і пустоти між стінками лотка і траншеї. Відстань початкового засипання від стінок лотка має становити 0,1 м.

Для створення умов природного зволоження ґрунту навколо кабелів (див. також 2.3.67) треба використовувати бокові стінки залізобетонних лотків з прорізами або захисні залізобетонні плити укладати на шар ґрунту, вищий від рівня стінок лотка на 0,1 м.

У ґрунті, яким засипають траншею поверх початкового шару, мають бути відсутніми речовини, що руйнують оболонку кабелю.

До укладання лотків на дно траншеї для запобігання їх просіданню (зрушенню з місця) у процесі експлуатації КЛ під впливом ґрунтових або технічних (аварійних) вод потрібно вирівнювати дно траншеї на площі укладання лотків та підсипати його шаром піску, не меншим ніж 0,1 м.

2.3.59. Кабелі по всій довжині траси КЛ треба захищати від механічних пошкоджень або прокладати над ними сигнальні пластмасові стрічки.

Для КЛ напругою від 35 кВ до 330 кВ потрібно поверх початкового шару ґрунту укладати залізобетонні плити товщиною, не меншою ніж 0,05 м, та шириною,

за якої плити будуть виступати за крайні кабелі не менше ніж на 0,05 м. Над плитами по центру траншеї потрібно укладати одну сигнальну стрічку на висоті 0,25 м від площини захисних плит.

Для КЛ напругою до 20 кВ потрібно поверх початкового шару ґрунту прокладати сигнальні стрічки на висоті 0,25 м від верху кабелю або на такій же висоті укладати один шар глиняної цегли (без порожнин) поперек траси, або полімерні листи відповідної міцності.

Використовувати глиняну цеглу або полімерні листи для захисту кабелів напругою до 20 кВ від механічних пошкоджень треба лише на ділянках траси, де за наявності інших підземних комунікацій можливі часті розкопування.

У разі розташування в траншеї тільки одного кабелю сигнальну стрічку прокладають по осі кабелю. За більшої кількості кабелів краї стрічки (або стрічок) мають виступати за крайні кабелі не менше ніж на 0,05 м.

Для КЛ напругою до 20 кВ, які живлять струмоприймачі категорії I та особливої групи категорії I, і КЛ, які прокладають від ПС до розподільчих пунктів (РП) або трансформаторних пунктів (ТП), потрібно укладати додаткову сигнальну стрічку по центру траншеї на висоті 0,25 м від основної стрічки (стрічок).

У разі використання глиняної цегли для захисту кабелю в траншеї, ширина якої є меншою ніж 0,25 м, дозволено укладати цеглу вздовж траси КЛ.

2.3.60. Прокладати КЛ в траншеї треба на глибину від планованої відмітки території, не меншу ніж:

- 0,7 м – для КЛ напругою до 20 кВ;
- 1,0 м – для КЛ напругою 27 кВ і 35 кВ;
- 1,5 м – для КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ.

Прокладання КЛ на більшу глибину необхідно обґрунтовувати при розробленні проекту.

Прокладати КЛ напругою до 20 кВ через орні землі та на перетинах вулиць і майданів треба на глибину, не меншу ніж 1 м. За такої глибини прокладання КЛ орні землі можна використовувати під посіви.

На уводах КЛ до споруд, а також у місцях їх перетину з підземними спорудами дозволено зменшувати глибину закладання кабелів на ділянках довжиною до 5 м за умови захисту кабелю від механічних пошкоджень. Для КЛ напругою до 35 кВ дозволено зменшувати глибину до 0,5 м, для КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ – до 1 м.

Відстань по горизонталі в просвіті між крайнім кабелем у траншеї і краєм підземної частини фундаментів наземних будівель і споруд має дорівнювати глибині прокладання кабелю, але бути не меншою ніж 0,6 м. Щодо відстані до підземних частин опор ПЛ див. 2.3.67.

Відстань від стін тунелів і комунікаційних колекторів має бути не меншою ніж 0,5 м.

Прокладати кабелі в траншеях під фундаментами будівель і споруд заборонено.

2.3.61. У разі прокладання в траншеї двох КЛ відстань між ними визначають як відстань у просвіті між кабелями двох КЛ з багатожильними кабелями або як відстань у просвіті між крайнім кабелем однієї КЛ з одножильними кабелями і найближчим кабелем іншої КЛ з одножильними чи багатожильними кабелями.

Відстань між КЛ у траншеї має становити не менше ніж:

– 0,1 м – між силовими кабелями напругою до 10 кВ, а також між ними і контрольними кабелями;

– 0,25 м – між кабелями напругою від 20 кВ до 35 кВ, а також між ними і кабелями напругою, меншою ніж 20 кВ;

– 0,5 м – між кабелями напругою від 110 кВ до 330 кВ. Відстань між КЛМ та іншими кабелями має становити 0,5 м за умови розділення трас КЛ залізобетонними плитами, установленими на ребро.

Відстань між кабелями напругою до 35 кВ, які обслуговують різні організації, або відстань від силових кабелів такої напруги до кабелів зв'язку має бути не меншою ніж 0,5 м. Цю відстань дозволено зменшувати до 0,25 м з урахуванням місцевих умов і на підставі розрахунків електромагнітного впливу на кабелі зв'язку. При цьому має бути забезпеченим захист від пошкоджень у разі короткого замикання в одному із кабелів (прокладання в трубах, стійких до поширювання полум'я).

Відстань між контрольними кабелями між собою та кабелями зв'язку не нормують.

2.3.62. У разі прокладання КЛ у зоні насаджень відстань від кабелів до стовбурів дерев має бути не меншою ніж 1,5 м. Дозволено за погодженням з організацією, у віданні якої перебувають зелені насадження, зменшувати цю відстань за умови прокладання кабелів у трубах методом підкопування чи горизонтального буріння.

У разі прокладання КЛ у межах зеленої зони з чагарниковими насадженнями зазначені відстані дозволено зменшувати до 0,75 м.

2.3.63. У разі прокладання КЛ будь-якої напруги паралельно з трубопроводами відстані між ними по горизонталі в просвіті мають бути не меншими ніж:

– 0,5 м – до водопроводів діаметром до 300 мм;

– 1,0 м – до водопроводів діаметром понад 300 мм, а також до трубопроводів із рідинами, прокладених без каналів;

– 0,5 м – до трубопроводів каналізації, дренажу і водостоків;

– 1,0 м – до газопроводів низького тиску (до 0,049 МПа);

– 1,5 м – до газопроводів середнього тиску (понад 0,049 МПа до 0,294 МПа);

– 2,0 м – до газопроводів високого тиску (понад 0,294 МПа до 0,588 МПа);

– 3,0 м – до газопроводів високого тиску (понад 0,588 МПа до 1,177 МПа);

– 1,0 м – до стінок каналу теплопроводів.

Теплопровід на усій ділянці зближення з КЛ повинен мати таку теплоізоляцію, щоб додаткове нагрівання від теплопроводу в місці прокладання кабелю в будь-яку пору року не перевищувало 10 °С для КЛ напругою до 20 кВ і 5 °С – для КЛ напругою понад 20 кВ.

Паралельно прокладати кабелі над і під трубопроводами заборонено.

На територіях стисненої забудови дозволено зменшувати відстань між кабелями і трубопроводами, крім трубопроводів з газами і горючими рідинами, до відстані:

– 0,25 м – у разі прокладання кабелів напругою до 35 кВ в трубах;

– 0,5 м – у разі прокладання кабелів напругою до 35 кВ без спеціального захисту;

– 0,5 м – у разі прокладання кабелів напругою від 110 кВ до 330 кВ на ділянках зближення довжиною, не більшою ніж 50 м, за умови влаштування захисної залізобетонної стінки між кабелями і трубопроводом.

2.3.64. У разі прокладання КЛ напругою до 330 кВ паралельно із залізничними коліями в зоні їх відчуження, відстань від КЛ до осі залізничної колії має бути не меншою ніж 3 м, а для електрифікованої залізниці – не меншою ніж 10,75 м. На територіях стисненої забудови дозволено зменшувати зазначені відстані, якщо кабелі на всій ділянці зближення прокладають у кабельних спорудах. Якщо на ділянці зближення з електрифікованими залізницями на постійному струмі кабелі прокладають у блоках або трубах, то блоки і труби мають бути неметалевими (азбестоцементними, керамічними, пластмасовими тощо).

2.3.65. У разі прокладання КЛ паралельно з трамвайними лініями відстань від КЛ до осі трамвайної колії має бути не меншою ніж 2,75 м. На територіях стисненої забудови цю відстань дозволено зменшувати за умови, що кабелі на всій ділянці зближення буде прокладено в неметалевих блоках або трубах, зазначених у 2.3.64.

2.3.66. У разі прокладання КЛ паралельно з автомобільними дорогами категорій IA, IБ та II КЛ треба прокладати із зовнішнього боку кювету або підошви насипу на відстані, не меншій ніж 1 м від брівки або не меншій ніж 1,5 м від бортового каменя. Зменшувати зазначену відстань можна з урахуванням вимог ДБН В.2.3-4:2007 «Автомобільні дороги. Частина 1. Проектування».

2.3.67. Відстань по горизонталі в просвіті від крайнього кабелю КЛ до підземних частин і заземлювачів опор ПЛ напругою понад 1 кВ, захищених тросами, має бути не меншою ніж 7 м. Допускається зменшувати цю відстань до 5 м за умови прокладання кабелів у залізобетонних лотках на ділянці зближення (плюс 5 м у кожен бік). Залізобетонні лотки КЛ не повинні мати прорізів з боку заземлювачів опор.

Аналогічна відстань від КЛ до підземних частин безтросових опор ПЛ напругою понад 1 кВ має бути не меншою ніж 6 м. Допускається зменшувати цю відстань до 3 м за умови прокладання кабелю в залізобетонних лотках і за умов, визначених для тросових опор.

На територіях стисненої забудови відстань від КЛ до підземних частин і заземлювачів окремих опор ПЛ напругою понад 1 кВ дозволено зменшувати до 2 м за умови прокладання КЛ в залізобетонних лотках.

Відстань по горизонталі в просвіті від КЛ до підземної частини опори ПЛ напругою до 1 кВ, до опори контактної електромережі або до опори зв'язку має бути не меншою ніж 1 м, а в разі прокладання кабелю на ділянці зближення в неметалевій трубі достатньої механічної міцності – 0,5 м.

На територіях стисненої забудови електростанцій і підстанцій дозволено прокладати КЛ на відстанях, не менших ніж 0,5 м, від підземної частини опор повітряних гнучких зв'язків (струмопроводів) і ПЛ напругою понад 1 кВ, якщо заземлювачі цих опор приєднано до заземлювачів підстанцій або РУ.

У разі повітряно-кабельного з'єднання (ПКЗ) (див. 2.3.68) місце з'єднання заземлювального провідника конструкції (опори) і її заземлювача має знаходитися з протилежного боку конструкції по відношенню до місця підведення кабелів. Гілки заземлювача необхідно спрямовувати в напрямках під кутом, не меншим ніж 90° від

напрямку підведення кабелів. Кабелі, які прокладають у ґрунті, потрібно укладати в залізобетонні лотки без прорізів на відстані, не меншій ніж 7 м від місця виходу кабелів на конструкції ПКЗ. Біля місця виходу кабелів із лотків лотки можна встановлювати під іншим кутом до поверхні ґрунту.

2.3.68. У місцях переходу ПЛ в кабельну вставку напругою від 35 кВ до 330 кВ треба утворювати ПКЗ або перехідний пункт (ПП).

Кабельні вставки до ПЛ треба захищати від перенапруг згідно з главою 4.2 цих Правил. Ізолюючі оболонки кабелів мають бути захищеними від наведеної на їх екранах напруги. Захист виконують відповідно до вимог 2.3.124.

Допускається не захищати кабельні вставки в ПЛ напругою до 1 кВ, якщо ПЛ захищено будівлями і спорудами від ураження блискавкою.

Захист КЛ напругою понад 20 кВ між силовим трансформатором і шинами РУ, до якої приєднано ПЛ, виконують відповідно до 4.2.174 глави 4.2 цих Правил.

Захист кабельної вставки кінцевої напругою до 20 кВ на ділянці підходу ПЛ такої самої напруги до ПС виконують відповідно до 4.2.177 глави 4.2 цих Правил.

ПКЗ в частині ізоляційних відстаней від струмовідних частин виконують за вимогами до відкритих розподільчих установок (ВРУ) напругою понад 1 кВ. Апарати і кабельні муфти ПКЗ треба розміщувати на конструкціях опор ПЛ таким чином, щоб вони не заважали обслуговуванню ізоляційних елементів ПЛ без зняття напруги.

ПП улаштовують відповідно до глави 4.2 цих Правил. Обладнання ПП установлюють відповідно до проекту.

2.3.69. У разі перетину силовими КЛ інших КЛ вони мають бути розділеними шаром ґрунту товщиною, не меншою ніж 0,5 м. Цю відстань на територіях стисненої забудови для кабелів напругою до 35 кВ можна зменшувати до 0,15 м за умови відділення кабелів на всій ділянці перетину плюс 1 м у кожен бік плитами або трубами з бетону або іншого однакового за міцністю матеріалу; при цьому кабелі зв'язку мають бути розташованими вище від силових кабелів.

Якщо КЛ перетинають кабельні тунелі і канали на відстані 0,15 м над кабельною спорудою, то в цьому разі слід додержуватися вимог до перетину підземних споруд згідно з 2.3.60. Допускається перетин КЛ здійснювати під кабельним каналом на відстані 0,15 м.

2.3.70. У разі перетину КЛ напругою до 35 кВ трубопроводів, у тому числі нафтопроводів і газопроводів, вертикальна відстань від крайніх кабелів до трубопроводу має бути не меншою ніж 0,5 м. Дозволено зменшувати цю відстань до 0,15 м за умови прокладання кабелю в трубах на ділянці перетину, не меншій ніж плюс 2 м у кожен бік.

У разі перетину КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ трубопроводів відстань між ними по вертикалі має бути не меншою ніж 1 м. Для стиснених умов дозволено приймати цю відстань не меншою ніж 0,5 м за умови розміщення кабелів у трубах або залізобетонних лотках із кришкою.

2.3.71. У разі перетину КЛ напругою до 35 кВ теплопроводів відстань між кабелями та перекриттям теплопроводу в просвіті має бути не меншою ніж 0,5 м, а в стиснених умовах – не меншою ніж 0,15 м. При цьому теплопровід на ділянці перетину (плюс по 2 м у кожен бік від крайніх кабелів) повинен мати таку теплоізо-

ляцію, щоб температура землі не підвищувалася більш ніж на 10 °С відносно вищої літньої температури та на 15 °С – відносно нижньої зимової.

У разі, коли зазначених умов дотриматися неможливо, дозволено виконувати один з наступних заходів: зменшувати заглиблення кабелів до 0,5 м замість 0,7 м або 1 м (див. 2.3.60), застосовувати вставки кабелю більшого перерізу або прокладати кабелі під теплопроводом у трубах на відстані від нього, не меншій ніж 0,5 м; при цьому труби треба покладати таким чином, щоб замінювати кабелі можна було без виконання земляних робіт (наприклад, введенням кінців труб у камери).

У разі перетину КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ теплопроводу відстань між кабелями та перекриттям теплопроводу в просвіті має бути не меншою ніж 1 м, а в умовах стисненої забудови – не меншою ніж 0,5 м. При цьому теплопровід на ділянці перетину (плюс по 3 м у кожен бік від крайніх кабелів) повинен мати таку теплоізоляцію, щоб температура ґрунту не підвищувалася більше ніж на 5 °С у будь-яку пору року.

2.3.72. У разі перетину КЛ залізниць і автомобільних доріг КЛ треба прокладати в тунелях, блоках або трубах по всій ширині зони відчуження залізниць і доріг на глибину, не меншу ніж 1 м від полотна залізниці або дороги та не меншу ніж 0,5 м від дна водовідвідних канав. За відсутності зони відчуження зазначені умови прокладання треба виконувати тільки на ділянці перетину (плюс по 2 м з обох боків від полотна). Кількість резервних каналів у блоках треба передбачати згідно з 2.3.77. Кількість резервних труб на перетинах має становити: одна труба для резервного багатожильного кабелю за кількості робочих багатожильних кабелів до трьох або одна труба для кожної КЛ з одножильними кабелями – за кількості КЛ не більше двох на перетин. За більшої кількості КЛ на перетин обсяг резервування визначають відповідно до проекту.

У разі перетину КЛ електрифікованих на постійному струмі залізниць блоки та труби мають бути неметалевими. Місце перетину має бути розташованим на відстані, не меншій ніж 10 м від стрілок, хрестовин і місць приєднання до рейок відвідних кабелів. Перетин КЛ з лініями електрифікованого рейкового транспорту треба виконувати під кутом – 75–90° до осі колії.

Кінці блоків і труб мають бути міцно ущільненими водонепроникним матеріалом (наприклад, джутовими плетеними шнурами, змащеними водонепроникною глиною) на глибину, не меншу ніж 0,3 м.

У разі перетину КЛ тупикових рейкових ліній промислового призначення з малою інтенсивністю руху, а також спеціальних рейкових шляхів (наприклад, на сліпах) кабелі треба прокладати переважно в ґрунті.

Якщо існуюча КЛ має перетинати неелектрифіковану залізницю або автодорогу, які будуються, ніяких змін на цій КЛ у місці перетину виконувати не потрібно, крім закладання резервних блоків і труб на випадок ремонту кабелів. Резервні блоки і труби мають бути щільно закритими з торців.

У разі переходу КЛ у ПЛ кабель має виходити на поверхню ґрунту на відстань, не меншу ніж 3,5 м від підошви насипу або краю полотна.

2.3.73. У разі перетину КЛ трамвайних ліній кабелі треба прокладати в ізолюючих блоках або неметалевих трубах з обсягом резервованих каналів і труб згідно з 2.3.72. Місце перетину треба вибирати на відстані, не меншій ніж 3 м від стрілок, хрестовин і місць приєднання до рейок кабелів відведення струму.

2.3.74. У разі перетину КЛ в'їздів для автотранспорту у двори, гаражі тощо прокладати кабелі треба в трубах. Над трубами на відстані 0,25 м прокладають сигнальну стрічку.

Таким же чином мають бути захищеними кабелі КЛ в місцях перетину струмків і канав.

2.3.75. У разі встановлення на КЛ кабельних муфт відстань у просвіті між корпусом кабельної муфти та найближчим кабелем, а також між корпусом муфти та заземленими частинами, має бути не меншою від зазначеної виробником муфти. Якщо виробник не вказує відповідних відстаней, вони мають бути не меншими ніж 0,25 м для КЛ напругою до 35 кВ, 0,5 м – для КЛ напругою понад 35 кВ, та 0,1 м – між корпусом захисного кожуха муфти та найближчим кабелем.

У разі прокладання КЛ на крутонахилених трасах треба уникати установлення на них кабельних муфт. За необхідності установлення на таких ділянках кабельних муфт (окрім муфт «сухої» конструкції) під ними треба виконувати горизонтальні площадки.

Для забезпечення можливості перемонтажу муфт у разі їхнього пошкодження на КЛ потрібно укладати кабель по обидва боки від муфт із дугою запасу (див. 2.3.125).

2.3.76. На трасі КЛ не бажано мати ділянок з блукаючими струмами небезпечної величини. Якщо змінити трасу неможливо, треба передбачати заходи щодо зменшення впливу блукаючих струмів: застосовувати кабелі з підвищеною стійкістю до впливу електричної корозії, прокладати кабелі в пластмасових трубах, здійснювати активний захист кабелів від дії електрокорозії.

За наявності на трасі ділянок з блукаючими струмами на КЛ відповідно до проекту потрібно встановлювати пункти для контролю значення електрохімічного потенціалу на оболонці кабелю. Для цього використовують переважно місця виходу кабелів на ПС, РП та ТП тощо. Захист кабельних споруд від ґрунтової корозії має задовольняти вимоги ДСТУ-Н Б В.2.6-186:2013 «Настанова щодо захисту будівельних конструкції будівель та споруд від корозії».

ПРОКЛАДАННЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ У КАБЕЛЬНИХ БЛОКАХ, СИСТЕМАХ КАБЕЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ І ЗАЛІЗОБЕТОННИХ ЛОТКАХ

2.3.77. Для прокладання КЛ з три-, чотири- та п'ятижильними кабелями застосовують будівельні блоки з кабельними каналами, а також системи кабельних трубопроводів з металевих або неметалевих труб. Під час вибору матеріалу для кабельних блоків і трубопроводів треба враховувати рівень ґрунтових вод і їхню агресивність, а також наявність блукаючих струмів (див. також 2.3.76).

Для КЛ з багатожильними кабелями напругою до 20 кВ конфігурацію розташування каналів у кабельних блоках і допустимі тривалі струми кабелів у каналах треба приймати згідно з 1.3.20 і 1.3.21 глави 1.3 цих Правил.

Для кабелів напругою понад 20 кВ (якщо виникає потреба у використанні блоків) такі дані приймають за рекомендацією виробників кабельної продукції.

Кожен кабельний блок повинен мати до 15% резервних каналів, але не менше одного каналу.

2.3.78. Для прокладання КЛ з одножильними кабелями застосовувати блоки з металевою арматурою, яка може утворювати замкнутий контур навколо кабелів або металевих трубопроводів із магнітних матеріалів (сталі, чавуну), заборонено. Одножильні кабелі треба прокладати в каналах або трубопроводах з немагнітного матеріалу (наприклад, поліетилену або полівінілхлориду). Пластмасові трубопроводи, які прокладають у ґрунті, треба перевіряти за допустимим механічним навантаженням від дії ваги засипного ґрунту та іншими ваговими навантаженнями (плити, дорожнє покриття тощо). Розміщувати КЛ з одножильними кабелями в каналах блоків і в трубопроводах треба відповідно до 2.3.128.

Допустимі тривалі струми одножильних кабелів у трубопроводах визначають за даними виробника кабельної продукції та встановленими ним коригувальними коефіцієнтами для умов прокладання кабелів у трубах (див. 2.3.117).

2.3.79. Глибину закладання в ґрунті кабельних блоків і трубопроводів (крім місць перетину КЛ із підземними спорудами) треба приймати виходячи з місцевих умов, але не меншу від глибини, наведеної в 2.3.60, рахуючи до верхнього кабелю. Глибину закладання кабельних блоків і трубопроводів на промислових територіях та в підлогах виробничих приміщень не нормують.

2.3.80. Кабельні блоки повинні мати нахил, не менший ніж 0,2%, у бік кабельних колодязів. Такий самий нахил має бути й під час прокладання кабельних трубопроводів.

2.3.81. У разі прокладання труб для КЛ безпосередньо в ґрунті найменші відстані між кабелями в трубі і між ними та іншими кабелями і спорудами треба приймати такими самими, як і для кабелів, прокладених без труб (див. 2.3.61).

У разі прокладання КЛ у трубопроводах у підлозі приміщення відстані між кабелями в трубі приймають такі самі, як і під час для прокладання їх у ґрунті.

2.3.82. У місцях, де змінюється напрямок траси КЛ, прокладених у блоках, і в місцях переходу кабелів і кабельних блоків у ґрунт треба споруджувати кабельні колодязі, які забезпечують зручне протягування кабелів і видалення їх із блоків. Такі самі колодязі треба споруджувати також і на прямолінійних ділянках траси на відстані один від одного, зумовленій гранично допустимим натягом кабелів. За кількості кабелів до десяти і напруги, не вищої ніж 35 кВ, перехід кабелів із блоків у ґрунт дозволено виконувати без кабельних колодязів. При цьому місця виходу кабелів із блоків мають бути ущільненими водонепроникним матеріалом.

З'єднувальні муфти кабелів, прокладених у блоках, мають бути розташованими в колодязях.

2.3.83. Перехід КЛ із блоків і труб у будинки, тунелі, підвали тощо треба виконувати або безпосереднім введенням у них блоків і труб, або спорудженням колодязів чи приямків усередині будинків або камер у їхніх зовнішніх стінах.

Треба передбачати заходи, які унеможливили б проникнення через труби або прорізи води та дрібних тварин із траншей у будинки, тунелі тощо (див. також 2.3.133).

2.3.84. Канали кабельних блоків, труби, вихід з них, а також їхні з'єднання повинні мати оброблену та очищену поверхню для запобігання механічним пошкодженням оболонок кабелів під час протягування. На виходах кабелів із блоків у кабельні споруди і камери треба передбачати заходи, що запобігають пошкодженню оболонок від стирання і розтріскування (застосування еластичних підкладок, дотримання необхідних радіусів згинання тощо).

2.3.85. У разі високого рівня ґрунтових вод на території ВРУ треба віддавати перевагу надземним і наземним способам прокладання кабелів (у кабельних лотках і драбинах або у коробах). Наземні лотки і плити для їх покриття треба виконувати із залізобетону (без прорізів у стінках лотків). Лотки треба покладати на спеціальних бетонних підкладках по спланованій трасі з нахилом, не меншим ніж 0,2%, таким чином, щоб не перешкоджати стіканню зливових вод. За наявності в днищах наземних лотків прорізів, які забезпечують випуск зливових вод, створювати нахил не потрібно.

У разі застосування наземних кабельних лотків треба забезпечувати проїзд по території ВРУ та під'їзд до кабельного устаткування машин і механізмів, необхідних для виконання ремонтних і експлуатаційних робіт. Для цього треба влаштовувати переїзди через лотки з використанням залізобетонних плит з урахуванням навантаження від транспорту, який проїжджає, зі збереженням розташування лотків на одному рівні. У разі застосування кабельних лотків не дозволено прокладати кабелі під дорогами і переїздами в трубах, каналах і траншеях, розташованих нижче від лотків.

Вихід кабелів з лотків до шаф керування і захисту дозволено виконувати в трубах, не заглиблених у землю, або в кабельних коробах прямокутного перерізу.

Розміри коробів та їх кількість визначають за проектом.

Прокладати кабельні перемички в межах однієї ланки ВРУ дозволено в траншеї. У цьому випадку захищати кабелі трубами в разі підведення їх до шаф керування і релейного захисту не обов'язково. Захищати кабелі від механічних пошкоджень дозволено в інший спосіб (із застосуванням кутника, швелера тощо).

На території ВРУ підстанцій напругою від 220 кВ до 750 кВ у разі прокладання кабелів у наземних залізобетонних лотках потрібно розділяти перегородками КЛ різних класів напруги та призначення за такими групами:

- КЛ напругою понад 1 кВ;
- КЛ напругою до 1 кВ;
- КЛ оперативного струму;
- контрольні кабелі та кабелі зв'язку.

У місцях перетину КЛ кабельних трас необхідно застосовувати багаторівневі лотки.

ПРОКЛАДАННЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ У КАБЕЛЬНИХ СПОРУДАХ

2.3.86. Вимоги до технологічної частини прокладання КЛ у кабельних спорудах викладено в 2.3.87–2.3.96. Вимоги до будівельної частини кабельних споруд – у 2.3.144–2.3.160.

2.3.87. Кабельні споруди всіх видів треба виконувати з урахуванням можливості додаткового прокладання кабелів у кількості 15% від кількості кабелів, передбаченої проектом (заміна кабелів у процесі монтажу, додаткове прокладання за наступної експлуатації тощо).

2.3.88. У кабельних спорудах КЛ прокладають переважно цілими будівельними довжинами, уникаючи по можливості розміщення з'єднувальних муфт. За необхідності встановлення з'єднувальних муфт у кабельних спорудах треба передба-

чати окремі полиці для кожної муфти на опорах кабельних конструкцій. На ділянці траси КЛ з прохідним тунелем, який переходить у напівпрохідний тунель або у непрохідний канал, з'єднувальні муфти треба розміщувати в прохідному тунелі.

Конструкції, на які укладають кабель, мають бути виконаними таким чином, щоб уникнути пошкодження оболонок кабелю.

2.3.89. Розміщувати кабелі в спорудах треба в такій послідовності:

1. Контрольні кабелі та кабелі зв'язку треба розміщувати лише під або над силовими кабелями; при цьому їх треба відокремлювати перегородкою. У місцях перетину і відгалуження допускається прокладати контрольні кабелі і кабелі зв'язку над і під силовими кабелями.

2. Контрольні кабелі дозволено прокладати поруч із силовими кабелями напругою до 1 кВ.

3. Силові кабелі напругою до 1 кВ прокладають переважно над кабелями напругою вище 1 кВ; при цьому їх треба відокремлювати перегородкою.

4. Різні групи кабелів: робочі та резервні кабелі напругою понад 1 кВ від генераторів, трансформаторів тощо та КЛ, що живлять електроприймачі категорії I, треба прокладати переважно на різних горизонтальних рівнях і розділяти перегородками.

У разі двостороннього розміщування кабельних конструкцій кабелі, які живлять електроприймачі категорії I, треба прокладати на консолях протилежних сторін.

5. Розділювальні перегородки, зазначені в пунктах 1, 3 і 4, повинні мати межу вогнестійкості, не меншу ніж EI 15, і бути виконаними з негорючих матеріалів.

У разі застосування автоматичного пожежогасіння перегородки, зазначені в пунктах 1, 3 і 4, дозволено не встановлювати.

На кабельних естакадах і галереях з частково закритими стінами, розташованих просто неба, розділювальні перегородки, зазначені у пунктах 1, 3 і 4, не застосовують. При цьому силові КЛ із взаємним резервуванням (за винятком КЛ до електроприймача особливої групи категорії I) треба прокладати з відстанню між ними, не меншою ніж 0,6 м. Ці кабелі треба розташовувати в спорудах у такий спосіб:

– на естакадах – по обидва боки підтримувальної конструкції в прогоні (балки, ферми);

– у галереях – по різні боки від проходу.

2.3.90. Кабелі, які прокладають у кабельних спорудах, мають бути стійкими до поширювання полум'я.

2.3.91. КЛМ доцільно прокладати в окремих кабельних спорудах. Дозволено їх прокладати разом з іншими кабелями, якщо їх розміщують у нижній частині кабельної споруди та відокремлюють від інших кабелів горизонтальними перегородками з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 45, виконаними з негорючих матеріалів. Такими самими перегородками потрібно відокремлювати КЛМ одну від одної.

2.3.92. У кабельних спорудах прокладати контрольні і силові кабелі, за винятком неброньованих кабелів зі свинцевою оболонкою, треба по кабельних конструкціях (консолях, кронштейнах).

Найменші відстані між кабельними конструкціями і окремими кабелями в кабельних спорудах у разі одношарового прокладання кабелів без кабельних лотків наведено в таблиці 2.3.3. Габарити проходів між конструкціями наведено в 2.3.145 і 2.3.146.

Таблиця 2.3.3. **Найменші відстані між елементами кабельних конструкцій і окремими кабелями в кабельних спорудах**

Відстані	Розміри, мм	
	у тунелях, галереях, естакадах, кабельних поверхах	у кабельних каналах, подвійних підлогах
1. По вертикалі в просвіті між горизонтальними кронштейнами корисною довжиною до 0,5 м:		
– для кабелів до 10 кВ (крім п. 2) «у площині»;	200	150
– те саме, «у трикутнику»	250	200
– для кабелів від 20 кВ до 35 кВ «у площині»	250	200
– те саме, «у трикутнику»	300	250
– для кабелів від 110 кВ до 330 кВ «у площині»	250	250
– те саме, «у трикутнику»	350	300
2. По вертикалі в просвіті між горизонтальними кронштейнами для кабелів до 1 кВ перерізом до 3×25 мм^2, кабелів зв'язку та контрольних кабелів	100	100
3. Між опорними конструкціями (кронштейнами) по довжині споруди	Від 800 до 1000	
4. По вертикалі і горизонталі в просвіті між одиничними одножильними кабелями напругою до 35 кВ, у тому числі в кабельних шахтах	Діаметр кабелю і більше	
5. По горизонталі в просвіті між контрольними кабелями і кабелями зв'язку, у тому числі в кабельних шахтах	Не нормують	
6. По горизонталі в просвіті між одножильними кабелями напругою від 6 кВ до 330 кВ, прокладеними «у площині»	Діаметр кабелю і більше	

Неброньовані кабелі (силові зі свинцевою оболонкою та контрольні) треба прокладати по перфорованих або решітчастих лотках або перегородках (суцільних або несуцільних).

Дозволено прокладати кабелі по дну кабельного каналу за глибини його, не більшої ніж 0,9 м; при цьому відстань між групою силових кабелів вище 1 кВ і групою контрольних кабелів має бути не меншою ніж 0,1 м (або ці групи кабелів мають бути розділеними перегородкою з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 15, виконаною з негорючих матеріалів).

Засипати піском силові кабелі, прокладені в каналах, заборонено (винятки див. у 4.8.25 НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок»).

2.3.93. Прокладати контрольні кабелі пучками на лотках і багатошарово в металевих коробах дозволено за дотримання таких умов:

1. Зовнішній діаметр пучка кабелів має бути не більшим ніж 0,1 м.

2. Висота шарів у одному коробі не має перевищувати 0,15 м; прокладати силові кабелі багатошарово заборонено.

3. У пучках і багатошарово треба прокладати тільки кабелі з однотипними оболонками.

4. Кріпити кабелі в пучках, багатошарово в коробах, пучки кабелів до лотків треба таким чином, щоб унеможливити деформацію оболонок кабелів під дією власної ваги та пристроїв кріплення.

5. За наявності кабелів, не стійких до поширювання полум'я, усередині коробів необхідно встановлювати вогнеперешкоджувальні ущільнення з вогнестійкістю матеріалу, не меншою ніж EI 45:

– у місцях виходу коробів у кабельні споруди;

– на вертикальних ділянках на відстані, не більшій ніж 20 м, а також у місцях прокладання через перекриття;

– на горизонтальних ділянках через кожні 30 м, а також у місцях прокладання крізь стіни і перегородки та в місцях розгалуження в інші короби головних потоків кабелів.

Місця вогнеперешкоджувальних ущільнень КЛ позначають червоними смугами на зовнішніх стінках коробів.

6. У разі прокладання пучків кабелів через перегородки, перекриття, а також крізь стіни кабелі треба розташовувати переважно в один ряд, відокремлюючи кожний ряд від наступного негорючими матеріалами товщиною, не меншою ніж 0,02 м.

7. У кожному напрямку кабельної траси треба передбачати запас ємкості, не менший ніж 15% від загальної ємкості коробів.

2.3.94. КЛМ низького тиску та одножильні кабелі з пластмасовою ізоляцією треба кріпити на металевих конструкціях таким чином, щоб унеможливити утворення навколо кабелів замкнутих магнітних контурів; відстань між місцями кріплення має бути не більшою ніж 1 м.

Сталеві трубопроводи КЛМ високого тиску можна прокладати на опорах або підвішувати на підвісках; відстань між опорами або підвісками визначають за проектом КЛМ. Навантаження на опори від ваги трубопроводу не мають призводити до будь-яких переміщень або руйнувань фундаментів опор. Кількість опор і місця їх розташування визначають за проектом.

Механічні опори та кріплення розгалужувальних пристроїв на КЛМ високого тиску мають запобігати розгойдуванню труб розгалужень, утворенню замкнутих магнітних контурів навколо них. У місцях кріплень або торкань до опор треба передбачати ізолювальні прокладки.

2.3.95. На з'єднувальних муфтах силових кабелів напругою від 6 кВ до 330 кВ у колекторах, тунелях, кабельних поверхах і каналах необхідно встановлювати спеціальні захисні металеві або полімерні кожухи для локалізації пошкоджень, які можуть виникнути в разі електричних пробоїв у муфтах.

2.3.96. Кінцеві муфти на КЛМ високого тиску треба розміщувати в приміщеннях за температури повітря, яка має бути не нижчою ніж 0 °С. Якщо температура повітря в приміщенні стає меншою ніж 0 °С, то його треба обладнувати автоматичними обігрівачами.

ПРОКЛАДАННЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ У ВИРОБНИЧИХ ПРИМІЩЕННЯХ

2.3.97. У разі прокладання КЛ у виробничих приміщеннях треба виконувати такі вимоги:

1. Кабелі мають бути доступними для ремонту і огляду. Кабелі (у тому числі броньовані), розташовані в місцях, де переміщують механізми, устаткування, вантажі і транспорт, мають бути захищеними від пошкоджень відповідно до вимог, наведених у 2.3.99.

2. Відстань між кабелями має відповідати відстані, наведеній у таблиці 2.3.3.

3. Відстань між паралельно прокладеними силовими кабелями та різними трубопроводами і газопроводами має бути не меншою від відстані, наведеної у 2.3.63. За менших відстаней наближення, а також на перетинах з трубопроводами кабелі треба захищати від механічних пошкоджень трубами або кожухами достатньої механічної міцності на всій ділянці перетину (плюс по 0,5 м з кожного боку), а в необхідних випадках – від перегрівання.

Перетинати КЛ проходи треба на висоті, не меншій ніж 1,8 м від підлоги.

Паралельно прокладати КЛ над і під маслопроводами і трубопроводами з горючою рідиною заборонено.

2.3.98. Прокладати КЛ в подвійній підлозі та міжповерхових перекриттях треба в кабельних каналах або трубопроводах; закладати в них кабелі наглухо не дозволено. Прокладати КЛ через перекриття та крізь внутрішні стіни треба в трубах або прорізах; після прокладання КЛ зазори в трубах і прорізах потрібно ущільнювати легкопробивним негорючим матеріалом на всю товщину будівельних конструкцій.

Прокладати КЛ у вентиляційних каналах заборонено. Дозволено перетинати ці канали одиничними КЛ з три-, чотири- або п'ятижильними кабелями, укладеними в сталеві труби.

Відкрите прокладання кабелю по сходових клітках заборонено.

2.3.99. Кабелі всередині приміщень і ззовні в місцях, де можливі механічні пошкодження (пересування автотранспорту, вантажів і механізмів, доступ невиробничого персоналу), треба захищати до безпечної висоти, але не меншої ніж 2 м від рівня ґрунту або підлоги та на глибині 0,3 м. В електричних приміщеннях і технологічних цехах такий захист не обов'язковий.

ПРОКЛАДАННЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ ПІД ВОДОЮ

2.3.100. У разі перетину КЛ річок, каналів та інших водойм їх треба прокладати переважно на ділянках із дном і берегами, які зазнають незначного розмивання (перетин струмків див. у 2.3.74). У разі прокладання КЛ через річки з нестійким руслом і берегами, що зазнають розмивання, заглиблення їх у дно передбачають

з урахуванням місцевих умов. Глибину закладання КЛ визначають за проектом. Прокладати КЛ в зонах пристаней, гаваней, поромних переправ, а також зимових регулярних стоянок суден і барж не бажано.

2.3.101. У разі прокладання КЛ у морі треба враховувати дані про глибину, швидкість і характер переміщення води в місці прокладання, пануючі вітри, профілі та хімічний склад дна та води.

2.3.102. Прокладати КЛ по дну моря треба таким чином, щоб у нерівних місцях вони не знаходились у висячому положенні; гострі виступи дна мають бути усунутими. Мілину, кам'яні пасма та інші підводні перешкоди на трасі треба обходити або передбачати в них траншеї або проходи.

2.3.103. У разі перетину КЛ річок, каналів, заток, лиманів, озер та інших водойм кабелі напругою до 35 кВ треба заглиблювати в дно на глибину, не меншу ніж 1 м; кабелі напругою від 110 кВ до 330 кВ на прибережних і мілководних ділянках, а також на судноплавних і сплавних шляхах – на глибину 2 м.

У водоймах, де періодично виконують днопоглиблювальні роботи, КЛ треба заглиблювати у дно до відмітки, на якій не відчувається вплив робіт, які провадять.

У разі прокладання КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ на судноплавних річках і каналах для захисту їх від механічних пошкоджень треба заповнювати траншеї мішками з піском з наступним накиданням каменів.

2.3.104. Відстань між багатожильними кабелями, заглиблюваними в дно річок, каналів тощо із шириною водойми до 100 м, потрібно приймати не меншою ніж 0,25 м.

КЛ, які будують під водою, треба прокладати на відстані від діючих КЛ, не меншій ніж 1,25 глибини водойми, обчисленої для багаторічного середнього рівня води, але не меншій ніж 20 м.

У разі прокладання КЛ з одножильними кабелями під водою на глибині 5–15 м і за швидкості течії, яка не перевищує 1 м/с, відстані між окремими фазами (без спеціальних кріплень фаз між собою, наприклад, «у трикутник») треба приймати не меншими ніж 0,5 м, а відстані між крайніми кабелями паралельних КЛ – не меншими ніж 5 м.

У разі прокладання КЛ під водою на глибину, більшу ніж 15 м, а також за швидкості течії, більшої ніж 1 м/с, відстані між окремими фазами та лініями приймають відповідно до проекту.

Занурювати КЛ з одножильними кабелями під воду треба одночасно трьома кабелями з трьох барабанів, щоб не збільшувати проектні відстані між кабелями під водою і не погіршувати пропускну спроможність КЛ. Можна прокладати по одному кабелю в попередньо підготовлену (розмиту) підводну траншею з наступним укладанням кабелів водолазами перед замиванням траншеї відповідно до проекту.

Відстань по горизонталі від КЛ, прокладених по дну річок, каналів та інших водойм, до трубопроводів (нафтопроводів, газопроводів тощо) треба визначати при розробленні проекту залежно від виду днопоглиблювальних робіт, виконуваних під час прокладання трубопроводів і кабелів; відстань має бути не меншою ніж 50 м. Дозволено зменшувати цю відстань до 15 м за погодженням з організаціями, у віданні яких перебувають КЛ і трубопроводи.

2.3.105. На берегах без удосконалених набережних у місці кабельного переходу під водою на кожному березі треба передбачати резерв кабелю довжиною, не

меншою ніж 10 м у разі прокладання через річку та 30 м – у разі прокладання по дну моря. Резерв кабелю укладають у вигляді «вісімки». На вдосконалених набережних кабелі треба прокладати в трубах. У місці виходу КЛ треба влаштовувати кабельні колодязі. Верхній кінець труби має входити в береговий колодязь, а нижній – перебувати на глибині, не меншій ніж 1 м від найменшого рівня води. На берегових ділянках труби мають бути міцно ущільненими водонепроникним матеріалом.

2.3.106. Проти оголення КЛ у разі льодоходів і повеней у місцях, де русло та береги зазнають розмивання, необхідно вживати заходів для зміцнювання берегів (замощування, відбійні дамби, палі, шпунти, плити тощо).

2.3.107. Перетинати КЛ між собою під водою заборонено.

2.3.108. Кабельні підводні переходи судноплавних водойм треба позначати на берегах сигнальними знаками відповідно до Правил судноплавства на внутрішніх водних шляхах України, затверджених наказом Міністерства транспорту України від 16.02.2004 № 91, зареєстрованим в Міністерстві юстиції України 12.07.2004 р. за № 872/9471.

2.3.109. У разі прокладання під водою трьох і більше КЛ з багатожильними кабелями напругою до 35 кВ треба передбачати один резервний кабель на кожні три робочі кабелі. У разі прокладання під водою КЛ з одножильними кабелями (за винятком КЛ офшорних вітроелектростанцій (ВЕС)) треба передбачати резерв: для однієї КЛ – один кабель, для двох КЛ – два, для трьох і більше КЛ – за проектом, але не менше двох. Резервні кабелі треба прокладати таким чином, щоб їх можна було використовувати замість кожного з діючих робочих кабелів.

Потребу в прокладанні резервних кабелів офшорних ВЕС, установлених у відкритому морі, і кабелів, прокладених методом горизонтально направленого буріння, визначають проектом.

ПРОКЛАДАННЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ ПО СПЕЦІАЛЬНИХ СПОРУДАХ

2.3.110. Відповідно до ДВН В.2.3-14:2006 «Споруди транспорту. Мости та труби. Правила проектування» допускається по мостах прокладати КЛ таким чином, щоб забезпечити умови для нормальної експлуатації мосту.

Прокладати транзитом КЛ напругою понад 1 кВ по мостах, як правило, не допускається.

У разі наявності відповідного техніко-економічного обґрунтування допускається прокладання КЛ по мостах в передбачених окремих місцях та в спеціальних конструктивних елементах (кабельні короба, трубопроводи).

Для прокладання КЛ по мостах слід передбачати окремі місця та спеціальні конструктивні елементи (кабельні короба, трубопроводи).

У разі прокладання КЛ під пішохідною частиною моста необхідно перевіряти рівень магнітного поля над місцем її проходження шляхом виконання відповідних розрахунків на етапі виконання проекту. Якщо рівень магнітного поля перевищує гранично допустимий, наведений у таблиці 2.3.2, необхідно передбачати встановлення спеціальних захисних екранів.

Прокладати КЛ під збірними тротуарними блоками та плитами мостів не допускається.

Прокладати КЛ по кам'яних, залізобетонних і металевих мостах треба в системах кабельних коробів, трубопроводів, які належать до класу стійких до поширювання полум'я (для систем кабельних коробів – за ДСТУ 4499-1:2005 «Система кабельних коробів. Частина 1. Загальні вимоги та методи випробування», для систем кабельних трубопроводів – за ДСТУ 4549-1:2006 «Система кабельних трубопроводів. Частина 1. Загальні вимоги та методи випробування»), з розміщенням кожного кабелю в окремому трубопроводі. Необхідно передбачати заходи щодо запобігання стоку зливових вод цими трубопроводами. По металевих і залізобетонних мостах і в разі підходу до них кабелі треба прокладати в неметалевих трубах. У місцях переходу КЛ з моста в ґрунт кабелі треба прокладати у таких самих трубах.

Усі КЛ, які прокладають під землею, на металевих і залізобетонних мостах, необхідно електрично ізолювати від металевих частин мосту.

У разі прокладання КЛ з багатожильними кабелями по дерев'яних спорудах (мостах, причалах, пірсах тощо) їх треба прокладати в металевих трубах.

2.3.111. У разі прокладання КЛ по мостах треба вживати заходів для забезпечення охорони мостів, безпеки руху по ньому у випадках пошкоджень кабелю, а також щодо унеможливлення негативного впливу електромагнітного поля КЛ на комунікації зв'язку та інші комунікації, які прокладено по мостах. На всіх залізничних мостах та інших великих мостах мають бути пристрої для вимикання КЛ по обидва боки мосту.

2.3.112. У місцях переходу КЛ через температурні шви мостів, а також у місцях переходу КЛ з конструкцій мостів на їх опори треба вживати заходів для запобігання виникненню механічних зусиль на кабелях.

2.3.113. Прокладати КЛ по греблях, дамбах, пірсах і причалах у земляній траншеї дозволено за товщини шару ґрунту, більшої ніж 1 м, – для КЛ напругою до 35 кВ і 1,5 м – для КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ.

2.3.114. Прокладати КЛМ по мостах заборонено.

ОСОБЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ ДЛЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ КАБЕЛІВ З ІЗОЛЯЦІЄЮ ІЗ ЗШИТОГО ПОЛІЕТИЛЕНУ

2.3.115. Вимоги, наведені в 2.3.116–2.3.138, стосуються особливостей КЛ напругою від 6 кВ до 330 кВ, в яких застосовують кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену (ЗПЕ).

За всіх інших вимог, не зазначених у 2.3.116–2.3.138, потрібно керуватися вимогами інших пунктів цієї глави.

Прокладати КЛ з кабелями з ізоляцією із ЗПЕ під водою треба за погодженням виробника кабельної продукції.

2.3.116. Застосовувати КЛ з кабелями з ізоляцією із ЗПЕ в електричних мережах з ізольованою нейтраллю треба переважно за умови оснащення мережі засобами селективного захисту від однофазного замикання на землю, які діють на вимикання КЛ з кабелями з ізоляцією із ЗПЕ, пошкодженою однофазним замиканням на землю (див. також 2.3.17).

Правила експлуатаційного обслуговування кабелів не мають допускати можливості доторкання людини до струмопровідних екранів одножильних кабелів, заземлених з одного кінця (2.3.124, способи 2, 3, 4) без вимикання КЛ.

2.3.117. Номінальний переріз струмопровідних жил кабелів вибирають за тривало допустимим струмом навантаження нормального режиму, в якому температура нагрівання кабельної жили не перевищує 90 °С. Враховувати перевантажувальні можливості кабелю заборонено.

Тривало допустиме струмове навантаження, яке встановлює виробник кабельної продукції для певних (базових) умов прокладання кабелю, потрібно коригувати з урахуванням конкретних умов прокладання кабелів. Коригування виконують із застосуванням коригувальних коефіцієнтів, передбачених виробником кабельної продукції, або в інший (розрахунковий) спосіб. Відмінність конкретних умов від базових можна визначати, зокрема, за такими параметрами:

- температура середовища (повітря, ґрунту, дна водойм);
- глибина закладання кабелю;
- питомий тепловий опір середовища;
- переріз екрана;
- відстань між кабелями та між групами кабелів;
- кількість КЛ у траншеї;
- діаметр труби для кабелю (якщо прокладання в трубах не враховане в базових умовах);
- відсутність струмового навантаження екранів, якщо схема заземлення екранів відрізняється від базової схеми заземлення екрана з обох боків (коригування виконують за методикою ДСТУ IEC 60287-1-1:2009 «Кабелі електричні. Обчислення номінальної сили струму». Частина 1-1. «Співвідношення для обчислення номінальної сили струму (коефіцієнт навантаження 100%) і обчислення втрат. Загальні положення»).

На ділянці траси, довжина якої дорівнює будівельній довжині кабелю, тривало допустиме струмове навантаження приймають за струмом, визначеним для відрізка траси з найгіршими умовами охолодження, довжина якого перевищує 10 м (див. також 2.3.35).

2.3.118. Значення тривало допустимого струму навантаження жил кабелю має бути не меншим від очікуваного струму передавання по КЛ, який визначають за даними розвитку електричного навантаження енерговузла на перспективу до 20 років.

Вибраний за умови нормального температурного режиму кабелю номінальний переріз струмопровідної жили перевіряють за умови післяаварійного режиму (2.3.119) і режиму короткого замикання (2.3.120).

2.3.119. У післяаварійному режимі роботи енерговузла струмопровідна жила може знаходитися за температури від 90 °С до 130 °С епізодичної тривалості, яка за рік сумарно не має бути більшою ніж 72 год.

Допустимий струм жили кабелю в післяаварійному режимі розраховують множенням значення тривало допустимого струму жили, визначеного згідно з 2.3.117, на коефіцієнт 1,17 для кабелів, прокладених у ґрунті, та 1,20 – для кабелів, прокладених у повітряному середовищі.

Значення допустимого струму жили в післяаварійному режимі має бути не меншим, ніж очікуваний струм передавання по КЛ (див. 2.3.118) разом із додатковим навантаженням КЛ під час аварії в енерговузлі.

2.3.120. У режимі КЗ струмопровідна жила короткочасно може знаходитися за температури 250 °С. Тривалість режиму КЗ зумовлено тривалістю дії релейного захисту на вимикання КЛ.

Допустимий струм КЗ жили кабелю визначають за даними виробника кабельної продукції про допустиме значення струму КЗ тривалістю 1 с (односекундний струм) у разі нагрівання жили від початкової температури 90 °С до гранично допустимої температури 250 °С. За необхідності врахування початкової температури жили, якщо вона є меншою ніж 90 °С, використовують дані виробника кабельної продукції про збільшення щільності односекундного струму КЗ у разі зменшення початкової температури.

Для тривалості КЗ, відмінної від 1 с, допустимий струм КЗ розраховують множенням значення струму КЗ, який протікає за 1 с, на коригувальний коефіцієнт k за формулою:

$$k = \frac{1}{\sqrt{t}}, \qquad (2.3.1)$$

де t – тривалість КЗ, с.

Значення допустимого струму КЗ має бути не меншим від очікуваного з перспективою до 20 років значення струму зовнішнього КЗ (на шинах ПС в кінці КЛ). Вид зовнішнього КЗ, який зумовлює найбільше значення струму жили, визначають за проектом.

2.3.121. Номінальний переріз струмопровідних екранів кабелів потрібно вибирати за допустимим струмом режиму КЗ на землю.

У режимі КЗ екран кабелю може короткочасно знаходитися за температури 350 °С. Допустимий струм екрана в режимі КЗ розраховують виходячи з даних виробника кабельної продукції щодо односекундного струму екрана з наступним коригуванням його значення на іншу тривалість КЗ через коефіцієнт k (2.3.120).

Значення допустимого струму КЗ екрана має бути не меншим від очікуваного значення струму розрахункового виду КЗ на землю. Для КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ розрахунковим видом КЗ є однофазне замикання на землю, яке відбувається у з'єднувальній муфті КЛ біля ПС на відстані однієї будівельної довжини кабелю. Для КЛ напругою від 6 кВ до 35 кВ розрахунковим видом КЗ є подвійне КЗ на землю, яке відбувається у двох місцях КЛ – у з'єднувальній муфті біля ПС (на одній фазі) та в кінцевій муфті на ПС (на другій фазі).

Номінальний переріз екрана із міді не може бути прийнятим меншим ніж 95 мм^2 для КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ і не меншим ніж 16 мм^2 – для КЛ напругою від 6 кВ до 35 кВ. Максимальна напруга, яка може виникнути між екраном і заземлювачем у разі стікання із заземлювача струму замикання на землю, має бути не більшою, ніж ізоляційна міцність оболонки кабелю.

2.3.122. Для КЛ напругою від 6 кВ до 330 кВ у разі заземлення струмопровідних екранів кабелів з обох кінців (див. 2.3.124, спосіб 1) потрібно перевіряти номінальний переріз екрана за значенням наведеного струму від протікання жилою КЛ струму нормального робочого режиму. Значення наведеного струму в екрані в разі розташування кабелів за схемою «у трикутник» впритул один до одного визначають за формулою:

$$I_{е} = I_{кл}\sqrt{\frac{0,0019}{R_{70}^2 + 0,0019}}, \qquad (2.3.2)$$

де I_e – наведений струм екрана, А;

$I_{кл}$ – максимальний робочий струм КЛ, А;

R_{70} – питомий активний опір екрана кабелю за температури 70 °С, Ом/км.

Питомий активний опір екрана кабелю розраховують множенням значення опору за стандартної температури 20 °С на коефіцієнт 1,19 для екрана із міді і 1,2 – для екрана з алюмінію.

Значення наведеного струму в екрані в разі розташуванні кабелів за схемою «у площині» на відстані одного діаметра між кабелями визначають за формулою:

$$I_e = I_{кл}\sqrt{0,75\frac{0,017}{R_{70}^2+0,017}+0,25\frac{0,01}{R_{70}^2+0,01}}, \qquad (2.3.3)$$

де I_e, $I_{кл}$, R_{70} – параметри відповідно до формули (2.3.2).

Якщо КЛ напругою від 6 кВ до 35 кВ приєднують до РУ ПС, яка має інші РУ напругою 110 кВ і вище, то номінальний переріз струмопровідних екранів кабелю, який заземлюють з обох кінців приєднанням до заземлювачів ПС, потрібно додатково перевіряти на можливу максимальну величину протікання в них струму однофазного КЗ, яке може виникнути на РУ напругою 110 кВ і вище.

2.3.123. КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ довжиною понад 30 км треба перевіряти на допустиму довжину КЛ за рівнем напруги на її кінці в режимі неробочого ходу за формулою:

$$l = \frac{14}{\sqrt{LC}}, \qquad (2.3.4)$$

де L – питома індуктивність кабелю, мГн/км;

C – питома ємність кабелю, мкФ/км;

l – допустима довжина КЛ, км.

У разі перевищення довжини КЛ, визначеної за формулою (2.3.4), потрібно виконувати уточнювальні розрахунки режиму напруги КЛ.

2.3.124. Струмопровідні екрани і броню одножильних кабелів (або кабелів окремих ділянок КЛ) заземлюють з обох кінців. Допускається заземлювати струмопровідні екрани одножильних кабелів принаймні в одній точці (з одного кінця). Заземлення екранів одножильних кабелів у місцях їх виходу на конструкції ПКЗ є обов'язковим, бо це дає змогу обслуговувати лінійну частину ПКЗ без зняття напруги.

Можливі способи заземлення екранів наведено нижче.

Спосіб 1. Заземлення екранів з обох кінців

Застосування цього способу є обов'язковим для кабельних вставок у ПЛ, якщо вставки мають вихід кабелів на конструкції ПКЗ з обох кінців. Допускається застосовувати спосіб 1 для КЛ, до яких не встановлюють спеціальних вимог щодо підвищення пропускної спроможності кабелів і обмеження втрат електроенергії в струмопровідних екранах.

Прокладання кабелів за схемою «у площині» у разі заземлення екранів з обох кінців доцільно здійснювати із регулярною транспозицією кабелів (але не менше ніж у двох місцях по довжині КЛ), що дає змогу зменшувати втрати електроенергії під час експлуатації. Відстань між кабелями в місцях транспозиції має бути не меншою ніж діаметр кабелю.

Прокладати кабелі за схемою «у трикутник» у разі заземлення екранів з обох кінців можна без транспозиції.

Заземлення екранів здійснюють приєднанням їх до заземлювачів РУ кінцевих ПС або до заземлювачів ПКЗ.

Спосіб 2. Заземлення екранів з одного кінця

Цей спосіб дає змогу уникати значних втрат електроенергії в струмопровідних екранах кабелів під час експлуатації КЛ. Спосіб застосовують із перевіркою значень наведеної напруги на незаземлених кінцях екранів відносно землі за максимального струму жили кабелю в нормальному робочому режимі.

Перевірку виконують виходячи із фактичної довжини КЛ (або ділянки КЛ) і значення питомої наведеної напруги на 1 км КЛ, яке визначають за формулою:

$$E = I \cdot X_M, \qquad (2.3.5)$$

де E – питома наведена напруга, В/км;

I – струм жили кабелю в розрахунковому режимі, А;

X_M – питомий індуктивний опір екрана (розрахунок опору див. у додатку Б), Ом/км.

Наведена напруга на незаземленому кінці екрана в нормальному робочому режимі не має перевищувати допустимого діючого значення напруги змінного струму, що становить 70% значення випробувальної напруги оболонки кабелю постійного струму. За випробувальну напругу оболонки приймають напругу постійного струму, визначену в технічних умовах на виробництво кабелю.

Для захисту ізоляції оболонки кабелю в режимі зовнішнього КЗ на незаземлених кінцях екранів треба встановлювати ОПН (з відповідним їх заземленням).

Вибір ОПН здійснюють за розрахунком наведеної напруги на незаземлених кінцях екранів виходячи із фактичної довжини КЛ (або ділянки КЛ) і значення питомої наведеної напруги, визначеного за формулою (2.3.5) за струму зовнішнього КЗ. Для КЛ напругою від 6 кВ до 35 кВ розрахунок виконують за струму трифазного КЗ. Для КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ розрахунок виконують за струму однофазного КЗ.

Залишкова напруга на ОПН у разі КЗ не повинна перевищувати допустиму напругу ізоляції зовнішньої оболонки кабелю. Вибір здійснюють з урахуванням тривалості режиму зовнішнього КЗ. Допускається встановлювати декілька колонок ОПН, якщо енергоємність однієї колонки виявиться недостатньою.

Для унеможливлення доторкання до незаземлених кінців екранів на них має бути встановлено відповідні огорожі.

У разі паралельного прокладання двох КЛ з одножильними кабелями, на одній із яких застосовують заземлення екранів з одного кінця, належить перевіряти наведену напругу на екрані в ремонтному режимі такої КЛ. У цьому разі на

струмопровідному екрані вимкненої для ремонту КЛ може наводитися напруга від суміжної КЛ, яка знаходиться в нормальному режимі симетричного струмового навантаження.

Наведена напруга на незаземленому кінці екрана кабелю в ремонтному режимі КЛ до накладання тимчасового заземлення екрана має бути не більшою ніж 24 В. Розрахунок наведеної напруги виконують за формулою (2.3.5), в якій за розрахунковий струм жили приймають струм нормального режиму суміжної КЛ і застосовують відповідне значення питомого індуктивного опору (див. додаток Б).

Спосіб 3. Заземлення екранів з обох кінців з транспозицією екранів

Цей спосіб застосовують для зменшення втрат електроенергії під час експлуатації КЛ, у якій значення наведеної напруги на незаземлених кінцях струмопровідних екранів кабелів перевищують значення, установлені для способу 2. Спосіб 3 полягає в здійсненні транспозиції екранів кабелів (без транспозиції струмопровідних жил). Транспозиція екранів — це поділ струмопровідних екранів одножильних кабелів на однакові за довжиною ділянки (елементарні секції) з числом, кратним трьом, і подальшим з'єднанням елементарних секцій таким чином, щоб неперервні електричні кола екранів були симетричними трьом фазним жилам. Наприклад, кінець екрана першої секції на фазі *A* з'єднують з початком екрана другої секції на фазі *B*, а кінець екрана цієї секції з'єднують з початком екрана третьої секції на фазі *C*.

Три послідовно з'єднані елементарні секції складають один повний цикл транспозиції. На початку і в кінці кожного циклу транспозиції екрани кабелів заземлюють.

Поділ струмопровідних екранів кабелів на елементарні секції та цикли транспозиції здійснюють за допомогою екранороздільних муфт. Місцем розташування екранороздільних муфт із з'єднанням незаземлених кінців екранів різних одножильних кабелів між собою є вузол транспозиції екранів.

Кожну елементарну секцію екранів у вузлі транспозиції потрібно перевіряти на допустиму наведену напругу змінного струму для оболонки кабелю за умовами, передбаченими в способі 2. Перевірку виконують для нормального робочого і, за необхідності, ремонтного режиму виходячи із фактичної довжини КЛ на одному циклі транспозиції екранів і значення питомої наведеної напруги у вузлі транспозиції на 1 км циклу, яке визначають за формулою:

$$E_{т} = \frac{1}{3N}(I \cdot X_{M}), \qquad (2.3.6)$$

де $E_{т}$ – питома наведена напруга у вузлі транспозиції, В/км;

I – струм жили кабелю в розрахунковому режимі, А;

X_{M} – питомий індуктивний опір екрана (розрахунок опору див. у додатку Б), Ом/км;

N – кількість циклів транспозиції.

Захист ізоляції оболонки кабелів у режимі зовнішнього КЗ здійснюють установленням ОПН у вузлах транспозиції (з відповідним їх заземленням). Вибір ОПН здійснюють за розрахунком наведеної напруги на екранах у вузлах транспозиції

таким чином, щоб залишкова напруга на ОПН у разі КЗ не перевищувала допустиму напругу ізоляції зовнішньої оболонки кабелю. Якщо наведена напруга у вузлах транспозиції екранів на КЛ напругою від 6 кВ до 35 кВ не перевищує допустиму, установлювати ОПН не обов'язково.

Для КЛ напругою від 6 кВ до 35 кВ розрахунок наведеної напруги у вузлах транспозиції під час КЗ виконують за формулою (2.3.6) за струму трифазного КЗ. Для КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ розрахунок питомої наведеної напруги у вузлах транспозиції виконують як за струму трифазного КЗ (за формулою (2.3.6), так і за струму однофазного КЗ за формулою:

$$E_{т} = \frac{2}{9N}\left(I \cdot X_{M}\right), \qquad (2.3.7)$$

де $E_{т}$ – питома наведена напруга у вузлі транспозиції, В/км;

I – струм жили кабелю в режимі однофазного КЗ, А;

X_{M} – питомий індуктивний опір екрана (розрахунок опору див. у додатку Б), Ом/км;

N – кількість циклів транспозиції.

З'єднання екранів у вузлах транспозиції, установлення ОПН та їх заземлення потрібно виконувати в доступних для обслуговування з'єднувальних коробках, які установлюють у колодязях з екранороздільними муфтами або в наземних конструкціях біля таких колодязів. Влаштування з'єднувальних коробок в частині ізоляційних відстаней від неізольованих струмопровідних частин виконують за таблицею 4.2.3 глави 4.2 цих Правил відповідно до розрахункового значення лінійної напруги між незаземленими кінцями екранів кабелів. Опір заземлювачів ОПН у вузлах транспозиції визначають за таблицею 2.5.29 глави 2.5 цих Правил. Електричні провідники для з'єднання екранів між собою і з ОПН мають бути ізольованими відносно землі на напругу, не меншу від наведеної на екрані у вузлі транспозиції.

Спосіб 4. Заземлення екранів з одного кінця із порушенням їх неперервності

Допускається поділяти струмопровідні екрани кабелю на окремі ділянки без збереження неперервних електричних кіл екранів. Кожну окрему ділянку екранів заземлюють лише з одного кінця, як передбачено у способі 2. Довжину кожної ділянки визначають за критеріями і розрахунковими умовами, установленими для способу 2. Опір заземлювачів екранів і ОПН кожної ділянки визначають за таблицею 2.5.29 глави 2.5 цих Правил.

Спосіб 5. Комбінація способів заземлення екранів

На різних ділянках однієї КЛ допускається застосовувати комбінації різних способів заземлення екранів кабелю.

Допускається застосовувати спосіб 3 із комбінацією циклів транспозиції екранів різної довжини (за обов'язкового поділу кожного циклу на три елементарні секції практично однакової довжини). Також допускається застосовувати спосіб 3 із циклами транспозиції різної довжині в комбінації з іншими способами заземлення екранів залежно від умов прокладання КЛ по трасі.

2.3.125. У разі прокладання КЛ з кабелями з ізоляцією із ЗПЕ в ґрунті місця з'єднання кабелів треба розташовувати в один ряд або зміщувати між сусідніми кабе-

лями уздовж траси на відстань, не меншу ніж 2 м. Відстань у просвіті між кабельними муфтами в разі їх розташування в один ряд має бути не меншою ніж 250 мм для КЛ напругою до 35 кВ і 500 мм – для КЛ напругою понад 35 кВ (див. також 2.3.75).

У місцях з'єднання необхідно залишати запас кабелю довжиною, яка достатня для монтажу муфти, а також для розміщення компенсаційної дуги (компенсатора). Довжину дуги з кожного боку муфти приймають за рекомендаціями заводів-виробників кабельної продукції; вона має бути не меншою ніж 350 мм для кабелів напругою до 20 кВ та 400 мм – для кабелів напругою від 35 кВ до 330 кВ. За значної кількості кабелів компенсатори дозволено розміщувати у вертикальній площині. Муфта при цьому має залишатися на рівні прокладання кабелю.

Укладати кабель із зайвою довжиною у вигляді кілець заборонено.

2.3.126. У місцях з'єднання кабелю мають бути зроблені котловани на одній осі із траншеєю глибиною, однаковою з глибиною прокладання кабелю. Ширина котлованів для однієї КЛ має бути не меншою ніж:

- 1,5 м – для кабелю напругою до 20 кВ;
- 1,7 м – для кабелю напругою 35 кВ;
- 2,0 м – для кабелю напругою від 110 кВ до 330 кВ.

Для паралельного прокладання двох КЛ ширина котловану для муфт КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ має бути не меншою ніж 3 м і для кабелів напругою до 35 кВ – не меншою ніж 2 м.

Довжину котловану визначають залежно від кількості і розташування муфт.

Довжина котловану для трьох муфт має становити:

- 5,0 м – для КЛ напругою до 20 кВ;
- 7,0 м – для КЛ напругою від 35 кВ до 330 кВ.

Розміри котлованів для декількох КЛ в одній траншеї визначають відповідно до проекту.

З'єднувати кабелі над і під комунікаціями, а також над перекриттям підземних споруд заборонено.

2.3.127. За наявності на трасі КЛ ґрунтів, які містять речовини, що руйнівно діють на оболонку кабелю, містять будівельне сміття, шлак, або за наявності вигрібних і сміттєвих ям на відстані, меншій ніж 2 м, траншею треба розширювати на 0,5 м в обидва боки та на 0,3 м – у глибину з наступним засипанням нейтральним ґрунтом або прокладати кабелі в неметалевих трубах (діаметр труб див. у 2.3.128).

2.3.128. У разі прокладання КЛ у кабельних трубопроводах (каналах блока) кабелі напругою до 35 кВ можна розміщувати по одному фазному кабелю в трубі (каналі), або по три кабелі, з'єднані за схемою «у трикутник», у одній трубі.

Кабелі напругою від 110 кВ до 330 кВ треба розміщувати по одному кабелю в трубі незалежно від схеми прокладання («у площині» чи «у трикутник»).

Внутрішній діаметр труби по відношенню до зовнішнього діаметра кабелю D повинен мати розмір, не менший ніж $1{,}5D$ у разі прокладання одного кабелю і не менший ніж $3{,}2D$ – у разі прокладання трьох кабелів, з'єднаних за схемою «у трикутник».

2.3.129. Загальну довжину труби або каналу блока визначають з урахуванням допустимих зусиль натягу кабелю, що виникають під час протягування кабелю через трубу на прямолінійних ділянках траси та в місцях її згинання. Розраховують натяг кабелю згідно з додатком А.

2.3.130. Для прокладання кабелів застосовують неметалеві трубопроводи.

У разі прокладання в трубах КЛ з трижильними або трьома одножильними кабелями можна застосовувати металеві трубопроводи з магнітних матеріалів (сталі, чавуну).

Перетинати КЛ трамвайні лінії та автомобільні дороги треба переважно прокладанням блока неметалевих труб для фаз кабелю (плюс один резервний, який розміщують у загальній металевій трубі збільшеного діаметра). Вільний простір у загальній трубі заповнюють бетоном, а кінці труб, в яких проложили кабелі, – ущільнюють. Глибину закладання кабелю визначають за 2.3.60 так само, як для прокладання в ґрунті.

У разі прокладання в загальній трубі двох КЛ за умови, що кабелі кожної КЛ прокладено в трубах меншого діаметра, відстань між крайніми найближчими кабелями суміжних КЛ треба приймати такою самою, як для КЛ, прокладених без труб (2.3.61).

2.3.131. З'єднувати неметалеві труби треба за допомогою муфт, з'єднувальних патрубків або манжет і, за необхідності, скріплювати цементним розчином. Застосовувати з'єднувальні елементи з магнітних матеріалів заборонено.

Внутрішній діаметр муфт, патрубків, манжет має бути більшим від зовнішнього діаметра труб.

2.3.132. Прокладати КЛ крізь стіни, перегородки, перекриття треба через відрізки труб із немагнітних негорючих матеріалів, через отвори з гладенькими поверхнями в залізобетонних конструкціях або через відкриті прорізи. Порожнини у відрізках труб і отворах та прорізи мають бути ущільненими негорючим матеріалом відповідно до ДБН В.1.1-7-2002 «Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва».

2.3.133. Уводи кабелів у будівлі, кабельні споруди та інші приміщення треба виконувати в трубах із немагнітних негорючих матеріалів. Кінці труб мають виступати в траншею із стіни будівлі, фундаменту або за лінію вимощення, не меншу ніж 0,6 м, і мати нахил у бік траншеї. При цьому треба здійснювати заходи щодо унеможливлення проникнення з траншеї до будівлі, кабельної споруди і приміщень води та дрібних тварин. Труби для уводу кабелів в будинки цивільного призначення мають бути старанно ущільненими для запобігання проникненню в приміщення вологи і газу.

Уводи кабелів у будівлі, кабельні споруди в разі прокладання КЛ в наземних залізобетонних лотках треба через перехідні колодязі, які необхідно розташовувати впритул до зовнішньої стіни будівлі або до лінії вимощення. Кінці труб для уводу кабелів мають бути заведеними в ці колодязі.

Прокладати кабелі в будівельних основах без труб заборонено.

2.3.134. У траншеях, трубах, кабельних спорудах КЛ з одножильними кабелями трьох фаз прокладають паралельно за двома схемами: «у площині» або «у трикутник».

Відстань між кабелями в разі прокладання їх за схемою «у площині» має бути не меншою від діаметра кабелю, а навколо кабелів у цій площині не треба утворювати замкнутих контурів з магнітних матеріалів. Застосовувати кріплення, екрани, бандажі, хомути тощо з магнітних матеріалів, які утворюють навколо кабелю замкнутий контур, заборонено.

2.3.135. У разі прокладання кабелів за схемою «у трикутник» їх треба скріплювати стрічками, стяжками, хомутами або скобами. У разі прокладання кабелів

у траншеї під час засипання ґрунтом кабелі мають залишатися в попередньому положенні (за схемою «у трикутник»). Для забезпечення цього слід підбирати належний крок скріплення.

У разі прокладання КЛ просто неба вони мають бути скріпленими з кроком 1,0–1,5 м по довжині КЛ і на відстані, не більшій ніж 0,5 м від кожного місця повороту траси КЛ. У місцях біля з'єднувальних і кінцевих муфт кабелі скріплюють відповідно до проекту.

2.3.136. Для скріплення кабелів трьох фаз однієї КЛ за схемою «у трикутник» дозволено використовувати хомути або скоби з магнітних матеріалів за умови застосування еластичних прокладок для захисту оболонки кабелю від механічних пошкоджень. Металеві кріплення повинні мати ефективне антикорозійне покриття, розраховане на весь термін експлуатації КЛ.

2.3.137. Кабелі, які прокладають по конструкціях, консолях, естакадах, стінах, перекриттях, фермах тощо, треба закріплювати в кінцевих точках безпосередньо біля кінцевих муфт і на поворотах траси (з обох боків від місця згинання на відстані, не більшій ніж 0,5 м). На інших ділянках траси кабелі закріплюють по довжині кабельної лінії із кроком 1,0–1,5 м.

Під кінцевими муфтами кабелі треба закріплювати у двох місцях на відстані, не більшій ніж 1,2 м від нижнього краю муфти.

У разі укладання кабелів на консолі їх треба закріплювати на кожній консолі. Відстань між консолями має бути не більшою ніж 1 м. У разі укладання кабелів вертикально по конструкціях і стінах їх треба закріплювати на кожній кабельній конструкції.

Закріплювати кабелі треба таким чином, щоб запобігти виникненню деформації кабелів і муфт від дії власної ваги, механічних напружень, які виникають у разі нагрівання і охолодження в робочих режимах кабелю, а також від механічних зусиль між кабелями під час КЗ.

Розраховувати механічні зусилля, які виникають між кабелями під час КЗ, треба згідно з додатком А.

2.3.138. У місцях жорсткого кріплення кабелів на конструкціях треба використовувати прокладки з еластичного матеріалу (листова гума, листовий полівінілхлорид, неопрен тощо). Прокладки мають виступати за краї хомутів або скоб на ширину на 5–8 мм.

У разі прокладання кабелів по конструкціях просто неба треба застосовувати пластикові або гумові прокладки кріплень, стійкі до ультрафіолетового випромінювання.

На територіях відкритих розподільчих установок у разі виходу кабелів із землі до їх кінцевих муфт кабелі треба захищати неметалевими трубами на висоту, не меншу ніж 0,5 м.

ЗАЗЕМЛЕННЯ

2.3.139. В електроустановках напругою понад 1 кВ кабелі з металевими оболонками або бронею, а також металеві кабельні конструкції, по яких прокладають кабелі, мають бути заземленими, а в електроустановках напругою до 1 кВ – з'єднаними із захисним *PE*-провідником відповідно до 1.7.77 глави 1.7 цих Правил.

Опір заземлювачів, до яких приєднують оболонки і броню кабелів, а також екрани однофазних кабелів напругою понад 1 кВ, слід приймати згідно з 1.7.98 глави 1.7 цих Правил для КЛ в електричних мережах з ізольованою, компенсова-

ною або заземленою через резистор нейтраллю і приймати опір заземлювачів, не більший від опору, наведеного в таблиці 2.5.29 глави 2.5 цих Правил.

2.3.140. Під час вибору системи заземлення екранів однофазних кабелів слід враховувати напруги на заземлювальних пристроях кінцевих ПС у разі протікання через пристрої розрахункових струмів замикання на землю. Визначати струм для розрахунку опору заземлювального пристрою, який використовують одночасно для електроустановок напругою до 1 кВ і понад 1 кВ, треба з урахуванням струмів екранів однофазних кабелів, якщо екрани поділено на частини (секції) з втратою неперервності відповідно до 2.3.124 (спосіб 4).

2.3.141. У разі заземлення або з'єднання з *PE*-провідником металевих оболонок силових кабелів оболонку і броню потрібно з'єднувати гнучким мідним проводом між собою та з корпусами муфт (кінцевих, з'єднувальних тощо). На кабелях 6 кВ і вище з алюмінієвими оболонками заземлювати оболонки і броню треба за допомогою окремих заземлювальних провідників. Якщо на опорі конструкції встановлено зовнішню кінцеву муфту і комплект ОПН, то броню, металеві оболонки та муфти треба приєднувати до заземлювача ОПН. Використовувати як заземлювач тільки металеві оболонки кабелів у цьому разі заборонено.

Для КЛ з багатожильними кабелями треба використовувати заземлювальні, захисні *PE*-провідники та гнучкі мідні провідники, як і оболонки кабелів, з таким перерізом, який має витримувати струми подвійного КЗ на землю. У всіх випадках переріз має бути не меншим ніж 6 мм^2 (для мідного провідника).

Заземлювальні провідники екранів однофазних кабелів треба виконувати з міді перерізом, не меншим ніж переріз екрана (для екранів з міді) або не меншим ніж 60% перерізу екрана (для екранів з алюмінію).

Переріз *PE*-провідників контрольних кабелів вибирають відповідно до вимог 1.7.137–1.7.139 глави 1.7 цих Правил.

Естакади та галереї необхідно обладнувати блискавковідводом, якщо вони не знаходяться в зонах блискавковідводу інших об'єктів.

2.3.142. На КЛМ низького тиску заземлюють кінцеві, з'єднувальні та стопорні муфти.

На КЛМ з алюмінієвими оболонками пристрої підживлення масла треба приєднувати до КЛ через ізолюючі вставки, а корпуси кінцевих муфт – ізолювати від алюмінієвих оболонок кабелів. Зазначену вимогу не поширюють на КЛ з безпосереднім введенням у трансформатори.

У разі застосування для КЛМ низького тиску броньованих кабелів у кожному колодязі броню кабелю по обидва боки муфти треба з'єднувати зварюванням і заземлювати. Сталеві трубопроводи КЛМ високого тиску, прокладені в ґрунті, потрібно заземлювати у всіх колодязях і з обох кінців, а прокладені в кабельних спорудах – з обох кінців і в проміжних точках відповідно до проекту.

За необхідності активного захисту сталевих трубопроводів від корозії їх треба заземлювати відповідно до вимог цього захисту з обов'язковим забезпеченням можливості контролю електричного опору антикорозійного покриття.

2.3.143. У разі переходу КЛ з багатожильними кабелями напругою до 10 кВ у ПЛ і за відсутності на опорі ПЛ заземлювача кабельні муфти (щоглові) дозволено заземлювати приєднанням до металевої оболонки кабелю, якщо кабельну муфту на іншому кінці кабелю приєднано до заземлювача або опір заземлення кабельної оболонки відповідає вимогам таблиці 2.5.29 глави 2.5 цих Правил.

На ПКЗ кабельної вставки і ПЛ напругою від 6 кВ до 330 кВ струмопровідні екрани одножильних кабелів та всі елементи КЛ, які підлягають заземленню, треба приєднувати до заземлювача опори ПЛ, на якій або біля якої встановлюють елементи ПКЗ. Опір заземлювача ПКЗ має відповідати вимогам таблиці 2.5.29 глави 2.5 цих Правил.

ВИМОГИ ДО БУДІВЕЛЬНОЇ ЧАСТИНИ КАБЕЛЬНИХ СПОРУД

2.3.144. Будівельну частину кабельних споруд виконують відповідно до вимог 2.3.145–2.3.160, а також відповідно до будівельних норм і нормативних актів з пожежної безпеки виходячи із сфери їх застосування, зокрема:

– СНиП 2.09.03-85 «Сооружение промышленных предприятий» (Раздел 4 «Тоннели и каналы», Раздел 13 «Галереи и эстакады»);

– НАПБ 05.031-2010 «Інструкція з пожежної безпеки та захисту автоматичними установками водяного пожежогасіння кабельних споруд»;

– НАПБ 05.028-2004 «Протипожежний захист енергетичних підприємств, окремих об'єктів та енергоагрегатів. Інструкція з проектування і експлуатації»;

– НАПБ В.05.023-2005/111 «Інструкція щодо застосування вогнезахисних покриттів для кабелів у кабельних спорудах» (розділ 3 Загальні вимоги щодо вогнезахисту кабельних споруд).

2.3.145. Кабельні споруди повинні мати такі мінімальні габарити:

тунелі, колектори, естакади, галереї, кабельні поверхи, кабельні колодязі:

– висота проходу в просвіті між кабельними конструкціями – 1,8 м;

– ширина проходу в просвіті між конструкціями за двостороннього їх розміщення – 1,0 м;

– ширина проходу в просвіті між стіною і конструкціями за одностороннього їх розміщення – 0,9 м;

кабельні канали і подвійні підлоги:

– висота (глибина) – не більше ніж 1,2 м;

– ширина 0,3 м – за глибини до 0,6 м;

– ширина 0,45 м – за глибини понад 0,6 м до 0,9 м;

– ширина 0,6 м – за глибини понад 0,9 м до 1,2 м.

Дозволено в окремих місцях звужувати проходи до 0,8 м у просвіті або знижувати висоту проходу до 1,5 м за довжини 1,0 м із зменшенням на 15% (порівняно з таблицею 2.3.3) відстані між кабельними конструкціями по вертикалі за одно- і двостороннього розташування конструкцій.

2.3.146. У місцях скупчення підземних комунікацій дозволено виконувати напівпрохідні тунелі та кабельні поверхи висотою, зменшеною порівняно з передбаченою в 2.3.145, але не меншою ніж 1,5 м у просвіті за таких умов:

– напруга КЛ має бути не вищою ніж 10 кВ;

– довжина тунелю має бути не більшою ніж 100 м;

– кабельний поверх площею не більше 108 м^2, що знаходиться в межах окремо збудованої трансформаторної підстанції (ТП) або розподільчого пункту (РП) напругою не вищою ніж 10 кВ та має два виходи (в тому числі через люки, що обладнані стаціонарними сходами чи драбиною) до коридорів обслуговування чи коридорів управління електричних розподільчих установок або до інших приміщень категорії Г та Д по ступеню вогнетривкості (при площі менше 54 м^2 дозволяється виконувати один вихід);

– інші відстані, крім висоти, мають відповідати наведеним у 2.3.145;

– у кожному кінці тунелів мають бути виходи або люки.

2.3.147. Габарити кабельних колодязів мають відповідати наведеним у 2.3.145; габарити камер не нормуються. Кабельні колодязі, якщо їх призначено для розміщення муфт, повинні мати розміри, що забезпечують монтаж муфт. Колодязі, розташовані на березі, на підводних переходах КЛ, повинні мати розміри, які забезпечують розміщення резервних кабелів.

На дні колодязів треба влаштовувати приямки для збирання ґрунтових і зливних вод, а також передбачати водовідвідні пристрої (див. 2.3.148).

Кабельні колодязі треба обладнувати металевими сходами.

У кабельних колодязях кабелі та муфти слід укладати на конструкції, лотки або перегородки.

2.3.148. У тунелях і каналах треба виконувати гідроізоляцію, а також забезпечувати відведення ґрунтових і зливних вод. Необхідно також вживати заходів щодо запобігання потраплянню в тунелі і канали технологічних вод і масел. Підлоги в них повинні мати нахил, не менший ніж 0,5%, у бік водозбірників або зливної каналізації.

У кабельних каналах, які будують поза приміщеннями і які розташовано вище рівня ґрунтових вод, дозволено використовувати земляне дно з дренажем (підсипання утрамбованого гравію або піску товщиною 10–15 см).

У тунелях і кабельних колодязях треба передбачати водовідвідні пристрої; при цьому належить застосовувати переважно автоматичний їхній пуск залежно від рівня води. Пускові апарати та електродвигуни повинні мати виконання, що допускає їхню роботу в особливо вологих місцях.

2.3.149. Кабельні канали і подвійні підлоги в РУ і приміщеннях треба перекривати знімними плитами з негорючих матеріалів. В електромашинних і аналогічних приміщеннях канали треба перекривати переважно рифленою сталлю, а в приміщеннях щитів керування з паркетними підлогами або підлогами із синтетичним покриттям – дерев'яними щитами, захищеними знизу плитами з негорючого матеріалу, які забезпечують необхідну межу вогнестійкості (визначається проектом). Перекриття каналів і подвійних підлог мають забезпечувати по ньому переміщення відповідного устаткування.

2.3.150. Кабельні канали поза будинками поверх знімних плит треба засипати шаром землі товщиною, не меншою ніж 0,3 м. На обгороджених територіях засипати кабельні канали землею поверх знімних плит не обов'язково.

Підземні тунелі поза будинками поверх перекриття треба засипати шаром землі товщиною, не меншою ніж 0,5 м.

2.3.151. У межах одного енергоблоку електростанції дозволено виконувати кабельні споруди з межею вогнестійкості ЕІ 15. При цьому технологічне устаткування, яке може служити джерелом пожежі (баки з маслом, масло станції тощо), повинні мати огорожі з межею вогнестійкості не менше ЕІ 45, які унеможливлювали б можливість загорання кабелів у разі виникнення пожежі на цьому устаткуванні.

У межах одного енергоблоку електростанції дозволено прокладати кабелі поза спеціальними кабельними спорудами за умови надійного їх захисту від механічних пошкоджень, пилу, від іскор і вогню в разі проведення ремонту технологічного устаткування, забезпечення нормальних температурних умов для кабельних ліній та зручності їх обслуговування.

Для забезпечення доступу до кабелів у разі розташування їх на висоті 5 м і вище необхідно споруджувати спеціальні площадки і проходи.

Для одиночних кабелів і невеликих груп кабелів (до 20) експлуатаційні площадки можна не споруджувати, але при цьому має бути забезпечено можливість швидкої заміни і ремонту кабелів в умовах експлуатації.

У разі прокладання кабелів у межах одного енергоблоку поза спеціальними кабельними спорудами треба, по можливості, забезпечувати їх розділення на окремі групи, які проходять по різних трасах.

2.3.152. У разі спільного прокладання кабелів і теплопроводів у спорудах додаткове нагрівання повітря теплопроводом у місцях розташування кабелів у будь-який час року не має перевищувати 5 °С, для чого передбачають вентиляцію споруд і теплоізоляцію на трубах.

На території електростанцій кабельні споруди зовнішніх електромереж потрібно відділяти від кабелів електростанції перекриттям або перегородками, виконаними з негорючих матеріалів і з межею вогнестійкості не менше ніж EI 45.

Кабельні шахти треба відокремлювати від кабельних тунелів, поверхів та інших кабельних споруд перегородками з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 45, виконаними з негорючих матеріалів.

Кабельні поверхи, тунелі, галереї, естакади і шахти від інших приміщень та сусідніх кабельних споруд треба відокремлювати перегородками і перекриттями з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 45, виконаними з негорючих матеріалів.

Двері до кабельних споруд і в перегородках кабельних споруд, які мають межу вогнестійкості EI 45, повинні мати межу вогнестійкості, не меншу ніж EI 30.

2.3.153. Відповідно до НАПБ 05.028-2004 «Протипожежний захист енергетичних підприємств, окремих об'єктів та енергоагрегатів. Інструкція з проектування і експлуатації» кабельні споруди обладнують:

– установками автоматичного пожежогасіння в закритих прохідних кабельних спорудах (кабельні тунелі, закриті галереї, поверхи, прохідні кабельні шахти) на ПС напругою 500 кВ і вище та закритих ПС напругою 110 кВ і вище;

– автоматичною пожежною сигналізацією на ПС напругою 220 кВ і вище.

Виконання в повному обсязі захисту кабелів відповідно до НАПБ В.05.023-2005/111 «Інструкція щодо застосування вогнезахисних покриттів для кабелів у кабельних спорудах» дає змогу не передбачати в кабельних спорудах автоматичних установок пожежогасіння.

2.3.154. Обладнувати кабельні підвали та тунелі енергетичних об'єктів, міжцехові кабельні тунелі та внутрішньоцехові та комбіновані тунелі установками автоматичного пожежогасіння і пожежною сигналізацією треба відповідно до вимог НАПБ Б.06.004-2005 «Перелік однотипних за призначенням об'єктів, які підлягають обладнанню автоматичними установками пожежогасіння та пожежної сигналізації».

2.3.155. У разі прокладання КЛМ у галереях опалення їх необхідно передбачати відповідно до технічних умов на кабелі. Приміщення агрегатів маслопідживлення ліній високого тиску повинні мати природну вентиляцію. Підземні пункти підживлення масла дозволено сполучати з кабельними колодязями, обладнаними водовідвідними пристроями відповідно до 2.3.148.

2.3.156. Кабельні споруди, за винятком естакад, колодязів для муфт, каналів і камер, мають бути забезпеченими природною або штучною вентиляцією, при

цьому в кожному відсіку має бути окрема вентиляція. Розраховують вентиляцію кабельних споруд виходячи з перепаду температур між вхідним і вихідним повітрям, не більшого ніж 10 °С. При цьому треба унеможливлювати утворення мішків гарячого повітря в місцях звуження тунелів, у місцях поворотів, обходів тощо. Вентиляційні пристрої треба обладнувати шиберами для припинення доступу повітря в разі загорання, а також для запобігання промерзанню тунелю в зимовий час. Вентиляційні пристрої мають забезпечувати можливість для застосування автоматики припинення доступу повітря в споруду.

2.3.157. У разі прокладання кабелів усередині приміщень треба унеможливлювати перегрівання кабелів від підвищеної температури навколишнього повітря та від нагрівання їх від технологічного устаткування.

2.3.158. Кабельні споруди, за винятком колодязів для муфт, каналів, камер і відкритих естакад, треба обладнувати електричним освітленням і електричною мережею для живлення переносних світильників та інструменту. На електростанціях мережу для живлення інструменту дозволено не виконувати.

2.3.159. Кабельні споруди вітроелектростанцій, які розташовано на території вітрополів, треба виконувати відповідно до вимог, що стосуються споруд КЛ, прокладених у ґрунті.

2.3.160. Найменші відстані від кабельних естакад і галерей до будинків і споруд мають відповідати наведеним у таблиці 2.3.4.

У разі паралельного проходження естакад і галерей з ПЛ зв'язку та радіофікації найменші відстані між кабелями та проводами лінії зв'язку та радіофікації визначають на підставі розрахунку впливу КЛ на лінії зв'язку та радіофікації. Проводи зв'язку та радіофікації можна розташовувати під і над естакадами і галереями.

Найменшу висоту кабельних естакад і галерей у непроїзній частині території промислового підприємства треба приймати з розрахунку можливості прокладання нижнього ряду кабелів на рівні, не меншому ніж 2,5 м від планувальної відмітки території.

Таблиця 2.3.4. **Найменша відстань від кабельних естакад і галерей до будинків і споруд**

Споруда	Нормована відстань	Найменші розміри, м
1	2	3
У разі паралельного прокладання по горизонталі		
Будинки та споруди з глухими стінами	Від конструкції естакади і галереї до стіни будинку та споруди	Не нормується
Будинки та споруди, які мають стіни з прорізами	Те саме	2
Внутрішньозаводська неелектрифікована залізниця	Від конструкції прохідної естакади і галереї до габариту найближчих споруд	1
	Від конструкції непрохідної естакади до габариту найближчих споруд	3

Продовження табл. 2.3.4

1	2	3
Автомобільна дорога загального користування, внутрішньозаводська автодорога та проїзди для пожежних автомашин	Від конструкції естакади і галереї до бордюрного каменю, зовнішньої брівки або підошви кювету дороги	2
Канатна дорога	Від конструкції естакади і галереї до габариту рухомого складу	1
Надземний трубопровід	Від конструкції естакади і галереї до найближчих частин трубопроводу	0,5
ПЛ електропередавання	Від конструкції естакади і галереї до проводів	Див. 2.5.169, таблицю 2.5.32 глави 2.5 Правил
У разі перетину по вертикалі		
Внутрішньозаводська неелектрифікована залізниця	Від нижньої відмітки естакади і галереї до головки рейки	5,6
Внутрішньозаводська електрифікована залізниця	Від нижньої відмітки естакади і галереї: –до головки рейки –до найвищого проводу або несучого троса контактної мережі	 7,1 3,0
Внутрішньозаводська автомобільна дорога та проїзди для пожежних автомашин	Від нижньої відмітки естакади і галереї до полотна автомобільної дороги та проїзду для пожежних автомашин	4,5
Надземний трубопровід	Від конструкції естакади і галереї до найближчих частин трубопроводу	0,5
ПЛ електропередавання	Від конструкції естакади і галереї до проводів	Див. 2.5.174 глави 2.5 цих Правил
ПЛ зв'язку й радіофікації	Те саме	1,5

Перетинати кабельні естакади і галереї з ПЛ електропередавання, внутрішньозаводськими залізничними шляхами та автомобільними дорогами, проїздами для пожежних автомашин, канатними дорогами, ПЛ зв'язку і радіофікації та трубопроводами треба виконувати під кутом, не меншим ніж 30°.

Розташовувати естакади і галереї у вибухонебезпечних зонах треба відповідно до 4.8.33–4.8.36 НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок».

СИСТЕМА ПІДЖИВЛЕННЯ МАСЛА ДЛЯ КАБЕЛЬНИХ МАСЛОНАПОВНЕНИХ ЛІНІЙ

2.3.161. Система підживлення масла для КЛМ має забезпечувати надійну роботу КЛМ у будь-яких нормальних і перехідних теплових режимах.

2.3.162. Обсяг масла в системі підживлення для КЛМ треба визначати з урахуванням витрати масла на підживлення кабелю. Крім того, треба мати запас масла для аварійного ремонту та заповнення найбільш протяжної секції КЛМ.

2.3.163. Баки підживлення КЛМ низького тиску розміщують переважно в закритих приміщеннях. Кількість баків підживлення визначено в проекті. На відкритих пунктах підживлення баки доцільно розташовувати на металевих конструкціях, захищених від прямих сонячних променів. Баки треба обладнувати покажчиками тиску масла.

2.3.164. Агрегати підживлення КЛМ високого тиску треба розміщувати в закритих приміщеннях, що мають температуру, не нижчу ніж 10 °С, поблизу місця приєднання до КЛ (див. також 2.3.155). Приєднання декількох агрегатів підживлення до КЛМ виконують через колектор масла.

2.3.165. У разі паралельного прокладання декількох КЛМ високого тиску підживлення маслом кожної КЛМ доцільно здійснювати від окремих агрегатів підживлення або встановлювати пристрій для автоматичного перемикання агрегатів на ту або іншу КЛМ.

2.3.166. Агрегати підживлення забезпечують електроенергією переважно від двох незалежних джерел живлення з обов'язковим установленням пристрою автоматичного вмикання резерву. Агрегати підживлення треба відділяти один від одного перегородками з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 45, які виконано з негорючого матеріалу.

2.3.167. Кожна КЛМ повинна мати систему сигналізації тиску масла, яка забезпечує реєстрацію та передачу черговому персоналу сигналів про зниження або підвищення тиску масла понад допустимі межі.

2.3.168. На кожній секції КЛМ низького тиску треба встановлювати принаймні два датчики, на КЛМ високого тиску – датчик на кожному агрегаті підживлення. Аварійні сигнали треба передавати на пункт чергування з постійним виробничим (електротехнічним) персоналом. Система сигналізації тиску масла повинна мати захист від впливу електричних полів силових КЛ.

2.3.169. Пункти підживлення на КЛМ низького тиску треба обладнувати телефонним зв'язком з диспетчерськими пунктами, у сфері керування яких знаходиться КЛМ.

2.3.170. Маслопровід, що з'єднує колектор агрегату підживлення з КЛМ високого тиску, треба прокладати в приміщеннях за температури, вищої ніж 0 °С. Допускається прокладати його в утеплених траншеях, лотках, каналах та в ґрунті нижче зони промерзання за умови забезпечення температури навколишнього середовища, вищої ніж 0 °С.

2.3.171. У приміщенні щита з приладами для автоматичного керування агрегатом підживлення вібрація має не перевищувати допустимих меж.

Додаток А
до глави 2.3
«Кабельні лінії напругою до 330 кВ»

РОЗРАХУНОК МЕХАНІЧНИХ ЗУСИЛЬ У КАБЕЛЯХ ПІД ЧАС ЇХ ПРОКЛАДАННЯ ТА ВІД ДІЇ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

А.1. Зусилля натягу кабелю F (Н) не мають створювати механічних напружень у номінальному перерізі багатодротової жили кабелю, які перевищують їх допустимі значення, а саме:

- 20 Н/мм^2 (20 МПа) – для жили із м'якого алюмінію;
- 40 Н/мм^2 (40 МПа) – для жили із твердого алюмінію;
- 50 Н/мм^2 (50 МПа) – для мідної жили.

У разі розрахунку допустимого зусилля натягу під час протягування за оболонку КЛ з трижильним кабелем потрібно враховувати переріз трьох жил.

У разі одночасного протягування трьох КЛ з одножильними кабелями потрібно враховувати переріз однієї жили.

А.2. Під час проектування КЛ трасу і будівельні довжини кабелів треба вибирати таким чином, щоб під час протягування кабелю не було перевищено допустимого зусилля натягу.

А.3. Зусилля натягу F (Н), яке виникає в кінці прямої ділянки траси, визначають за такими формулами:

для траси без різниці в рівнях – за формулою:

$$F = 9{,}81 \cdot M \cdot l \cdot \mu, \qquad (A.1)$$

де M – лінійна вага кабелю, кг/м;
l – довжина ділянки траси, м;
μ – коефіцієнт тертя;
для траси з нахилом – за формулою:

$$F = 9{,}81 \cdot M \cdot l \cdot (\mu \cdot \cos\beta \pm \sin\beta), \qquad (A.2)$$

де β – кут нахилу траси, град;
$+\sin\beta$ – у разі протягування кабелю знизу вверх;
$-\sin\beta$ – у разі протягування кабелю зверху вниз.
Коефіцієнти тертя приймають за таких значень:
$\mu = 0{,}2–0{,}3$ – у разі протягування кабелю по роликах;
$\mu = 0{,}4–0{,}6$ – у разі протягування кабелю в бетонні блоки;
$\mu = 0{,}1–0{,}2$ – у разі протягування кабелю в пластмасові труби зі змащуванням;
$\mu = 0{,}15–0{,}25$ – у разі протягування кабелю в пластмасові труби з підливанням води;
$\mu = 0{,}1–0{,}15$ – у разі протягування кабелю в пластмасові труби зі змащуванням і підливанням води.

А.4. На поворотах траси для протягування кабелю потрібно прикладати додаткові зусилля (порівняно з прокладанням кабелю на прямих ділянках). У місцях закінчення повороту кабелю зусилля натягу F_E (Н) на нього розраховують за формулою:

$$F_E = F_A \cdot e^{\alpha\mu}, \qquad (A.3)$$

де F_A – зусилля натягу на кабель до повороту після протягування його на прямолінійній ділянці траси, Н;

α – кут повороту траси, радіан;

μ – коефіцієнт тертя.

А.5. Під час протягування кабелю в разі повороту траси в місці згинання кабелю виникає радіально спрямоване зусилля на одиницю довжини кабелю F_r (Н/м), яке визначають за формулою:

$$F_r = F_E \cdot \frac{\sin\left(\frac{\alpha^\circ}{2}\right)}{r \cdot \pi \cdot \frac{\alpha^\circ}{360^\circ}}, \qquad (A.4)$$

де F_E – зусилля натягу кабелю, Н;

α° – кут повороту траси, град;

r – радіус згинання кабелю, м.

За кутів α, менших ніж 90°, використовують спрощену формулу:

$$F_r = \frac{F_E}{r}. \qquad (A.5)$$

Допустиме радіальне зусилля для неброньованого кабелю становить:

- 1500 Н/м – у разі протягування кабелю через один ролик у місці згинання;
- 4500 Н/м – у разі протягування кабелю через три ролики на 1 м довжини;
- 7500 Н/м – у разі протягування кабелю через п'ять роликів на 1 м довжини;
- 10000 Н/м – у разі протягування кабелю в трубі.

А.6. Розрахунок механічного зусилля $F_{КЗ}$ (Н/м), яке виникає між двома кабелями під час КЗ, виконують за формулою:

$$F_{КЗ} = \frac{1{,}25 \cdot I^2}{S}, \qquad (A.6)$$

де S – відстань між центрами жил кабелів, м;

I – струм зовнішнього двофазного КЗ, яке створює найбільші динамічні зусилля, кА.

Додаток Б
до глави 2.3
«Кабельні лінії напругою до 330 кВ»

РОЗРАХУНОК ПИТОМОГО ІНДУКТИВНОГО ОПОРУ СТРУМОПРОВІДНОГО ЕКРАНА ОДНОЖИЛЬНИХ КАБЕЛІВ

Б.1. Питомий індуктивний опір екрана залежить від взаємоіндукції між елементами КЛ – екраном і жилами кабелів. Значення питомого індуктивного опору визначають за формулою загального вигляду:

$$X_M = \omega \cdot M, \qquad (Б.1)$$

де X_M – питомий індуктивний опір екрана, Ом/км;
M – коефіцієнт взаємоіндукції, Гн/км;
ω – кутова частота змінного струму, рад/с;

$$\omega = 2\pi f, \qquad (Б.2)$$

де f – частота змінного струму, Гц.

Б.2. Коефіцієнт взаємоіндукції M визначають за формулою, в якій вплив конфігурації взаємного розташування жил і екранів кабелів у просторі представлено параметром γ:

$$M = 2 \cdot 10^{-4} \cdot \gamma, \qquad (Б.3)$$

де M – коефіцієнт взаємоіндукції, Гн/км;
γ – безрозмірний параметр впливу конфігурації (розрахунок параметра див. у Б.5–Б.7).

Б.3. Загальна формула (Б.1) з урахуванням формул (Б.2) та (Б.3) набуває такого вигляду:

$$X_M = 2\omega \cdot 10^{-4} \cdot \gamma. \qquad (Б.4)$$

Під час виконання розрахунків наведеної на екрані напруги з частотою $f = 50$ Гц слід керуватися формулою (Б.4) у такому вигляді:

$$X_M = 0{,}0628 \cdot \gamma, \qquad (Б.5)$$

де X_M – питомий індуктивний опір екрана одножильного кабелю, Ом/км;
γ – параметр впливу конфігурації.

Б.4. У Б.5–Б.7 наведено математичні вирази для розрахунку параметра впливу конфігурації γ, які визначено на підставі припущення, що діаметр струмопровідного екрана дорівнює зовнішньому діаметру кабелю. Ці вирази дійсні для умов прокладання кабелів у ґрунті, на поверхні ґрунту або над поверхнею ґрунту, а також у трубах і кабельних каналах.

Б.5. Параметр γ для трифазного режиму КЛ.

У режимі трифазного струмового навантаження значення параметра γ залежить від взаємного розташування кабелів у перерізі траси КЛ (за схемою «у площині» або «у трикутник»).

У разі розташування кабелів за схемою «у площині» параметр γ визначають за формулою:

$$\gamma_{пл}^{(3)} = \ln\sqrt{4 \cdot \beta^2 + 1}, \qquad (Б.6)$$

де

$$\beta = \frac{S}{D_к}, \qquad (Б.7)$$

де S – відстань між центрами жил двох суміжних кабелів, розташованих за схемою «у площині», м;

$D_к$ – зовнішній діаметр кабелю, м.

У разі розташування кабелів за схемою «у трикутник» параметр γ визначають за формулою:

$$\gamma_{тр}^{(3)} = 0,5\ln\left[\beta^2\sqrt{\left(1+\left(\sqrt{3}+\frac{1}{\beta}\right)^2\right)\cdot\left(1+\frac{1}{\beta^2}\right)}\right], \qquad (Б.8)$$

де β – параметр, який визначають за формулою (Б.7), в якій S – відстань між центрами жил кабелів, розташованих у верхівках рівнобічного трикутника, м.

Окремі значення параметра γ для трифазного режиму струмового навантаження наведено в таблиці Б.1.

Таблиця Б.1. **Параметр γ для трифазного режиму**

№ з/п	Розташування кабелів КЛ	Значення γ залежно від β		
		$\beta = 1$	$\beta = 2$	$\beta = 3$
1	За схемою «у площині»	0,8	1,42	1,81
2	За схемою «у трикутник»	0,7	1,2	1,54

Б.6. Параметр γ для режиму однофазного КЗ на землю.

Якщо дані про питомий опір ґрунту вздовж траси КЛ відомі з достатньою достовірністю, то параметр γ визначають за формулою:

$$\gamma^{(1)} = 4,725 + 0,5\ln\rho - \ln 0,5D_к, \qquad (Б.9)$$

де ρ – питомий опір землі, Ом • м;

$D_к$ – зовнішній діаметр кабелю, м.

Якщо дані про питомий опір ґрунту не відомі, то параметр γ допускається визначати за формулою:

$$\gamma^{(1)} = 6,91 - \ln 0,5D_к, \qquad (Б.10)$$

де $D_к$ – зовнішній діаметр кабелю, м.

Б.7. Параметр γ для ремонтного режиму в разі паралельних КЛ.

У ремонтному режимі параметр γ зумовлено конфігурацією розташування одножильних кабелів на КЛ, яка перебуває в робочому режимі навантаження, по відношенню до екранів кабелів КЛ, яка перебуває в ремонтному режимі (КЛ вимкнено).

У разі розташування кабелів за схемою «у площині» на КЛ, яка перебуває в робочому режимі, значення параметра γ визначають за формулою:

$$\gamma_{пл}^{(3)} = \ln \frac{\sqrt{\beta^2 + (\alpha + 0,5)^2}}{\alpha + 0,5}, \tag{Б.11}$$

де

$$\alpha = \frac{A}{D_к}, \tag{Б.12}$$

де A – найменша відстань у просвіті між кабелем КЛ, яка перебуває в робочому режимі, і кабелем КЛ, яку виведено в ремонт, м;

$D_к$ – зовнішній діаметр кабелю КЛ, яка перебуває в робочому режимі, м;

β – параметр за формулою (Б.7), в якій S – відстань між центрами жил двох суміжних кабелів, розташованих за схемою «у площині» на КЛ, яка перебуває в робочому режимі.

У разі розташування кабелів за схемою «у трикутник» на КЛ, яка перебуває у робочому режимі, значення параметра γ визначають за формулою:

$$\gamma_{тр}^{(3)} = \ln \frac{0,87\beta + \alpha + 0,5}{\sqrt{0,25\beta^2 + (\alpha + 0,5)^2}}, \tag{Б.13}$$

де α – параметр за формулою (Б.12);

β – параметр за формулою (Б.7), в якій S – відстань між центрами жил кабелів, розташованих у верхівках рівнобічного трикутника на КЛ, яка перебуває в робочому режимі.

Окремі значення параметра γ для ремонтного режиму (за орієнтовних значень параметра α для КЛ різних класів напруги) наведено в таблиці Б.2.

Таблиця Б.2. **Параметр γ для ремонтного режиму паралельних КЛ**

№ з/п	Напруга КЛ і параметр α	Розташування кабелів в КЛ	Значення γ залежно від β		
			$\beta = 1$	$\beta = 2$	$\beta = 3$
1	КЛ 6–10 кВ α=2	За схемою «у площині»	0,07	0,25	0,45
		За схемою «у трикутник»	0,28	0,46	0,56
2	КЛ 20–35 кВ α=3	За схемою «у площині»	0,04	0,14	0,28
		За схемою «у трикутник»	0,21	0,36	0,48
3	КЛ 110–330 кВ α=5	За схемою «у площині»	0,02	0,06	0,13
		За схемою «у трикутник»	0,14	0,26	0,37

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 22.08.2014 р. № 596

ГЛАВА 2.4
ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ ДО 1 кВ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

2.4.1. Ця глава Правил поширюється на повітряні лінії електропередавання змінного струму напругою до 1 кВ з неізольованими проводами та з самоутримними ізольованими проводами, а також на відгалуження від цих ліній до вводів в будівлі (споруди) із застосуванням самоутримних ізольованих проводів, які будуються та реконструюються.

Правила не поширюються на лінії, спорудження яких визначають за особливими правилами та нормами (контактні мережі міського електротранспорту тощо).

Додаткові вимоги до повітряних ліній напругою до 1 кВ подано в главах 1.7, 2.5, 6.3 цих Правил.

Кабельні вставки в лінію та кабельні відгалуження від лінії треба влаштовувати згідно з вимогами глави 2.3 цих Правил.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, які вжито в цій главі, та визначення позначених ними понять:

2.4.2. Повітряна лінія електропередавання напругою до 1 кВ.

Споруда для передавання електричної енергії проводами, розташованими просто неба і закріпленими за допомогою ізоляторів і арматури на опорах або кронштейнах, на стінах будівель і на інженерних спорудах. Надалі в тексті повітряну лінію із застосуванням самоутримних ізольованих проводів позначено ПЛІ, а із застосуванням неізольованих проводів – ПЛ.

Початком ПЛ вважається приєднання її до вивідних ізоляторів трансформаторної підстанції, а початком ПЛІ – приєднання самоутримних ізольованих проводів до комутаційного апарату лінії.

Самоутримний ізольований провід (СІП).

Скручені в джгут ізольовані жили, що не вимагають спеціального утримного троса. Механічне навантаження може сприйматися утримною жилою або всіма провідниками джгута. Ізоляцію жил СІП треба виготовляти із зшитого світлостабілізованого поліетилену, стійкого до впливу зовнішнього середовища; СІП має бути стійким до поширення полум'я згідно з ДСТУ 4216:2003 «Випробовування електричних кабелів

в умовах впливу вогню. Частина 1. Випробовування на поширення полум'я поодиноко прокладеного вертикально розташованого ізольованого проводу або кабелю».

2.4.3. Магістраль.

Ділянка повнофазної лінії електропередавання від живильної трансформаторної підстанції до найбільш віддаленої кінцевої опори. До магістралі приєднуються лінійні відгалуження та відгалуження до вводів.

Лінійне відгалуження.

Частина лінії електропередавання, яка має один і більше прогони і яку приєднано одним кінцем до магістралі.

Відгалуження до вводу в будівлю (споруду).

Проводи від опори, на якій здійснено відгалуження, до конструкції вводу на будівлі (споруді).

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

2.4.4. У розрахунках механічної частини розрізняють такі режими роботи лінії: нормальний – режим з необірваними проводами; аварійний – режим з обірваними проводами; монтажний – режим в умовах монтажу опор і проводів.

Механічний розрахунок елементів лінії електропередавання слід здійснювати за методами, поданими в главі 2.5 цих Правил, як для ПЛ першого класу безвідмовності (1КБ) відповідно до 2.5.26.

Механічний розрахунок лінії до 1 кВ в аварійному режимі не виконують.

2.4.5. Повітряні лінії електропередавання слід розташовувати таким чином, щоб їх опори не загороджували входи в будівлі і в'їзди у двори, не заважали руху транспорту і пішоходів. У місцях, де існує небезпека наїзду транспорту (в'їзди у двори, біля з'їздів з доріг, у разі перетину доріг тощо) опори необхідно захищати від наїзду (наприклад, відбійними тумбами).

Допускається прокладання СІП на стінах будинків і споруд з урахуванням вимог 2.4.55 та вимог глави 2.1 цих Правил.

В останньому випадку необхідно враховувати конструктивні особливості будівлі (стіни) щодо можливості за несучою здатністю та способу закріплення кронштейнів (затискачів) СІП.

2.4.6. Якщо лінія електропередавання проходить через лісові масиви або зелені насадження, вирубувати просіки необов'язково; у цьому разі допускається вирубування окремих дерев, які створюють загрозу для проводів лінії. Необхідність і розміри просіки визначають за проектом будівництва лінії електропередавання з урахуванням вимог Правил охорони електричних мереж, затверджених Постановою Кабінету Міністрів України від 04.03.97 № 209.

Відстань від проводів за найбільшої стріли провисання або найбільшого їх відхилення до дерев і кущів для СІП не нормують, а для неізольованих проводів вона має бути не меншою ніж 1 м з кожного боку ПЛ.

2.4.7. На кожній опорі лінії електропередавання на висоті 1,5–2 м від землі треба встановлювати (наносити) порядковий номер і рік встановлення опори. Крім того, на першій від підстанції опорі і на останній опорі магістральної частини лінії, а також на опорах, що обмежують перетин з іншими лініями, додатково треба наносити диспетчерський номер лінії (якщо він існує) та номер підстанції, від якої ця лінія відходить. На опорах, які встановлюють на відстані, меншій ніж 4 м від

кабельних ліній електропередавання, зв'язку, трубопроводів, додатково треба встановлювати (наносити) плакати або застережні знаки, на яких зазначають відстань від опори до лінії зв'язку, ширину охоронних зон і телефони власників цих споруд.

2.4.8. Захист металевих елементів і деталей опор від корозії має відповідати вимогам 2.5.19 і 2.5.21 та будівельним нормам і правилам.

2.4.9. Захист ліній від електричного перевантаження необхідно здійснювати згідно з вимогами глави 3.1 цих Правил.

КЛІМАТИЧНІ УМОВИ

2.4.10. Кліматичні умови для розрахунку ліній напругою до 1 кВ у нормальному режимі слід приймати згідно з 2.5.29–2.5.64, як для ПЛ першого класу безвідмовності. Поєднання кліматичних умов приймають відповідно до 2.5.76.

ПРОВОДИ. ЛІНІЙНА АРМАТУРА

2.4.11. Для спорудження і реконструкції повітряних ліній до 1 кВ треба застосовувати СІП.

У місцях, де досвідом експлуатації встановлено руйнування неізольованих проводів від корозії (узбережжя морів, солоних озер, промислові райони та райони засолених пісків), а також у місцях, де на підставі даних вишукувань таке руйнування можливе, застосовувати СІП з неізольованою утримною жилою заборонено.

Магістральні ділянки ПЛІ рекомендовано здійснювати трифазними СІП з урахуванням провідників системи заземлення. Кількість додаткових жил СІП визначають за проектом.

На відгалуженнях до вводів у будівлі (споруди) необхідно застосовувати СІП. Усі жили СІП на відгалуженнях до вводів у будівлі необхідно ізолювати.

2.4.12. Вибір перерізу проводів лінії до 1 кВ виконують згідно з вимогами глави 1.3 цих Правил.

Вибраний переріз СІП додатково перевіряють за тривало допустимим струмом навантаження з урахуванням сонячної радіації району будівництва лінії та на термічну стійкість до дії струмів короткого замикання. Допустимий струм навантаження з урахуванням сонячної радіації та допустимий струм короткого замикання приймають за технічними умовами на виготовлення СІП.

2.4.13. За умови механічної міцності на магістральних ділянках ліній, лінійних відгалуженнях і відгалуженнях до вводів у будівлі (споруди) необхідно застосовувати багатодротові проводи з перерізом, не меншим від поданих у табл. 2.4.1 і 2.4.2.

Таблиця 2.4.1. **Мінімально допустимий переріз жили СІП за умови механічної міцності**

Район ожеледі	Переріз жили СІП на магістралі ПЛІ або лінійному відгалуженні, мм^2	Переріз жили СІП на відгалуженні до вводу в будівлю (споруду), мм^2
1–3	25 (25)*	16
4–6	35 (25)*	16
* *У дужках подано мінімальний переріз жил СІП з чотирма утримними жилами*		

Таблиця 2.4.2. **Мінімально допустимий переріз неізольованих проводів за умови механічної міцності**

Район ожеледі	Матеріал проводу	Переріз проводу на магістралі ПЛ або лінійному відгалуженні, мм²
1–3	Алюміній (А) або нетермооброблений алюмінієвий сплав АВЕ (АН)	25
	Сталеалюмінієвий (АС) або термооброблений алюмінієвий сплав АВЕ (АЖ)	25
4–6	А, АН	35
	АС, АЖ	25

2.4.14. Магістраль лінії рекомендовано виконувати проводами одного перерізу. У разі обґрунтування допускається магістраль виконувати проводами різного перерізу.

2.4.15. Механічний розрахунок проводів ліній електропередавання виконують за методом допустимих механічних напружень для умов, визначених пунктами 2.5.29–2.5.61. Величина механічного напруження в проводах має бути не більшою від наведеної в табл. 2.4.3, а відстань від проводів до поверхні землі, споруд і заземлених елементів опор – відповідати вимогам цієї глави.

Межа міцності проводів у разі розтягування та інші параметри приймають за технічними умовами на їх виготовлення.

2.4.16. Механічні навантаження СІП з однією утримною жилою має сприймати саме ця жила, а для СІП з усіма утримними жилами – усі жили скрученого джгута.

2.4.17. Довжина прогону відгалуження до вводу в будівлю (споруду) не має перевищувати 25 м. Якщо ця відстань становить понад 25 м, на відгалуженні необхідно встановлювати додаткову опору.

Відгалуження СІП від опор до вводів у будівлі (споруди) повинні мати анкерне кріплення.

У разі влаштування відгалужень до вводів в будівлі (споруди) сам увід до ввідного пристрою рекомендовано виконувати тим самим СІП, що й відгалуження до вводу. У цьому разі треба дотримуватися вимог глави 2.1 цих Правил.

Таблиця 2.4.3. **Допустиме механічне напруження в проводах лінії електропередавання напругою до 1 кВ**

Провід	Допустиме механічне напруження, % межі міцності у разі розтягування	
	за найбільшого зовнішнього навантаження або за нижчої температури повітря	за середньорічної температури повітря
1	2	3
СІП з однією утримною жилою перерізом 25–120 мм²	40	30

Продовження табл. 2.4.3

1	2	3
СІП з усіма утримними жилами перерізом 25–120 мм^2	35	30
Неізольовані проводи:		
– алюмінієві перерізом, мм^2:		
25–95	35	30
120	40	30
– із термообробленого і нетермообробленого алюмінієвого сплаву АВЕ перерізом, мм^2:		
25–95	40	30
120	45	30
– сталеалюмінієві перерізом, мм^2:		
25	35	30
35–95	40	30

2.4.18. Жили СІП або неізольовані проводи в прогонах необхідно з'єднувати за допомогою з'єднувальних затискачів. В одному прогоні допускається не більше одного з'єднання на кожен неізольований провід і не більше одного з'єднання – системи СІП. З'єднання, які піддаються натягу, повинні мати механічну міцність, не меншу ніж 90% розривного зусилля проводу.

Проводи різних марок або перерізу необхідно з'єднувати тільки в петлях анкерних опор. Неізольовані проводи в петлях анкерних опор з'єднують за допомогою затискачів або зварювання. Місця з'єднання ізольованих жил СІП повинні мати світлостабілізовану ізоляцію.

2.4.19. Кріплення СІП на магістральних ділянках ПЛІ і відгалуженнях від них необхідно виконувати із застосуванням такої лінійної арматури:

– підтримувальні затискачі для кріплення утримних жил (утримної жили) на проміжних і кутових проміжних опорах;

– натяжні (анкерні) затискачі для кріплення утримних жил (утримної жили) на опорах анкерного типу, а також кінцевого кріплення утримної жили (утримних жил) відгалуження на опорі і на вводі у будівлю (споруду);

– відгалужувальні проколюючі затискачі для приєднання відгалуження до ізольованих жил магістралі, заземлювальних провідників до ізольованої жили, яка виконує функцію *PEN*-(*PE*-)провідника, ліхтарів вуличного освітлення до ліхтарної жили та до ізольованого *PEN*-провідника і з'єднання корпусів світильників з *PEN*-провідником, заземлювального провідника опори до ізольованого *PEN*-провідника.

Відгалужувальні затискачі повинні мати захисні ізолювальні кожухи та забезпечувати надійний контакт відгалуження (приєднання) без зняття ізоляції з ізольованих жил СІП і механічну міцність магістрального проводу не менше ніж 90% його розривного зусилля.

У разі застосування СІП з ізольованою утримною жилою підтримувальні та натяжні (анкерні) затискачі повинні мати вкладиші або корпуси з ізоляційного матеріалу, які запобігають руйнуванню ізоляції проводів.

Відгалужувальні затискачі повинні забезпечувати надійний контакт відгалуження (приєднання) без зняття ізоляції з ізольованих жил СІП.

Затискачі, за допомогою яких улаштовують відгалуження від ізольованих жил або приєднання до них, повинні мати захисні ізолювальні кожухи.

На ПЛІ рекомендовано застосовувати таку фурнітуру:

а) бандажні стрічки, призначені для обтискання скручених в джгут проводів. Вони встановлюються в місцях, де в процесі монтажу можливе розкручування джгута СІП з однією утримною жилою, а саме:

1) біля анкерних затискачів;

2) з обох боків окремих або груп з'єднувальних затискачів;

3) з обох боків підтримувального затискача;

б) захисні ковпачки, призначені для ізоляції кінців жил СІП; вони повинні захищати вільні від приєднань кінці ізольованих проводів.

2.4.20. Кріплення підтримувальних і натяжних (анкерних) затискачів до опор ПЛІ, будівель і споруд необхідно здійснювати за допомогою гаків, кронштейнів або інших конструкцій.

У разі кріплення підтримувальних і натяжних (анкерних) затискачів до будівель і споруд необхідно враховувати конструктивні особливості останніх щодо можливості за несучою здатністю та способу закріплення кронштейнів (натяжних затискачів).

2.4.21. Кріплення неізольованих проводів до ізоляторів і ізолювальних траверс на опорах ПЛ рекомендовано виконувати одинарним, за винятком опор, які обмежують прогони перетину. Кріплення неізольованих проводів до штирових ізоляторів на проміжних опорах необхідно, як правило, виконувати до шийки ізолятора з внутрішнього боку відносно стояка опори.

2.4.22. Гаки, штирі та інші вузли кріплення слід розраховувати для нормального режиму роботи лінії за методом руйнівних навантажень.

РОЗТАШУВАННЯ ПРОВОДІВ І ПРИСТРОЇВ НА ОПОРАХ

2.4.23. На опорах допускається будь-яке розташування ізольованих і неізольованих проводів лінії електропередавання незалежно від кліматичних умов. *PEN-(PE-)*провідник ПЛ з неізольованими проводами необхідно розташовувати нижче фазних проводів.

Неізольовані проводи зовнішнього освітлення на опорах ПЛ треба розташовувати, як правило, над *PEN-(PE-)*провідником, а ізольовані проводи на опорах ПЛІ можна розташовувати вище або нижче СІП; вони також можуть бути додатковими жилами в джгуті СІП.

2.4.24. Захисні та секціонувальні пристрої, які встановлюють на опорах, треба розташовувати на висоті, не нижчій ніж 3,0 м від поверхні землі, а пристрої для приєднання електроприймачів – на висоті, не нижчій ніж 1,6 м.

2.4.25. Відстань між неізольованими проводами ПЛ на опорі і в прогоні за умови їх зближення в прогоні за найбільшої стріли провисання до 1,2 м має бути

не меншою ніж 0,6 м. За найбільшої стріли провисання понад 1,2 м цю відстань необхідно збільшувати пропорційно відношенню найбільшої стріли провисання до стріли 1,2 м.

2.4.26. Відстань по вертикалі між проводами різних фаз на опорі в разі відгалуження від ПЛ, а також у разі перетину різних ПЛ напругою до 1 кВ на спільній опорі має бути не меншою ніж 0,1 м.

Відстань від проводів ПЛ до будь-яких елементів опор має бути не меншою ніж 0,05 м.

2.4.27. Сумісне підвішування на спільних опорах неізольованих проводів ПЛ напругою до 1 кВ та СІП допускається за дотримання таких вимог:

– неізольовані проводи ПЛ треба розташовувати вище СІП;

– відстань між проводами ПЛ і СІП на опорі та в прогоні за температури повітря плюс 15 °С без вітру має бути не меншою ніж 0,5 м.

У разі сумісного підвішування на спільних опорах різних кіл ПЛІ відстань між СІП різних кіл на опорі та в прогоні має бути не меншою ніж 0,3 м.

2.4.28. У разі сумісного підвішування на спільних опорах неізольованих проводів ПЛ напругою до 10 кВ і проводів ПЛІ або ПЛ напругою до 1 кВ необхідно забезпечувати виконання таких вимог:

– лінію до 1 кВ необхідно влаштовувати за розрахунковими умовами ПЛ напругою до 10 кВ;

– проводи ПЛ напругою до 10 кВ треба розташовувати вище проводів лінії до 1 кВ. Відстань по вертикалі між ближніми проводами ліній різної напруги на спільній опорі, а також у прогоні за температури повітря плюс 15 °С без вітру має становити не менше ніж: 1 м – у разі підвішування СІП і 2,0 м – у разі підвішування неізольованих проводів ПЛ напругою до 1 кВ;

– проводи ПЛ напругою до 10 кВ, які прокладають на штирових ізоляторах, повинні мати подвійне кріплення.

2.4.29. У разі сумісного підвішування на спільних опорах проводів ПЛЗ напругою 10 кВ і проводів ПЛ або ПЛІ напругою до 1 кВ необхідно забезпечувати виконання таких вимог:

– лінію до 1 кВ необхідно влаштовувати за розрахунковими умовами ПЛЗ напругою до 10 кВ;

– проводи ПЛЗ 10 кВ необхідно розташовувати вище проводів лінії до 1 кВ. Відстань по вертикалі між ближніми проводами ліній різної напруги на спільній опорі, а також у прогоні за температури повітря плюс 15 °С без вітру має становити не менше ніж: 0,5 м – у разі підвішування СІП і 1,5 м – у разі підвішування неізольованих проводів ПЛ до 1 кВ;

– кріплення проводів ПЛЗ напругою до 10 кВ на штирових ізоляторах має бути посиленим.

ІЗОЛЯЦІЯ

2.4.30. Самоутримні ізольовані проводи закріплюють на опорах ПЛІ за допомогою спеціальної арматури без застосування ізоляторів.

2.4.31. На ПЛ з неізольованими проводами незалежно від матеріалу опор, ступеня забруднення атмосфери та інтенсивності грозової діяльності слід застосовувати ізолятори або траверси з ізолювального матеріалу.

2.4.32. На опорах відгалужень від ПЛ з неізольованими проводами рекомендовано застосовувати багатошийкові ізолятори або здійснювати відгалуження із застосуванням додаткових ізоляторів.

ЗАЗЕМЛЕННЯ. ЗАХИСТ ВІД ПЕРЕНАПРУГ

2.4.33. Металеві опори, установлені на залізобетонні фундаменти, повинні мати металевий зв'язок між металоконструкціями та арматурою фундаменту.

Залізобетонні опори повинні мати металевий зв'язок між установленими металоконструкціями, арматурою стояків, підкосів і відтяжок.

2.4.34. На ПЛ (ПЛІ) до 1 кВ необхідно влаштовувати заземлювальні пристрої, призначені для захисту від грозових перенапруг (2.4.40) і повторного заземлення *PEN-(PE-)*провідника (2.4.42).

Відкриті провідні частини електрообладнання, установленого на опорах ПЛ (комутаційні апарати, шафи і щитки для приєднання електроприймачів тощо), треба приєднувати до *PEN-(PE-)*провідника лінії.

2.4.35. На опорах ПЛ, а також ПЛІ з неізольованим *PEN*-провідником елементи, зазначені в 2.4.33, треба додатково приєднувати до *PEN*-провідника на кожній опорі.

На опорах ПЛІ з ізольованим *PEN*-провідником елементи, зазначені в 2.4.33, з'єднують з *PEN*-провідником лише на опорах, які мають заземлювальні пристрої.

У разі сумісного підвішування на спільних металевих або залізобетонних опорах лінії напругою вище 1 кВ і ПЛІ напругою до 1 кВ *PEN*-провідник ПЛІ незалежно від того, ізольований він чи неізольований, необхідно з'єднувати із заземлювальним провідником опори (арматурою опори) на кожній опорі.

2.4.36. Гаки і штирі фазних проводів, установлені на дерев'яних опорах, необхідно з'єднувати з *PEN*-провідником лише на опорах, які мають заземлювальні пристрої.

2.4.37. Гаки, штирі та арматура опор лінії напругою до 1 кВ, які обмежують прогони перетину, та опор із сумісним підвішуванням проводів необхідно заземлювати. Опір заземлювального пристрою має бути не більшим ніж 30 Ом.

2.4.38. У разі переходу повітряної лінії в кабельну лінію, металеву оболонку кабелю необхідно приєднувати до *PEN*-провідника. Крім того, в місці переходу ПЛ (ПЛІ) у кабель у кожній фазі необхідно встановлювати обмежувачі перенапруг (ОПН).

2.4.39. З'єднання захисних і заземлювальних провідників між собою, приєднання їх до верхнього заземлювального випуску стояка залізобетонної опори, до гаків і кронштейнів, а також металоконструкцій опор та устаткування, установленого на опорах, необхідно здійснювати за допомогою зварювання або болтового з'єднання.

Приєднання заземлювальних провідників (спусків) до заземлювачів у землі здійснюється шляхом зварювання.

2.4.40. У населеній місцевості з одно- і двоповерховою забудовою ПЛ (ПЛІ), не екрановані високими трубами, деревами тощо, повинні мати заземлювальні пристрої, призначені для захисту від атмосферних перенапруг. Опір кожного з цих заземлювальних пристроїв має бути не більшим ніж 30 Ом, а відстань між сусідніми заземлювальними пристроями – не більшою ніж 100 м.

Крім того, зазначені заземлювальні пристрої необхідно влаштовувати:

– на опорах із відгалуженнями до вводів у будинки, в яких можливе перебування великої кількості людей (школи, дитячі сади, лікарні, клуби тощо) або які мають велику господарську цінність (тваринницькі приміщення, пташники, склади, гаражі тощо);

– на кінцевих опорах, які мають відгалуження до вводів у будинки. Найбільша відстань від сусіднього заземлення цієї самої лінії за таких умов має бути не більшою за 60 м.

У зазначених місцях мають бути встановлені обмежувачі перенапруг.

2.4.41. Грозозахисні пристрої, установлені на опорах, треба приєднувати до заземлювача найкоротшим шляхом.

2.4.42. Повторні заземлення *PEN*-провідника необхідно влаштовувати згідно з вимогами 1.7.93–1.7.96.

2.4.43. На початку і в кінці кожної магістралі, на кінці лінійних відгалужень і на опорах, які обмежують прогони перетину ПЛІ з ПЛ, ПЛІ та ПЛЗ, на проводах рекомендовано встановлювати затискачі для можливості контролю напруги і заземлення ПЛ за умови безпечного виконання ремонтних робіт.

2.4.44. Для заземлювальних провідників допускається застосовувати круглу сталь діаметром, не меншим ніж 6 мм, з антикорозійним покриттям.

ОПОРИ

2.4.45. Для спорудження ліній електропередавання напругою до 1 кВ можна застосовувати залізобетонні, дерев'яні, дерев'яні із залізобетонними приставками і металеві опори.

Для спорудження ліній застосовують такі типи опор:

– **проміжні опори**, які встановлюють на прямих ділянках траси; ці опори в нормальному режимі роботи не сприймають зусиль, спрямованих вздовж лінії;

– **анкерні опори**, які встановлюють для обмеження анкерного прогону, а також в місцях зміни кількості, марок і перерізу проводів. Ці опори мають сприймати в нормальному режимі роботи зусилля від різниці натягу проводів, спрямованого вздовж лінії;

– **кутові опори**, які встановлюють у місцях зміни напрямку траси лінії.

Ці опори в нормальному режимі роботи мають сприймати сумарне навантаження від натягу проводів суміжних прогонів. Кутові опори можуть бути проміжного та анкерного типів;

– **кінцеві опори**, які встановлюють на початку і в кінці лінії, а також в місцях кабельних вставок. Ці опори є опорами анкерного типу і мають сприймати в нормальному режимі роботи односторонній натяг усіх проводів;

– **відгалужувальні опори**, на яких здійснюють відгалуження від лінії;

– **перехресні опори**, на яких здійснюють перетин ліній двох напрямків.

Відгалужувальні і перехресні опори можуть бути всіх зазначених вище типів.

2.4.46. Конструкція опор має забезпечувати можливість встановлення:

– ліхтарів вуличного освітлення всіх типів;

– кінцевих кабельних муфт;

– секціонувальних і комутаційних апаратів;

– шаф і щитків для приєднання електроприймачів.

Крім того, усі типи опор, які застосовують для спорудження ПЛ, за конструкцією мають допускати можливість здійснення одно- і трифазних відгалужень до вводів в будівлі (споруди) довжиною до 25 м.

2.4.47. Опори незалежно від їх типу можуть бути вільностоячими, з підкосами або відтяжками.

Відтяжки опор необхідно прикріплювати до анкерів, установлених у землі, або до кам'яних, цегельних, залізобетонних і металевих елементів будівель і споруд. Вони можуть бути одно- або багатодротовими. Переріз відтяжок визначають розрахунком. Переріз однодротових сталевих відтяжок має бути не меншим ніж 25 мм^2.

У разі кріплення відтяжок до будівель і споруд необхідно враховувати конструктивні особливості останніх щодо можливості за несучою здатністю та способу закріплення відтяжок.

2.4.48. Опори необхідно розраховувати за методом граничних станів відповідно до чинних державних стандартів і норм для умов нормального режиму роботи лінії і кліматичних умов відповідно до 2.4.10.

Проміжні опори розраховують на одночасну дію поперечного вітрового навантаження на проводи і конструкцію опори без ожеледі або покриті ожеледдю.

Кутові опори (проміжні та анкерні) розраховують на результуюче навантаження від натягу проводів і вітрового навантаження на проводи і конструкцію опори.

Анкерні опори розраховують на різницю натягу проводів суміжних прогонів і поперечне навантаження від тиску вітру за ожеледі і без ожеледі на проводи і конструкцію опори. За мінімальне значення різниці натягу необхідно приймати 50% найбільшого значення одностороннього натягу всіх проводів.

Кінцеві опори розраховують на односторонній натяг усіх проводів.

Відгалужувальні опори розраховують на результуюче навантаження від натягу всіх проводів.

2.4.49. У разі встановлення опор на затоплюваних ділянках траси, де можливі розмиви ґрунту або льодохід, опори необхідно укріплювати (підсипання землею, замощення, улаштування банкеток, установлення льодорізів).

ГАБАРИТИ, ПЕРЕТИНИ І ЗБЛИЖЕННЯ

2.4.50. Відстань по вертикалі від самоутримних проводів ПЛІ за найбільшої стріли провисання до поверхні землі в населеній і ненаселеній місцевості або до проїзної частини вулиці повинна бути не менше ніж 5,0 м. У важкодоступній місцевості цю відстань можна зменшувати до 2,5 м, а в недоступній місцевості (схили гір, скелі) – до 1 м.

У разі перетину непроїзної частини вулиці відгалуженнями до вводів у будівлі (споруди) відстань від СІП до тротуарів і пішохідних доріжок за найбільшої стріли провисання має бути не меншою ніж 3,5 м. У разі неможливості дотримання зазначеної відстані встановлюють додаткову опору або ввідну конструкцію на будівлі (споруді).

Відстань по вертикалі від СІП відгалуження вводу в будівлю (споруду) до поверхні землі перед конструкцією вводу має бути не меншою ніж 2,75 м.

2.4.51. Відстань по вертикалі від неізольованих проводів ПЛ до поверхні землі в населеній і ненаселеній місцевостях і до проїзної частини вулиці за найбільшої стріли провисання повинна бути не меншою ніж 6,0 м. У важкодоступній місцевості цю відстань може бути зменшено до 3,5 м, а в недоступній місцевості (схили гір, скелі) – до 1 м.

2.4.52. Відстань по горизонталі від самоутримних проводів ПЛІ за їх найбільшого відхилення до елементів будівель і споруд має бути не меншою ніж: 1,0 м – до балконів, терас і вікон і 0,15 м – до глухих стін будівель і споруд.

Допускається проходження ПЛІ над дахом (покрівлею) промислових будівель і споруд (крім зазначених у главах 4 і 5 НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок») за умови, якщо відстань від покрівлі до СІП становить не менше ніж 2,5 м.

Відстань у просвіті від СІП до даху будівель малих архітектурних форм (торгівельні павільйони, намети, кіоски, фургони тощо), на даху яких унеможливлене перебування людей, повинна бути не менше ніж 0,5 м.

2.4.53. Відстань по горизонталі від неізольованих проводів ПЛ за умови їх невідхиленого положення до елементів будівель і споруд має бути не меншою ніж 2 м (охоронна зона).

У разі розташування будівель і споруд в охоронній зоні ПЛ відстань по горизонталі від проводів ПЛ за їх найбільшого відхилення до елементів цих будівель і споруд має бути не меншою ніж:

- 1,5 м – до балконів, терас і вікон;
- 1,0 м – до глухих стін будівель і споруд.

У разі неможливості дотримання цих умов треба використовувати СІП з виконанням умов 2.4.52.

2.4.54. Найменшу відстань від проводів лінії електропередавання до поверхні землі, води або до споруд різного призначення в разі проходження над ними визначають за найвищої температури повітря без урахування нагріву проводів електричним струмом.

2.4.55. Прокладання СІП по стінах будівель і споруд необхідно здійснювати таким чином, щоб вони були недосяжними для дотику з місць, де можливе часте перебування людей (вікна, балкони, ґанок тощо). Від зазначених місць СІП повинен знаходитися на відстані, не меншій за:

- у разі горизонтального прокладання:
  - 0,3 м – над вікном або над вхідними дверима;
  - 0,5 м – під вікном або під балконом;
  - 2,75 м – до землі.
- у разі вертикального прокладання:
  - 0,5 м – до вікна;
  - 1,0 м – до балкона, вхідних дверей.

Відстань у просвіті між СІП і стіною будівлі або споруди має бути не меншою ніж 0,06 м.

Прокладати СІП по стінах вибухо- і пожежонебезпечних будівель і споруд (АЗС, газорозподільних станцій тощо) не допускається.

2.4.56. Відстань по горизонталі від підземних частин опор або заземлювальних пристроїв опор до підземних кабелів, трубопроводів і наземних колонок різного призначення має бути не меншою від зазначеної в табл. 2.4.4.

Таблиця 2.4.4. **Найменша допустима відстань по горизонталі від підземних частин опор або заземлювальних пристроїв опор до підземних кабелів, трубопроводів і надземних колонок**

Об'єкт зближення	Відстань, м
Водо-, паро- і теплопроводи, розподільні газопроводи, каналізаційні труби	1
Пожежні гідранти, колодязі, люки каналізації, водорозбірні колонки	2
Бензинові колонки	10
Кабелі (крім кабелів зв'язку, сигналізації і ліній радіотрансляційної мережі, див. також 2.4.77)	1
Те саме, але в разі прокладання їх в ізоляційній трубі	0,5

2.4.57. У разі перетину ліній електропередавання з різними спорудами, а також з вулицями і площами населених пунктів кут перетину не нормують.

2.4.58. Перетинати ПЛІ з судноплавними річками і каналами не рекомендовано.

За необхідності такого перетину його необхідно влаштовувати шляхом застосування ПЛ з неізольованими проводами з дотриманням вимог 2.5.226–2.5.234.

У разі перетину з несудноплавними річками, каналами або іншими водоймищами найменша відстань від проводів лінії електропередавання до поверхні найвищого рівня води повинна бути не меншою ніж 2 м, а до рівня льоду – не меншою ніж 6 м.

2.4.59. Перетин і зближення ПЛ до 1 кВ з неізольованими проводами із лініями напругою, вищою ніж 1 кВ, а також сумісне їх підвішування на спільних опорах необхідно здійснювати з дотриманням вимог 2.5.179, 2.5.182, 2.5.184, 2.5.188 та 2.4.28, 2.4.29.

2.4.60. Перетин ліній напругою до 1 кВ між собою рекомендовано здійснювати на перехресних опорах.

Допускається також здійснювати перетин у прогоні. У цьому разі відстань по вертикалі між ближніми проводами ліній, що перетинаються, на опорі і в прогоні має бути не меншою ніж: між неізольованими проводами ПЛ – 1 м; між неізольованими проводами ПЛ і ПЛІ – 0,5 м; між проводами ПЛІ – 0,1 м. Цю відстань визначають за температури повітря плюс 15 °С без вітру.

2.4.61. У разі перетину лінії до 1 кВ в прогоні опор, які обмежують прогін перетину, можуть бути проміжного або анкерного типів.

Місце перетину ліній між собою в прогоні необхідно вибирати якомога ближче до опори верхньої лінії. Відстань по горизонталі від опор ПЛІ до проводів ПЛ має бути не меншою ніж 2 м, а до проводів ПЛІ – не меншою ніж 1 м.

2.4.62. У разі паралельного проходження або зближення ліній до 1 кВ з лінією напругою понад 1 кВ горизонтальна відстань між ними має бути не меншою від зазначеної у 2.5.189.

2.4.63. У разі перетину ліній до 1 кВ з лініями напругою, вищою ніж 1 кВ, відстань від проводів лінії понад 1 кВ до проводів та опор лінії до 1 кВ має відповідати вимогам 2.5.180 і 2.5.186.

ПЕРЕТИНИ, ЗБЛИЖЕННЯ, СУМІСНЕ ПІДВІШУВАННЯ ЛІНІЙ ДО 1 кВ З ЛІНІЯМИ ЗВ'ЯЗКУ, ЛІНІЯМИ РАДІОТРАНСЛЯЦІЙНИХ МЕРЕЖ, КАБЕЛЬНОГО ТЕЛЕБАЧЕННЯ ТА ІНТЕРНЕТУ

2.4.64. Кут перетину лінії до 1 кВ з проводами або підвісними кабелями ліній зв'язку (ЛЗ), лініями радіотрансляційних мереж (ЛРМ), кабельного телебачення та Інтернету (КТ) по можливості має бути близьким до 90 градусів. Для ускладнених умов кут перетину не нормують.

Примітка: Лінії кабельного телебачення та Інтернету (КТ) виконують коаксіальним та оптоволоконним кабелем.

2.4.65. Відстань по вертикалі від проводів лінії до 1 кВ за найбільшої стріли провисання до проводів або підвісних кабелів ЛЗ або ЛРМ або КТ в прогоні перетину має бути не меншою ніж:

– 0,5 м – від СІП ПЛІ;

– 1,25 м – від неізольованих проводів ПЛ.

2.4.66. Відстань по вертикалі від проводів лінії до 1 кВ до проводів або підвісних кабелів ЛЗ, ЛРМ або КТ у разі перетину на спільній опорі має бути не меншою ніж:

– 0,5 м – між СІП і ЛЗ, ЛРМ або КТ;

– 1,5 м – між неізольованим проводом ПЛ і ЛРМ або КТ.

2.4.67. Місце перетину проводів лінії до 1 кВ з проводами або підвісними кабелями ЛЗ, ЛРМ та КТ у прогоні має знаходитися якомога ближче до опори лінії до 1 кВ, але не менше ніж за 2 м від неї.

2.4.68. Перетин лінії до 1 кВ з ЛЗ, ЛРМ і КТ можна здійснювати за одним з таких варіантів:

– проводами лінії до 1 кВ та ізольованими проводами ЛЗ, ЛРМ або КТ (2.4.69);

– проводами лінії до 1 кВ і підземним або підвісним кабелем ЛЗ, ЛРМ або КТ (2.4.70);

– проводами лінії до 1 кВ і неізольованими проводами ЛЗ, ЛРМ або КТ (2.4.71);

– підземною кабельною вставкою в лінію до 1 кВ і неізольованими або ізольованими проводами ЛЗ, ЛРМ або КТ (2.4.72).

2.4.69. У разі перетину лінії до 1 кВ з ізольованими проводами ЛЗ, ЛРМ або КТ необхідно дотримуватися таких вимог:

– перетин ПЛІ з ЛЗ, ЛРМ або КТ можна здійснювати в прогоні і на опорі;

– перетин неізольованих проводів ПЛ з проводами ЛЗ, а також з проводами ЛРМ або КТ напругою, вищою ніж 360 В, необхідно здійснювати лише в прогоні. Перетин неізольованих проводів ПЛ з проводами ЛРМ або КТ напругою до 360 В можна здійснювати як у прогоні, так і на спільній опорі;

– опори лінії до 1 кВ, які обмежують прогін перетину з ЛЗ, ЛРМ або КТ напругою, вищою ніж 360 В, мають бути анкерного типу. У разі перетину абонентських ЛЗ і ЛРМ напругою до 360 В допускаються опори проміжного типу, посилені додатковою приставкою або підкосом;

– проводи лінії до 1 кВ необхідно розташовувати над проводами ЛЗ, ЛРМ або КТ. На опорах лінії до 1 кВ, які обмежують прогін перетину, неізольовані проводи повинні мати подвійне кріплення, СІП необхідно кріпити анкерними затискачами. Проводи ЛЗ, ЛРМ і КТ на опорах, що обмежують прогін перетину, повинні мати подвійне кріплення;

– з'єднувати проводи лінії до 1 кВ або проводів ЛЗ, ЛРМ або КТ в прогоні перетину не допускається.

2.4.70. У разі перетину лінії до 1 кВ з підземним або підвісним кабелем ЛЗ, ЛРМ або КТ необхідно дотримуватися таких вимог:

– відстань від підземної частини металевої або залізобетонної опори і заземлювача дерев'яної опори до підземного кабелю ЛЗ, ЛРМ або КТ у населеній місцевості має бути, як правило, не меншою ніж 3 м. В ускладнених умовах допускається зменшувати цю відстань до 1 м (за умови допустимості впливу на ЛЗ і ЛРМ); підземний кабель ЛЗ або ЛРМ треба прокладати в сталевій трубі або покривати швелером чи кутовою сталлю на довжину в обидва боки від опори, не меншу 3 м;

– у ненаселеній місцевості відстань від підземної частини або заземлювача опори лінії електропередавання до підземного кабелю ЛЗ, ЛРМ і КТ повинна бути не меншою від зазначеної в табл. 2.4.5;

– проводи лінії до 1 кВ треба розташовувати, як правило, над підвісним кабелем ЛЗ, ЛРМ і КТ (див. 2.4.69, п. 4);

– з'єднувати проводи лінії до 1 кВ у прогоні перетину з підвісним кабелем ЛЗ, ЛРМ і КТ не допускається. Переріз утримної жили СІП з однією утримною жилою в джгуті має бути не меншим ніж 35 мм^2, а переріз кожної жили СІП з усіма утримними жилами в джгуті – не меншим ніж 25 мм^2. Неізольовані проводи ПЛ повинні бути багатодротовими перерізом, не меншим ніж: алюмінієві – 35 мм^2, сталеалюмінієві – 25 мм^2;

– на опорах ЛЗ, ЛРМ і КТ, які обмежують прогін перетину, металеву оболонку підвісного кабелю і трос, на якому підвішують кабель, необхідно заземлювати;

– відстань по горизонталі від основи кабельної опори ЛЗ, ЛРМ і КТ до проекції ближнього проводу лінії до 1 кВ на горизонтальну площину має бути не меншою від найбільшої висоти опори прогону перетину.

Таблиця 2.4.5. **Найменша відстань від підземної частини та заземлювача опори лінії до підземного кабелю ЛЗ, ЛРМ і КТ в ненаселеній місцевості**

Еквівалентний питомий опір землі, Ом • м	Найменша відстань, м, від підземного кабелю ЛЗ, ЛРМ або КТ до	
	заземлювача або підземної частини залізобетонної і металевої опори	підземної частини дерев'яної опори, яка не має заземлювального пристрою
До 100	10	5
Понад 100 до 500	15	10
Понад 500 до 1000	20	15
Понад 1000	30	25

2.4.71. У разі перетину ПЛІ з неізольованими проводами ЛЗ або ЛРМ необхідно дотримуватися таких вимог:

– перетин ПЛІ з ЛЗ і ЛРМ можна здійснювати як у прогоні, так і на спільній опорі;

– опори ПЛІ, які обмежують прогін перетину з ЛЗ і ЛРМ, мають бути анкерного типу;

– утримна жила СІП з однією утримною жилою в джгуті або джгута з усіма утримними жилами на ділянці перетину повинна мати коефіцієнт запасу міцності на розтяг за розрахункових навантажень, не менший ніж 2,5, а проводи ЛЗ і ЛРМ – не менший ніж 2,2;

– проводи ПЛІ необхідно розташовувати над проводами ЛЗ або ЛРМ. На опорах ПЛІ, які обмежують прогін перетину, утримна жила (утримні жили) СІП необхідно закріплювати в натяжних затискачах;

– з'єднувати утримну жилу СІП з однією утримною жилою та жили СІП з усіма утримними жилами, а також проводи ЛЗ і ЛРМ у прогоні перетину не допускається.

У разі перетину неізольованих проводів ПЛ з неізольованими проводами ЛЗ або ЛРМ необхідно дотримуватися таких вимог:

– перетин проводів ПЛ з проводами ЛЗ або проводами ЛРМ напругою, вищою ніж 360 В, необхідно здійснювати лише в прогоні. Перетин проводів ПЛ з абонентськими і фідерними лініями ЛРМ напругою до 360 В допускається здійснювати на опорах ПЛ;

– опори ПЛ, які обмежують прогін перетину, мають бути анкерного типу;

– проводи ЛЗ, як сталеві, так і з кольорового металу, повинні мати коефіцієнт запасу міцності на розтягування за найбільших граничних навантажень, не менший ніж 2,2;

– проводи ПЛ треба розташовувати над проводами ЛЗ і ЛРМ. На опорах, які обмежують прогін перетину, проводи ПЛ повинні мати подвійне кріплення;

– з'єднувати проводи ПЛ, а також проводи ЛЗ і ЛРМ у прогоні перетину не допускається. Проводи ПЛ мають бути багатодротовими перерізом, не меншим ніж: алюмінієві – 35 мм^2, сталеалюмінієві – 25 мм^2.

2.4.72. У разі перетину підземної кабельної вставки в лінію до 1 кВ з проводами ЛЗ, ЛРМ (як ізольованими, так і неізольованими) або КТ необхідно дотримуватися таких вимог:

– відстань від підземної кабельної вставки або її заземлювача до опори ЛЗ, ЛРМ або КТ має бути не меншою ніж 1 м, а в разі прокладання кабелю в ізолювальній трубі – не меншою ніж 0,5 м;

– відстань по горизонталі від основи кабельної опори лінії електропередавання до проекції ближнього проводу ЛЗ, ЛРМ або КТ на горизонтальну площину має бути не меншою, ніж висота опори прогону перетину.

2.4.73. У разі паралельного проходження і зближення відстань по горизонталі між проводами ПЛІ і проводами ЛЗ, ЛРМ і КТ має бути не меншою ніж 1 м.

У разі зближення ПЛ з повітряними ЛЗ, ЛРМ і КТ відстань по горизонталі між неізольованими проводами ПЛ і проводами ЛЗ, ЛРМ і КТ має бути не меншою ніж 2 м. В ускладнених умовах цю відстань можна зменшувати до 1,5 м. В інших випадках відстань між лініями має бути не меншою від висоти найвищої опори ПЛ, ЛЗ, ЛРМ і КТ.

У разі зближення ПЛ з підземними або підвісними кабелями ЛЗ, ЛРМ і КТ необхідно виконувати вимоги 2.4.70 (пункти 1 і 5).

2.4.74. Зближення лінії напругою до 1 кВ з антенними спорудами передавальних і приймальних радіоцентрів, виділеними приймальними пунктами радіофікації і місцевими радіовузлами не нормують.

2.4.75. Проводи від опор ліній напругою до 1 кВ до вводів у будівлі (споруди) не мають перетинатися з відгалуженнями від ЛЗ, ЛРМ і КТ. Їх необхідно розташовувати на одному рівні або вище ЛЗ, ЛРМ і КТ.

Відстань по горизонталі між проводами лінії і проводами ЛЗ, ЛРМ і КТ, а також спусками від радіоантен на вводах має бути не меншою ніж 0,5 м для СІП і 1,5 м – для неізольованих проводів.

2.4.76. На опорах ПЛІ допускається сумісне підвішування кабелю сільської телефонної мережі (СТМ) в разі забезпечення таких вимог:

– *PEN-(PE-)*жила СІП має бути ізольованою;

– відстань від СІП до підвісного кабелю СТМ у прогоні і на опорі ПЛІ має бути не меншою ніж 0,5 м;

– кожна опора ПЛІ на ділянці сумісного підвішування повинна мати заземлювальний пристрій з опором заземлення не більше ніж 10 Ом;

– на кожній опорі ПЛІ відрізку спільного підвішування необхідно здійснювати повторне заземлення *PEN-(PE-)*жили СІП;

– утримний канат телефонного кабелю разом з металевим сітчастим покриттям на кожній опорі ПЛІ треба приєднувати до заземлювача опори самостійним провідником (спуском).

2.4.77. Сумісне підвішування на спільних опорах неізольованих проводів ПЛ і проводів ЛЗ будь-якої напруги не допускається.

Допускається на спільних опорах сумісне підвішування неізольованих проводів ПЛ і ізольованих проводів ЛРМ і КТ. У цьому разі необхідно дотримуватися таких вимог:

– номінальна напруга ПЛ має бути не вищою ніж 380 В;

– номінальна напруга ЛРМ і КТ має бути не вищою ніж 360 В;

– відстань від нижніх проводів ЛРМ і КТ до поверхні землі повинна відповідати вимогам Правил будівництва повітряних ліній зв'язку і радіотрансляційних мереж, затверджених Мінзв'язку СРСР (1975 р.);

– неізольовані проводи ПЛ треба розташовувати над проводами ЛРМ і КТ; вертикальна відстань від нижнього проводу ПЛ до верхнього проводу ЛРМ і КТ на опорі має бути не меншою ніж 1,5 м, а в прогоні – не меншою ніж 1,25 м. У разі розташування проводів ЛРМ і КТ на кронштейнах цю відстань установлюють від нижнього проводу ПЛ, розташованого з того самого боку, що й проводи ЛРМ і КТ.

2.4.78. На спільних опорах допускається сумісне підвішування СІП ПЛІ та ізольованих проводів ЛЗ, ЛРМ і КТ. У цьому разі необхідно дотримуватися таких вимог:

– номінальна напруга ПЛІ має бути не вищою ніж 380 В;

– номінальна напруга ЛРМ і КТ має бути не вищою ніж 360 В;

– номінальна напруга ЛЗ, розрахункова механічна напруга в проводах ЛЗ і відстань від нижніх проводів ЛЗ до поверхні землі має відповідати вимогам Правил будівництва повітряних ліній зв'язку і радіотрансляційних мереж, затверджених Мінзв'язку СРСР (1975 р.);

– проводи ПЛІ слід розташовувати над проводами ЛЗ, ЛРМ і КТ; відстань по вертикалі від СІП до верхнього проводу ЛЗ, ЛРМ і КТ незалежно від їх взаємного розташування має бути на опорі і в прогоні не меншою ніж 0,5 м. Про-

води ПЛІ і проводи ЛЗ, ЛРМ і КТ рекомендовано розташовувати з різних боків опори.

2.4.79. Сумісне підвішування на спільних опорах неізольованих проводів ПЛ і кабелів ЛЗ не допускається.

Сумісне підвішування на спільних опорах неізольованих проводів ПЛ напругою не більше ніж 380 В і кабелів ЛРМ і КТ допускається за дотримання вимог 2.4.77, визначених для ізольованих проводів ЛРМ і КТ.

2.4.80. Сумісне підвішування на спільних опорах проводів лінії електропередавання напругою, не вищою ніж 380 В, і проводів телемеханіки допускається за дотримання вимог 2.4.77, визначених для ізольованих проводів ЛРМ, і 2.4.78 – для ізольованих проводів ЛЗ і ЛРМ, за умови, якщо кола телемеханіки не використовують як канали провідного телефонного зв'язку.

2.4.81. На опорах ПЛІ або ПЛ допускається підвішувати волоконно-оптичні кабелі зв'язку (ОК):

– неметалевих самоутримних (ОКСН);

– неметалевих, навитих на фазний провід або джгут СІП (ОКНН).

Відстань від ОКСН до поверхні землі в населеній і ненаселеній місцевостях має бути не меншою ніж 5 м.

Відстань між проводами лінії електропередавання і ОКСН на опорі і в прогоні має бути не меншою ніж 0,4 м.

У разі підвішування волоконно-оптичних кабелів зв'язку на опорах ПЛ або ПЛІ опори повинні бути розраховані на додаткове навантаження від цих кабелів. Розрахунок опор з сумісним підвішуванням волоконно-оптичних кабелів зв'язку повинен виконуватись відповідно до вимог глави 2.5 цих Правил.

Примітка: На ПЛ і ПЛІ, що знаходяться в експлуатації, сумісне підвішування ОК, ЛРМ і КТ допускається за згодою її власника. Опори лінії, на яких виконують сумісну підвіску, та їх закріплення у ґрунті необхідно перевіряти на додаткові навантаження, які при цьому виникають.

ПЕРЕТИНИ І ЗБЛИЖЕННЯ ПЛІ (ПЛ) З ІНЖЕНЕРНИМИ СПОРУДАМИ

2.4.82. У разі перетину або паралельного проходження лінії до 1 кВ із залізницями, а також автомобільними дорогами І-а, І-б і ІІ категорії (за класифікацією табл. 4.1 ДБН В.2.3-4:2007 «Споруди транспорту. Автомобільні дороги. Частина І. Проектування. Частина ІІ. Будівництво») необхідно виконувати вимоги глави 2.5 цих Правил, визначені для ПЛ (ПЛЗ) напругою до 20 кВ.

Допускається перетини здійснювати за допомогою кабельної вставки в лінію. У цьому разі влаштування кабельної вставки повинно відповідати вимогам глави 2.3 цих Правил.

2.4.83. У разі зближення ПЛ з неізольованими проводами із автомобільними дорогами відстань від проводів ПЛ до дорожніх знаків і їх утримних тросів має бути не меншою ніж 1 м; утримні троси необхідно заземлювати з опором заземлювального пристрою не більше 10 Ом.

У разі зближення ПЛІ з автомобільними дорогами відстань від СІП до дорожніх знаків і їх утримних тросів повинна бути не меншою ніж 0,5 м. Заземлювати утримні троси не вимагається.

2.4.84. У разі перетину і зближення ліній до 1 кВ з контактними проводами та утримними тросами трамвайних і тролейбусних ліній необхідно дотримуватися таких вимог:

а) лінії до 1 кВ, як правило, необхідно розташовувати поза зоною, зайнятою спорудами контактних мереж, включаючи опори. Опори ліній до 1 кВ мають бути анкерного типу, а неізольовані проводи повинні мати подвійне кріплення;

б) проводи ліній до 1 кВ слід розташовувати над утримними тросами контактних проводів. Проводи ліній повинні бути багатодротовими з перерізом, не меншим ніж: алюмінієві – 35 мм^2, сталеалюмінієві – 25 мм^2, утримна жила СІП – 35 мм^2, переріз жили СІП з усіма утримними жилами джгута – не меншим ніж 25 мм^2. З'єднувати проводи ліній до 1 кВ в прогонах перетину не допускається;

в) відстань по вертикалі від проводів лінії до 1 кВ за найбільшого провисання до головки рейки трамвайної колії має бути не меншою ніж 8 м, до проїзної частини вулиці в зоні тролейбусної лінії – не меншою ніж 10,5 м. В усіх випадках відстань від проводів лінії до 1 кВ до утримного троса або контактного проводу повинна бути не менше ніж 1,5 м;

г) забороняється перетин ліній до 1 кВ з контактними проводами в місцях розташування поперечок;

д) сумісне підвішування на спільних опорах тролейбусних ліній контактних проводів і проводів ліній напругою 380 В допускається з дотриманням таких вимог:

1) опори контактних проводів тролейбусних ліній повинні мати механічну міцність, достатню для підвішування проводів лінії напругою 380 В;

2) відстань між проводами лінії напругою 380 В і кронштейном або пристроєм кріплення утримного троса контактних проводів має бути не меншою ніж 1,5 м.

2.4.85. У разі перетину і зближення ліній до 1 кВ з канатними дорогами та надземними металевими трубопроводами необхідно забезпечувати такі вимоги:

– лінія до 1 кВ має проходити під канатною дорогою; проходження її над канатною дорогою не допускається;

– канатні дороги повинні мати знизу містки або сітки для огорожі проводів лінії до 1 кВ;

– у разі проходження лінії до 1 кВ під канатною дорогою або під надземним металевим трубопроводом проводи лінії мають знаходитися від них на такій відстані:

– 1 м – за найменшої стріли провисання проводів від містків чи огороджувальних сіток канатної дороги або трубопроводу;

– 1 м – за найбільшої стріли провисання і найбільшого відхилення проводів до елементів канатної дороги або трубопроводу;

– у разі перетину з трубопроводом відстань від проводів лінії до елементів трубопроводу за їх найбільшого провисання має бути не меншою ніж 1 м. Опори лінії, які обмежують прогін перетину, повинні бути анкерного типу. Трубопровід у прогоні перетину необхідно заземлювати з опором заземлення, не більшим ніж 10 Ом;

– у разі паралельного проходження з канатною дорогою або надземним металевим трубопроводом горизонтальна відстань від проводів лінії до канатної дороги або трубопроводу має бути не меншою від висоти опори. В ускладнених умовах цю відстань за найбільшого відхилення проводів можна зменшувати до 1 м.

2.4.86. У разі зближення лінії до 1 кВ з вибухо- і пожежонебезпечними установками та аеродромами необхідно керуватися вимогами 2.5.240 і 2.5.253.

2.4.87. Проходження ПЛ з неізольованими проводами через території спортивних споруд, шкіл (загальноосвітніх і інтернатів), технічних училищ, дошкільних дитячих закладів (ясел, садів, комбінатів), дитячих будинків, оздоровчих таборів, інтернатів для людей похилого віку, санаторіїв, будинків відпочинку, пансіонатів не допускається.

Проходження ПЛІ через зазначені території (крім спортивних і дитячих ігрових майданчиків) допускається за умови, якщо всі жили СІП мають ізоляцію, а сумарний переріз утримних жил (утримної жили) СІП без урахування ізоляції становить не менше ніж 50 мм^2.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 22.08.2014 р. № 596

ГЛАВА 2.5
ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ ВИЩЕ 1 кВ ДО 750 кВ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

2.5.1. Ця глава Правил поширюється на повітряні лінії електропередавання, які проектуються, заново будуються та реконструюються, напругою вище 1 кВ до 750 кВ, з неізольованими проводами (ПЛ), і напругою вище 1 кВ до 35 кВ, з проводами із захисним покриттям – захищеними проводами (ПЛЗ). На ПЛЗ поширюються вимоги до ПЛ відповідної напруги та вимоги, окремо зумовлені для них у цих Правилах.

Ця глава не поширюється на ПЛ, будівництво яких визначається спеціальними правилами, нормами і постановами (контактні мережі електрифікованих залізниць, трамвая, тролейбуса; ПЛ для електропостачання сигналізації, центрального блокування (СЦБ); ПЛ напругою 6–35 кВ, змонтовані на опорах контактної мережі тощо).

Кабельні вставки в ПЛ слід виконувати відповідно до вимог 2.5.122 і глави 2.3 цих Правил.

На ПЛ напругою 400 кВ поширюються вимоги Правил, що стосуються ПЛ напругою 500 кВ цих Правил.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, які вжито в цій главі, та визначення позначених ними понять:

2.5.2. Повітряна лінія електропередавання напругою вище 1 кВ.

Споруда для передавання електричної енергії проводами під напругою вище 1 кВ, розташованими просто неба і прикріпленими за допомогою ізолювальних конструкцій та арматури до опор або кронштейнів і стояків на інженерних спорудах (мостах, шляхопроводах тощо).

За початок і кінець ПЛ вважають місце виходу проводу в бік ПЛ з апаратного, натяжного затискача або іншого пристрою кріплення проводу на вихідних (вхідних) конструктивних елементах підстанцій і відгалужувальних опорах. Відгалуження до конденсаторів зв'язку, установлених на підстанціях і опорах ПЛ, до лінії не відносяться.

Волоконно-оптична лінія зв'язку на повітряній лінії електропередавання (ВОЛЗ-ПЛ).

Лінія зв'язку, що містить у собі волоконно-оптичний кабель (ОК), який розміщують на ПЛ, та волоконно-оптичні системи передавання. ОК підвішують на опорах ПЛ за допомогою спеціальної арматури або навивають його на грозозахисний трос чи фазний провід.

Повітряна лінія із захищеними проводами (ПЛЗ).

ПЛ із проводами, в яких поверх струмопровідної жили накладено екструдовану полімерну захисну ізоляцію, що унеможливлює коротке замикання між проводами в разі їх доторкання та зменшує ймовірність замикання на землю.

2.5.3. Прогін.

Відрізок ПЛ між двома суміжними опорами або конструкціями, які заміняють опори.

Довжина прогону.

Довжина прогону в горизонтальній проекції.

Габаритний прогін.

Прогін, довжину якого визначають нормованою вертикальною відстанню від проводів до землі за умови встановлення опор на горизонтальній поверхні.

Вітровий прогін.

Довжина відрізка ПЛ, з якого тиск вітру на проводи і грозозахисні троси (далі – троси) сприймає опора.

Ваговий прогін.

Довжина відрізка ПЛ, вагу проводів (тросів) якого сприймає опора.

Стріла провисання проводу.

Відстань по вертикалі від прямої, яка з'єднує точки кріплення проводу, до проводу в найнижчій точці його провисання.

Габаритна стріла провисання проводу.

Стріла провисання проводу в габаритному прогоні.

Ізоляційний підвіс.

Пристрій, який складається з одного або кількох підвісних або стрижневих ізоляторів і лінійної арматури, шарнірно з'єднаних між собою.

Штировий ізолятор.

Ізолятор, який складається з ізоляційної деталі, що закріплюється на штирі або гаку опори.

Тросове кріплення.

Пристрій для прикріплення грозозахисних тросів до опори; якщо до складу тросового кріплення входить один або кілька ізоляторів, то воно називається ізолювальним.

Посилене кріплення проводу з захисним покриттям.

Кріплення проводу на штировому ізоляторі або до ізоляційного підвісу, що не допускає проковзування проводу в разі виникнення різниці натягів у суміжних прогонах у нормальному та аварійному режимах ПЛЗ.

Галопування проводів (тросів).

Сталі періодичні низькочастотні (0,2–2 Гц) коливання проводів (тросів) в прогоні, які утворюють стоячі хвилі (іноді в сполученні з біжучими) з кількістю напівхвиль від однієї до двадцяти та амплітудою 0,3–5 м.

Вібрація проводів (тросів).

Періодичні коливання проводів (тросів) в прогоні з частотою від 3 Гц до 150 Гц, які відбуваються у вертикальній площині під час вітру і утворюють стоячі хвилі з розмахом, що може перевищувати діаметр проводів (тросів).

Спіральна арматура.

Вироби, що виготовлені із дроту з антикорозійного матеріалу у вигляді спіралі, призначені для кріплення, з'єднання та ремонту проводів та тросів ПЛ.

2.5.4. Режими для розрахунків механічної частини ПЛ:

– **нормальний** – режим за умови необірваних проводів, тросів, ізоляційних підвісів і тросових кріплень;

– **аварійний** – режим за умови обірваних одного чи кількох проводів або тросів, ізоляційних підвісів і тросових кріплень;

– **монтажний** – режим в умовах монтажу опор, проводів і тросів.

Клас безвідмовності.

Рівень забезпеченості безвідмовної роботи механічної частини ПЛ під дією зовнішніх чинників за встановлений термін експлуатації.

2.5.5. Населена місцевість.

Сельбищна територія міського і сільського поселень у межах їхнього перспективного розвитку на десять років, курортні та приміські зони, зелені зони навколо міст та інших населених пунктів, землі селищ міського типу і сільських населених пунктів у межах їх сельбищної території, виробничі території, а також території садово-городніх ділянок.

Ненаселена місцевість.

Землі, не віднесені до населеної місцевості.

Важкодоступна місцевість.

Місцевість, не доступна для транспорту і сільськогосподарських машин.

Насадження.

Природні та штучні деревостої та чагарники, а також сади і парки.

Висота насаджень.

Збільшена на 10% середня висота переважної за запасами породи, яка знаходиться у верхньому ярусі насадження, у різновікових насадженнях – середня висота переважного за запасами покоління.

Траса ПЛ у стиснених умовах.

Відрізки траси ПЛ, які проходять по територіях, насичених надземними та (або) підземними комунікаціями, спорудами, будівлями.

2.5.6. Великі переходи.

Перетини судноплавних ділянок рік, каналів, озер і водоймищ, на яких установлюються опори висотою 50 м і більше, а також перетини ущелин, ярів, водних просторів та інших перешкод з прогоном перетину понад 700 м незалежно від висоти опор ПЛ.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

2.5.7. На всіх етапах улаштування ПЛ необхідно дотримуватись вимог державних стандартів, будівельних норм і правил, Правил охорони електричних мереж, затверджених Постановою Кабінету Міністрів України від 04.03.97 № 209,

пожежних і санітарних нормативів та вимог цих Правил. Усі елементи ПЛ мають відповідати вимогам, наведеним в 1.1.19–1.1.23.

2.5.8. На ПЛ напругою 110 кВ і вище довжиною більше ніж 100 км для обмеження несиметрії струмів і напруг необхідно виконувати один повний цикл транспозиції. Двоколові ПЛ напругою 110 кВ і вище рекомендовано виконувати з протилежним чергуванням фаз кіл (суміжні фази різних кіл мають бути різнойменними). Схеми транспозиції обох кіл рекомендовано виконувати однаковими.

Допускається збільшувати довжину нетранспонованої ПЛ, виконувати неповні цикли транспозиції, різні довжини відрізків ПЛ у циклі і збільшувати кількість циклів, якщо внесена при цьому розрахункова несиметрія не перевищуватиме 0,5% за напругою і 2% – за струмом зворотної послідовності.

Крок транспозиції за умовою впливу на лінії зв'язку не нормується.

Для ПЛ з горизонтальним розташуванням фаз рекомендовано застосовувати спрощену схему транспозиції (у місці транспозиції почергово міняються місцями тільки дві суміжні фази). На цих же ПЛ у разі захисту їх двома тросами, які використовують для високочастотного зв'язку, для зменшення втрат від струмів у тросах в нормальному режимі рекомендовано виконувати схрещування (транспозицію) тросів. Кількість схрещувань слід вибирати за критерієм самопогасання дуги супровідного струму промислової частоти в разі грозових перекриттів іскрових проміжків (ІП) на ізоляторах, за допомогою яких троси кріплять до опор. Схема схрещування має бути симетричною відносно кожного кроку транспозиції фаз і точок заземлення тросів. При цьому довжини крайніх відрізків рекомендовано приймати такими, що дорівнюють половині довжини решти відрізків.

В електричних мережах напругою до 35 кВ рекомендовано транспозицію фаз на підстанціях виконувати таким чином, щоб сумарні довжини ділянки ПЛ з різним чергуванням фаз були приблизно однаковими.

2.5.9. Будь-якої пори року під'їзд до ПЛ має бути забезпечено на якомога ближчу відстань, але не далі ніж на 0,5 км від траси ПЛ.

2.5.10. На ділянках ПЛ у гірських умовах за необхідності треба передбачати очищення схилів від небезпечного для ПЛ нависаючого каміння.

2.5.11. Траси ПЛ потрібно розташовувати поза зоною поширення зсувних процесів. За неможливості обходу цих зон треба передбачати інженерний захист ПЛ від зсувів згідно з будівельними нормами та правилами щодо захисту територій, будівель і споруд від небезпечних геологічних процесів.

2.5.12. У разі проходження ПЛ по просадних ґрунтах опори, як правило, треба установлювати на майданчиках з мінімальною площею водозбору з виконанням комплексу протипросадних заходів. Порушення рослинного і ґрунтового покриву має бути мінімальним.

2.5.13. У разі проходження ПЛ по напівзакріплених і незакріплених пісках необхідно виконувати піскозакріплювальні заходи. Порушення рослинного покриву має бути мінімальним.

2.5.14. Опори ПЛ рекомендовано встановлювати на безпечній відстані від русла ріки з інтенсивним розмиванням берегів, з урахуванням прогнозованих переміщень русла і затоплюваності заплави, а також поза місцями, де можуть бути потоки дощових та інших вод, льодоходи тощо. За обґрунтованої неможливості встановлення опор ПЛ у безпечних місцях необхідно вживати заходів щодо захисту опор від

пошкоджень (зміцнення берегів, укосів, схилів, влаштування спеціальних фундаментів, водовідведення, струмененапрямних дамб, льодорізів та інших споруд).

Установлювати опори в зоні проходження прогнозованих грязекам'яних селевих потоків не допускається.

2.5.15. Застосовувати опори з відтяжками на ділянках ПЛ напругою до 330 кВ включно, які проходять по оброблюваних землях, без захисту відтяжок від пошкодження сільськогосподарською технікою не допускається. На цих самих відрізках, а також у населеній місцевості і в місцях зі стисненими умовами на підходах до електростанцій і підстанцій рекомендовано застосовувати двоколові та багатоколові вільностоячі опори.

2.5.16. У разі проходження ПЛ з дерев'яними опорами через ліси, сухі болота та інші місця, де можливі низові пожежі, потрібно передбачати такі заходи:

– влаштування канави глибиною 0,4 м і шириною 0,6 м на відстані 2 м навколо кожного стояка опори;

– знищення трави і чагарнику та очищення від них площадки радіусом 2 м навколо кожної опори;

– застосування опор з деревини, обробленої проти горіння;

– застосування залізобетонних приставок; при цьому відстань від землі до нижнього торця стояка має бути не меншою ніж 1 м.

Установлювати дерев'яні опори ПЛ напругою 110 кВ і вище в місцевостях, де можливі низові або торф'яні пожежі, заборонено.

2.5.17. У районах розселення великих птахів для захисту ізоляції від забруднення ними, незалежно від ступеня забруднення навколишнього середовища, а також для запобігання загибелі птахів необхідно дотримуватись таких вимог:

– не використовувати опори ПЛ зі штировими ізоляторами; на траверсах опор ПЛ напругою від 35 кВ до 220 кВ, у тому числі в місцях кріплення підтримувальних ізоляційних підвісів, а також на тросостояках для унеможливлення посадки або гніздування птахів передбачати встановлення протипташиних загороджень;

– закривати верхні отвори пустотілих стояків залізобетонних опор наголовниками з конічною верхівкою.

2.5.18. На опорах ПЛ на висоті, не нижчій ніж 1,5 м від землі, потрібно наносити такі постійні знаки:

– порядкове число опори – на всіх опорах;

– диспетчерське найменування ПЛ або її умовне позначення – на перших і кінцевих опорах, перших опорах відгалужень від лінії, на опорах у місцях перетину ліній однієї напруги, на опорах, які обмежують прогін перетину із залізницями та автомобільними дорогами I–V категорій, а також на всіх опорах відрізків ПЛ, які прямують паралельно, якщо відстань між їх осями менша за 200 м. На двоколових і багатоколових опорах ПЛ, крім того, треба позначати відповідне коло;

– попереджувальні плакати або застережні знаки – на всіх опорах ПЛ у населеній місцевості;

– плакати із зазначенням відстані від опори ПЛ до кабельної лінії зв'язку – на опорах, установлених на відстані, меншій ніж половина висоти опори до кабелів зв'язку;

– кольорове фарбування фаз – на ПЛ напругою 35 кВ і вище на кінцевих опорах, опорах, суміжних з транспозиційними, і на перших опорах відгалужень від ПЛ.

Допускається розміщувати на одному знаку всю інформацію, яка вимагається в цьому пункті.

Плакати і знаки наносять на опори почергово з правого і лівого боків. На переходах через дороги плакати мають бути орієнтованими в бік дороги.

Денне і нічне маркувальне позначення опор висотою понад 50 м треба виконувати згідно з 2.5.254.

ПЛ будь-якої напруги висотою опор 50 м і більше над місцевістю, а також ПЛ напругою 220 кВ і вище незалежно від висоти опор, у місцях перетину з лінійними орієнтирами (річками, автомобільними дорогами, залізницями) належить маркувати (підвішувати на грозозахисному тросі) через кожні 100 м макетами куль діаметром 0,5 м білого і червоного (жовтогарячого) кольору з обох боків від місця перетину ПЛ на відстань, не меншу ніж 500 м.

На ПЛ напругою 110 кВ і вище, обслуговування яких має здійснюватися з використанням вертольотів, у верхній частині кожної п'ятої опори встановлюють номерні знаки, видимі з вертольота. При цьому для ПЛ напругою 500–750 кВ знаки мають бути емальованими, розміром 400 мм × 500 мм.

Лінійні роз'єднувачі, перемикальні пункти, високочастотні загороджувачі, установлені на ПЛ, повинні мати відповідні порядкові номери і диспетчерські найменування.

2.5.19. Металеві опори і підніжники, металеві деталі залізобетонних і дерев'яних опор, бетонні і залізобетонні конструкції має бути захищено від корозії з урахуванням вимог будівельних норм і правил щодо захисту будівельних конструкцій від корозії. За необхідності треба передбачати захист від електрокорозії.

Металеві опори, а також металеві елементи і деталі залізобетонних і дерев'яних опор потрібно захищати від корозії, як правило, шляхом гарячого оцинкування.

2.5.20. Грозозахисні троси, відтяжки та елементи опор повинні мати корозійностійке виконання з урахуванням виду і ступеня агресивності середовища в умовах експлуатації.

На грозозахисному тросі і відтяжках у процесі спорудження ПЛ має бути виконане захисне змащування.

2.5.21. У районах з агресивним впливом навколишнього середовища, у районах із солончаками, засоленими пісками, у прибережних зонах морів і солоних озер площею понад 10 000 м^2, а також у місцях, де в процесі експлуатації може статися корозійне руйнування металу ізоляторів, лінійної арматури, проводів і тросів, заземлювачів, необхідно передбачати:

– ізолятори і лінійну арматуру в тропічному виконанні, за необхідності – з додатковими захисними заходами;

– корозійностійкі проводи (див. також 2.5.89), грозозахисні троси, плаковані алюмінієм, і тросові елементи опор (див. також 2.5.20);

– збільшення перерізу елементів заземлювальних пристроїв, використання заземлювачів з корозійностійким покриттям.

2.5.22. Для ПЛ з неізольованими проводами, які проходять у районах з характеристичним значенням ожеледного навантаження понад 20 Н/м (5-й і 6-й райони за ожеледдю), частим утворенням ожеледі або паморозі в поєднанні із сильними вітрами, а також у районах з частим і інтенсивним галопуванням проводів рекомендовано передбачати плавлення ожеледі на проводах і тросах.

У разі забезпечення плавлення ожеледі без перерви електропостачання споживачів характеристичне значення ожеледного навантаження можна знижувати на 10 Н/м, але воно має бути не меншим ніж 15 Н/м.

На ПЛ з плавленням ожеледі необхідно організовувати спостереження за ожеледдю, перевагу треба надавати застосуванню автоматизованих систем моніторингу.

Вимоги цього пункту не поширюються на ПЛЗ.

2.5.23. Напруженість електричного поля, створюваного ПЛ напругою 330 кВ і вище за максимальних робочих параметрів (напруги та струму) і абсолютної максимальної температури повітря (2.5.60) для населеної місцевості, не має перевищувати гранично припустимих значень, установлених санітарно-епідеміологічними правилами та нормативами.

Для ненаселеної і важкодоступної місцевостей температуру повітря за гранично припустимої напруженості електричного поля приймають такою, що дорівнює (0,8 t_{max} – 12) °С, де t_{max} – максимальна температура повітря за 2.5.60.

2.5.24. Після закінчення спорудження або реконструкції ПЛ необхідно здійснити заходи, передбачені вимогами природоохоронного законодавства:

– землевання земель, які відводять у постійне користування;

– рекультивацію земель, які відводять у тимчасове користування;

– природоохоронні заходи, спрямовані на мінімальне порушення природних форм рельєфу і збереження зелених насаджень та природного стану ґрунту;

– протиерозійні заходи.

ВИМОГИ ДО МЕХАНІЧНОЇ МІЦНОСТІ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

2.5.25. Розрахунок будівельних конструкцій ПЛ (опор, фундаментів і основ) виконують методом граничних станів відповідно до державних стандартів і будівельних норм. При цьому враховують розрахункові значення постійних навантажень з коефіцієнтом надійності за табл. 2.5.13, пункти 1–4 (див. 2.5.64) і розрахункові значення змінних навантажень із середніми періодами повторюваності за табл. 2.5.1, пункти 1, 2.

Механічний розрахунок проводів і тросів ПЛ виконують методом допустимих напружень, а розрахунок ізоляторів та арматури – методом руйнівних навантажень. При цьому враховують розрахункові значення постійних навантажень з коефіцієнтом надійності γ_{fm}= 1 і розрахункові значення змінних навантажень із середніми періодами повторюваності, наведеними в табл. 2.5.1, пункт 3.

Застосування інших методів розрахунку в кожному окремому випадку повинне бути обґрунтоване в проекті.

Таблиця 2.5.1. **Середні періоди повторюваності**

№ з/п	Розрахунки	Середні періоди повторюваності для класів безвідмовності, роки			
		1КБ	2КБ	3КБ	4КБ
1	2	3	4	5	6
1	Розрахунки несучої здатності опор і фундаментів (перша група граничних станів)	30	50	150	500
2	Розрахунки переміщень опор і фундаментів та тріщиностійкості залізобетонних конструкцій (друга група граничних станів)	5	10	15	25

Продовження табл. 2.5.1

1	2	3	4	5	6
3	Розрахунки проводів, тросів, ізоляторів, арматури (допустимі напруження та руйнівні навантаження)	5	10	15	25

2.5.26. Під час проектування ПЛ враховують постійні і змінні (тривалі, короткочасні, аварійні) навантаження і впливи.

До **постійних навантажень** відносяться навантаження, які створюються вагою будівельних конструкцій, проводів, тросів та устаткування ПЛ; натягом проводів і тросів за середньорічної температури повітря і відсутності вітру та ожеледі; вагою і тиском ґрунтів; тиском води на фундаменти в руслах рік, а також попереднім напруженням конструкцій.

До **змінних навантажень** відносяться навантаження, які створюються тиском вітру на опори, проводи і троси; вагою ожеледі на проводах і тросах; додатковим натягом проводів і тросів понад їх значення за середньорічної температури від кліматичних навантажень і впливів; тиском води на опори і фундаменти в заплавах рік; тиском льоду; навантаженнями, які виникають під час виготовлення і перевезення конструкцій, а також під час монтажу конструкцій, проводів і тросів.

До **аварійних навантажень** відносяться навантаження, які виникають від обриву проводів і тросів.

До **епізодичних навантажень** відносяться сейсмічні навантаження.

Навантаження слід визначати за критерієм забезпеченості безвідмовної роботи механічної частини ПЛ під дією зовнішніх чинників за розрахунковий період експлуатації лінії. Параметри, які характеризують класи безвідмовності, наведено в табл. 2.5.2.

Чотирирівневі класи безвідмовності ПЛ, встановлені відповідно до рекомендацій МЕК, відповідають наступним класам наслідків (відповідальності), унормованим ДСТУ-Н Б В.1.2-16:2013 «Визначення класів наслідків (відповідальності) та категорії складності об'єктів будівництва» та ДВН В.1.2-14-2009 «Загальні принципи забезпечення надійності та конструктивної безпеки будівель, споруд, будівельних конструкцій та основ»:

- 1КБ, 2КБ – СС1;
- 3КБ – СС2;
- 4КБ – СС3.

Таблиця 2.5.2. **Характеристики класів безвідмовності**

№ з/п	Назва характеристики	Характеристики для класів безвідмовності			
		1КБ	2КБ	3КБ	4КБ
1	Напруга лінії, кВ	До 1	1–35	110–330	500–750
2	Розрахункові періоди експлуатації, років	30	50	50	50
3	Коефіцієнт надійності за відповідальністю γ_n для розрахунку будівельних конструкцій	0,95	1	1	1,05

Середню повторюваність розрахункових навантажень, яка залежить від класу безвідмовності, треба визначати за табл. 2.5.1.

В окремих обґрунтованих випадках, з урахуванням досвіду експлуатації електричних мереж, ожеледні та ожеледно-вітрові навантаження для ПЛ напругою від 6 до 330 кВ дозволено приймати на один клас безвідмовності вище.

Основні критерії збільшення класу безвідмовності для ПЛ (або окремих її відрізків):

– кількість ожеледно-вітрових аварій на ПЛ перевищує середню аварійність по регіону;

– декілька ПЛ, які забезпечують електропостачання окремих регіонів або крупних споживачів, проходять (ПЛ або їх частини) в одному коридорі;

– двоколові ПЛ, за умови, що кола є взаєморезервованими, або по ПЛ здійснюється електропостачання споживачів, які не мають іншого резервного електроживлення;

– багатоколові ПЛ (більше двох кіл) різного класу напруги на спільних опорах.

2.5.27. Основою для визначення навантажень ліній у класах безвідмовності 1КБ – 4КБ є їх характеристичні значення. Характеристичні значення постійних і тривалих навантажень приймають такими, що дорівнюють їх середнім значенням. Характеристичні значення кліматичних навантажень обчислено за середнього періоду повторюваності $T = 50$ років. Значення аварійних навантажень від обриву проводів і тросів обчислюють згідно з цими Правилами (2.5.66–2.5.70), інших аварійних навантажень – згідно з нормами проектування.

Характеристичні значення навантажень від ожеледі, вітрового тиску під час ожеледі та без неї, від дії вітру на проводи та троси, вкриті ожеледдю, а також значення температури повітря встановлюються цими Правилами. Значення навантажень, не встановлені цими Правилами, обчислюють згідно з нормами навантажень і впливів на будівельні конструкції.

2.5.28. Розрахункові значення навантажень обчислюють шляхом множення характеристичних значень на коефіцієнт надійності за навантаженням γ_{fm}.

Коефіцієнти надійності γ_{fm} для постійних навантажень визначають залежно від виду навантаження та розрахункової ситуації за табл. 2.5.13. Коефіцієнти надійності γ_{fm} для змінних короткочасних навантажень визначають залежно від розрахункової ситуації, виду навантаження та середнього періоду повторюваності розрахункового значення, наведеного в табл. 2.5.1. Коефіцієнти надійності γ_{fm} для навантажень від натягу проводів і тросів визначають відповідно до 2.5.67.

КЛІМАТИЧНІ УМОВИ

2.5.29. Характеристичні значення кліматичних навантажень, мінімальна, максимальна та середньорічна температура повітря, інтенсивність галопування проводів і тросів (для вибору і розрахунку елементів ПЛ) приймають на підставі карт територіального районування України, наведених у цих Правилах.

Для ПЛ третього і четвертого класів безвідмовності характеристичні значення кліматичних навантажень установлюють за регіональними картами кліматичного районування на підставі аналізу матеріалів багаторічних спостережень гідрометеорологічних станцій.

Побудова регіональних карт кліматичного районування виконується з урахуванням матеріалів багаторічних спостережень гідрометеорологічних станцій, які наведені у СОУ-Н ЕЕ 20.579:2009 «Кліматичні дані для визначення навантажень на повітряні лінії електропередавання. Методика опрацювання» або в інших відповідних документах. При побудові регіональних карт кліматичного районування для визначення значень навантажень в точках розташування траси ПЛ слід використовувати методики, що наведені в СОУ-Н ЕЕ 21.262:2008 «Кліматичне забезпечення будівництва та експлуатації електричних мереж» або за допомогою інтерполяції крігінг-методом.

2.5.30. Дозволено уточнювати значення кліматичних навантажень і впливів, встановлених за картами кліматичного районування, використовуючи матеріали багаторічних спостережень гідрометеорологічних станцій і постів спостереження гідрометеослужби та власників електромереж за швидкістю вітру, інтенсивністю і густиною ожеледно-паморозних відкладень, грозовою діяльністю і частотою прояву умов, які можуть призводити до галопування.

Під час оброблення результатів метеорологічних спостережень потрібно ураховувати вплив мікрокліматичних чинників, зумовлених особливостями природних умов (пересічений рельєф місцевості, висота над рівнем моря, наявність великих водоймищ, ступінь заліснення тощо), існуючих будівель та інженерних споруд, які проектуються (греблі і водоскиди, ставки-охолоджувачі, смуги суцільної забудови тощо).

При урахуванні впливу мікрокліматичних чинників, зумовлених особливостями рельєфу, використовувати рекомендації СОУ-Н ЕЕ 21.262:2008 «Кліматичне забезпечення будівництва та експлуатації електричних мереж. Інструкція».

2.5.31. Для гірських місцевостей з висотою над рівнем моря понад 400 м характеристичні значення кліматичних навантажень визначають за методикою СОУ-Н ЕЕ 20.667:2007 «Кліматичні навантаження на повітряні лінії електропередавання з урахуванням топографічних особливостей. Методика».

ОЖЕЛЕДНІ НАВАНТАЖЕННЯ

2.5.32. Розрахункові значення ожеледних навантажень на елементи ПЛ обчислюють згідно з формулою (2.5.1) для лінійно протяжних елементів і згідно з формулою (2.5.3) – для площинних елементів ПЛ.

Під час визначення кліматичних умов необхідно враховувати вплив на інтенсивність ожеледоутворення і швидкість вітру особливостей мікрорельєфу місцевості (невеликі пагорби та улоговини, високі насипи, яри, балки тощо), а в гірських районах – особливостей мікро- і мезорельєфу місцевості (гребені, схили, платоподібні ділянки, низини долин, міжгірські долини тощо).

Для відрізків ПЛ, які проходять у важкодоступній місцевості, по греблях гідроелектростанцій і поблизу ставків-охолоджувачів, за відсутності даних спостережень характеристичне значення навантаження від ожеледі за 2.5.35 треба збільшувати на 2 Н/м для 1–3-го районів і на 5 Н/м для 4–6-го районів.

2.5.33. Розрахункове значення навантаження від ожеледі на лінійні елементи $G_{тр}$, Н/м, (проводи, троси і елементи опор кругового перерізу з діаметром до 70 мм включно) обчислюють за формулою:

$$G_{mp} = k_1 \mu_1 g_{mp}, \qquad (2.5.1)$$

де k_1 – коефіцієнт, за яким враховують зміну навантаження ожеледі за висотою h, м, і який приймають згідно з табл. 2.5.3;

Таблиця 2.5.3. **Коефіцієнт k_1 залежно від висоти h**

Висота h, м	5	10	20	30	50	70	100
k_1	0,7	1	1,3	1,7	2,2	2,7	3,3
Примітка. Проміжні значення k_1 обчислюють за допомогою лінійної інтерполяції.							

μ_1 – коефіцієнт, за яким враховують зміну навантаження ожеледі від діаметра елементів кругового перерізу d і який визначають згідно з табл. 2.5.4 залежно від значення g_{mp};

Таблиця 2.5.4. **Коефіцієнт μ_1 залежно від діаметра проводу та розрахункового значення ожеледного навантаження**

Діаметр d, мм	Значення коефіцієнта μ_1 залежно від розрахункового ожеледного навантаження g_{mp}, Н/м			
	До 10	10–19	20–30	Понад 30
5	0,8	0,85	0,9	0,95
10	1	1	1	1
15	1,15	1,1	1,05	1,05
30	1,4	1,25	1,15	1,1
70	2,0	1,7	1,5	1,4
Примітка. Проміжні значення μ_1 обчислюють за допомогою лінійної інтерполяції по діаметру проводу d.				

g_{mp} – розрахункове значення ожеледного навантаження, Н/м, яке обчислюють за формулою:

$$g_{mp} = g_p \gamma_{fG}, \qquad (2.5.2)$$

де γ_{fG} – коефіцієнт надійності за 2.5.34;

g_p – характеристичне значення навантаження від ожеледі, Н/м, на лінійних елементах за 2.5.35.

Лінійне ожеледне навантаження та вагу ожеледі на підвішених горизонтально елементах кругового перерізу (тросах, проводах) треба визначати на висоті розташування їх приведеного центра ваги (див. 2.5.48).

2.5.34. Коефіцієнт надійності за лінійним ожеледним навантаженням γ_{fG} визначають залежно від заданого середнього періоду повторюваності T (табл. 2.5.5).

Таблиця 2.5.5. **Коефіцієнт γ_{fG} залежно від заданого середнього періоду повторюваності T**

Період повторюваності T, років	5	10	15	25	40	50	70	100	150	500
Коефіцієнт γ_{fG}	0,46	0,63	0,72	0,84	0,95	1,00	1,08	1,16	1,25	1,53

2.5.35. Характеристичні значення навантаження від ожеледі g_p, Н/м, на лінійних елементах ПЛ і стінки ожеледі b, мм, на площинних елементах ПЛ для рівнинної місцевості на висоті 10 м над поверхнею землі, на проводі діаметром 10 мм визначають за картою територіального районування України (рис. 2.5.1) або за регіональними картами кліматичного навантаження відповідно до 2.5.29.

Стінку ожеледі b обчислюють залежно від g_p за формулою (2.5.2 а):

$$b = \sqrt{35,4 g_p + 25} - 5. \qquad (2.5.2а)$$

2.5.36. Ожеледне навантаження на опори треба враховувати для металевих опор, виготовлених з фасонного прокату (у тому числі на відтяжках), у разі, якщо висота опор є більшою ніж 50 м або опори розташовано у 5-му і 6-му районах за ожеледдю або – у гірській місцевості із характеристичним значенням максимального навантаження від ожеледі $g_{p_{гір}}$, більшим ніж 30 Н/м. Для залізобетонних, багатогранних і дерев'яних опор, а також для металевих опор з елементами, виготовленими з труб, ожеледні відкладення не враховують.

2.5.37. Для ліній усіх класів безвідмовності розрахункове значення навантаження від ожеледі на площинних елементах конструкцій G_{ms}, Н, (елементи опор з габаритом поперечного перерізу понад 70 мм) необхідно приймати виходячи з товщини стінки ожеледі на проводі за формулою:

$$G_{ms} = b\, k_2 \mu_2 \rho g\, A_0 \gamma_{fG}, \qquad (2.5.3)$$

де b – характеристична товщина стінки ожеледі, мм, на площинних елементах за 2.5.35;

k_2 – коефіцієнт, який враховує зміну стінки ожеледі за висотою і приймається за табл. 2.5.6;

μ_2 – коефіцієнт, який враховує відношення площі поверхні елемента, що зазнала зледеніння, до повної площі поверхні елемента. За відсутності даних спостережень допускається приймати $\mu_2 = 0,6$;

ρ – густина льоду, яка приймається 0,9 г/см^3;

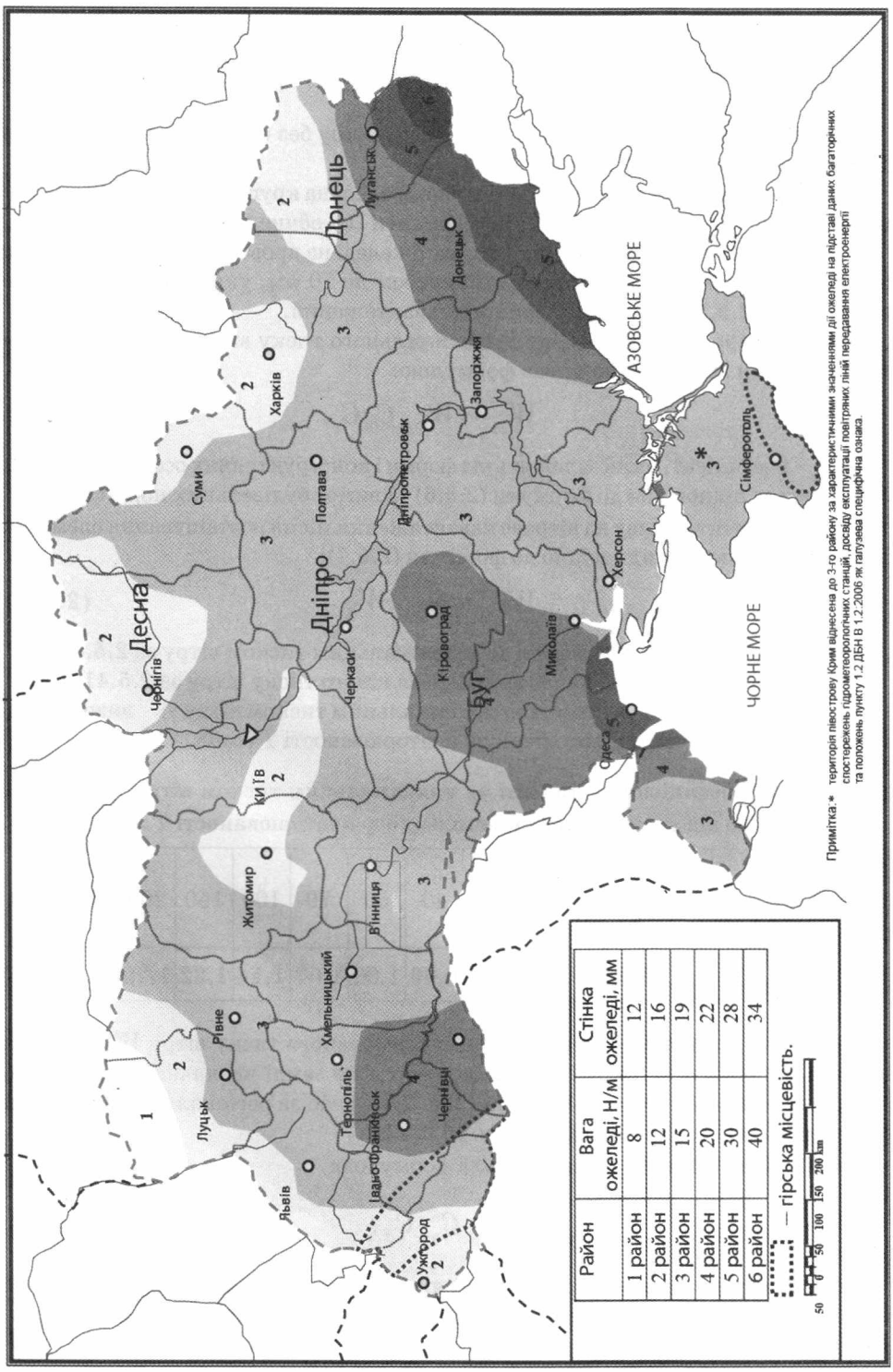
g – прискорення вільного падіння, м/с^2;

A_0 – площа загальної поверхні елемента, м^2;

γ_{fG} – коефіцієнт надійності за 2.5.34.

Таблиця 2.5.6. **Коефіцієнт k_2 залежно від висоти h**

Висота h, м	5	10	20	30	50	70	100
k_2	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0



Район	Вага ожеледі, Н/м	Стінка ожеледі, мм
1 район	8	12
2 район	12	16
3 район	15	19
4 район	20	22
5 район	30	28
6 район	40	34

Рисунок 2.5.1. Карта районування території України за характеристичними значеннями ожеледі

ВІТРОВІ НАВАНТАЖЕННЯ

2.5.38. Під час проектування ПЛ враховують вітрові навантаження трьох видів:

– навантаження від максимального тиску вітру без ожеледі на всі елементи ПЛ визначають за 2.5.39 і 2.5.49;

– навантаження від тиску вітру під час ожеледі на крупногабаритні (з габаритом поперечного перерізу понад 70 мм) елементи ПЛ обчислюють за 2.5.51;

– навантаження від тиску вітру під час ожеледі на проводи, троси та елементи опор кругового поперечного перерізу діаметром до 70 мм, укриті ожеледдю, яке визначають за 2.5.54 у вигляді лінійного навантаження.

2.5.39. Розрахункове значення максимального тиску вітру W_m, Па, на площинні елементи ПЛ обчислюють за формулою:

$$W_m = W_{0m} C_k C_c, \qquad (2.5.4)$$

де C_k – коефіцієнт, який залежить від форми і конструктивних особливостей ПЛ і обчислюється відповідно до формули (2.5.6) та вимог будівельних норм і правил;

C_c – коефіцієнт впливу на вітрове навантаження місця розташування елемента ПЛ, який обчислюють відповідно до формули (2.5.7);

$$W_{0m} = \gamma_{f_{\max}} W_0, \qquad (2.5.5)$$

де $\gamma_{f_{\max}}$ – коефіцієнт надійності за максимальним тиском вітру за 2.5.40;

W_0 – характеристичне значення максимального тиску вітру за 2.5.41, Па.

2.5.40. Коефіцієнт надійності за максимальним тиском вітру $\gamma_{f_{\max}}$ визначають залежно від заданого середнього періоду повторюваності T (табл. 2.5.7).

Таблиця 2.5.7. **Коефіцієнт надійності за максимальним тиском вітру $\gamma_{f_{\max}}$ залежно від заданого середнього періоду повторюваності T**

Період повторюваності T, років	5	10	15	25	40	50	70	100	150	200	300	500
Коефіцієнт $\gamma_{f_{\max}}$	0,55	0,69	0,77	0,87	0,96	1,00	1,07	1,14	1,22	1,28	1,35	1,45

2.5.41. Характеристичне значення максимального тиску вітру W_0, Па, для рівнинної місцевості на висоті 10 м над поверхнею землі визначають за картою територіального районування України (рис. 2.5.2) або за регіональними картами кліматичного навантаження відповідно до 2.5.29.

2.5.42. Коефіцієнт C_k визначають за формулою:

$$C_k = C_{\text{aer}} C_{\text{d}}, \qquad (2.5.6)$$

де C_{aer} – аеродинамічний коефіцієнт, який під час розрахунків елементів ПЛ (опор, ізоляторів тощо) визначають згідно з чинними нормами навантаження на будівельні конструкції;

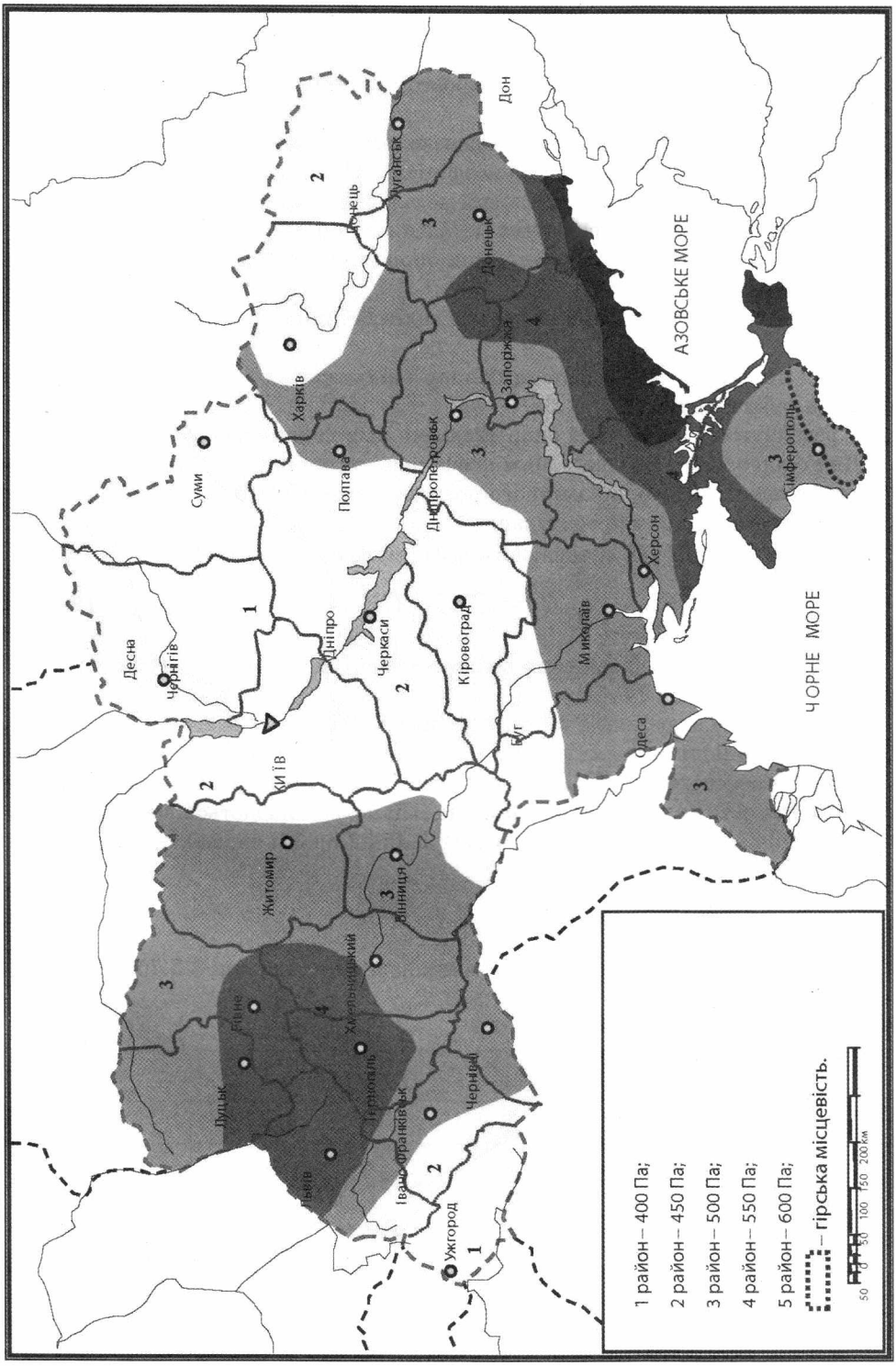


Рисунок 2.5.2. Карта районування території України за характеристичним значенням вітрового тиску

C_d – коефіцієнт динамічності.

За допомогою коефіцієнта динамічності C_d враховують вплив пульсаційного складника вітрового навантаження і просторову кореляцію вітрового тиску на елементи ПЛ.

Для опор ПЛ висотою до 50 м для визначення пульсаційного складника допускається застосовувати такі значення коефіцієнта C_d:

– для вільностоячих одностоякових металевих опор – $C_d = 1{,}5$;

– для вільностоячих портальних металевих опор – $C_d = 1{,}6$;

– для вільностоячих залізобетонних опор (портальних і одностоякових) на центрифугованих стояках – $C_d = 1{,}5$;

– для вільностоячих одностоякових залізобетонних віброваних опор ПЛ – $C_d = 1{,}8$;

– для металевих і залізобетонних опор з відтяжками у разі шарнірного кріплення до фундаментів – $C_d = 1{,}6$.

У розрахунках дерев'яних опор динамічний складник не враховують.

Для опор з висотою понад 50 м коефіцієнт динамічності C_d обчислюють за допомогою спеціального динамічного розрахунку за ДБН В.1.2-2:2006 «Навантаження і впливи. Норми проектування».

2.5.43. Коефіцієнт C_c обчислюють за формулою:

$$C_c = C_h\, C_{rel}\, C_{dir}\,, \qquad (2.5.7)$$

де C_h – коефіцієнт збільшення вітрового тиску залежно від висоти, який визначають відповідно до 2.5.44;

C_{rel} – коефіцієнт рельєфу, який визначають відповідно до 2.5.46;

C_{dir} – коефіцієнт напрямку, який визначають відповідно до 2.5.47.

2.5.44. Коефіцієнт висоти споруди C_h враховує зміну вітрового навантаження залежно від висоти розташування елемента ПЛ, що розглядається, над поверхнею землі (z), типу навколишньої місцевості (2.5.45 і 2.5.48) і визначається за таблицею 2.5.7а або формулою:

$$C_h(z) = \beta\,(z/10)^{2\alpha}, \qquad (2.5.7а)$$

де α та β – коефіцієнти, значення яких наведені в таблиці 2.5.7б.

Таблиця 2.5.7а. **Коефіцієнт місцевості**

z, м	Значення $C_h(z)$ для місцевості типу:			
	I	II	III	IV
1	2	3	4	5
5	1,31	0,81	0,49	0,28
10	1,50	1,00	0,65	0,40
15	1,63	1,13	0,76	0,49
20	1,72	1,23	0,86	0,57

Продовження табл. 2.5.7а

1	2	3	4	5
25	1,80	1,32	0,94	0,63
30	1,87	1,39	1,01	0,69
35	1,93	1,46	1,07	0,75
40	1,98	1,52	1,13	0,80
45	2,03	1,57	1,19	0,85
50	2,07	1,62	1,24	0,89
60	2,15	1,71	1,33	0,98
70	2,21	1,79	1,42	1,06
80	2,27	1,87	1,49	1,13
90	2,33	1,93	1,57	1,20
100	2,38	2,00	1,63	1,26
110	2,42	2,05	1,70	1,33
120	2,47	2,11	1,76	1,39
130	2,51	2,16	1,81	1,44
140	2,54	2,21	1,87	1,50
150	2,58	2,25	1,92	1,55
160	2,61	2,30	1,97	1,60
170	2,64	2,34	2,02	1,65
180	2,67	2,38	2,07	1,70
190	2,70	2,42	2,11	1,74
200	2,73	2,46	2,15	1,79

Типи місцевості, що оточує будівлю чи споруду, визначаються за таблицею 2.5.7а для кожного розрахункового напрямку вітру окремо.

При визначенні типу місцевості споруда вважається розташованою на місцевості даного типу для певного розрахункового напрямку вітру, якщо у цьому напрямку така місцевість є на відстані $30Z$ при повній висоті споруди $Z < 60$ м або 2 км – при більшій висоті.

У випадку, якщо споруда розташована на межі місцевостей різних типів або є сумніви відносно вибору типу місцевості, слід приймати тип місцевості, що має більше значення коефіцієнта C_h.

2.5.45. Тип місцевості і відповідні значення коефіцієнтів визначають за таблицею 2.5.7б.

Таблиця 2.5.7б. **Типи місцевості і відповідні значення коефіцієнтів для визначення $C_h(z)$**

Тип місцевості	Опис типу	Параметри	
		α	β
I	Відкриті поверхні морів, озер, а також плоскі рівнини без перешкод, що піддаються дії вітру на ділянці довжиною не менш ніж 3 км	0,10	1,5
II	Сільська місцевість з огорожами (парканами), невеликими спорудами, будинками і деревами	0,15	1,0
III	Приміські і промислові зони, протяжні лісові масиви	0,20	0,65
IV	Міські території, на яких принаймні 15% поверхні зайняті будівлями, що мають середню висоту >15 м	0,25	0,40

Для окремих зон висотою, не більшою ніж 10 м, значення коефіцієнтів C_h можна приймати постійними, визначаючи їх за висотою середніх точок відповідних зон, які відраховують від рівня землі в місці встановлення опори. Під час розрахунку проводів і тросів коефіцієнт C_h визначають залежно від приведеної висоти за 2.5.48.

2.5.46. За допомогою коефіцієнта рельєфу C_{rel} враховують мікрорельєф місцевості поблизу розташування опори. Як правило, C_{rel} приймають таким, що дорівнює одиниці, за винятком окремих випадків, коли опору розташовано в гірській місцевості або на пагорбі чи схилі з такими характеристиками:

– кут схилу пагорба (висоти) є більшим ніж 5°;

– висота пагорба H є більшою ніж 20 м незалежно від кута схилу.

У цих випадках коефіцієнт рельєфу C_{rel} необхідно обчислювати за спеціальними методиками, наведеними в СОУ-Н ЕЕ 20.667:2007 «Кліматичні навантаження на повітряні лінії електропередавання з урахуванням топографічних особливостей. Методика».

У разі проходження ПЛ напругою 35 кВ і вище в гірській або пагорбній місцевості, закритій від впливу вітру локальними рельєфними особливостями місцевості (як правило, пагорб з нахилом до горизонталі більше 25°), необхідно виконувати перевірку ПЛ на турбулентний слід за перешкодою.

2.5.47. За допомогою коефіцієнта напрямку C_{dir} враховують нерівномірність вітрового навантаження за напрямками вітру. C_{dir}, як правило, приймають таким, що дорівнює одиниці. Значення $C_{dir} < 1$ допускається враховувати лише для відкритої рівнинної місцевості за наявності достатнього статистичного обґрунтування.

Для розрахунку проводів і тросів на вітрові навантаження напрямок вітру необхідно приймати під кутом 90° до ПЛ.

Для розрахунку опор напрямок вітру приймають під кутом 90°, 45° і 0° до осі ПЛ. У разі розрахунку кутових опор за вісь ПЛ приймають напрямок бісектриси зовнішнього кута повороту, утвореного суміжними відрізками лінії. Значення натягу проводів і тросів треба приймати також для згаданих кутів.

У розрахунках опор на напрямок вітру під кутом 45° до ПЛ вітрові навантаження на проводи і троси потрібно зменшувати шляхом множення на $\sin^2 45° = 0,5$.

2.5.48. Вітрове навантаження на проводи ПЛ обчислюють за висотою розташування приведеного центра ваги всіх проводів $h_{пр}$, вітрове навантаження на троси – за висотою розташування приведеного центра ваги тросів $h_{пр}$ без урахування відхилення проводу (тросу) в прогоні під дією вітру.

Вплив вітру на проводи розщепленої фази приймають без урахування можливого зниження вітрового тиску на провід, що знаходиться в тіні підвітряного проводу.

Висоту розташування приведеного центра ваги проводів або тросів $h_{пр}$, м, обчислюють для габаритного прогону за формулою:

$$h_{пр} = h_{сер} - \frac{2}{3} f, \qquad (2.5.8)$$

де $h_{сер}$ – середня висота кріплення проводів до ізоляторів або середня висота кріплення тросів на опорі, яку відраховують від рівня землі в місцях установлення опор, м;

f – стріла провисання проводу або троса (умовно прийнято найбільшою стрілою провисання за найвищої температури або ожеледі без вітру), м.

Висоту $h_{пр}$ розташування приведеного центра ваги проводів або тросів однопрогонних великих переходів через водні простори обчислюють за формулою:

$$h_{пр} = \frac{h_{сер1} + h_{сер2}}{2} - \frac{2}{3} f, \qquad (2.5.9)$$

де $h_{сер1}$, $h_{сер2}$ – висота кріплення тросів або середня висота кріплення проводів до ізоляторів на опорах 1 і 2 переходу, яку відраховують від меженного рівня ріки або нормального рівня протоки, каналу, водоймища.

Висоту $h_{пр}$ розташування приведеного центра ваги проводів або тросів багатопрогонних великих переходів через водні простори обчислюють за формулою:

$$h_{пр} = \frac{\sum_{i=1}^{n} h_{пр_i} l_i}{\sum_{i=1}^{n} l_i}, \qquad (2.5.10)$$

де n – кількість прогонів;

$h_{пр_i}$ – висота приведених центрів ваги проводів або тросів над меженним рівнем ріки або нормальним рівнем протоки, каналу, водоймища в i-му прогоні, м, (визначають за формулою (2.5.9), $i = 1, ..., n$;

l_i – довжина i-го прогону, який входить у перехід, м, $i = 1, ..., n$.

За наявності високого незатоплюваного берега, на якому розташовано як перехідні, так і суміжні з ними опори, висоту приведених центрів ваги в прогоні, суміжному з перехідним, відраховують від рівня землі в цьому прогоні.

2.5.49. Розрахункове вітрове навантаження на проводи і троси ліній класів безвідмовності 1КБ – 4КБ для режиму максимального вітру без ожеледі P_m, Н, обчислюють за формулою:

$$P_m = W_{0m} C_c C_{аег} C_{dc} d L_{вітр} \cdot 10^{-3} \cdot \sin^2 \varphi, \qquad (2.5.11)$$

де W_{0m} і C_c – див. 2.5.39;

C_{aer} – аеродинамічний коефіцієнт, який під час розрахунків проводів і тросів приймають таким, що дорівнює:

1,2 – для проводів і тросів діаметром менше 20 мм, вільних від ожеледі, і всіх проводів і тросів, покритих ожеледдю;

1,1 – для проводів і тросів діаметром 20 мм і більше, вільних від ожеледі;

C_{dc} – коефіцієнт динамічності, за яким враховують вплив пульсаційного складника вітрового навантаження і просторову кореляцію вітрового тиску на проводи ПЛ. Коефіцієнт C_{dc} обчислюють за формулою (2.5.12), у необхідних випадках – за допомогою спеціального динамічного розрахунку за ДБН В.1.2-2:2006 «Навантаження і впливи. Норми проектування»;

d – діаметр проводу або троса, мм;

$L_{вітр}$ – вітровий прогін, м;

φ – кут між напрямком вітру та віссю ПЛ.

2.5.50. Коефіцієнт динамічності C_{dc} обчислюють за формулою:

$$C_{dc} = g_{tu} \cdot \alpha \cdot k_L, \qquad (2.5.12)$$

де g_{tu} – коефіцієнт, за яким враховують вплив пульсаційного складника вітрового навантаження та динаміку коливань проводу і який приймають за табл. 2.5.8;

α – коефіцієнт, за яким враховують нерівномірність вітрового тиску по прогону ПЛ. Коефіцієнт приймають за формулою (2.5.13), але не більшим за одиницю:

$$\alpha = 2{,}6 - 0{,}3\ln W_{0m}, \qquad (2.5.13)$$

k_L – коефіцієнт, за яким враховують вплив довжини прогону на вітрове навантаження. Його приймають таким, що дорівнює:

1,2 – за довжини прогону L до 50 м; 0,85 – за довжини прогону L 800 м і більше; проміжні значення коефіцієнта k_L обчислюють за формулою:

$$k_L = 1{,}7 - 0{,}12\ln L, \qquad (2.5.14)$$

де L – довжина прогону, м.

Таблиця 2.5.8. **Коефіцієнт g_{tu}**

Тип місцевості (за 2.5.45)	I	II	III	IV
g_{tu}	1,3	1,5	1,6	1,7

ВІТРОВІ НАВАНТАЖЕННЯ ПІД ЧАС ОЖЕЛЕДІ

2.5.51. Розрахункове значення тиску вітру під час ожеледі W_g, Па, на площинні елементи ліній з габаритом поперечного перерізу понад 70 мм (елементи опор, ізолятори тощо) обчислюють без урахування підвищення навітряної площі за рахунок ожеледних відкладень за формулами:

$$W_g = W^0_{og} C_k C_c, \qquad (2.5.15)$$

$$W^0_{og} = \gamma_{fm} W_{og}, \qquad (2.5.16)$$

де $C_к$ і C_c – див. 2.5.39;

γ_{fm} – коефіцієнт надійності за тиском вітру під час ожеледі за 2.5.52;

W_{og} – характеристичне значення тиску вітру під час ожеледі за 2.5.53, Па.

2.5.52. Коефіцієнт надійності за тиском вітру під час ожеледі γ_{fm} обчислюють залежно від заданого значення середнього періоду повторюваності T (табл. 2.5.9).

Таблиця 2.5.9. **Коефіцієнт надійності γ_{fm}**

Період повторюваності T, років	5	10	15	25	30	50	150	500
Коефіцієнт γ_{fm}	0,45	0,61	0,71	0,83	0,88	1,00	1,26	1,55

2.5.53. Характеристичне значення тиску вітру під час ожеледі W_{og}, Па, для рівнинної місцевості на висоті 10 м над поверхнею землі визначають за картою територіального районування (рис. 2.5.4).

2.5.54. Навантаження від дії вітру на елементи ПЛ кругового перерізу діаметром до 70 мм включно, вкриті ожеледдю, обчислюють як лінійне навантаження. Розрахункове значення лінійного навантаження від дії вітру під час ожеледі Q_m, Н/м, обчислюють за формулою:

$$Q_m = Q_{0m} \mu_g k_g C_c k_L \sin^2 \varphi, \qquad (2.5.17)$$

де μ_g – коефіцієнт, за яким враховують дію вітру на елемент, вкритий ожеледдю, залежно від діаметра елемента кругового перерізу d (обчислюють згідно з табл. 2.5.11);

k_g – коефіцієнт, за яким враховують зміну розміру ожеледі за висотою h (обчислюють згідно з табл. 2.5.10 залежно від висоти розташування елемента);

C_c – див. 2.5.39;

k_L – коефіцієнт, який обчислюють за формулою (2.5.14) відповідно до фактичного прогону ПЛ;

φ – кут між напрямком вітру та віссю ПЛ.

$$Q_{0m} = \gamma_{fQ} Q_0, \qquad (2.5.18)$$

де γ_{fQ} – коефіцієнт надійності дії вітру на елемент, вкритий ожеледдю, за 2.5.55;

Q_0 – характеристичне значення лінійного навантаження від дії вітру під час ожеледі на елемент, вкритий ожеледдю, Н/м, за 2.5.56.

Дію вітру на горизонтально підвішені елементи кругового перерізу (троси, проводи, линви), вкриті ожеледдю, допускається приймати на висоті розташування їх приведеного центра ваги (див. 2.5.48).

Таблиця 2.5.10

Висота над поверхнею землі h, м	5	10	20	30	40	50	70	100
Коефіцієнт k_g	0,80	1,00	1,15	1,30	1,4	1,45	1,60	1,75
Примітка. Проміжні значення величин обчислюють за допомогою лінійної інтерполяції.								

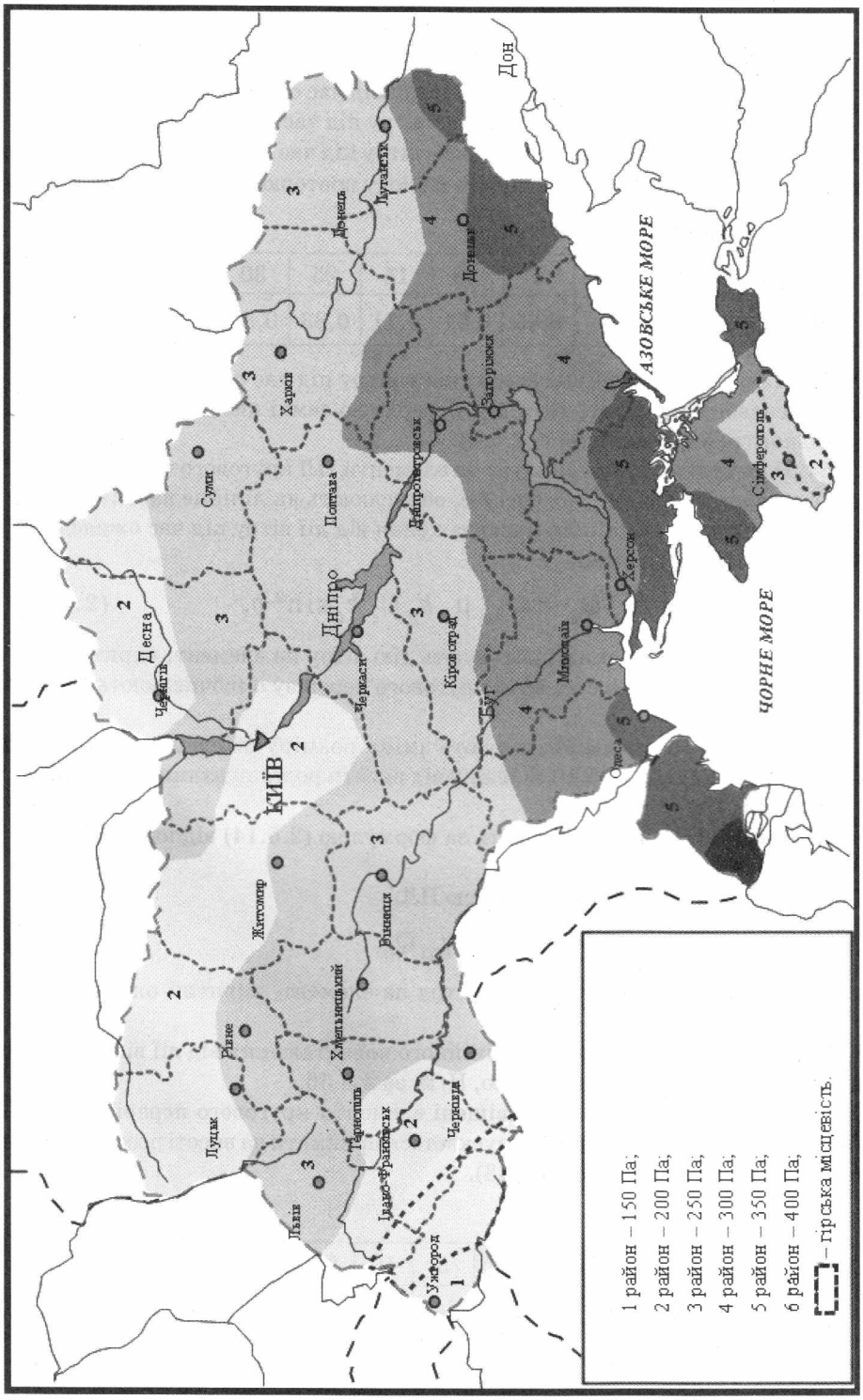


Рисунок 2.5.4. Карта районування території України за характеристичним значенням тиску вітру під час ожеледі

Таблиця 2.5.11

Діаметр проводу, троса або линви d, мм	5	10	20	30	50	70
Коефіцієнт μ_g	0,90	1,00	1,2	1,35	1,68	2,0
Примітка. Проміжні значення величин обчислюють за допомогою лінійної інтерполяції.						

2.5.55. Коефіцієнт надійності дії вітру на провід, вкритий ожеледдю, γ_{fQ} визначають залежно від заданого періоду середньої повторюваності T (табл. 2.5.12).

Таблиця 2.5.12. **Коефіцієнт надійності γ_{fQ}**

Період повторюваності T, років	5	10	15	25	30	50	50	500
Коефіцієнт γ_{fQ}	0,47	0,63	0,72	0,84	0,88	1,00	1,25	1,53

2.5.56. Характеристичне значення навантаження від дії вітру Q_0, Н/м, на провід діаметром 10 мм, вкритий ожеледдю, для рівнинної місцевості на висоті 10 м над поверхнею землі визначають за регіональними картами кліматичного районування або картою територіального районування України (рис. 2.5.5) відповідно до 2.5.29.

ТЕМПЕРАТУРНІ КЛІМАТИЧНІ ВПЛИВИ

2.5.57. Під час проектування ПЛ усіх типів і напруг враховують такі значення температури повітря:

t_e – середньорічної (2.5.58);

t_{min} – найнижчої, яку приймають за абсолютну мінімальну (2.5.59);

t_{max} – найвищої, яку приймають за абсолютну максимальну (2.5.60);

t_0 – під час ожеледі (2.5.61).

За необхідності температуру допускається визначати шляхом статистичного оброблення результатів метеорологічних спостережень.

2.5.58. Середньорічну температуру повітря t_e установлюють за картою на рис. 2.5.6.

2.5.59. Мінімальну температуру повітря t_{min} установлюють за картою згідно з рис. 2.5.7.

2.5.60. Максимальну температуру повітря t_{max} установлюють за картою згідно з рис. 2.5.8.

2.5.61. Температуру повітря під час дії вітру в разі ожеледі t_0 необхідно приймати мінус 5 °С.

НАВАНТАЖЕННЯ ВІД ВАГИ КОНСТРУКЦІЙ І ҐРУНТІВ

2.5.62. Характеристичне значення ваги конструкцій заводського виготовлення необхідно визначати згідно із стандартами, робочими кресленнями або паспортними даними заводів-виробників, а інших будівельних конструкцій і ґрунтів – за проектними розмірами і питомою вагою матеріалів і ґрунтів з урахуванням їхньої вологості в умовах будівництва та експлуатації ПЛ.

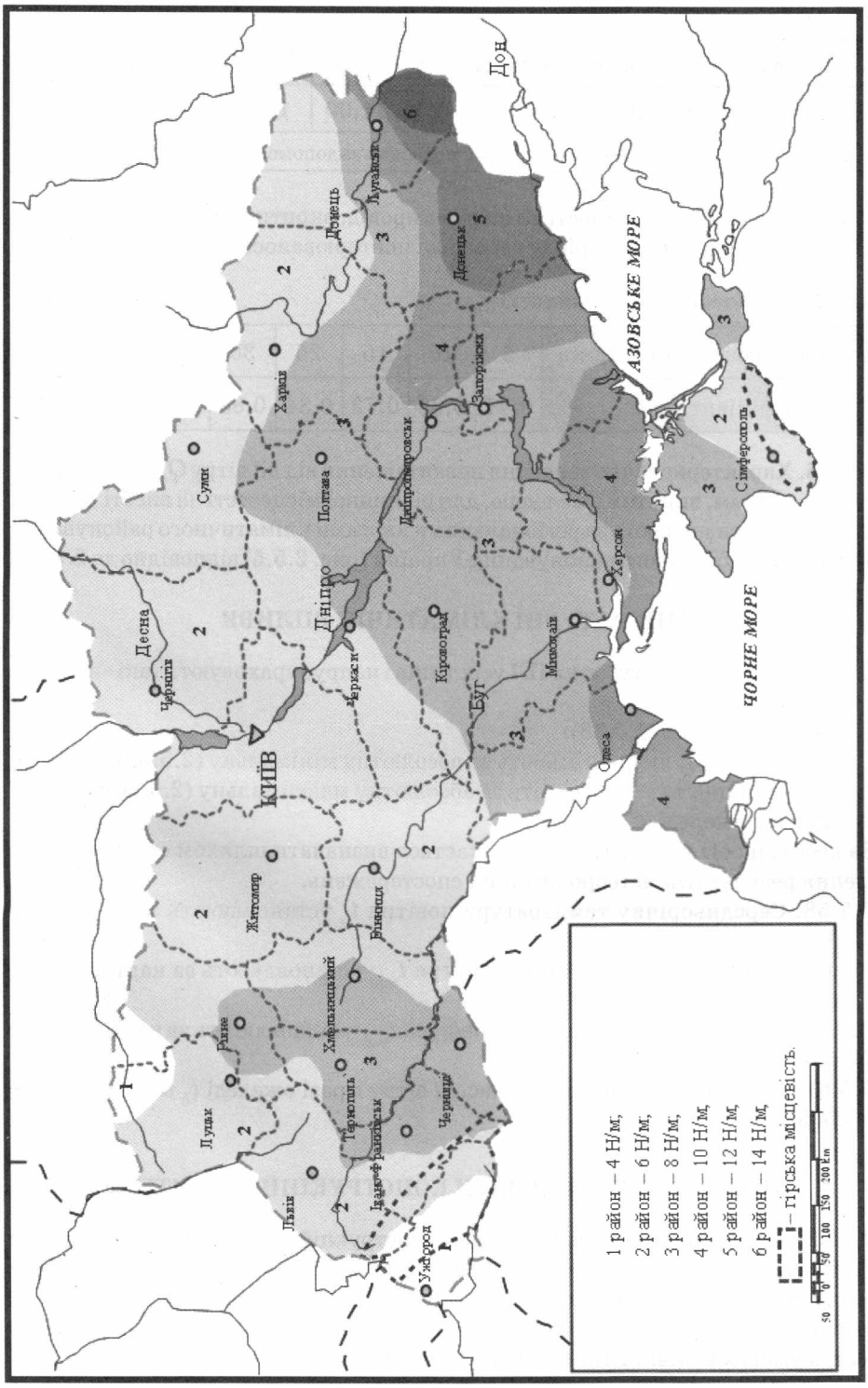


Рисунок 2.5.5. Карта районування території України за характеристичним навантаженням дії вітру на проводи та троси діаметром 10 мм, вкриті ожеледдю

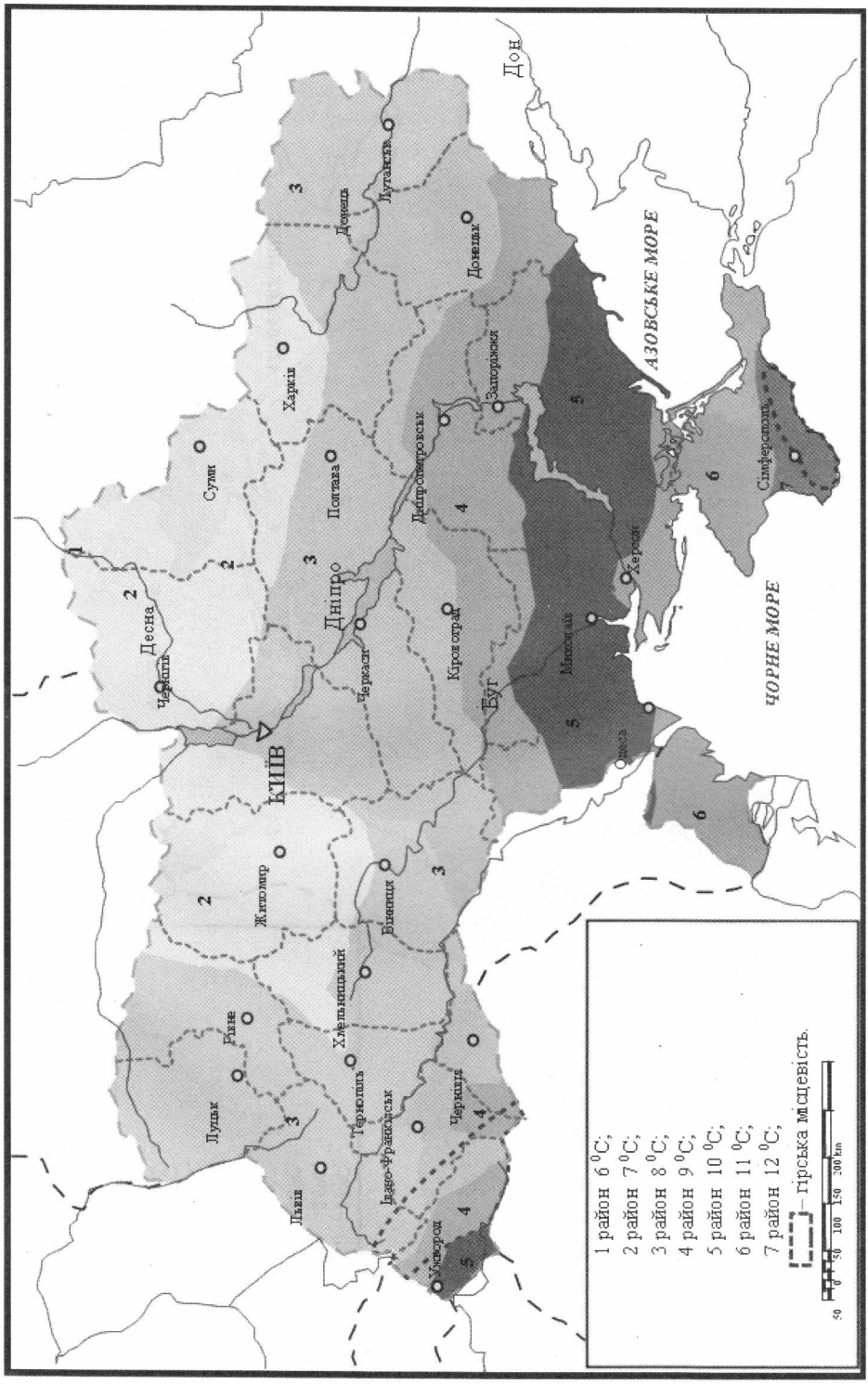


Рисунок 2.5.6. Територіальне районування України за середньорічною температурою повітря

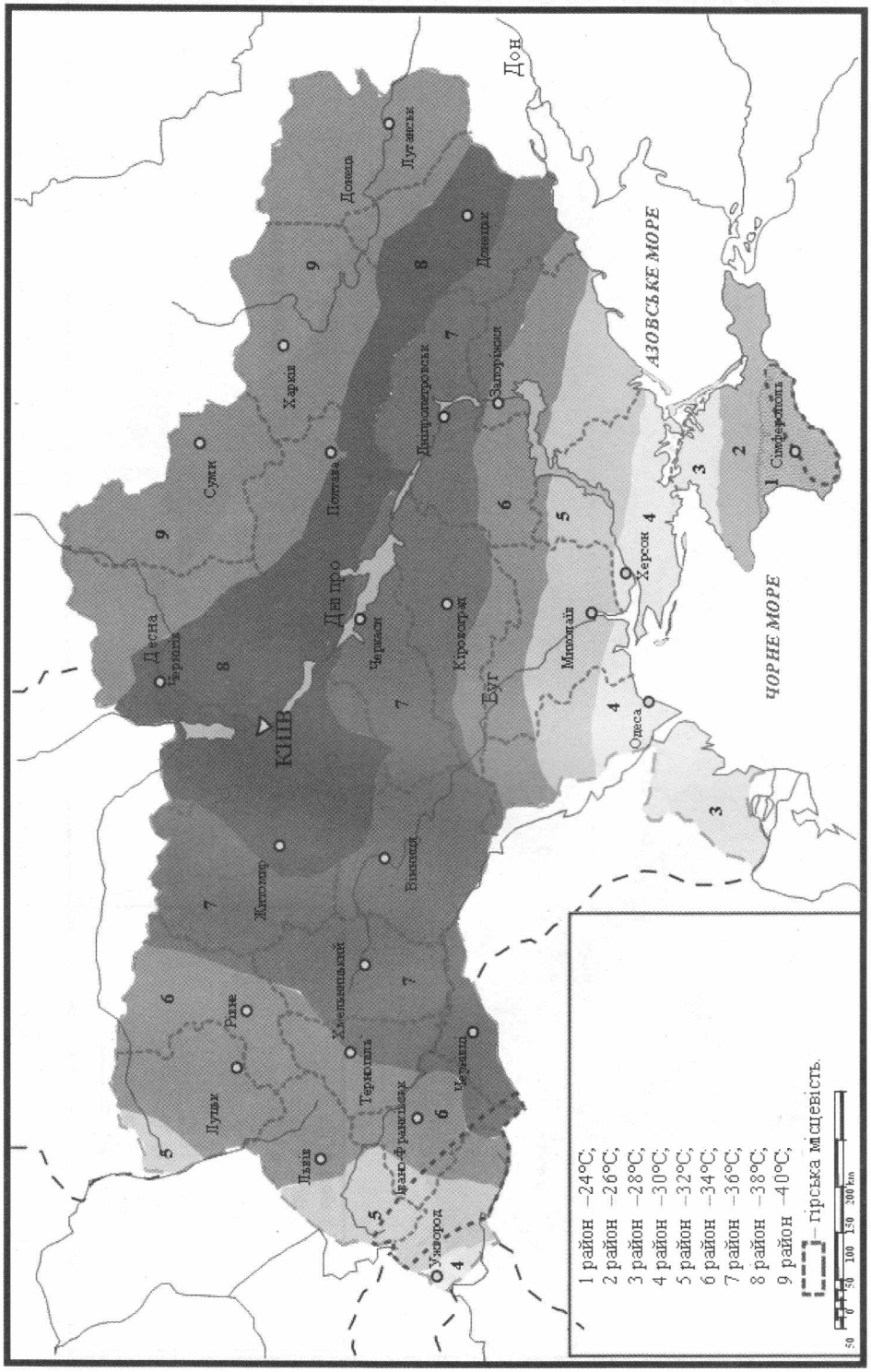


Рисунок 2.5.7. Територіальне районування України за мінімальною температурою повітря

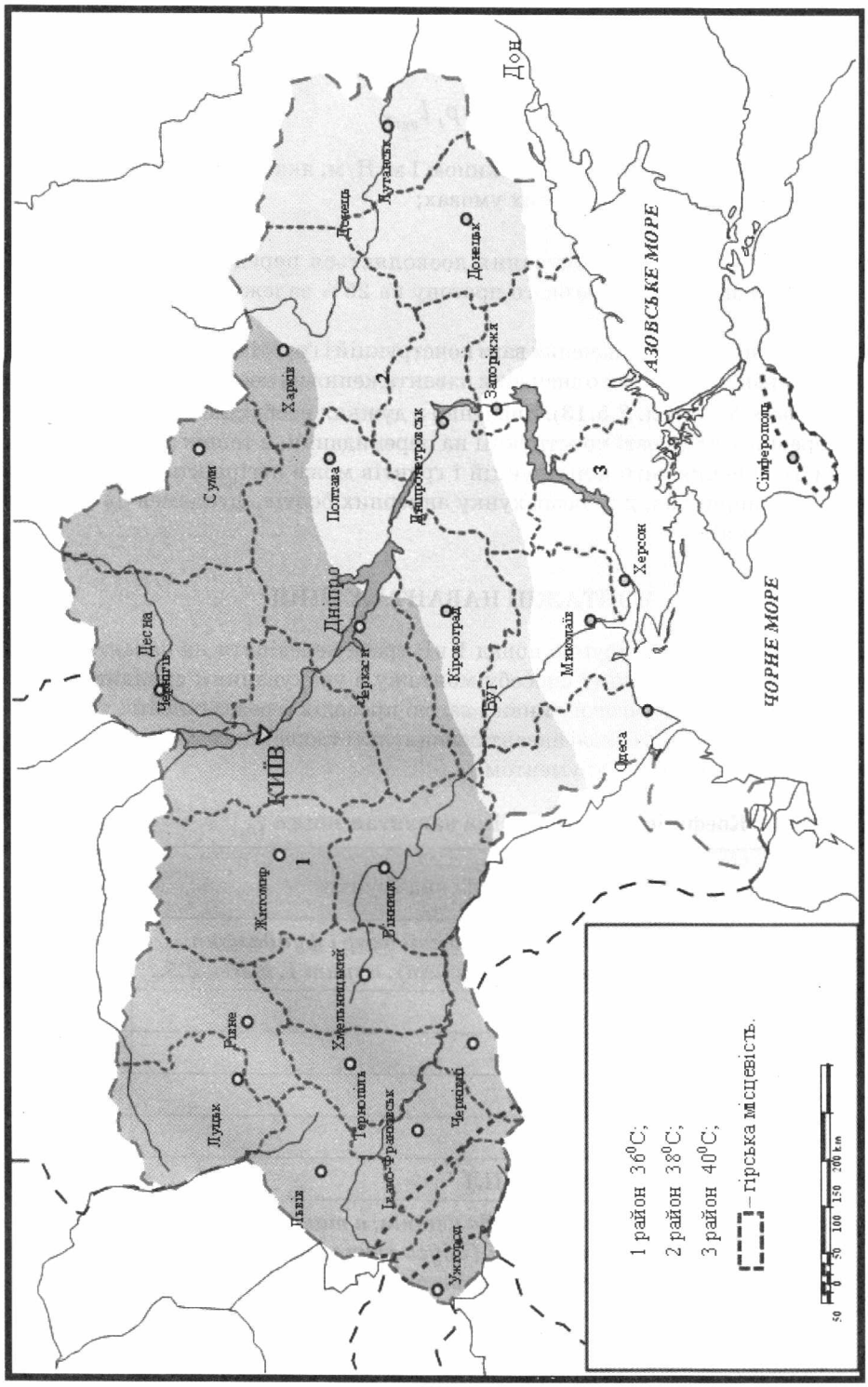


Рисунок 2.5.8. Територіальне районування України за максимальною температурою повітря

2.5.63. Характеристичні значення вертикальних навантажень G_c, Н, які створюються вагою проводів і тросів, обчислюють за формулою:

$$G_c = p_l \, l_{\text{ваг}}, \qquad (2.5.19)$$

де p_l – вага проводу або троса довжиною 1 м, Н/м, яка чисельно дорівнює вазі, зазначеній у стандарті або технічних умовах;

$l_{\text{ваг}}$ – ваговий прогін, м.

Для опор масового застосування дозволяється передбачати можливість збільшення або зменшення вагового прогону на 25% залежно від розрахункової ситуації.

2.5.64. Розрахункове значення ваги конструкцій і ґрунтів обчислюють шляхом множення характеристичного значення навантаження на коефіцієнт надійності за навантаженням γ_{fm} (табл. 2.5.13). Значення в дужках необхідно використовувати під час перевірки стійкості конструкції на перекидання, а також у інших випадках, коли зменшення ваги конструкцій і ґрунтів може погіршити умови роботи конструкції (наприклад, для розрахунку анкерних болтів, фундаментів та основ під час виривання).

МОНТАЖНІ НАВАНТАЖЕННЯ

2.5.65. Опори ПЛ напругою понад 1 кВ треба перевіряти на навантаження, які відповідають прийнятому способу монтажу з урахуванням складників, які створюються зусиллям тягової линви і вагою проводів (грозозахисних тросів) та ізоляторів, а також на додаткові навантаження, які створюються вагою монтажних пристосувань і монтера з інструментом.

Таблиця 2.5.13. **Коефіцієнт надійності за навантаженням γ_{fm}**

№ з/п	Конструкції споруд і вид ґрунтів	γ_{fm}
	Розрахунки несучої здатності опор і фундаментів (перша група граничних станів), пункт 1, табл. 2.5.1	
	Конструкції опор:	
1	– металеві	1,1 (0,95)
2	– залізобетонні, дерев'яні	1,15 (0,90)
3	Насипні ґрунти	1,2 (0,90)
4	Проводи, троси та устаткування ПЛ	1,10 (0,90)
	Розрахунки переміщень опор і фундаментів, а також тріщиноутворення залізобетонних конструкцій (друга група граничних станів). Розрахунки проводів, тросів і арматури (допустимі напруження та руйнівні навантаження), пункти 2, 3 (табл. 2.5.1).	
5	Усі елементи ПЛ	1

Характеристичне навантаження від ваги проводів (або тросів), які монтуються, та ізоляційних підвісів рекомендовано приймати:

– на проміжних опорах – з урахуванням подвоєної ваги прогону проводів (тросів) без ожеледі та ізоляційних підвісів виходячи з можливості підйому проводів (тросів), які монтуються, та ізоляційного підвісу через один блок;

– на анкерних опорах – з урахуванням зусилля в тяговому тросі, яке обчислюють за умови розташування тягового механізму на відстані $2{,}5h$ від опори, де h – висота підвісу проводу середньої фази на опорі.

Характеристичне значення навантаження, яке створюють вага монтера і монтажні пристосування, прикладене в місці кріплення ізоляторів, приймають таким, що дорівнює, кН: для опор ПЛ напругою 500 та 750 кВ – 2,5; для опор анкерного типу ПЛ напругою до 330 кВ з підвісними ізоляторами – 2; для проміжних опор ПЛ напругою до 330 кВ з підвісними ізоляторами – 1,5; для опор із штировими ізоляторами – 1.

Для розрахунку опор, фундаментів та основ у монтажних режимах розрахункові навантаження за першою групою граничних станів обчислюють з урахуванням коефіцієнта надійності γ_{fm} =1,1, за винятком навантаження, яке створюється вагою монтера і монтажним пристосуванням, для яких коефіцієнт надійності γ_{fm} приймають таким, що дорівнює 1,3.

НАВАНТАЖЕННЯ, ЯКІ СТВОРЮЮТЬСЯ НАТЯГОМ ПРОВОДІВ І ТРОСІВ

2.5.66. Навантаження на опори ПЛ від натягу проводів і тросів обчислюють залежно від кліматичних навантажень згідно з формулами (2.5.1), (2.5.11), (2.5.17) і температурних режимів відповідно до 2.5.58–2.5.61 для умов і середніх періодів повторюваності, зазначених у пункті 3 (табл. 2.5.1).

2.5.67. Розрахункове горизонтальне навантаження від натягу проводів і тросів T_{max}, вільних від ожеледі або покритих ожеледдю, під час розрахунку конструкцій опор, фундаментів та основ обчислюють шляхом множення навантаження від натягу проводів на коефіцієнт надійності γ_{fm}, який дорівнює: 1,3 – під час розрахунку за першою групою граничних станів; 1,0 – під час розрахунку за другою групою граничних станів.

2.5.68. Проміжні опори ПЛ з підтримувальними підвісами і глухими затискачами і затискачами спірального типу слід розраховувати в аварійному режимі лише за першою групою граничних станів. При цьому горизонтальне навантаження вздовж осі лінії $T_{гор}$, кН, від обірваних проводів однієї фази на НЛ напругою до 500 кВ включно обчислюють за формулою:

$$T_{гор} = k_T \cdot k_N \cdot N \cdot T_{max}, \qquad (2.5.20)$$

де k_T – коефіцієнт, за яким зменшують значення натягу проводу в аварійному режимі залежно від конструкції опор і проводів (табл. 2.5.13а);

k_N – коефіцієнт, за яким зменшують значення натягу проводу в аварійному режимі залежно від кількості проводів у фазі (табл. 2.5.13б);

N – кількість проводів у фазі;

T_{max} – найбільше розрахункове значення натягу проводу, кН.

Таблиця 2.5.13а. **Коефіцієнт зменшення натягу k_T**

Конструкція опор	Переріз проводу за алюмінієм	
	до 200 мм²	понад 200 мм²
Опори жорсткого типу	0,5	0,4
Залізобетонні вільностоячі	0,3	0,25
Дерев'яні вільностоячі	0,25	0,2

Таблиця 2.5.13б. **Коефіцієнт зменшення натягу k_N**

Кількість проводів N	1	2	3
k_N	1	0,8	0,4*
* *Застосовують лише для ПЛ 500 кВ на металевих опорах.*			

Для інших типів опор залежно від гнучкості (опор з нових матеріалів, металевих гнучких опор тощо) значення коефіцієнта зменшення натягу k_T допускається приймати в зазначених вище межах.

На ПЛ 750 кВ із розщепленням на 4 і більше проводів у фазі горизонтальне навантаження вздовж осі лінії на проміжній опорі необхідно приймати 27 кН на фазу (вимоги 2.5.75 враховано).

У розрахунках допускається враховувати підтримувальну дію необірваних проводів і тросів за середньорічної температури без ожеледі і вітру. При цьому розрахункові горизонтальні навантаження необхідно визначати як для нерозщеплених фаз, а механічні напруження, які виникають у підтримувальних проводах і тросах, не мають перевищувати 70% їх розривного зусилля.

Розрахунок значення $T_{гор}$ проміжних опор великих переходів виконують за 2.5.82.

У разі застосування пристроїв, які обмежують передавання поздовжнього навантаження на проміжну опору (багатороликові підвіси, а також інші пристрої), розрахунок опор виконують на навантаження, які виникають під час використання цих пристроїв, але не більші від навантажень $T_{гор}$, прийнятих у разі підвішування проводів у глухих затискачах.

2.5.69. Розрахункове горизонтальне навантаження вздовж осі лінії $T_{гор}$, кН, від обірваного троса на проміжній опорі на ПЛ напругою до 500 кВ включно приймають таким, що дорівнює $0{,}5T_{max}$, де T_{max} – найбільше розрахункове значення натягу троса.

На ПЛ напругою 750 кВ розрахункове значення навантаження вздовж осі лінії приймають 20 кН (вимоги 2.5.75 враховано).

2.5.70. Проміжні опори ПЛ з кріпленням проводів на штирових ізоляторах за допомогою дротового в'язання, дротових в'язок спірального типу треба розраховувати в аварійному режимі за першою групою граничних станів з урахуванням гнучкості опор на обрив одного проводу, який дає найбільші зусилля в елементах

опори. Умовне розрахункове горизонтальне навантаження вздовж лінії від натягу обірваного проводу під час розрахунку стояка треба приймати 0,5 T_{max}, але не менше за 3,0 кН.

Для розрахунку конструкцій опор (крім стояка) умовне навантаження, створене натягом обірваного проводу, необхідно приймати 0,25 T_{max}, але не менше за 1,5 кН.

ІНШІ ВПЛИВИ

2.5.71. Територія України в цілому характеризується підвищеною грозовою діяльністю з кількістю грозових годин понад 40 на рік. В окремих районах середня кількість грозових годин перевищує 100 на рік.

2.5.72. За середньою частотою повторюваності та інтенсивністю галопування проводів і тросів територія України поділяється на райони з помірним галопуванням проводів (середня частота повторюваності галопування один раз на п'ять років і менше) і з частим та інтенсивним галопуванням проводів (середня частота повторюваності більше одного разу на п'ять років). Визначати райони за середньою частотою повторюваності та інтенсивністю галопування проводів і тросів треба за картою районування території України (рис. 2.5.9) з уточненням даних з експлуатації.

Динамічні впливи від галопування проводів і тросів під час розрахунку опор не враховують. У випадках, коли передбачається можливість галопування, боротьбу з ним організовують шляхом вживання конструктивних заходів.

2.5.73. Ступінь агресивного впливу навколишнього середовища визначають з урахуванням положень чинних норм проектування та державних стандартів.

РОЗРАХУНКОВІ РЕЖИМИ ТА СПОЛУЧЕННЯ НАВАНТАЖЕНЬ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

2.5.74. Елементи ПЛ розраховують на сполучення навантажень, які діють у нормальних, аварійних і монтажних режимах, у монтажних режимах – з урахуванням можливості тимчасового підсилення окремих елементів конструкцій.

Поєднання кліматичних та інших чинників у різних режимах роботи ПЛ (наявність вітру, ожеледі, температура, кількість обірваних проводів або тросів тощо) визначають відповідно до вимог цих Правил.

2.5.75. Під час розрахунків опор, фундаментів та основ ПЛ за міцністю і стійкістю (перша група граничних станів) в аварійних режимах розрахункові значення навантажень від ожеледі, дії вітру на опори, проводи і троси, а також натяги проводів і тросів враховують за допомогою таких коефіцієнтів сполучення:

0,8 – для розрахунку проміжних опор, їх фундаментів та основ у режимах обриву проводів і тросів;

0,9 – для розрахунку анкерних опор, їх фундаментів та основ у режимах обриву проводів і тросів;

0,8 – для розрахунку проміжних та анкерних опор, їх фундаментів і основ під час урахування сейсмічних навантажень.

2.5.76. Розрахунки ПЛ виконують для комбінацій кліматичних умов, зазначених у табл. 2.5.14.

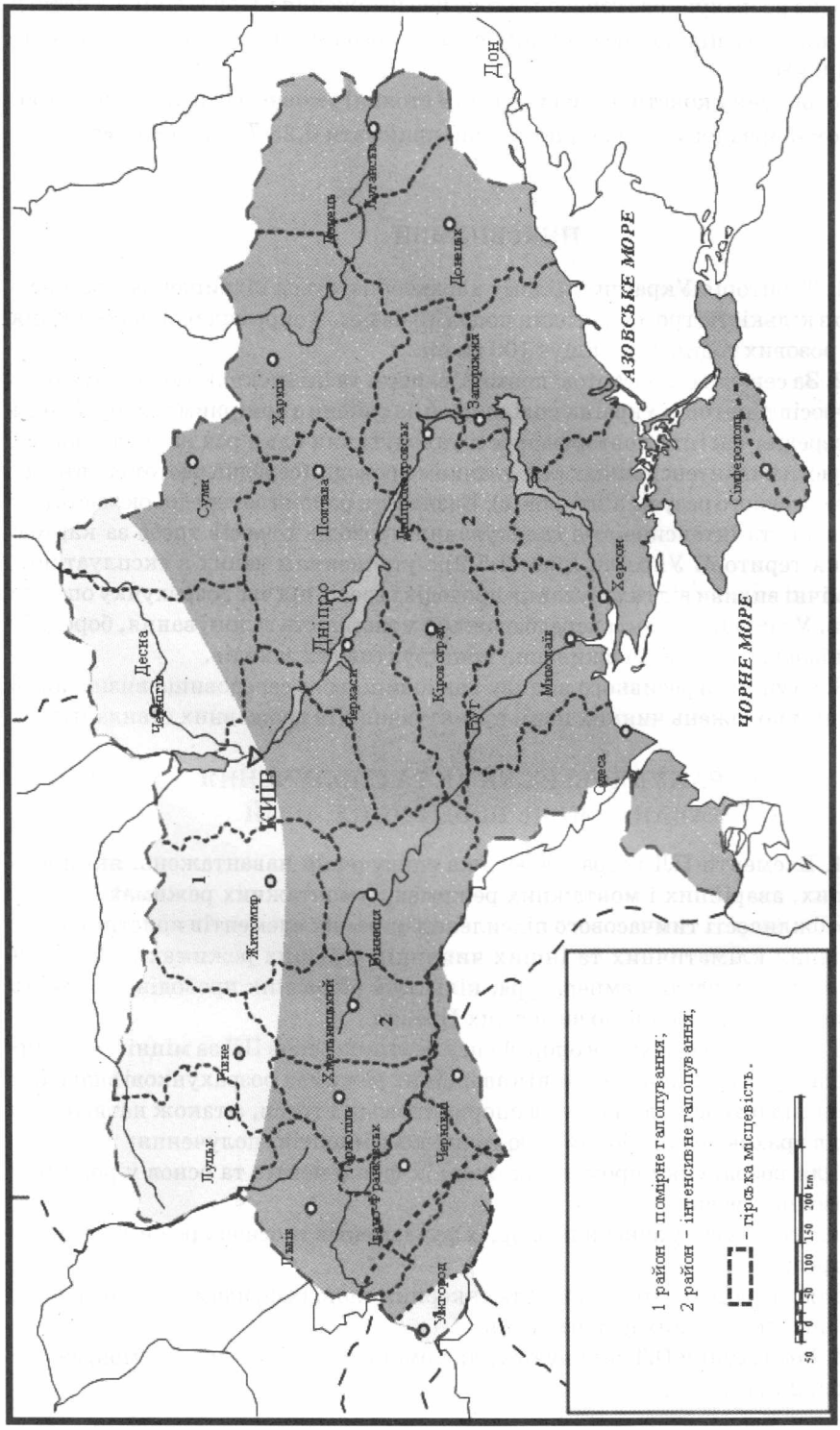


Рисунок 2.5.9. Карта районування території України за середньою частотою повторюваності та інтенсивністю гололуження проводів і тросів

Таблиця 2.5.14. **Сполучення навантажень для розрахунків ПЛ**

№ з/п	Режим роботи ПЛ	Температура повітря, °С	Вітер	Ожеледь
1	Нормальний	Середньорічна t_e за 2.5.58	–	–
		Найвища* t_{max} за 2.5.60	–	–
		Найнижча t_{min} за 2.5.59	–	–
		Під час ожеледі t_0 за 2.5.61	–	Розрахункове значення за 2.5.33 та 2.5.37
		Мінус 5 °С	Максимальний тиск вітру за 2.5.39 та 2.5.49	–
		Під час ожеледі t_0 за 2.5.61	Під час ожеледі – за 2.5.51 та 2.5.54	0,9 від розрахункового значення за 2.5.33 та 2.5.37
2	Аварійний	Середньорічна t_e за 2.5.58	–	–
		Найнижча t_{min} за 2.5.59	–	–
		Мінус 5 °С	–	Розрахункове значення за 2.5.33 та 2.5.37
3	Монтажний	Мінус 15 °С	Тиск вітру на висоті 10 м над поверхнею землі 62,5 Па	–

* *Враховують тільки під час розрахунків проводів і тросів.*

2.5.77. Опори слід розраховувати на навантаження в нормальних і аварійних режимах ПЛ.

Анкерні опори розраховують на різницю натягу проводів і тросів, яка виникає внаслідок нерівності значень приведених прогонів.

Кінцеві опори розраховують на односторонній натяг усіх проводів і тросів.

Двоколові та багатоколові опори у всіх режимах мають бути розрахованими на умови, коли змонтоване лише одне коло.

2.5.78. Опори повинні бути перевірені на умови їх монтажу, а також на умови монтажу проводів і тросів.

2.5.79. Проміжні опори ПЛ з підтримувальними ізоляційними підвісами і глухими затискачами та затискачами спірального типу слід розраховувати на горизонтальні статичні навантаження в аварійних режимах (2.5.66–2.5.70).

Розрахунок виконують для режиму без ожеледі і вітру за таких умов:

– обірвано провід або проводи однієї фази (за будь-якої кількості проводів на опорі), троси не обірвано;

– обірвано один трос, проводи не обірвано.

Аварійні навантаження прикладають у місцях кріплення проводу або троса, у разі обриву якого зусилля в елементах опори будуть найбільшими.

2.5.80. Опори анкерного типу треба розраховувати в аварійному режимі на обрив проводів і тросів, у разі обриву яких виникають найбільші зусилля в елементах опори.

Розрахунок виконують для таких умов:

а) для опор ПЛ з алюмінієвими проводами всіх перерізів, сталевими проводами ПС і ПМС усіх перерізів, проводами з алюмінієвого сплаву і сталеалюмінієвими проводами перерізом до 150 мм^2:

1) обірвано проводи двох фаз одного прогону за будь-якої кількості кіл на опорі; троси не обірвано (анкерні нормальні опори);

2) обірвано провід однієї фази одного прогону за будь-якої кількості кіл на опорі; троси не обірвано (анкерні полегшені опори);

б) для опор із сталеалюмінієвими проводами, проводами з термооброблено алюмінієвого сплаву перерізом 185 мм^2 і більше, а також зі сталевими линвами типу ТК, у тому числі плаковані алюмінієм, усіх перерізів, які використовують як проводи: обірвано проводи однієї фази одного прогону за будь-якої кількості кіл на опорі; троси не обірвано (анкерні нормальні опори);

в) для анкерних опор незалежно від марок і перерізів проводів, які підвішують: обірвано один трос в одному прогоні за умови необірваних проводів (у разі розщепленого троса обірвано всі його складники).

Навантаження від проводів і тросів слід приймати такими, що дорівнюють натягу проводів або тросів у режимі ожеледі без вітру за температури повітря мінус 5 °С або в режимі найнижчої температури, якщо натяг в останньому режимі більший, ніж під час ожеледі без вітру.

2.5.81. Опори анкерного типу необхідно перевіряти за таких монтажних умов:

а) в одному з прогонів одноколових опор змонтовано всі проводи і троси, в іншому прогоні проводи і троси не змонтовано. Натяг у змонтованих проводах і тросах приймають умовно таким, що дорівнює 2/3 максимального, а кліматичні умови – згідно з 2.5.78, табл. 2.5.14 (пункт 3). У цьому режимі опора та її закріплення в ґрунті повинні мати необхідну, визначену нормами, міцність без установлення тимчасових відтяжок;

б) в одному з прогонів багатоколових опор послідовно та в будь-якому порядку монтують проводи одного кола, троси не змонтовано;

в) в одному з прогонів, за будь-якої кількості тросів на опорі, послідовно та в будь-якому порядку монтують троси, проводи не змонтовано.

Під час перевірок за переліками б) і в) цього пункту допускається передбачати тимчасове посилення окремих елементів опор і встановлення тимчасових відтяжок.

2.5.82. У розрахунках за аварійним режимом проміжних опор великих переходів з проводами, які підвішують у глухих затискачах, навантаження приймають таким, що дорівнює редукованому натягу, за умови, що проводи покрито ожеледдю, вітер відсутній.

Навантаження на розщеплені проводи великих переходів визначають за допомогою таких понижувальних коефіцієнтів: 0,8 – у разі розщеплення на два проводи, 0,7 – у разі розщеплення на три проводи і 0,6 – у разі розщеплення на чотири проводи і більше.

Під час підвішування проводів і тросів на роликах умовне навантаження на провід за аварійним режимом уздовж лінії приймають: у разі одного проводу у фазі – 20 кН, у разі двох проводів у фазі – 35 кН, у разі трьох і більше проводів у фазі – 50 кН.

Розрахунок одноколових проміжних опор великих переходів виконують на обрив проводу (проводів) однієї фази, а двоколових – на обрив проводів двох фаз, у разі обриву яких зусилля в елементах опори будуть найбільшими. При цьому троси вважають необірваними.

Навантаження на проміжні опори великих переходів, яке створюється тросом, закріпленим у глухому затискачі, приймають таким, що дорівнює найбільшому натягу троса. Проводи вважаються необірваними.

Одноколові анкерні опори великих переходів із сталеалюмінієвими проводами та проводами із алюмінієвого сплаву перерізом 185 мм^2 і більше, а також зі сталевими линвами типу ТК усіх перерізів, які використовують як проводи, розраховують на обрив проводу або проводів однієї фази. Одноколові анкерні опори великих переходів зі сталеалюмінієвими проводами та проводами із алюмінієвого сплаву перерізом до 150 мм^2, а також усі двоколові анкерні опори з проводами будь-якого перерізу розраховують на обрив проводів двох фаз. Троси вважаються необірваними.

Навантаження на анкерні опори великих переходів, яке створюється тросом, приймають таким, що дорівнює найбільшому натягу троса. Проводи не обірвано.

Під час визначення зусиль у елементах опори враховують ті умовні навантаження або неврівноважені натяги, які виникають під час обривів проводів або тросів, за яких ці зусилля мають найбільші значення.

2.5.83. Опори, фундаменти та основи ПЛ розраховують на навантаження від власної ваги та вітрове навантаження на конструкції; навантаження від проводів, тросів та устаткування ПЛ, а також на навантаження, зумовлені прийнятим способом монтажу, на навантаження від ваги монтера і монтажних пристосувань. Опори, фундаменти та основи слід розраховувати також на навантаження і впливи, які можуть виникати в конкретних умовах, наприклад: тиск води, тиск льоду, розмивна дія води, тиск ґрунту тощо, які приймають відповідно до вимог чинних нормативних документів.

Конструкції опор і фундаментів ПЛ розраховують так:

– залізобетонні опори – за утворенням тріщин під час дії розрахункових значень постійних навантажень за табл. 2.5.13 (пункт 5) і розрахункових значень змінних навантажень із середніми періодами повторюваності, зазначеними в табл. 2.5.1 (пункт 2);

– залізобетонні опори та фундаменти – за розкриттям тріщин у нормальних режимах експлуатації під час дії розрахункових значень постійних навантажень за табл. 2.5.13 (пункт 5) і розрахункових значень змінних навантажень з періодами середньої повторюваності, зазначеними в табл. 2.5.1 (пункт 2);

– дерев'яні опори – за міцністю під дією розрахункових значень постійних навантажень за табл. 2.5.13 (пункт 5).

2.5.84. Розрахунок опор, фундаментів та їх елементів за другою групою граничних станів виконують на розрахункові значення змінних навантажень з періодами середньої повторюваності за табл. 2.5.1 (пункт 2), які обчислено без урахування динамічного впливу вітру на конструкцію опори (див. 2.5.42).

2.5.85. Для розрахунку наближень струмопровідних частин до елементів опор ПЛ і споруд необхідно приймати такі поєднання кліматичних умов з середнім періодом повторюваності за табл. 2.5.1 (пункт 3):

а) за робочої напруги: розрахунковий тиск вітру W_m за формулою (2.5.4), температура повітря мінус 5 °С, ожеледь вітсутня.

б) у разі грозових і внутрішніх перенапруг:

1) температура повітря плюс 15 °С, тиск вітру $W = 0{,}1\ W_m$, але не менше ніж 62,5 Па;

2) температура повітря плюс 15 °С, вітер відсутній;

в) тангенс кута відхилення проводів, закріплених у підтримувальних ізоляційних підвісах на ПЛ 500 і 750 кВ, визначають за формулою:

$$\mathrm{tg}\gamma = \frac{kP_m Nj + P_n}{G_{\text{пр}} Nj + G_{\text{г}}}, \qquad (2.5.21а)$$

де k – коефіцієнт, який враховує коливання проводу в разі його відхилень і дорівнює: 1 – за розрахункового тиску вітру W_m за формулою (2.5.4) з середнім періодом повторюваності за таблицею 2.5.1, пункт 2, до 400 Па; 0,95 – при 450 Па; 0,9 – при 550 Па; 0,85 – при 600 Па і більше (проміжні значення обчислюють за допомогою лінійної інтерполяції);

P_m – горизонтальне навантаження від дії розрахункового значення вітрового навантаження на провід, Н, за формулою (2.5.11);

P_n – розрахункове значення вітрового навантаження на підвіс у разі вітрового тиску, Н, за формулою (2.5.4) (треба враховувати для ліній класу безвідмовності 4 КБ);

$G_{\text{пр}}$ – розрахункове значення навантаження на ізоляційний підвіс, яке створюється вагою проводу, Н, за табл. 2.5.13 (пункт 5);

$G_{\text{г}}$ – розрахункове значення ваги ізоляційного підвісу, Н, за табл. 2.5.13 (пункт 5);

j – розрахунковий параметр (залежить від конструкції ПЛ):

$$j = 2 + 0{,}67\frac{f_1 + f_2}{\lambda},$$

де f_1, f_2 – стріли провисання проводу у суміжних прогонах, м;

λ – довжина підвісу, м;

N – кількість проводів у фазі.

Тангенс кута відхилення проводів ПЛ напругою до 330 кВ і тросів на ПЛ усіх напруг визначають за спрощеною формулою:

$$\mathrm{tg}\gamma = \frac{kP_m}{G_{\text{пр}}}. \qquad (2.5.21б)$$

ПРОВОДИ І ГРОЗОЗАХИСНІ ТРОСИ

2.5.86. На ПЛ необхідно використовувати багатодротові проводи і троси. Мінімально допустимі перерізи проводів за умовами механічної міцності наведено в табл. 2.5.15. Переріз струмопровідної частини проводів з алюмінію та алюмінієвих сплавів для ПЛ напругою до 20 кВ визначають електричним розрахунком. Кількість

проводів у фазі для ПЛ напругою понад 20 кВ, а також переріз струмопровідної частини цих проводів з алюмінію та алюмінієвих сплавів рекомендовано приймати відповідно до табл. 2.5.16.

Таблиця 2.5.15. **Мінімально допустимі перерізи проводів за умовами механічної міцності**

Характеристика ПЛ	Переріз проводів, мм²			
	алюмінієвих і з нетермо-обробленого алюмінієвого сплаву	з термо-обробленого алюмінієвого сплаву	сталеалю-мінієвих	сталевих
1	2	3	4	5
ПЛ без перетинів у районах за ожеледдю:				
– до 2	70	50	35/6,2	35
– у 3–4	95	50	50/8	35
– у 5 і вище	–	70	70/11	35
Перетини ПЛ із судноплавними річками та інженерними спорудами в районах за ожеледдю:				
– до 2	70	50	50/8	35
– у 3–4	95	70	50/8	50
– у 5 і вище	–	70	70/11	50
ПЛ до 20 кВ, які споруджують на двоколових і багатоколових опорах	–	70	70/11	–

Примітка 1. У прогонах перетинів з автомобільними дорогами, тролейбусними і трамвайними лініями, залізницями незагального користування допускається використовувати проводи таких самих перерізів, як на ПЛ без перетинів.

Примітка 2. У районах, де вимагається використовувати проводи з антикорозійним захистом, мінімально припустимі перерізи проводів приймають такими самими, як і перерізи відповідних марок без антикорозійного захисту.

Таблиця 2.5.16. **Кількість і переріз проводів ліній напругою понад 20 кВ**

Напруга ліній, кВ	Номінальний переріз проводу за алюмінієм, мм²	Мінімальна кількість проводів у фазі
1	2	3
35*	70–95	1
35	120	1
110**	120	1
110, 150	240	1

Продовження табл. 2.5.16

1	2	3
220***	400	1
330	400	2
400****	400	2
500***	300	3
750	400	5

* *Стосується ліній 35 кВ, які є відгалуженням від існуючих магістральних ліній з перерізом проводів 70–95 мм² або продовженням таких магістралей.*

** *Стосується ліній 110 кВ для живлення електроспоживачів на потужність до 20 МВт або для видачі потужності електростанцій з кількістю годин використання встановленої потужності до 2500 (вітрові, газотурбінні пікові електростанції тощо).*

*** *Перспективний розвиток ліній 220 і 500 кВ обмежено.*

**** *Розвиток ліній 400 кВ не передбачається.*

Застосовувати проводи, перерізи яких відрізняються від наведених у табл. 2.5.16, допускається за умови техніко-економічного обґрунтування, у тому числі з урахуванням умов збереження існуючих несучих конструкцій на лінії, що реконструюється.

На нових ПЛ або на ПЛ, що підлягають реконструкції, за відповідного обґрунтування можна застосовувати проводи, виготовлені за новими технологіями чи з нових матеріалів, фізико-механічні характеристики яких підтверджено відповідними сертифікатими та гарантовано постачальниками, у тому числі компактні проводи типу AERO-Z та AFLs, HVCRC (з композитним підсиленим осердям і профільованими дротами).

Компактні проводи доцільно застосовувати:

– на великих переходах ПЛ (судноплавні ділянки рік, водоймищ, перетин ущелин, ярів та інших перешкод), а також в гірській місцевості;

– під час реконструкції ПЛ із збільшенням пропускної здатності за браком додаткових вільних земельних ділянок під опори («опора в опору»);

– на ПЛ в районах за характеристичними значеннями ожеледі чотири і вище;

– на ПЛ в районах за характеристичними значеннями вітрового тиску чотири і вище та в районах, де вітровий тиск під час ожеледі перевищує 250 Па незалежно від району по ожеледі.

За необхідності передачі потужності з перегріванням проводів, максимальне значення струму треба визначати виходячи з допустимої температури проводу та додаткової перевірки габаритів до землі та споруд, які перетинає ПЛ.

2.5.87. Для зниження втрат електроенергії на перемагнічування сталевих осердь у сталеалюмінієвих проводах і в проводах з термообробленого алюмінієвого сплаву зі сталевим осердям рекомендовано використовувати проводи з парним числом звивів дротів.

2.5.88. Для грозозахисних тросів, як правило, застосовують сталеві линви, виготовлені з оцинкованого або плакованого алюмінієм дроту для особливо жорстких агресивних умов роботи (ОЖ) і стійких до розкручування за способом звивання (Н), перерізом не менше ніж 35 мм² – на ПЛ напругою 35 кВ без перетинів і в

прогонах перетинів із залізницями загального користування і електрифікованими в районах за ожеледдю 1–2 і 50 мм² і більше – у інших районах і на ПЛ напругою 35 кВ, які споруджуються на двоколових і багатоколових опорах.

Сталеалюмінієві проводи або проводи з термообробленого алюмінієвого сплаву зі сталевим осердям як грозозахисні троси рекомендовано застосовувати:

– на особливо відповідальних переходах через інженерні споруди (електрифіковані залізниці, автомобільні дороги категорії ІА (2.5.214), судноплавні перешкоди тощо);

– на відрізках ПЛ, які проходять у районах з підвищеною забрудненістю атмосфери (промислові зони з високою хімічною активністю викидів, землі із засоленими ґрунтами і водоймами, узбережжя морів тощо), а також тих, що проходять по населеній і важкодоступній місцевостях;

– на ПЛ з великими струмами однофазного короткого замикання за умовами термічної стійкості та для зменшення впливу ПЛ на лінії зв'язку;

– на великих переходах.

При цьому для ПЛ, які споруджуються на двоколових або багатоколових опорах, незалежно від напруги сумарний переріз алюмінієвої (або алюмінієвого сплаву) і сталевої частини троса має бути не меншим за 120 мм².

У разі використання грозозахисних тросів для організації багатоканальних систем високочастотного зв'язку за необхідності використовують одиничні або здвоєні ізольовані один від одного троси або троси із вбудованим оптичним кабелем зв'язку (2.5.138–2.5.159). Між складниками здвоєного троса в прогонах і петлях анкерних опор слід установлювати дистанційні ізолювальні розпірки.

Відстані між розпірками в прогоні не мають перевищувати 40 м.

2.5.89. Для сталеалюмінієвих проводів перерізом алюмінієвих дротів А і сталевих дротів С рекомендовано використовувати такі діапазони співвідношень А/С у районах за ожеледним навантаженням відповідно до рис. 2.5.1:

а) райони 1–3:

1) А є меншим ніж 240 мм² – А/С від 6,0 до 6,25;

2) А від 240 мм² – А/С від 7,5;

б) райони 4–6:

1) А є меншим ніж 95 мм² – А/С до 6,0;

2) А від 120 мм² до 400 мм² – А/С від 4,0 до 4,5;

3) А понад 400 мм² – А/С від 7,5 до 8,0;

4) А понад 400 мм² на великих переходах –А/С від 0,5 до 2,5.

Вибір марок проводів та інших матеріалів обґрунтовується розрахунками.

У разі спорудження ПЛ у місцях, де за даними експлуатації встановлено руйнування проводів унаслідок корозії (узбережжя морів, солоні озера, промислові райони та райони засолених пісків, прилеглі до них райони із ступенями забрудненості атмосферного повітря СЗ 3 і СЗ 4 відповідно до глави 1.9 цих Правил, а також у місцях, де на основі даних вишукувань можливі такі руйнування), треба використовувати проводи, які призначено для цих умов відповідними державними стандартами і технічними умовами.

На рівнинній місцевості за відсутності даних експлуатації ширину прибережної смуги, якої стосуються зазначені вимоги, треба приймати 5 км, а ширину смуги від хімічних підприємств – 1,5 км.

2.5.90. Конструкція фази ПЛ напругою понад 20 кВ (переріз і кількість проводів у фазі), яку виконано відповідно до табл. 2.5.16, має задовольняти вимогам обмеження напруженості електричного поля на поверхні проводів до рівнів, допустимих за короною та радіоперешкодами на абсолютних відмітках місцевості до 1000 м над рівнем моря.

Фази лінії, розщеплені на декілька проводів, використовують з віддаленням проводів фази в прогоні на відстань, не меншу ніж 400 мм, за допомогою дистанційних розпірок, у тому числі демпферних, – скупчених або парних групових. Поділ прогонів розщепленої фази на підпрогони, які утворюються за допомогою розпірок, виконують залежно від довжини прогону, марки проводу та розрахункових навантажень від вітру і ожеледі. Відстань від затискачів проводу до найближчих скупчених або групових розпірок має дорівнювати 55–65 % від відстані між наступними розпірками в прогоні. Відстань між скупченими або груповими розпірками в прогоні не має перевищувати 75 м, а відстань між парними розпірками в групі має дорівнювати 2 м.

У разі встановлення скупчених розпірок відстань між суміжними розпірками не має бути однаковою, а мати різницю у відстані ±10%.

За потреби створення каналу зв'язку по лінії проводи всередині фази виконують електрично ізольованими один від одного за рахунок установлення ізолювальних розпірок.

У прогонах ліній допускається застосовувати міжфазні ізолювальні розпірки за схемою «провід–провід», «фаза–фаза», «фаза–трос», «провід–трос».

2.5.91. Переріз грозозахисного троса, вибраного за механічним розрахунком, треба перевіряти на термічну стійкість відповідно до вказівок глави 1.4 цих Правил і для тросів з волоконно-оптичним кабелем відповідно до 2.5.151, 2.5.152, 2.5.155.

2.5.92. Проводи та троси треба обчислювати на розрахункові навантаження нормального, аварійного і монтажного режимів ПЛ для сполучення умов, зазначених у 2.5.76. При цьому напруження в проводах (тросах) не мають перевищувати допустимих значень, наведених у табл. 2.5.17.

Зазначені в табл. 2.5.17 напруження потрібно відносити до тієї точки проводу в прогоні, в якій напруження є найбільшими. Ці напруження допускається приймати для нижчої точки проводу в прогоні за умови перевищення напруження в точках підвісу не більше ніж на 5%.

2.5.93. Розрахунок монтажних натягів і стріл провисання проводів (тросів) треба виконувати з урахуванням залишкових деформацій.

У механічних розрахунках проводів (тросів) рекомендовано приймати їх фізико-механічні характеристики, наведені в табл. 2.5.18.

У разі застосування проводів з характеристиками, що відрізняються від наведених у таблиці 2.5.18, фізіко-механічні характеристики слід приймати за технічними параметрами виробника цього проводу.

2.5.94. Захист від вібрації та галопування.

Захищати від вібрації необхідно:

– одиничні проводи і троси за довжин прогонів, які перевищують значення, наведені в табл. 2.5.19, і механічних напружень за середньорічної температури, які перевищують значення, наведені в табл. 2.5.20;

– проводи розщепленої фази з двох проводів і розщеплені троси з двох складників за довжини прогонів понад 150 м і механічних напружень, які перевищують

значення, наведені в табл. 2.5.21 (проводи розщепленої фази з трьох і більше складників захисту від вібрації не потребують, крім прогонів довжиною понад 700 м);

– одиничні проводи, проводи розщепленої фази за будь-якої кількості складників і розщеплені троси на великих переходах за допомогою встановлених на спіральні протектори з кожного боку перехідного прогону довжиною до 500 м – одного багаточастотного гасника вібрації на кожному проводі і тросі та довжиною від 500 до 1500 м – не менше двох різнотипних багаточастотних гасників вібрації на кожному проводі та тросі;

– проводи ПЛЗ, якщо напруження в проводі за середньорічної температури перевищує 40 МПа.

Таблиця 2.5.17. **Допустимі механічні напруження в проводах і тросах ПЛ**

Проводи і троси	Допустиме напруження, % межі міцності в разі розтягування		Допустиме напруження, МПа	
	за найбільшого навантаження і найнижчої температури	за середньорічної температури	за найбільшого навантаження і найнижчої температури	за середньорічної температури
1	2	3	4	5
Алюмінієві перерізом, мм^2:				
70–95	35	30	56	48
120–240	40	30	64	48
300–750	45	30	72	48
З нетермообробленого алюмінієвого сплаву перерізом, мм^2:				
50–95	40	30	83	62
120–185	45	30	94	62
З термообробленого алюмінієвого сплаву перерізом, мм^2:				
50–95	40	30	114	85
120–185	45	30	128	85
Сталеалюмінієві перерізом алюмінієвої частини проводу, мм^2:				
400 і 500 при А/С 20,27 і 18,87	45	30	104	69
400, 500 і 1000 при А/С 17,91; 18,08 і 17,85	45	30	96	64

Продовження табл. 2.5.17

1	2	3	4	5
330 при А/С 11,51	45	30	117	78
150–800 при А/С від 7,8 до 8,04	45	30	126	84
35–150 при А/С від 5,99 до 6,28	40	30	120	90
185 і більше при А/С від 6,14 до 6,28	45	30	135	90
120 і більше при А/С від 4,29 до 4,38	45	30	153	102
500 при А/С 2,43	45	30	205	137
185, 300 і 500 при А/С 1,46	45	30	254	169
70 при А/С 0,95	45	30	272	204
95 при А/С 0,65	40	30	308	231
З термообробленого алюмінієвого сплаву зі сталевим осердям перерізом алюмінієвого сплаву, мм^2:				
500 при А/С 1,46	45	30	292	195
70 при А/С 1,71	45	30	279	186
Сталеві проводи	50	35	310	216
Сталеві линви	50	35	Згідно зі стандартами і технічними умовами	
Захищені проводи	40	30	114	85
Компактні проводи типу AERO-Z, AFLs та HVCRC	За технічними умовами виробника			

Таблиця 2.5.18. **Фізико-механічні характеристики проводів і тросів**

Проводи і троси	Модуль пружності, 10^4 МПа	Температурний коефіцієнт лінійного подовження, 10^{-6} град$^{-1}$	Межа міцності під час розтягування σ_p*, МПа, проводів і тросів у цілому
1	2	3	4
Алюмінієві	6,3	23,0	160

Продовження табл. 2.5.18

1	2	3	4
Сталеалюмінієві з відношенням площ поперечного перерізу А/С:			
20,27	7,04	21,5	210
16,87–17,82	7,04	21,2	220
11,51	7,45	21,0	240
8,04–7,67	7,70	19,8	270
6,28–5,99	8,25	19,2	290
4,36–4,28	8,90	18,3	340
2,43	10,3	16,8	460
1,46	11,4	15,5	565
0,95	13,4	14,5	690
0,65	13,4	14,5	780
З нетермообробленого алюмінієвого сплаву	6,3	23,0	208
З термообробленого алюмінієвого сплаву	6,3	23,0	285
З термообробленого алюмінієвого сплаву зі сталевим осердям з відношенням площ поперечних перерізів А/С:			
1,71	11,65	15,83	620
1,46	12,0	15,5	650
Сталеві линви	18,5	12,0	1200**
Сталеві проводи	20,0	12,0	620
Захищені проводи	6,25	23,0	294
Компактні проводи типу AERO-Z, AFLs та HVCRC	За технічними умовами виробника		

* *Межу міцності під час розтягування $\sigma_р$ обчислюють як відношення розривного зусилля проводу (троса) $P_р$, нормованого державним стандартом або технічними умовами, до площі поперечного перерізу $s_п$, $\sigma_р = P_р/s_п$. Для сталеалюмінієвих проводів $s_п = s_А + s_С$.*

** *Приймається за відповідними стандартами, але не менше ніж 1200 МПа.*

Таблиця 2.5.19. **Довжини прогонів для проводів і тросів, за яких необхідний захист від вібрації**

Проводи і троси	Площа поперечного перерізу*, мм²	Прогони довжиною більше, м, у місцевості типу	
		0, I, II	III, IV
Сталеалюмінієві, з термообробленого алюмінієвого сплаву зі сталевим осердям і без нього (захищені проводи)	35–95	80	95
	120–240	100	120
	300 і більше	120	145
Алюмінієві та з нетермообробленого алюмінієвого сплаву	50–95	60	95
	120–240	100	120
	300 і більше	120	145
Сталеві	25 і більше	120	145

* *Вказано перерізи алюмінієвої частини.*

У табл. 2.5.19–2.5.21 тип місцевості приймають відповідно до 2.5.45.

Таблиця 2.5.20. **Механічні напруження, МПа, проводів і тросів за середньорічної температури t_e, за якої необхідний захист від вібрації**

Проводи, троси	Тип місцевості	
	I, II	III, IV
Сталеалюмінієві марок АС в разі А/С:		
0,65–0,95	Понад 70	Понад 85
1,46	–»– 60	–»– 70
4,29–4,39	–»– 45	–»– 55
6,0–8,05	–»– 40	–»– 45
11,5 і більше	–»– 35	–»– 40
Алюмінієві та з нетермообробленого алюмінієвого сплаву всіх марок	–»– 35	–»– 40
Із термообробленого алюмінієвого сплаву зі сталевим осердям і без нього всіх марок	–»– 40	–»– 45
Сталеві всіх марок	–»– 170	–»– 195

Таблиця 2.5.21. **Механічні напруження, МПа, розщеплених проводів і тросів з двох складників за середньорічної температури t_e, за якої необхідний захист від вібрації**

Проводи, троси	Тип місцевості	
	I, II	III, IV
Сталеалюмінієві марок АС, в тому числі AFLs, при А/С:		
0,65–0,95	Понад 75	Понад 85
1,46	–»– 65	–»– 70
4,29–4,39	–»– 50	–»– 55
6,0–8,05	–»– 45	–»– 50
11,5 і більше	–»– 40	–»– 45
Алюмінієві та з нетермообробленого алюмінієвого сплаву всіх марок	–»– 40	–»– 45
З термообробленого алюмінієвого сплаву зі сталевим осердям і без нього всіх марок, у тому числі AERO-Z	–»– 45	–»– 50
Сталеві всіх марок	–»– 195	–»– 215

Захищати від вібрації рекомендовано:

– проводи алюмінієві та з нетермообробленого алюмінієвого сплаву перерізом до 95 мм^2, з термообробленого алюмінієвого сплаву і сталеалюмінієві проводи перерізом алюмінієвої частини до 70 мм^2, сталеві троси перерізом до 35 мм^2 – гасниками вібрації петльового типу (демпфувальні петлі) або армованими спіральними прутами, протекторами, спіральними в'язками;

– проводи (троси) більшого перерізу – гасниками вібрації типу Стокбріджа;

– проводи ПЛЗ у місцях їх кріплення до ізоляторів – гасниками вібрації спірального типу з полімерним покриттям.

Гасники вібрації слід установлювати з обох боків прогону.

Для ПЛ, які проходять в особливих умовах (орографічно не захищені виходи з гірських ущелин, окремі прогони в місцевості типу IV тощо), а також проводів і тросів у прогонах довжиною понад 1500 м і незалежно від довжини прогону для проводів діаметром понад 38 мм і проводів з натягом за середньорічної температури понад 180 кН, захист від вібрацій слід виконувати за спеціальним проектом.

РОЗТАШУВАННЯ ПРОВОДІВ І ТРОСІВ ТА ВІДСТАНІ МІЖ НИМИ

2.5.95. Проводи на опорах ПЛ можна розташовувати горизонтально, вертикально або змішано. На ПЛ напругою 35–110 кВ (крім ПЛЗ) з розташуванням проводів у кілька ярусів перевага надається схемі зі зміщенням проводів суміжних

ярусів по горизонталі; в 4–6-му районах за ожеледдю та для ліній напругою понад 330 кВ фази рекомендовано розміщувати горизонтально або за трикутником у разі розташування середньої фази вище або нижче від крайніх.

2.5.96. Відстані між проводами ПЛ (крім ПЛЗ), а також між проводами і тросами слід вибирати:

– за умовами роботи проводів ПЛ (тросів) у прогонах – відповідно до 2.5.97–2.5.100;

– за допустимими ізоляційними відстанями: між проводами – відповідно до 2.5.124; між проводами та елементами опори – відповідно до 2.5.123;

– за умовами захисту від грозових перенапруг – відповідно до 2.5.119 і 2.5.120.

Відстані між проводами, а також між проводами і тросами вибирають за стрілами провисання, які відповідають габаритному прогону; при цьому стріла провисання троса має бути не більшою, ніж стріла провисання проводу.

В окремих прогонах (не більше 10% загальної кількості), які отримано під час розміщення опор і які перевищують габаритні прогони не більше ніж на 25%, збільшувати відстані, обчислені для габаритного прогону, немає потреби.

Для прогонів, які перевищують габаритні більше ніж на 25%, відстані між проводами та між проводами і тросами треба перевіряти за формулами (2.5.22)–(2.5.25) та 2.5.99–2.5.101, при цьому вимоги табл. 2.5.22 і 2.5.23 можна не враховувати.

За різниці стріл провисання, конструкцій проводів та ізоляційних підвісів у різних фазах ПЛ додатково слід перевіряти відстані між проводами (тросами) в прогоні. Перевірку здійснюють за найбільш несприятливих статичних відхилень за розрахункового вітрового навантаження, направленого перпендикулярно до осі прогону даної ПЛ. При цьому відстані між проводами або проводами та тросами в просвіті для умов найбільшої робочої напруги мають бути не меншими від зазначених у 2.5.123 і 2.5.124.

2.5.97. На ПЛ (крім ПЛЗ) з підтримувальними ізоляційними підвісами в разі горизонтального розташування проводів мінімальну відстань між проводами в прогоні обчислюють за формулою:

а) напругою до 330 кВ:

$$d_{\text{гор}} = 1{,}0 + \frac{U}{110} + 0{,}6\sqrt{f}, \qquad (2.5.22)$$

де $d_{\text{гор}}$ – відстань по горизонталі між невідхиленими проводами, м;

U – напруга ПЛ, кВ;

f – найбільша стріла провисання проводу за найвищої температури або під час ожеледі без вітру, яка відповідає габаритному прогону, м;

б) напругою 500 і 750 кВ:

$$d_{\text{гор}} = 1{,}0 + \frac{U}{150} + 0{,}6\sqrt{f} + 2r, \qquad (2.5.23)$$

де r – радіус розщеплення проводів у фазі, м.

2.5.98. На ПЛ (крім ПЛЗ) з підтримувальними ізоляційними підвісами в разі негоризонтального (змішаного або вертикального) розташування проводів мінімальну відстань між проводами за умовами їх роботи в прогоні визначають:

а) на проміжних опорах у разі стріл провисання до 16 м:

1) у районах з помірним галопуванням проводів (район 1, рис. 2.5.9) згідно з табл. 2.5.22. При цьому в 1, 2-му районах за ожеледдю додаткова перевірка за умовами ожеледі не вимагається.

У 3–6-му районах за ожеледдю відстань між проводами, визначена за табл. 2.5.22, підлягає додатковій перевірці за формулою:

$$d_{зв} = 1 + \frac{U}{110} + 0{,}6\sqrt{f} + 0{,}15V, \qquad (2.5.24)$$

де $d_{зв}$ – відстань між невідхиленими проводами, м;

U – напруга ПЛ, кВ;

f – найбільша стріла провисання проводу за найвищої температури або під час ожеледі без вітру, яка відповідає габаритному прогону, м;

V – відстань між проводами по вертикалі, м.

Із двох значень відстаней, визначених за табл. 2.5.22 і за формулою (2.5.24), необхідно приймати більше;

2) у районах з інтенсивним галопуванням проводів – за табл. 2.5.23 без додаткової перевірки за умовами ожеледі;

3) при виборі розташування проводів і відстаней між ними за умовами галопування проводів для ліній або їх частин, які проходять у районі з інтенсивним галопуванням проводів, але захищені від поперечних вітрів рельєфом місцевості, лісовими масивами, будівлями або спорудами, висота яких є не меншою ніж 2/3 висоти опор, рекомендовано приймати район з помірним галопуванням.

б) на проміжних опорах зі стрілами провисання проводів понад 16 м відстань між проводами обчислюють за формулою (2.5.24);

в) на всіх опорах анкерного типу ПЛ напругою від 35 кВ до 750 кВ відстань між проводами обчислюють за формулами (2.5.22), (2.5.23). При цьому найменше зміщення проводів суміжних ярусів по горизонталі, як правило, має бути не меншим від зазначених у табл. 2.5.24;

г) на опорах ПЛ напругою від 35 кВ до 330 кВ усіх типів горизонтальне зміщення проводів не вимагається, якщо відстань між проводами по вертикалі перевищує $0{,}8f + U/250$ для одиничних проводів і $f + U/250$ для проводів розщепленої фази.

У разі застосування засобів захисту ПЛ від галопування проводів відстань між проводами допускається приймати за формулами (2.5.22) і (2.5.23), горизонтальне зміщення проводів суміжних ярусів – за табл. 2.5.24.

Таблиця 2.5.22. **Найменше зміщення проводів суміжних ярусів по горизонталі на проміжних опорах у районі з помірним галопуванням проводів**

Напруга ПЛ, кВ	Відстань по вертикалі, м	Зміщення суміжних проводів по горизонталі, м, за габаритних стріл провисання, м							
		4	5	6	8	10	12	14	16
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
35	2,5	0,70	0,70	1,00	1,60	2,00	2,30	2,50	2,60
	3,0	0,70	0,70	0,70	1,30	1,80	2,15	2,35	2,55

Продовження табл. 2.5.22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
35	3,5	0	0,70	0,70	1,00	1,70	2,10	2,30	2,50
	4,0	0	0,70	0,70	0,70	1,50	2,00	2,20	2,45
	4,5	0	0	0,70	0,70	1,10	1,80	2,10	2,40
	5,0	0	0	0	0,70	0,70	1,60	2,00	2,30
	5,5	0	0	0	0,70	0,70	1,00	1,90	2,25
	6,0	0	0	0	0	0,70	0,70	1,60	2,10
	6,5	0	0	0	0	0	0,70	1,10	1,90
	7,0	0	0	0	0	0	0,70	0,70	1,60
110	3,0	1,20	1,20	1,20	1,70	2,20	2,40	2,65	2,80
	3,5	1,20	1,20	1,20	1,50	2,00	2,40	2,60	2,70
	4,0	0	1,20	1,20	1,20	1,70	2,20	2,50	2,65
	4,5	0	0	1,20	1,20	1,50	2,00	2,40	2,60
	5,0	0	0	0	1,20	1,20	1,80	2,30	2,50
	5,5	0	0	0	1,20	1,20	1,50	2,10	2,45
	6,0	0	0	0	0	1,20	1,20	1,90	2,30
	6,5	0	0	0	0	0	1,20	1,60	2,10
	7,0	0	0	0	0	0	1,20	1,20	2,00
150	3,5	1,50	1,50	1,50	1,50	2,10	2,50	2,70	2,85
	4,0	0	1,50	1,50	1,50	1,90	2,30	2,60	2,80
	4,5	0	0	1,50	1,50	1,60	2,20	2,50	2,75
	5,0	0	0	0	1,50	1,50	2,00	2,40	2,70
	5,5	0	0	0	1,50	1,50	1,60	2,20	2,60
	6,0	0	0	0	0	1,50	1,50	2,00	2,50
	6,5	0	0	0	0	0	1,50	1,70	2,30
	7,0	0	0	0	0	0	1,50	1,50	2,10
220	5,0	0	0	2,00	2,00	2,00	2,30	2,70	3,00
	5,5	0	0	2,00	2,00	2,00	2,00	2,60	2,80
	6,0	0	0	0	0	2,00	2,00	2,40	2,70
	6,5	0	0	0	0	0	2,00	2,20	2,60
	7,0	0	0	0	0	0	2,00	2,00	2,35
330	5,5	0	0	2,50	2,50	2,70	3,05	3,30	3,65
	6,0	0	0	0	2,50	2,60	2,95	3,25	3,60

Продовження табл. 2.5.22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
330	6,5	0	0	0	0	2,50	2,85	3,15	3,55
	7,0	0	0	0	0	2,50	2,70	3,10	3,50
	7,5	0	0	0	0	2,50	2,50	3,00	3,45
	8,0	0	0	0	0	2,50	2,50	2,90	3,40
	8,5	0	0	0	0	2,50	2,50	2,80	3,20

Таблиця 2.5.23. **Найменше зміщення проводів суміжних ярусів по горизонталі на проміжних опорах у районі з інтенсивним галопуванням проводів**

Напруга ПЛ, кВ	Відстань по вертикалі, м	Зміщення суміжних проводів по горизонталі, м, за габаритних стріл провисання, м							
		4	5	6	8	10	12	14	16
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
35	3,0	0,70	1,25	1,55	2,05	2,35	2,65	2,95	3,20
	3,5	0	0,70	1,30	1,90	2,30	2,65	2,95	3,20
	4,0	0	0,70	0,70	1,70	2,20	2,60	2,90	3,20
	4,5	0	0	0,70	1,30	2,05	2,50	2,85	3,15
	5,0	0	0	0	0,70	1,80	2,35	2,75	3,10
	5,5	0	0	0	0,70	1,40	2,20	2,65	3,05
	6,0	0	0	0	0	0,70	1,90	2,50	2,95
	6,5	0	0	0	0	0,70	1,40	2,30	2,85
	7,0	0	0	0	0	0	0,70	2,00	2,65
110	3,0	1,20	1,35	1,85	2,35	2,65	2,95	3,25	3,50
	3,5	1,20	1,20	1,50	2,20	2,60	2,95	3,25	3,50
	4,0	0	1,20	1,20	2,00	2,50	2,90	3,20	3,50
	4,5	0	0	1,20	1,65	2,35	2,80	3,15	3,45
	5,0	0	0	0	1,20	2,10	2,65	3,05	3,40
	5,5	0	0	0	1,20	1,70	2,50	2,95	3,35
	6,0	0	0	0	0	1,20	2,20	2,80	3,25
	6,5	0	0	0	0	1,20	1,70	2,60	3,15
	7,0	0	0	0	0	0	1,20	2,30	2,95
150	3,5	1,50	1,50	1,70	2,30	2,80	3,10	3,35	3,60
	4,0	0	1,50	1,50	2,10	2,60	3,00	3,30	3,60

Продовження табл. 2.5.23

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
150	4,5	0	0	1,50	1,75	2,45	2,90	3,25	3,55
	5,0	0	0	0	1,50	2,20	2,75	3,15	3,50
	5,5	0	0	0	1,50	1,80	2,60	3,05	3,45
	6,0	0	0	0	0	1,50	2,30	2,90	3,35
	6,5	0	0	0	0	0	1,80	2,70	3,25
	7,0	0	0	0	0	0	1,50	2,40	3,05
220	5,0	0	0	2,00	2,00	2,50	3,05	3,45	3,80
	5,5	0	0	2,00	2,00	2,10	2,90	3,35	3,75
	6,0	0	0	0	0	2,00	2,60	3,20	3,65
	6,5	0	0	0	0	2,00	2,10	3,00	3,55
	7,0	0	0	0	0	0	2,00	2,70	3,35
330	6,0	0	0	2,50	2,90	3,45	3,85	4,15	4,40
	6,5	0	0	2,50	2,70	3,35	3,80	4,10	4,40
	7,0	0	0	0	2,50	3,20	3,75	4,10	4,40
	7,5	0	0	0	2,50	3,05	3,65	4,05	4,40
	8,0	0	0	0	2,50	3,85	3,55	4,00	4,35
	8,5	0	0	0	2,50	2,50	3,40	3,90	4,30
	9,0	0	0	0	2,50	2,50	3,25	3,80	4,25
	10,0	0	0	0	0	2,50	2,65	3,55	4,10

Таблиця 2.5.24. **Найменше зміщення проводів суміжних ярусів по горизонталі на опорах анкерного типу**

Напруга ПЛ, кВ	Найменше зміщення, м, у районах за ожеледдю	
	1, 2	3–6
10	0,4	0,6
35	0,5	0,7
110	0,7	1,2
150	1,0	1,5
220	1,5	2,0
330	2,0	2,5

2.5.99. Відстань між тросом і проводом по вертикалі на опорах ПЛ напругою від 35 кВ до 330 кВ з одним тросом визначають для габаритних прогонів за умов захисту від перенапруг і відповідно до вимог, зазначених у 2.5.119 і 2.5.120.

В окремих прогонах, довжина яких перевищує габаритні прогони, допускається використовувати опори з відстанями між проводами і тросами, вибраними за габаритними прогонами.

На опорах ПЛ напругою від 35 кВ до 330 кВ з горизонтальним розташуванням проводів і з двома тросами горизонтальне зміщення між тросом і найближчим проводом має бути не меншим ніж: 1 м – на ПЛ напругою 35 кВ; 1,75 м – на ПЛ напругою 110 кВ; 2 м – на ПЛ напругою 150 кВ; 2,3 м – на ПЛ напругою 220 кВ і 2,75 м – на ПЛ напругою 330 кВ.

На проміжних опорах ПЛ напругою 500 кВ і 750 кВ горизонтальне зміщення між тросом і найближчим проводом слід приймати за табл. 2.5.25.

Таблиця 2.5.25. **Горизонтальне зміщення між проводом і тросом на проміжних опорах напругою 500 кВ і 750 кВ**

Відстань по вертикалі, м	Найменше зміщення проводів і тросів по горизонталі на проміжних опорах, м, за габаритних стріл провисання, м							
	500 кВ				750 кВ			
	10	12	14	16	12	16	20	24
9	2,5	3,5	4,0	4,5	3,5	4,5	5,5	6,0
10	2,0	3,0	4,0	4,0	3,5	4,5	5,5	6,0
11	2,0	2,0	3,0	3,5	3,0	4,0	5,0	5,5
12	2,0	2,0	2,5	3,0	3,0	4,0	4,5	5,0
14	–	–	–	–	3,0	3,5	3,5	4,0
16	–	–	–	–	3,0	3,0	3,0	3,0

Відстань від проводу до троса, якщо їх не зміщено по горизонталі на опорах анкерного типу ПЛ напругою від 35 кВ до 750 кВ, повинна бути не меншою від прийнятої на проміжних опорах. Допускається зменшувати цю відстань не більше як на 25% за умови, що кількість анкерних опор не перевищує в середньому 0,5 на 1 км лінії.

Для забезпечення нормальної роботи проводів у прогоні великих переходів у разі розташування їх у різних ярусах відстані між суміжними ярусами проміжних перехідних опор висотою понад 50 м мають бути не меншими ніж:

Відстань, м	7,5	8	9	11	14	18
Горизонтальне зміщення, м	2	2	2,5	3,5	5	7
ПЛ напругою, кВ	35–110	150	220	330	500	750

На двоколових опорах великих переходів відстань між осями фаз різних кіл повинна бути не меншою ніж:

Відстань між осями фаз, м	8	9	10	12	15	19
ПЛ напругою, кВ	35–110	150	220	330	500	750

Горизонтальне зміщення грозозахисного троса від крайньої фази на великих переходах має бути не меншим ніж: 1,5 м – для напруги 110 кВ; 2,0 м – для напруги 150 кВ; 2,5 м – для напруги 220 кВ; 3,5 м – для напруги 330 кВ; 4,0 м – для напруги 500 і 750 кВ.

2.5.100. На ПЛ напругою 35 кВ і нижче із штировими та стрижневими ізоляторами за будь-якого розташування проводів відстань між ними $d_ш$, м, за умови їх зближення в прогоні має бути не меншою від значень, обчислених за формулою:

$$d_ш = d_{ел} + 0,6f, \qquad (2.5.25)$$

де $d_{ел}$ – відстань між проводами відповідно до 2.5.124 для умов внутрішніх перенапруг, м;

f – стріла провисання за вищої температури після залишкової деформації проводу в прогоні, м.

Якщо $f > 2$, то відстань $d_ш$ допускається визначати відповідно до 2.5.97 і 2.5.98.

Відстань між проводами на опорі і в прогоні ПЛЗ незалежно від розташування проводів на опорі та району за ожеледдю повинна бути не меншою ніж: 0,4 м – для ПЛЗ напругою 6–10 кВ; 0,45 м – для ПЛЗ напругою 20 кВ і 0,5 м – для ПЛЗ напругою 35 кВ.

2.5.101. На двоколових і багатоколових опорах відстань між найближчими проводами різних кіл за умови роботи проводів у прогоні має задовольняти вимогам 2.5.97, 2.5.98, 2.5.102; при цьому зазначені відстані повинні бути не меншими ніж: 2 м – для ПЛ напругою до 20 кВ із штировими і 2,5 м з підвісними ізоляторами; 2,5 м – для ПЛ напругою 35 кВ із стрижневими і 3 м з підвісними ізоляторами; 4 м – для ПЛ напругою 110 кВ; 5 м – для ПЛ напругою 150 кВ; 6 м – для ПЛ напругою 220 кВ; 7 м – для ПЛ напругою 330 кВ; 8,5 м – для ПЛ напругою 500 кВ.

На двоколових опорах ПЛЗ відстань між найближчими проводами різних кіл повинна бути не меншою за 0,6 м для ПЛЗ із штировими ізоляторами і 1,5 м – для ПЛЗ з підвісними ізоляторами.

2.5.102. Проводи ПЛ різних напруг вище ніж 1 кВ можна підвішувати на спільних опорах.

Допускається підвішувати на спільних опорах проводи ПЛ напругою до 10 кВ і до 1 кВ за дотримання таких умов:

– ПЛ напругою до 1 кВ слід виконувати за розрахунковими умовами ПЛ вищої напруги;

– проводи ПЛ напругою до 10 кВ слід розміщувати вище від проводів ПЛ напругою до 1 кВ, причому відстань між найближчими проводами ПЛ різних напруг на опорі, а також всередині прогону за температури навколишнього середовища плюс 15 °С без вітру повинна бути не меншою за 2 м;

– кріплення проводів вищої напруги на штирових ізоляторах має бути подвійним.

У мережах напругою до 35 кВ включно з ізольованою нейтраллю, які містять відрізки спільного підвішування з ПЛ більш високої напруги, електромагнітний і електростатичний вплив останніх не повинен викликати зміщення нейтралі за нормального режиму мережі понад 15% фазної напруги.

До мереж із заземленою нейтраллю, які піддаються впливу ПЛ більш високої напруги, спеціальні вимоги стосовно наведеної напруги не висуваються.

Проводи ПЛЗ можна підвішувати на спільних опорах з проводами ПЛ напругою від 6 кВ до 20 кВ, а також з проводами ПЛ і ПЛІ* напругою до 1 кВ.

Відстань по вертикалі між найближчими проводами ПЛЗ і ПЛ напругою від 6 кВ до 20 кВ на спільній опорі і в прогоні за температури плюс 15 °С без вітру повинна бути не меншою за 1,5 м.

У разі підвішування проводів ПЛЗ напругою від 6 кВ до 20 кВ і ПЛ напругою до 1 кВ або ПЛІ на спільних опорах необхідно дотримуватися вимог:

– ПЛ напругою до 1 кВ або ПЛІ необхідно виконувати за розрахунковими умовами ПЛЗ;

– проводи ПЛЗ напругою від 6 кВ до 20 кВ необхідно розміщувати вище від проводів ПЛ напругою до 1 кВ або ПЛІ;

– відстань по вертикалі між найближчими проводами ПЛЗ напругою від 6 кВ до 20 кВ і проводами ПЛ напругою до 1 кВ або ПЛІ на спільній опорі і в прогоні за температури плюс 15 °С без вітру повинна бути не меншою за 0,5 м для ПЛІ і 1,5 м – для ПЛ;

– кріплення проводів ПЛЗ напругою від 6 кВ до 20 кВ на штирових ізоляторах треба виконувати посиленим.

ІЗОЛЯТОРИ ТА АРМАТУРА

2.5.103. На ПЛ напругою 110 кВ і вище треба застосовувати підвісні ізолятори, допускається використовувати стрижневі ізолятори.

На ПЛ напругою 35 кВ потрібно застосовувати підвісні або стрижневі ізолятори.

На ПЛ напругою 20 кВ і нижче треба застосовувати:

– на проміжних опорах – будь-які типи ізоляторів;

– на опорах анкерного типу – підвісні ізолятори.

2.5.104. Вибір типу і матеріалу (скло, фарфор, полімерні матеріали) ізоляторів здійснюють з урахуванням кліматичних умов (температури та зволоження) і умов забруднення.

На ПЛ напругою 330 кВ і вище рекомендовано застосовувати скляні ізолятори, а в умовах значного забруднення – полімерні ізолятори; на ПЛ напругою від 35 кВ до 220 кВ – скляні, полімерні і фарфорові; перевагу треба віддавати скляним або полімерним ізоляторам.

На ПЛ, які проходять в особливо складних для експлуатації умовах (гори, болота тощо), на ПЛ, що споруджуються на двоколових і багатоколових опорах, на ПЛ, що живлять тягові підстанції електрифікованих залізниць, і на великих переходах незалежно від напруги необхідно застосовувати скляні або полімерні підвісні ізолятори.

* Тут і далі ПЛІ – повітряна лінія електропередавання з самоутримними ізольованими проводами (глава 2.4 цих Правил).

2.5.105. Кількість підвісних і тип штирових, стрижневих ізоляторів для ПЛ визначають відповідно до глави 1.9 цих Правил.

2.5.106. Ізолятори та арматуру вибирають за навантаженнями в нормальних і аварійних режимах роботи ПЛ за кліматичних умов, зазначених у 2.5.76.

Горизонтальне навантаження в аварійних режимах для підтримувальних підвісів визначають згідно 2.5.79 і відповідно до 2.5.68, 2.5.69.

Зусилля від навантажень в ізоляторах і арматурі не має перевищувати значень руйнівних навантажень (механічних або електромеханічних для ізоляторів і механічних для арматури), установлених державними стандартами та технічними умовами і поділених на коефіцієнт надійності за матеріалом $\gamma_м$.

2.5.107. Коефіцієнти надійності за матеріалом $\gamma_м$ для ізоляторів і арматури мають бути не меншими ніж:

У нормальному режимі:

– за найбільших навантажень 2,5

– за навантажень за середньорічної температури в режимі без ожеледі .. 5,0

В аварійному режимі:

– для ПЛ 400–750 кВ 2,0

– для ПЛ 330 кВ і нижче ..... 1,8.

2.5.108. У розрахунковому аварійному режимі роботи дволанцюгових і багатоланцюгових підтримувальних і натяжних ізоляційних підвісів з механічною зв'язкою між ланцюгами ізоляторів необхідно приймати обрив одного ланцюга. При цьому розрахункові навантаження від проводів і тросів приймають для кліматичних умов, зазначених у 2.5.76, у нормальних режимах роботи ПЛ, які дають найбільше значення навантажень і не повинні перевищувати 90% механічного (електромеханічного) руйнівного навантаження необірваного ланцюга ізоляторів.

2.5.109. Кріплення проводів до підвісних ізоляторів і кріплення тросів треба виконувати за допомогою глухих і спіральних підтримувальних або натяжних затискачів. На проміжних опорах великих переходів проводи і троси потрібно кріпити до них за допомогою глухих або спеціальних затискачів (наприклад, багатороликових підвісів) із застосуванням спіральних протекторів.

2.5.110. Кріпити проводи до штирових ізоляторів слід за допомогою дротових в'язок або спеціальних затискачів (у тому числі затискачів з обмеженою міцністю затискання проводів).

2.5.111. Підтримувальні ізоляційні підвіси ПЛ напругою 750 кВ, а також проміжно-кутових опор ПЛ напругою 330 кВ повинні бути дволанцюговими з окремим кріпленням ланцюгів до опори.

На ПЛ напругою 110 кВ і вище в умовах важкодоступної місцевості, а також на великих переходах рекомендовано використовувати дволанцюгові підтримувальні і натяжні ізоляційні підвіси з окремим кріпленням ланцюгів до опори.

2.5.112. Дво- і триланцюгові натяжні ізоляційні підвіси необхідно кріпити до опори окремо. Натяжні ізоляційні підвіси з кількістю ланцюгів, більшою ніж три, допускається кріпити до опори не менше ніж у двох точках. При цьому для захисту проводів шлейфів (петель) від пошкоджень у разі ударів їх об арматуру на них треба встановлювати захисні протектори спірального типу в місцях наближення проводів шлейфа до арматури ізоляційного підвісу.

На ПЛ напругою 330 кВ і вище в натяжних ізоляційних підвісах з окремим кріпленням ланцюгів до опори потрібно передбачати механічне з'єднання між усіма ланцюгами підвісу, яке виконують з боку проводів. Крім цього, з боку прогону треба встановлювати екранну захисну арматуру.

У дволанцюгових підтримувальних ізоляційних підвісах ланцюги треба розташовувати вздовж осі ПЛ.

Конструкція натяжних ізоляційних підвісів розщеплених фаз і вузли кріплення до опори має забезпечувати окремий монтаж кожного проводу розщепленої фази.

2.5.113. В одному прогоні ПЛ допускається не більше одного з'єднання на кожний провід і трос.

У прогонах перетину ПЛ з вулицями (проїздами), інженерними спорудами, згаданими в 2.5.190–2.5.225, 2.5.240–2.5.248, водними просторами допускається одне з'єднання на кожний провід (трос):

– для сталеалюмінієвих проводів перерізом за алюмінієм 240 мм^2 і більше;
– для сталевих тросів перерізом 120 мм^2 і більше;
– для фази, розщепленої на три сталеалюмінієві проводи з перерізом за алюмінієм 150 мм^2 і більше.

Не допускається з'єднання проводів (тросів) у прогонах перетину ПЛ між собою на перетинаючих (верхніх) ПЛ, а також у прогонах перетину ПЛ з надземними і наземними трубопроводами для транспортування горючих рідин і газів.

2.5.114. Міцність затискання проводів і тросів у з'єднувальних і натяжних затискачах повинна становити не менше 90% розривного зусилля проводів і канатів під час розтягування.

ЗАХИСТ ПЛ ВІД ПЕРЕНАПРУГ, ЗАЗЕМЛЕННЯ

2.5.115. ПЛ напругою від 110 кВ до 750 кВ мають бути захищеними від прямих ударів блискавки грозозахисними тросами по всій довжині лінії.

2.5.116. Для ПЛ напругою до 35 кВ застосування грозозахисних тросів по всій довжині лінії не вимагається.

На ПЛЗ напругою напругою від 6 кВ до 35 кВ треба передбачати встановлення захисних апаратів (ЗА) для недопущення перекриття ізоляторів на опорах від грозових перенапруг або передбачати захист проводів від дії силової електричної дуги супровідного струму, яка виникає внаслідок імпульсного перекриття ізоляторів від грозових перенапруг.

Для недопущення перекриття ізоляторів під час грози на опорах ПЛЗ слід встановлювати такі ЗА: обмежувачі перенапруг нелінійні (ОПН) з послідовно включеним іскровим проміжком або довго-іскрові розрядники, або розрядники мультикамерного типу. Зазначені ЗА треба встановлювати по одному на кожну опору з чергуванням фаз. На двоколових ПЛЗ ЗА треба встановлювати на кожній опорі по одному в кожне коло таким чином, щоб було захищено тільки одну пару однойменних фаз з тим же принципом чергування фаз.

На ПЛЗ з підвісною ізоляцією дозволено, за наявності на ПЛЗ АПВ, застосовувати ІП спеціального виконання для захисту проводів від електричної дуги супровідного струму.

Вибір типу ЗА і ІП виконують за галузевими НД з урахуванням технічних характеристик лінії, що проектується.

На вставки ПЛЗ довжиною до 200 м у ПЛ ЗА і ІП дозволено не встановлювати.

2.5.117. Грозозахист підходів ПЛ та ПЛЗ напругою від 6 кВ до 35 кВ до підстанцій має бути виконано з дотриманням вимог глави 4.2 цих Правил.

2.5.118. Одиничні металеві й залізобетонні опори, а також інші місця з послабленою ізоляцією на ПЛ напругою від 6 кВ до 35 кВ слід захищати ОПН. На ПЛ напругою 6–10 кВ дозволено, за наявності на ПЛ АПВ, замість ОПН встановлювати іскрові проміжки (ІП) у відповідності з вимогами глави 4.2 цих Правил.

2.5.119. У разі виконання захисту ПЛ тросами від грозових перенапруг необхідно керуватися такими настановами:

а) одностоякові металеві та залізобетонні опори з одним тросом повинні мати кут захисту не більше ніж 30°, а опори з двома тросами – не більше ніж 20°;

б) на металевих опорах з горизонтальним розміщенням проводів і з двома тросами кут захисту відносно зовнішніх проводів для ПЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ повинен бути не більше ніж 20°, для ПЛ напругою 500 кВ – не більше ніж 25°, для ПЛ напругою 750 кВ – не більше ніж 22°. У районах за ожеледдю 3 і більше і в районах з інтенсивним галопуванням проводів для ПЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ допускається кут захисту до 30°;

в) на залізобетонних і дерев'яних опорах портального типу кут захисту відносно крайніх проводів допускається не більше ніж 30°;

г) на великих переходах:

1) кількість тросів має бути не менше двох з кутом захисту не більше ніж 20°;

2) у разі розташування переходу за межами довжини захисного підходу ПЛ до РП і підстанцій з підвищеним захисним рівнем у районах за ожеледдю 3 і більше, а також у районах з інтенсивним галопуванням проводів кут захисту допускається до 30°;

3) горизонтальне зміщення троса від центра крайньої фази має бути не меншим ніж: 1,5 м – для ПЛ напругою 110 кВ; 2 м – для ПЛ напругою 150 кВ; 2,5 м – для ПЛ напругою 220 кВ; 3,5 м – для ПЛ напругою 330 кВ і 4 м – для ПЛ напругою 500–750 кВ. На переходах з прогонами довжиною понад 1000 м або висотою опор вище 100 м рекомендовано встановлювати ОПН.

2.5.120. Відстані по вертикалі між тросом і проводом ПЛ всередині прогону без урахування відхилення їх вітром за умови захисту від грозових перенапруг мають бути не меншими від поданих у табл. 2.5.26 і не меншими від відстані по вертикалі між тросом і проводом на опорі.

Кріплення тросів на всіх опорах ПЛ напругою від 220 кВ до 750 кВ потрібно виконувати за допомогою ізоляторів, які шунтуються ІП розміром, не меншим ніж 40 мм.

На кожному анкерному відрізку довжиною до 10 км троси повинні бути заземленими в одній точці шляхом влаштування спеціальних перемичок на анкерній опорі. За більшої довжини анкерних прогонів кількість точок заземлення в прогоні вибирається такою, щоб у разі найбільшого значення поздовжньої електрорушійної сили, яка наводиться в тросі під час короткого замикання (КЗ) на ПЛ, не виникло перекриття ІП.

Таблиця 2.5.26. **Найменші відстані між тросом і проводом всередині прогону**

Довжина прогону, м	Найменша відстань між тросом і проводом по вертикалі, м	Довжина прогону, м	Найменша відстань між тросом і проводом по вертикалі, м
100	2,0	700	11,5
150	3,2	800	13,0
200	4,0	900	14,5
300	5,5	1000	16,0
400	7,0	1200	18,0
500	8,5	1500	21,0
600	10,0		
Примітка. Для проміжних значень довжин прогонів відстані визначають за допомогою інтерполяції.			

Ізольоване кріплення троса рекомендовано виконувати скляними підвісними ізоляторами.

На підходах ПЛ напругою 220–330 кВ до підстанцій (на відрізках довжиною 1–3 км) і ПЛ 500–750 кВ (на відрізках довжиною 3–5 км), якщо троси не використовують для ємнісного відбору, плавлення ожеледі або зв'язку, їх необхідно заземлювати на кожній опорі.

На ПЛ напругою 150 кВ і нижче, якщо не передбачене плавлення ожеледі або організація каналів високочастотного зв'язку на тросі, ізолювальне кріплення троса треба виконувати тільки на металевих або залізобетонних анкерних опорах.

На відрізках ПЛ з неізолювальним кріпленням троса і струмом КЗ на землю, який перевищує 15 кА, а також на підходах до підстанцій заземлення троса треба виконувати з установленням перемички, яка шунтує затискач.

У разі використання тросів для влаштування каналів високочастотного зв'язку їх ізолюють від опор на всій довжині каналів високочастотного зв'язку і заземлюють на підстанціях і підсилювальних пунктах через високочастотні загороджувачі.

Кількість ізоляторів у підтримувальному тросовому кріпленні має бути не меншою за два і визначатися умовами забезпечення належної надійності каналів високочастотного зв'язку. Кількість ізоляторів у натяжному тросовому кріпленні треба приймати подвоєною порівняно з кількістю ізоляторів у підтримувальному тросовому кріпленні. Для кріплення тросів на великих переходах кількість ізоляторів слід збільшувати на два. При цьому руйнівне механічне навантаження ізоляторів повинне становити не менше ніж 120 кН.

Ізолятори, на яких підвішено трос, треба шунтувати іскровим проміжком. Розмір ІП вибирають мінімально можливим за таких умов:

1) розрядна напруга ІП має бути нижчою від розрядної напруги ізолювального тросового кріплення не менше ніж на 20%;

2) ІП не має перекриватися в разі однофазного КЗ на землю на інших опорах;

3) у разі перекриття ІП від грозових розрядів має відбуватись самопогашення дуги супровідного струму промислової частоти.

На ПЛ напругою 500–750 кВ, у разі використання тросів для організації ВЧ зв'язку або для плавлення ожеледі, рекомендовано схрещувати троси для покращення самопогашення дуги супровідного струму промислової частоти і зниження втрат електроенергії.

Якщо на тросах ПЛ передбачають плавлення ожеледі, то ізолювальне кріплення тросів виконують на всій ділянці плавлення. В одній точці ділянки плавлення троси заземлюють за допомогою спеціальних перемичок. Тросові ізолятори шунтують ІП, які повинні бути мінімальними, витримувати напругу плавлення і мати розрядну напругу тросового підвісу. Розмір ІП має забезпечувати самопогашення дуги супровідного струму промислової частоти в разі його перекриття під час КЗ або грозових розрядів.

2.5.121. На ПЛ з дерев'яними опорами портального типу відстань між фазами по дереву має бути не меншою ніж: 3 м – для ПЛ напругою 35 кВ; 4 м – для ПЛ напругою 110 кВ; 4,8 м – для ПЛ напругою 150 кВ; 5 м – для ПЛ напругою 220 кВ.

В окремих випадках для ПЛ напругою від 110 кВ до 220 кВ за наявності обґрунтувань (невеликі струми КЗ, райони із слабкою грозовою діяльністю тощо) зазначені відстані допускається зменшувати до значення, рекомендованого для ПЛ напругою, на ступінь нижчою.

На одностоякових дерев'яних опорах допускаються такі відстані між фазами по дереву: 0,75 м – для ПЛ напругою від 3 кВ до 20 кВ; 2,5 м – для ПЛ напругою 35 кВ за умови дотримання відстаней у прогоні згідно з формулою (2.5.25).

Не рекомендовано за умови грозозахисту використовувати металеві траверси на дерев'яних опорах ПЛ напругою від 6 кВ до 20 кВ.

2.5.122. Кабельні вставки в ПЛ мають бути захищеними на обох кінцях кабелю від грозових перенапруг за допомогою ОПН. Заземлювальний затискач ОПН, металеві оболонки кабелю, корпус кабельної муфти треба з'єднувати між собою найкоротшим шляхом. Заземлювальний затискач ОПН треба з'єднувати із заземлювачем окремим провідником.

2.5.123. Для ПЛ, які проходять на висоті до 1000 м над рівнем моря, ізоляційні відстані по повітрю від проводів і арматури, що перебуває під напругою, до заземлених частин опор мають бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.27. Допускається зменшувати ізоляційні відстані за грозових перенапруг, зазначених в табл. 2.5.27, за умови зниження загального рівня грозостійкості ПЛ не більше ніж на 20%. Для ПЛ напругою 750 кВ, які проходять на висоті до 500 м над рівнем моря, відстані, зазначені в табл. 2.5.27, можна зменшувати на 10% для проміжку «провід шлейфа–стояк анкерно-кутової опори», «провід–відтяжка» і на 5% – для решти проміжків. Найменші ізоляційні відстані за внутрішніх перенапруг подано для таких значень розрахункової кратності: 4,5 – для ПЛ напругою від 6 кВ до 10 кВ; 3,5 – для ПЛ напругою від 20 кВ до 35 кВ; 3,0 – для ПЛ напругою від 110 кВ до 220 кВ; 2,7 – для ПЛ напругою 330 кВ; 2,5 – для ПЛ напругою 500 кВ і 2,1 – для ПЛ напругою 750 кВ.

За інших, більш низьких, значень розрахункової кратності внутрішніх перенапруг допустимі ізоляційні відстані перераховують пропорційно.

Ізоляційні відстані по повітрю між струмопровідними частинами і дерев'яною опорою, яка не має заземлювальних спусків, допускається зменшувати на 10%, за винятком відстаней, які вибирають за умовою безпечного піднімання на опору.

У разі проходження ПЛ у гірських районах найменші ізоляційні відстані за робочою напругою та внутрішніми перенапругами треба збільшувати порівняно із зазначеними в табл. 2.5.27 на 1% на кожні 100 м вище 1000 м над рівнем моря.

Для безпечного переміщення виробничого (електротехнічного) персоналу по траверсах перехідних опор на великих переходах з розміщенням фаз в різних ярусах найменша припустима ізоляційна відстань по повітрю від струмопровідних до заземлених частин опор повинна бути не меншою ніж: 3,3 м – для ПЛ напругою до 110 кВ; 3,8 м – для ПЛ напругою 150 кВ; 4,3 м – для ПЛ напругою 220 кВ; 5,3 м – для ПЛ напругою 330 кВ; 6,3 м – для ПЛ напругою 500 кВ; 7,6 м – для ПЛ напругою 750 кВ.

2.5.124. Найменші відстані на опорі між проводами ПЛ у місці їх перетину між собою в разі транспозиції, відгалужень, переходу з одного розміщення проводів на інше мають бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.28.

2.5.125. Додаткові вимоги до захисту від грозових перенапруг ПЛ у разі їх перетину між собою і перетину ними різних споруд наведено у 2.5.188, 2.5.196, 2.5.225.

2.5.126. На двоколових та багатоколових ПЛ напругою 110 кВ і вище, захищених тросом, для зменшення кількості міжколових грозових перекриттів допускається посилювати ізоляцію одного з кіл на 20–30% порівняно з ізоляцією другого кола.

Таблиця 2.5.27. **Найменші ізоляційні відстані по повітрю (у просвіті) від струмопровідних до заземлених частин опори**

Розрахункова умова	Найменша ізоляційна відстань, см, для ПЛ напругою, кВ								
	до 10	20	35	110	150	220	330	500	750
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Грозові перенапруги для ізоляторів:									
– штирових	15	25	35	–	–				
– підвісних	20	35	40	100	130	180	260	320	Не нормується
Внутрішня перенапруга	10	15	30	80	110	160	215	300	450/500*
Безпечне підняття на опору без відключення ПЛ	–	–	150	150	200	250	350	450	540/580*
Робоча напруга	–	7	10	25	35	55	80	115	160

* *У знаменнику – проміжок «провід шлейфа – стояк анкерно-кутової опори», у чисельнику – усі проміжки, крім проміжку «провід–опора» для середньої фази, який повинен бути не меншим ніж 480 см.*

Таблиця 2.5.28. **Найменша відстань між фазами на опорі**

Розрахункова умова	Найменша ізоляційна відстань, см, для ПЛ напругою, кВ								
	до 10	20	35	110	150	220	330	500	750
Грозові перенапруги	20	45	50	135	175	250	310	400	Не нормується
Внутрішні перенапруги	22	33	44	100	140	200	280	420	640*
Робоча напруга	10	15	20	45	60	95	140	200	280

* *Якщо значення розрахункової кратності перенапруг є меншими ніж 2,1, то допустимі ізоляційні відстані перераховують пропорційно.*

2.5.127. На ПЛ слід заземлювати:

а) опори, які мають грозозахисний трос або інші пристрої блискавкозахисту;

б) залізобетонні і металеві опори ПЛ напругою від 3 кВ до 35 кВ;

в) опори, на яких установлено силові або вимірювальні трансформатори, роз'єднувачі, запобіжники та інші апарати.

Дерев'яні опори та дерев'яні опори з металевими траверсами ПЛ без грозозахисних тросів або інших пристроїв блискавкозахисту не заземлюють.

Опір заземлювальних пристроїв опор, зазначених у переліку а), за їх висоти до 50 м не має бути більшим від зазначеного в табл. 2.5.29; за висоти опор понад 50 м – у два рази меншим порівняно із зазначеним у табл. 2.5.29. На двоколових і багатоколових опорах ПЛ, незалежно від висоти опори, рекомендовано зменшувати опір заземлювальних пристроїв у два рази порівняно із зазначеним у табл. 2.5.29.

Опір заземлювального пристрою опор великих переходів із захисними апаратами не має бути більшим ніж 10 Ом за питомого опору землі до 1000 Ом • м і не більшим ніж 15 Ом – за більш високого питомого опору.

Для опор гірських ПЛ, розміщених на висоті понад 700 м над рівнем моря, значення опорів заземлювальних пристроїв, наведені в табл. 2.5.29, можна збільшувати у три рази.

Опір заземлювальних пристроїв опор, зазначених у переліку б) для ПЛ напругою від 3 кВ до 20 кВ, які проходять у населеній місцевості, і опор, які обмежують прогін перетину з інженерними спорудами (ПЛ, трубопроводи тощо), а також усіх ПЛ напругою 35 кВ, не має бути більшим від зазначеного в табл. 2.5.29. Для опор ПЛ напругою від 3 кВ до 20 кВ, які проходять у ненаселеній місцевості, опір не нормують і забезпечують його природною провідністю залізобетонних фундаментів і підземної частини опор у ґрунтах з питомим опором ρ до 500 Ом • м – для ПЛ напругою 3 кВ, до 1000 Ом • м – для ПЛ напругою 6–10 кВ і до 1500 Ом • м – для ПЛ напругою 15–20 кВ. У ґрунтах з опором ρ, більшим від вищезазначеного, опори ПЛ напругою від 3 кВ до 20 кВ у ненаселеній місцевості повинні додатково мати штучні заземлювачі з опором, не більшим ніж 250 Ом, 500 і 750 Ом відповідно для ПЛ напругою 3 кВ, напругою 6–10 кВ і напругою 15–20 кВ (2.5.130).

Таблиця 2.5.29. **Найбільший опір заземлювальних пристроїв опор ПЛ**

Питомий еквівалентний опір ґрунту ρ, Ом • м	Найбільший опір заземлювального пристрою, Ом
До 100	10
Більше 100 до 500	15
Більше 500 до 1000	20
Більше 1000 до 5000	30
Більше 5000	$6 \cdot 10^{-3}\rho$

Опір заземлювальних пристроїв опор ПЛ, зазначених у переліку в) для ПЛ напругою 110 кВ і вище, не повинен бути більшим від зазначеного в табл. 2.5.29, а для ПЛ напругою від 3 кВ до 35 кВ він має бути не більшим ніж 10 Ом, якщо інше не вимагається в технічних умовах або інструкції з експлуатації обладнання, встановленого на опорі.

Для ПЛ, захищених тросами, опір заземлювальних пристроїв, виконаних за умовами блискавкозахисту, треба забезпечувати в разі, коли трос від'єднано, а за іншими умовами – коли трос не від'єднано.

Місце приєднання заземлювального пристрою до залізобетонної опори має бути доступним для виконання вимірювань без підняття на опору.

2.5.128. Залізобетонні фундаменти опор ПЛ напругою 110 кВ і вище можна використовувати як природні заземлювачі (за винятком 2.5.129 і 2.5.211) у разі здійснення металічного зв'язку між анкерними болтами та арматурою фундаменту і за відсутності гідроізоляції залізобетону полімерними матеріалами.

Бітумна обмазка на залізобетонних опорах і фундаментах не впливає на їх використання як природних заземлювачів.

2.5.129. У разі проходження ПЛ напругою 110 кВ і вище в місцевості з глинистими, суглинистими, супіщаними і подібними ґрунтами з питомим опором $\rho \leq 1000$ Ом • м використовують арматуру залізобетонних фундаментів і опор як природні заземлювачі без додаткового укладання або в поєднанні з укладанням штучних заземлювачів. У ґрунтах з $\rho > 1000$ Ом • м необхідне значення опору заземлювального пристрою треба забезпечувати лише штучними заземлювачами.

2.5.130. Необхідний опір заземлювальних пристроїв опор ПЛ напругою 35 кВ і опор ПЛ напругою від 3 кВ до 20 кВ, який визначають згідно з табл. 2.5.29, повинен забезпечуватися використанням штучних заземлювачів, а природну провідність фундаментів і підземних частин опор під час розрахунків враховувати немає потреби.

Використовувати природну провідність підземної частини залізобетонних опор ПЛ напругою від 3 кВ до 20 кВ у ненаселеній місцевості як природні заземлювачі з ненормованим опором без додаткового укладання або в поєднанні з укладанням штучного заземлювача (2.5.127, перелік б)) можна за умови металевого зв'язку між стержнями поздовжньої арматури, яка знаходиться в підземній частині стояків опори, заземлювальними провідниками і штучним заземлювачем, якщо він є. Вертикальні штучні заземлювачі слід установлювати на відстані не ближче ніж 0,5 м від стояків опори.

За наявності в мережах напругою від 3 кВ до 20 кВ опор із заземлювальними пристроями, опір яких перевищує значення, наведені в табл. 2.5.29, час замикання на землю повинен бути обмеженим за умов термічної стійкості заземлювачів. Граничне його значення треба визначати для кожної окремої мережі залежно від її номінальної напруги, ємнісного струму замикання на землю і найбільшого значення ρ ґрунтів, по яких проходять ПЛ.

У тих випадках, коли граничного часу замикання на землю недостатньо для пошуку місця пошкодження, на шинах живильної підстанції рекомендовано встановлювати пристрій шунтування пошкодженої фази.

2.5.131. Для заземлення залізобетонних опор в якості заземлювальних провідників (заземлювальних спусків) необхідно використовувати елементи напруженої і ненапруженої поздовжньої арматури стояків, які металічно з'єднано між собою і які можна приєднувати до заземлювача і елементів опори, що підлягають заземленню.

Елементи арматури, які використовують як заземлювальні провідники і природні заземлювачі, повинні задовольняти вимоги до термічної стійкості у разі протікання струмів короткого замикання (КЗ). За час КЗ стержні не повинні нагріватися більше ніж на 60 °С.

Відтяжки залізобетонних опор потрібно використовувати як заземлювальні провідники додатково до арматури.

За неможливості виконання попередніх умов необхідно поза стояком або всередині його прокладати заземлювальний провідник. У разі прокладання заземлювального провідника на опорах ПЛ напругою від 3 кВ до 20 кВ і неможливості металевого з'єднання його з арматурою, яка знаходиться в підземній частині опори (2.5.130), провідник треба приєднувати до штучного заземлювача з опором, не більшим від зазначеного в табл. 2.5.29, незалежно від того, по якій місцевості проходять ПЛ.

Троси, які заземлюють згідно з 2.5.120, і деталі кріплення ізоляторів до траверси залізобетонних опор повинні бути металево з'єднаними із заземлювальним провідником.

2.5.132. Переріз кожного із заземлювальних провідників (спусків) на опорі ПЛ не повинен бути меншим ніж 35 мм^2, а діаметр для однодротових провідників не повинен бути меншим ніж 10 мм (переріз 78,5 мм^2). Кількість заземлювальних провідників на опорах ПЛ напругою 110 кВ і вище не повинна бути меншою за два.

Для районів із середньорічною відносною вологістю повітря 60% і більше, а також у разі середньо- і сильноагресивних ступенів впливу середовища заземлювальні провідники (спуски) в місці їх входу в ґрунт слід захищати від корозії відповідно до вимог будівельних норм.

У разі небезпеки корозії заземлювачів треба збільшувати їх переріз або використовувати заземлювачі з гальванічним мідним покриттям (1.7.117).

На дерев'яних опорах рекомендовано застосовувати болтове з'єднання заземлювальних спусків; на металевих і залізобетонних опорах з'єднання заземлювальних спусків може бути як болтовим, так і зварним.

2.5.133. Заземлювачі опор ПЛ, як правило, повинні знаходитися на глибині, не меншій ніж 0,5 м, а в орній землі – на глибині 1 м. У разі встановлення опор у скельних ґрунтах допускається прокладати променеві заземлювачі безпосередньо під розбірним шаром над скельними породами за товщини шару, не меншої ніж 0,1 м. За меншої товщини цього шару або за його відсутності прокладати заземлювачі по поверхні скелі рекомендовано із заливанням їх цементним розчином.

ОПОРИ І ФУНДАМЕНТИ

2.5.134. Опори ПЛ поділяються на два основних види: анкерні опори, які повністю сприймають натяг проводів і тросів у суміжних з опорою прогонах, і проміжні, які не сприймають натяг проводів або сприймають його частково. На базі анкерних опор можна виконувати кінцеві і транспозиційні опори. Проміжні й анкерні опори можуть бути прямими і кутовими.

Залежно від кількості електричних кіл, проводи яких підвішують на опорах, останні поділяються на одноколові, двоколові і багатоколові.

Опори можна виконувати вільностоячими або з відтяжками.

Проміжні опори можуть бути гнучкої і жорсткої конструкції; анкерні опори повинні бути жорсткими. Допускається застосовувати анкерні опори гнучкої конструкції для ПЛ напругою до 35 кВ.

До опор жорсткої конструкції відносяться опори, відхилення вершини яких (без урахування повороту фундаментів) під час впливу розрахункових навантажень за другою групою граничних станів не перевищує 1/100 висоти опори. Опори, вершини яких відхиляються більше ніж на 1/100 їх висоти, відносяться до опор гнучкої конструкції.

Опори анкерного типу можуть бути нормальної і полегшеної конструкції (див. 2.5.80).

Нові конструкції опор ПЛ напругою 330–750 кВ до введення їх у масове виробництво повинні проходити випробування за вимогами чинних стандартів.

2.5.135. Анкерні опори треба застосовувати в місцях, які визначаються умовами роботи на ПЛ під час їх спорудження та експлуатації, а також умовами роботи конструкції опори.

На нових (що проектуються) ПЛ напругою 35 кВ і вище з підвісним кріпленням проводів відстань між анкерними опорами повинна бути не більшою ніж 10 км, а на ПЛ, які проходять у важкодоступній місцевості і в місцевості з особливо складними природними умовами, – не більше ніж 5 км.

На ПЛ напругою 35 кВ і нижче з проводами, закріпленими на штирових (стрижневих) ізоляторах, відстань між анкерними опорами не повинна перевищувати 1,5 км у районах за ожеледдю 1–3 і 1 км – у районах за ожеледдю 4 і більше.

На ПЛ напругою 20 кВ і нижче з підвісними ізоляторами відстань між анкерними опорами не повинна перевищувати 3 км.

На ПЛ, які проходять по гірській або сильно пересіченій місцевості в районах за ожеледдю 3 і більше, рекомендовано встановлювати опори анкерного типу на перевалах і в інших точках, які різко піднімаються над навколишньою місцевістю.

2.5.136. Конструкції опор на відключеній ПЛ, а на ПЛ напругою 110 кВ і вище і за наявності на ній напруги повинні забезпечувати:

– виконання їх технічного обслуговування та ремонтних робіт;

– зручне і безпечне підняття виробничого (електротехнічного) персоналу на опору від рівня землі до вершини опори і його переміщення по елементах опори (стояках, траверсах, тросостояках, підкосах тощо).

На опорі та її елементах треба передбачати можливість кріплення спеціальних пристроїв і пристосувань для виконання експлуатаційних і ремонтних робіт.

2.5.137. Для піднімання виробничого (електротехнічного) персоналу на опору має бути передбачено такі заходи:

а) на кожному стояку металевих опор висотою до 20 м за відстаней між точками кріплення решітки до поясів стояка понад 0,6 м або за нахилу решітки до горизонталі, більшого ніж 30°, а для опор висотою від 20 до 50 м – незалежно від відстаней між точками решітки і кута її нахилу виконують спеціальні сходинки (степ-болти) на одному поясі або сходинки без огорожі, які доходять до відмітки верхньої траверси.

Конструкція тросостояка на цих опорах повинна забезпечувати зручне піднімання або мати спеціальні сходинки (степ-болти).

На металевих багатогранєвих гнутих стояках необхідно встановлювати стаціонарні драбини без огорож до висоти кріплення троса;

б) на кожному стояку металевих опор висотою понад 50 м треба установлювати сходинки з огорожею, які доходять до вершини опори. При цьому через кожні 15 м по вертикалі потрібно виконувати площадки (трапи) з огорожами. Трапи з огорожами виконують також на траверсах цих опор. На опорах із шпренгельними траверсами необхідно забезпечувати можливість триматися за тягу під час переміщення по траверсі;

в) на залізобетонних опорах будь-якої висоти треба забезпечувати можливість піднімання на нижню траверсу з телескопічних вишок, по інвентарних драбинах або за допомогою спеціальних інвентарних піднімальних пристроїв. Для піднімання по залізобетонному центрифугованому стояку вище нижньої траверси на опорах ПЛ напругою від 35 кВ до 750 кВ потрібно передбачати стаціонарні лази (сходинки без огорож тощо).

Для піднімання по залізобетонному віброваному стояку ПЛ напругою 35 кВ і нижче, на якому встановлено силові або вимірювальні трансформатори, роз'єднувачі або інші апарати, треба передбачати можливість кріплення інвентарних драбинок або спеціальних інвентарних піднімальних пристроїв. На залізобетонні вібровані стояки, на яких вищезазначене електроустаткування не встановлюють, ця вимога не поширюється.

Зручне піднімання на тросостояки і металеві вертикальні частини стояків залізобетонних опор ПЛ напругою 35 кВ і вище має забезпечувати їх конструкція або спеціальні сходинки (степ-болти);

г) залізобетонні опори, по яких не допускають піднімання по інвентарних драбинах або за допомогою спеціальних інвентарних підіймальних пристроїв (опори з відтяжками або внутрішніми зв'язками, закріпленими на стояку нижче нижньої траверси тощо) треба забезпечувати стаціонарними сходами без огорож, які доходять до нижньої траверси. Вище від нижньої траверси слід монтувати пристрої, зазначені в переліку в) цього пункту.

РОЗТАШУВАННЯ ВОЛОКОННО-ОПТИЧНИХ ЛІНІЙ ЗВ'ЯЗКУ НА ПЛ

2.5.138. Волоконно-оптичні кабелі розміщують на ПЛ будь-якого класу номінальної напруги виходячи із умов механічної міцності конструкцій ПЛ, наведеного на кабелі потенціалу, додержання необхідних габаритів тощо.

2.5.139. Вимоги 2.5.140–2.5.159 поширюються на розміщення на ПЛ оптичних кабелів (ОК) таких типів:

– ОКГТ – оптичний кабель, вбудований у грозозахисний трос;

– ОКФП – оптичний кабель, вбудований у фазний провід;

– ОКСН – оптичний кабель самоутримний неметалевий;

– ОКНН – оптичний кабель неметалевий, який прикріплюють або навивають на грозозахисний трос чи фазний провід.

2.5.140. Усі елементи ВОЛЗ-ПЛ повинні відповідати умовам роботи ПЛ. У разі механічних розрахунків ВОЛЗ-ПЛ кліматичні умови повинні відповідати вимогам, прийнятим для повітряної лінії електропередавання. Якщо ВОЛЗ-ПЛ споруджують на існуючих ПЛ, то приймають ті самі кліматичні умови, що й під час їх проектування та будівництва.

2.5.141. Для спорудження конкретної лінії зв'язку допускається використовувати кілька ПЛ різної напруги, які збігаються за напрямком з її трасою.

2.5.142. У разі спорудження вводів ОК на регенераційні пункти і вузли зв'язку енергооб'єктів на окремих самостійних опорах конструктивне виконання і вимоги до параметрів і характеристик вводів визначають у проекті.

2.5.143. Елементи ВОЛЗ-ПЛ, включаючи вводи ОК на регенераційні пункти, вузли зв'язку енергооб'єктів, треба проектувати на такі самі кліматичні умови, що й для ПЛ, на якій ця ВОЛЗ розміщується. Вони повинні відповідати вимогам 2.5.25–2.5.85.

2.5.144. Оптичні кабелі, які розміщуються на елементах ПЛ, повинні задовольняти такі вимоги:

– механічна міцність;

– термічна стійкість;

– стійкість до впливу грозових перенапруг;

– забезпечення навантажень на оптичні волокна, які не перевищують припустимі;

– стійкість до впливу корозії;

– стійкість до впливу електричного поля.

2.5.145. Механічний розрахунок ОКГТ, ОКФП, ОКСН треба виконувати на розрахункові навантаження за методом допустимих напружень з урахуванням залишкової деформації кабелів і допустимих навантажень на оптичне волокно.

2.5.146. Механічний розрахунок грозозахисного троса або фазного проводу, на яких розміщують ОКНН, треба виконувати з урахуванням додаткових вагових і вітрових навантажень від ОК у всіх режимах, зазначених у 2.5.76.

2.5.147. Механічний розрахунок ОК усіх типів виконують для вихідних умов за 2.5.76.

Значення фізико-механічних параметрів, необхідних для механічного розрахунку ОК, і дані з залишкової деформації приймають за технічними умовами на ОК або за даними виробників кабелів.

2.5.148. Оптичні кабелі потрібно захищати від вібрації відповідно до умов їх підвішування і вимог виробника ОК.

2.5.149. У разі підвішування на ПЛ ОКГТ і ОКФП їх розміщення повинне задовольняти вимогам 2.5.95–2.5.102 і 2.5.120.

2.5.150. Кріплення ОКГТ до натяжних і підтримувальних підвісів виконують спіральними затискачами, незалежно від напруги ПЛ. ОКГТ треба, як правило, заземлювати на кожній опорі. Значення опору заземлювальних пристроїв опор, на яких підвішено ОКГТ, повинне відповідати значенню опору згідно з табл. 2.5.29. Допускається збільшувати ці опори в разі забезпечення термічної стійкості ОК.

Під час плавлення ожеледі на грозозахисних тросах допускається ізолювальне кріплення ОКГТ за умови, що стійкість оптичних волокон за температурним режимом задовольняє умови роботи в режимах плавлення ожеледі і протікання струмів на цій ділянці (див. також 2.5.151, 2.5.152, 2.5.154).

2.5.151. Оптичні кабелі ОКГТ, ОКФП, ОКНН треба перевіряти на роботоздатність за температурним режимом під час протікання максимального повного струму КЗ, який визначають з урахуванням часу спрацювання резервних захистів, дії ПРВВ і АПВ і повного часу відключення вимикачів. Допускається не враховувати далеке резервування.

2.5.152. Оптичні кабелі ОКФП і ОКНН (у разі підвішування їх на фазному проводі) потрібно перевіряти на роботоздатність за температурним режимом за температур проводу, які виникають під час його нагрівання найбільшим робочим струмом лінії.

2.5.153. Напруженість електричного поля в точці підвішування ОКСН визначають з урахуванням реального розміщення кабелю, транспозиції фаз ПЛ, а також конструкції затискача (протектора).

2.5.154. Оптичний кабель типу ОКНН треба перевіряти:

– у разі підвішування його на фазному проводі – на стійкість до впливу електричного поля проводів;

– у разі підвішування його на грозозахисному тросі – на стійкість до впливу електричної напруги, наведеної на тросі, і до прямих ударів блискавки в трос.

2.5.155. Струми КЗ, на які виконують перевірку ОК (ОКГТ, ОКФП, ОКНН) на термічну стійкість, визначають з урахуванням перспективи розвитку енергосистеми.

2.5.156. Місце кріплення ОКСН на опорі з урахуванням його залишкової деформації в процесі експлуатації визначають виходячи з умов:

– стійкості оболонки до впливу електричного поля;

– забезпечення найменшої відстані до поверхні землі – не менше ніж 5 м незалежно від напруги ПЛ і типу місцевості;

– забезпечення найменшої відстані від ОКСН до фазних проводів на опорі – не менше ніж 0,6 м для ПЛ напругою до 35 кВ; 1 м – напругою 110 кВ; 1,5 м – напругою 150 кВ; 2 м – напругою 220 кВ; 2,5 м – напругою 330 кВ; 3,5 м – напругою 500 кВ; 5 м – напругою 750 кВ за відсутності ожеледі і вітру.

З урахуванням зазначених умов ОКСН можна розміщувати як вище фазних проводів, так і між фазами або нижче фазних проводів.

2.5.157. У разі кріплення ОКНН до фазного проводу треба забезпечувати такі найменші відстані від проводів з прикріпленим або навитим ОК:

– до конструкції опори в разі відхилення від дії вітру – згідно з табл. 2.5.27; за кліматичних умов – відповідно до 2.5.85.

– до землі, інженерних споруд і природних перешкод – згідно з табл. 2.5.30–2.5.36, 2.5.41, 2.5.42, 2.5.45–2.5.51.

2.5.158. У разі підвішування на ПЛ ОК будь-якого типу опори та їх закріплення в ґрунті слід перевіряти з урахуванням додаткових навантажень, які при цьому виникають.

2.5.159. Окремі відрізки ОК з'єднують спеціальними з'єднувальними муфтами, які розміщуються на опорах.

Висота розміщення з'єднувальних муфт на опорах ПЛ повинна бути не меншою ніж 5 м від основи опори.

До опор ПЛ, на яких розміщують з'єднувальні муфти ОК, у будь-яку пору року треба забезпечувати під'їзд транспортних засобів зі зварювальним і вимірювальним обладнанням.

На опорах ПЛ, у разі розміщення на них муфт ОК, додатково до знаків, зазначених у 2.5.18, треба наносити такі постійні знаки:

– умовне позначення ВОЛЗ;

– порядкове число з'єднувальної муфти.

ПРОХОДЖЕННЯ ПЛ ПО НАСЕЛЕНІЙ І ВАЖКОДОСТУПНІЙ МІСЦЕВОСТЯХ

2.5.160. Відстані від проводів ПЛ до поверхні землі в ненаселених і важкодоступних місцевостях у нормальному режимі ПЛ не повинні бути меншими від зазначених у табл. 2.5.30.

Найменші відстані визначають за найбільшої стріли провисання проводу без урахування його нагрівання електричним струмом (якщо не передбачено режим передачі потужності з перегрівом проводів за 2.5.86):

– за найвищої температури повітря – за 2.5.60;

– за температури повітря за 2.5.23 при гранично допустимих значеннях напруженості електричного поля для ПЛ 330 кВ і вище;

– за розрахункового ожеледного навантаження – згідно з формулою (2.5.1) і за температури повітря під час ожеледі – згідно з 2.5.61.

2.5.161. Під час вибору трас ПЛ усіх класів напруг рекомендовано не займати землі, які зрошують за допомогою дощувальних установок. Допускається проходження ПЛ цими землями за умови виконання вимог будівельних норм і правил на меліоративні системи та споруди.

2.5.162. У місцях перетину ПЛ з меліоративними каналами найменша відстань по вертикалі від проводів за вищої температури повітря без урахування нагрівання проводу електричним струмом до підіймальної або висувної частини землерийних машин, розміщених на дамбі або бермі каналів, у робочому положенні або до габаритів землесосів за найбільшого рівня високих вод повинна бути не меншою від: 2 м – для ПЛ напругою до 20 кВ; 4 м – для ПЛ напругою від 35 кВ до 110 кВ; 5 м – для ПЛ напругою 150–220 кВ; 6 м – для ПЛ напругою 330 кВ; 9 м – для ПЛ напругою 500–750 кВ.

Опори треба розміщувати поза смугою земель, відведених у постійне користування для меліоративних каналів.

Таблиця 2.5.30. **Найменші відстані від проводів ПЛ до поверхні землі в ненаселеній і важкодоступній місцевості**

Характеристика місцевості	Найменша відстань, м, для ПЛ напругою, кВ						
	до 20	35–110	150	220	330	500	750
1	2	3	4	5	6	7	8
Ненаселена місцевість; райони степів з ґрунтами, не придатними для землеробства	6	6	6,5	7	7,5	8	12

Продовження табл. 2.5.30

1	2	3	4	5	6	7	8
Важкодоступна місцевість	5	5	5,5	6	6,5	7	10
Недоступні схили гір, скелі, бескиди тощо	3	3	3,5	4	4,5	5	7,5

2.5.163. Якщо ПЛ проходить паралельно з меліоративними каналами, крайні проводи ПЛ у разі невідхиленого їх положення треба розміщувати поза смугою земель, відведених у постійне користування для меліоративних каналів.

2.5.164. Шпалерний дріт для підвішування винограду, хмелю та інших аналогічних сільськогосподарських культур або дріт огорожі культурних пасовищ, який перетинається з ПЛ напругою 110 кВ і вище під кутом менше ніж 70° або проходить на протяжності 2 км та більше за відстані від осі ПЛ напругою 110 кВ і вище змінного струму за напруги 110 кВ – 100 м; напруги 154, 220 кВ – 150 м; напруги 330, 500 кВ – 200 м; 750 кВ – 250 м, треба заземлювати через кожні 50–70 м в межах охоронної зони ПЛ. Опір заземлення не нормується, переріз заземлювального провідника повинен бути не меншим від перерізу дроту шпалери чи огорожі в зоні перетину.

ПРОХОДЖЕННЯ ПЛ ПО ТЕРИТОРІЇ, ЗАЙНЯТІЙ НАСАДЖЕННЯМИ

2.5.165. Необхідно, як правило, уникати прокладання ПЛ по землях, зайнятих лісами природоохоронного, наукового, історико-культурного призначення, рекреаційно-оздоровчими лісами, захисними лісами, а також парками і садами.

2.5.166. Для проходження ПЛ по території, зайнятій насадженнями, треба прорубувати просіки або влаштовувати проїзди до опор згідно з проектами будівництва ПЛ.

Ширину просік у насадженнях приймають залежно від висоти насаджень з урахуванням їх перспективного росту протягом 25 років з часу введення ПЛ в експлуатацію та категорії лісів:

а) для проходження ПЛ через сади або інші багаторічні насадження із перспективною висотою до 4 м, а також просіки прокладають у разі, якщо необхідність їх улаштування визначено умовами будівництва ПЛ.

За необхідності улаштування просік їх ширина має дорівнювати відстані між крайніми проводами плюс додаткові відстані:

1) для ПЛ напругою до 20 кВ – по 1 м по обидва боки від проекції крайніх проводів;

2) для ПЛ напругою від 35 кВ до 150 кВ – по 2 м по обидва боки від проекції крайніх проводів;

3) для ПЛ напругою 220 кВ, 330 кВ, 400 кВ, 500 кВ та 750 кВ – по 3 м по обидва боки від проекції крайніх проводів.

Для експлуатації ПЛ, які проходять через ліси, сади або насадження інших дерев, в яких просіку проектом не передбачено, улаштовують проїзди до опор для автотранспортної та спеціальної техніки, а також вільні від насаджень земельні ділянки в радіусі до 5 м навколо фундаментів або елементів опор, які необхідні для виконання ремонтних і експлуатаційних робіт;

б) у насадженнях із перспективною висотою порід понад 4 м в лісах природоохоронного, наукового, історико-культурного призначення, рекреаційно-оздоровчих і захисних лісах, у парках і садах ширина просіки A, м, ПЛ має дорівнювати:

$$A = D + 2(B + a + K), \qquad (2.5.26)$$

де D – відстань по горизонталі між крайніми, найбільш віддаленими проводами фаз, м;

B – найменша допустима відстань по горизонталі між крайнім проводом ПЛ і кроною дерев (ці відстані повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.31), м;

Таблиця 2.5.31. **Найменша відстань по горизонталі між проводами ПЛ і кронами дерев**

Напруга ПЛ, кВ	До 20	35–110	150–220	330–500	750
Найменша відстань, м	2	3	4	5	8

a – горизонтальна проекція стріли провисання проводу і підтримувального ізоляційного підвісу, м, за найбільшого їх відхилення згідно з формулами (2.5.21 а) і (2.5.21 б) з урахуванням типу місцевості за 2.5.45;

K – радіус горизонтальної проекції крони з урахуванням перспективного росту протягом 25 років з часу введення ПЛ в експлуатацію, м.

Радіуси проекцій крон дерев основних лісоутворювальних порід приймають такими, м:

- сосна, модрина – 7,0;
- ялина, ялиця, клен, осика – 5,0;
- дуб, бук – 9,0;
- липа, береза – 4,5.

Для інших порід дерев радіуси проекцій крон визначають під час конкретного проектування згідно з даними власника насаджень;

в) в експлуатаційних лісах з перспективною висотою порід понад 4 м ширину просіки приймають такою, що дорівнює більшому з двох значень, обчислених за формулою (2.5.26) і за формулою:

$$A = D + 2H, \qquad (2.5.27)$$

де H – висота насаджень з урахуванням перспективного росту, м.

г) для ПЛЗ ширину просік у насадженнях приймають не меншою, ніж відстань між крайніми проводами плюс 2 м у кожен бік незалежно від висоти насаджень. У разі проходження ПЛЗ по території фруктових садів з деревами висотою понад 4 м відстань від крайніх проводів до дерев повинна бути не меншою ніж 2 м.

2.5.167. У місцях, де ПЛ мають конструктивні рішення з підвищеними вертикальними відстанями над насадженнями, у місцях зниження рельєфу, на косогорах і в ярах просіку для ПЛ прокладають шириною, визначеною відповідно до 2.5.166, перелік а), якщо відстань по вертикалі від верхівки дерев до проводу лінії у стані його найбільшого провисання є більшою ніж:

- 2 м – для ПЛ напругою до 110 кВ;
- 3 м – для ПЛ напругою 150 кВ, 220 кВ;

– 4 м – для ПЛ напругою 330 кВ;
– 5 м – для ПЛ напругою 500 кВ;
– 8 м – для ПЛ напругою 750 кВ.

2.5.168. Окремі дерева чи групи дерев, які ростуть поза просікою і загрожують падінням на проводи або опори ПЛ, треба вирубувати.

По всій ширині просіки по трасі ПЛ її треба очищувати від вирубаних дерев і чагарників, місця порушення схилів на просіках треба засаджувати чагарниковими породами.

На пухких (піщаних) ґрунтах, крутих (понад 15°) схилах і в місцях, які зазнають розмивання та впливу вітрової ерозії, заборонено викорчовувати пні, вирубувати кущі та молодняк висотою до 2 м. На інших ділянках просік пні потрібно викорчовувати або зрізувати їх під рівень землі та рекультивувати землі.

ПРОХОДЖЕННЯ ПЛ ЧЕРЕЗ НАСЕЛЕНУ МІСЦЕВІСТЬ

2.5.169. Прокладати ПЛ у населеній місцевості необхідно з дотриманням вимог державних будівельних норм України «Містобудування. Планування і забудова міських і сільських поселень». Прокладати ПЛ 750 кВ у населеній місцевості не дозволено. ПЛ напругою від 35 кВ до 500 кВ необхідно, як правило, розміщувати за межами сельбищних територій. На сельбищних територіях усіх видів поселень дозволено споруджувати ПЛ напругою, нижчою ніж 35 кВ. ПЛ напругою 35 кВ дозволяється споруджувати на сельбищних територіях усіх видів поселень із будинками висотою до трьох поверхів включно.

Допускається проходження ПЛ напругою від 35 кВ до 500 кВ через протяжні сільські населені пункти з однорядною чи дворядною забудовою за умови виділення коридору між садибами, ширина якого для ПЛ напругою від 35 кВ до 220 кВ має дорівнювати ширині охоронної зони відповідно до табл. 2.5.32, а для ПЛ напругою від 330 кВ до 500 кВ – ширині санітарно-захисної зони відповідно до табл. 2.5.32 плюс 20 м з кожного боку зони.

Кут перетину ПЛ з вулицями (проїздами) не нормується. У разі проходження ПЛ уздовж вулиці проводи допускається розташовувати над проїзною частиною вулиць і доріг місцевого значення.

Таблиця 2.5.32. **Відстань від проводів до межі зон і споруд**

Напруга, кВ	Відстань по горизонталі від проекції крайніх проводів до межі зон і споруд, м		
	Проводи у невідхиленому стані		Проводи в стані найбільшого відхилення
	Відстань до межі ОЗ	Відстань до межі СЗЗ	Відстань до об'єктів (будівель, споруд, гаражів), розташованих в ОЗ
1	2	3	4
Понад 1 до 20	10	–	2
35	15	–	4
110	20	–	4

Продовження табл. 2.5.32

1	2	3	4
150	25	–	5
220	25	–	6
330	30	20	8
500	30	30	Розташування об'єктів в ОЗ заборонено*
750	40	40	Те саме
** До виробничих будівель і споруд тільки на території електроустановок дозволена відстань становить 10 м.*			

2.5.170. Кріплення проводів ПЛ на штирових (стрижневих) ізоляторах повинне бути подвійним, а на ПЛЗ – посиленим. У разі застосування підвісних і полімерних ізоляторів кріплення проводів на проміжних опорах треба виконувати за допомогою глухих затискачів.

2.5.171. Найменші відстані від проводів ПЛ до поверхні землі в населеній місцевості в нормальному режимі роботи ПЛ потрібно приймати не меншими від зазначених у табл. 2.5.33.

Найменші відстані визначають за найбільшої стріли провисання проводу за температурних умов і умов механічних навантажень, встановлених у 2.5.160.

2.5.172. У місцях проходження ПЛ через вулиці, проїзди тощо відстані по вертикалі від проводів перерізом алюмінієвої частини, меншим за 185 мм^2, до поверхні землі треба перевіряти також на обрив проводу в суміжному прогоні за середньорічної температури повітря, без урахування нагрівання проводів електричним струмом. Ці відстані повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.33.

У разі проходження ПЛ через спеціально відведені (у межах міст) коридори, а також для ПЛ з проводами перерізом алюмінієвої частини 185 мм^2 і більше перевіряти вертикальні відстані в разі обриву проводів не потрібно.

2.5.173. Відстань по горизонталі від основи опори ПЛ до кювету або бордюрного каменя проїзної частини вулиці (проїзду) повинна бути не меншою ніж 2,0 м; відстань до тротуарів і пішохідних доріжок не нормується.

Для запобігання наїздам транспортних засобів на опори ПЛ, установлені в межах міських і сільських вулиць і доріг, їх слід огороджувати відповідно до вимог будівельних норм і правил.

2.5.174. Проходження ПЛ напругою до 330 кВ над будівлями та спорудами, які не заборонено розташовувати в ОЗ ПЛ (див. 2.5.175), а також проходження ПЛ напругою до 500 кВ над виробничими будівлями і спорудами на території електроустановок виконують за таких умов:

– будівлі і споруди повинні мати I або II ступінь вогнестійкості відповідно до будівельних норм і правил пожежної безпеки, а також покрівлю із матеріалів групи горючості Г1 або Г2;

– відстань по вертикалі від проводів ПЛ до зазначених будівель і споруд за найбільшої стріли провисання повинна бути не меншою від зазначених у табл. 2.5.33;

– кріплення проводів на ПЛ напругою до 220 кВ у прогонах перетину має бути подвійним.

Проходження ПЛ напругою від 330 кВ до 500 кВ над виробничими будівлями допускається за умови забезпечення захисту працівників, які перебувають або можуть перебувати в будівлі, від впливу електричного поля.

Таблиця 2.5.33. **Найменша відстань по вертикалі від проводів ПЛ до поверхні землі, виробничих будівель і споруд у населеній місцевості**

Умови роботи ПЛ	Найменша відстань, м, для ПЛ напругою, кВ					
	до 35	110	150	220	330	500
Нормальний режим: – до поверхні землі – до виробничих будівель і споруд	 7 3	 7 4	 7,5 4	 8 5	 11 7,5	 15,5 8
Обірвано провід у суміжному прогоні до поверхні землі	5,5	5,5	5,5	5,5	–	–
Примітка. ПЛ не повинні перешкоджати безпечній роботі пожежних автодрабин і колінчастих підйомників.						

Металеві покрівлі, над якими проходять ПЛ, треба заземлювати, а покрівлі, над якими проходять ПЛ напругою від 330 кВ до 500 кВ, – заземлювати у двох точках. Опір заземлення повинен бути не більшим від зазначеного в табл. 2.5.29.

2.5.175. Під час вибору трас ПЛ слід мати на увазі та неухильно дотримуватися обмежень щодо знаходження в охоронних зонах ПЛ будівель і споруд, визначених законом України «Про землі енергетики та правовий режим спеціальних зон енергетичних об'єктів» та Правилами охорони електричних мереж.

Якщо відстань до об'єкта в ОЗ є меншою, ніж передбачено табл. 2.5.32, або об'єкт розташовано безпосередньо під проводами ПЛ, то вертикальні габарити між проводами і об'єктом повинні бути не меншими, ніж визначені в табл. 2.5.33, а крім того – виконані додаткові умови, визначені в 2.5.174.

Допускається, як виняток, на ділянках траси ПЛ напругою 6 кВ і 10 кВ, які проходять у стиснених умовах, відстань по горизонталі від крайніх проводів ПЛ за найбільшого їхнього відхилення до найближчих частин житлових, громадських і садових будинків, які виступають, приймати не меншою ніж 2 м за умови застосування на таких ділянках ПЛЗ (2.5.2).

2.5.176. Відстані від відхилених проводів ПЛ, розташованих уздовж вулиць, у парках і садах, до дерев, а також до тросів підвішування дорожніх знаків повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.31.

2.5.177. Якщо за відстаней, зазначених у 2.5.175, від ПЛ до будівель і споруд, які мають приймальну радіо- або телевізійну апаратуру, радіоперешкоди перевищують значення, нормовані державними стандартами, і якщо дотримання вимог стандартів не може бути досягнуто спеціальними заходами (застосуванням виносних антен, зміною конструкції ПЛ і т. ін.) або ці заходи недоцільні, відстані від крайніх проводів ПЛ у разі невідхиленого їхнього положення до найближчих виступних частин цих будівель і споруд приймають не меншими ніж: 10 м – для ПЛ

напругою до 35 кВ; 50 м – для ПЛ напругою 110–220 кВ і 100 м – для ПЛ напругою 330 кВ і вище.

Відстані до радіоцентрів, телецентрів, вузлів радіофікації тощо приймають відповідно до 2.5.206.

Розрахунок рівня радіоперешкод виконують з урахуванням глави 1.3 цих Правил і 2.5.90.

2.5.178. Відстані від заземлювачів опор ПЛ до прокладених у землі силових кабелів приймають відповідно до глави 2.3 цих Правил.

ПЕРЕТИН І ЗБЛИЖЕННЯ ПЛ МІЖ СОБОЮ

2.5.179. Кут перетину ПЛ напругою від 1 кВ і вище між собою і з ПЛ (ПЛІ) напругою до 1 кВ не нормується.

2.5.180. Місце перетину слід вибирати якнайближче до опори верхньої (яка перетинає) ПЛ. Відстані від проводів нижньої (яку перетинають) ПЛ до опор верхньої ПЛ по горизонталі і від проводів верхньої ПЛ до опор нижньої ПЛ у просвіті повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.34, а також не меншими ніж 1,5 м – для ПЛЗ і 0,5 м – для ПЛІ.

Таблиця 2.5.34. **Найменша відстань між проводами та опорами ПЛ, які перетинаються**

Напруга ПЛ, кВ	Найменша відстань від проводів до найближчої частини опори, м	
	За найбільшого відхилення проводів	За невідхиленого положення проводів
До 330	3	6
500	4	10
750	6	15

Допускається виконувати перетини ПЛ і ПЛЗ між собою і з ПЛ (ПЛІ) напругою до 1 кВ на спільній опорі.

2.5.181. Опори ПЛ напругою 500–750 кВ, які обмежують прогін перетину з ПЛ напругою 500 кВ, повинні бути анкерного типу. Перетин ПЛ напругою 500–750 кВ з ПЛ напругою 330 кВ і нижче, а також ПЛ напругою 330 кВ і нижче між собою допускається здійснювати в прогонах, обмежених як проміжними, так і анкерними опорами. Перетину ПЛ напругою 750 кВ між собою слід уникати.

2.5.182. У разі перетину ПЛ напругою 500–750 кВ з ПЛ напругою від 6 кВ до 20 кВ і ПЛ (ПЛІ) напругою до 1 кВ опори перетнутих ПЛ, які обмежують прогін перетину, повинні бути анкерного типу, а проводи перетнутих ПЛ у прогоні перетину повинні бути:

– сталеалюмінієвими перерізом алюмінієвої частини не менше ніж 70 мм^2 – для ПЛ напругою від 6 кВ до 20 кВ;

– сталеалюмінієвими перерізом алюмінієвої частини проводів із алюмінієвого сплаву не менше ніж 70 мм^2 або з термообробленого алюмінієвого сплаву перерізом не менше 70 мм^2 – для ПЛЗ напругою від 6 кВ до 20 кВ;

– алюмінієвими перерізом не менше ніж 50 мм^2 – для ПЛ напругою до 1 кВ;

– джгут СІП без несучого нульового проводу перерізом фазної жили не менше ніж 25 мм^2 або з несучим проводом з термообробленого алюмінієвого сплаву перерізом не менше ніж 50 мм^2.

Проводи в прогонах перетинів треба кріпити на опорах за допомогою:

– підвісних скляних ізоляторів – для ПЛ (ПЛЗ) напругою від 6 кВ до 20 кВ;

– штирових ізоляторів з подвійним кріпленням до них – для ПЛ напругою до 1 кВ;

– натяжних анкерних затискачів – для ПЛІ.

2.5.183. На проміжних опорах ПЛ, яка перетинає, з підтримувальними ізоляційними підвісами проводи слід підвішувати в глухих затискачах, а на опорах із штировими (стержневими) ізоляторами необхідно застосовувати подвійне кріплення проводу.

На проміжних опорах існуючої ПЛ напругою 750 кВ, які обмежують прогін перетину з новозбудованими під нею ПЛ напругою до 330 кВ, а також на існуючих ПЛ напругою до 500 кВ перерізом алюмінієвої частини проводів 300 мм^2 і більше в разі спорудження під ними інших ПЛ допускається залишати затискачі з обмеженою міцністю закріплення і випадаючі затискачі.

2.5.184. Проводи ПЛ більш високої напруги, як правило, треба розташовувати вище від проводів перетнутих ПЛ меншої напруги. Допускається як виняток проходження ПЛ напругою 35 кВ і вище з проводами перерізом алюмінієвої частини 120 мм^2 і більше над проводами ПЛ більш високої напруги, але не вище ніж напругою 220 кВ. У містах і селищах міського типу допускається проходження ПЛІ чи ПЛ з ізольованими самоутримними проводами напругою до 1 кВ над проводами ПЛ напругою до 20 кВ. При цьому проходження ПЛ меншої напруги над проводами двоколових ПЛ більш високої напруги не допускається.

2.5.185. Перетин ПЛ напругою від 35 кВ до 500 кВ з двоколовими ПЛ таких самих напруг, що призначено для електропостачання споживачів, які не мають резервного електроживлення, або з двоколовими ПЛ, кола яких є взаєморезервованими, треба, як правило, здійснювати в різних прогонах ПЛ, які перетинаються і які розділено анкерною опорою. Перетин ПЛ напругою 750 кВ з такими ПЛ допускається виконувати в одному прогоні, обмеженому як анкерними, так і проміжними опорами.

Па ділянках траси в стиснених умовах перетин ПЛ з проводами перерізом алюмінієвої частини 120 мм^2 і більше з двоколовими ПЛ допускається здійснювати в одному прогоні тієї ПЛ, яка перетинає, обмеженому проміжними опорами. При цьому на опорах, які обмежують прогін перетину, треба застосовувати дволанцюгові підтримувальні ізоляційні підвіси з окремим кріпленням ланцюгів до опори.

2.5.186. Найменші відстані між найближчими проводами (або проводами та тросами) перетнутих ПЛ потрібно приймати не меншими від зазначених у табл. 2.5.35 за температури повітря плюс 15 °С без вітру, для проміжних значень довжин прогонів відповідні відстані визначають за допомогою лінійної інтерполяції.

Відстань між найближчими проводами ПЛ, яка перетинає, і перетнутою ПЛ напругою від 6 кВ до 35 кВ за умови, що хоча б одну з них виконано захищеними проводами, за температури плюс 15 °С без вітру повинна бути не меншою за 1,5 м.

Відстань по вертикалі між найближчими проводами ПЛЗ, яка перетинає, і перетнутої ПЛІІ за температури повітря плюс 15 °С без вітру повинна бути не меншою за 1 м.

Допускається залишати опори перетнутих ПЛ напругою до 110 кВ під проводами ПЛ напругою до 500 кВ, які перетинають, якщо відстань по вертикалі від проводів ПЛ, яка перетинає, до верху опори перетнутої ПЛ на 4 м більша від зазначених у табл. 2.5.35.

Допускається залишати опори перетнутих ПЛ напругою до 150 кВ під проводами ПЛ напругою 750 кВ, які перетинають, якщо відстань по вертикалі від проводів ПЛ напругою 750 кВ до верху опори перетнутої ПЛ становить не менше ніж 12 м за вищої температури повітря.

2.5.187. Відстані між найближчими проводами (чи між проводами та тросами) перетнутих ПЛ напругою 35 кВ і вище підлягають додатковій перевірці на умови відхилення проводів (тросів) однієї з перетнутих ПЛ у прогоні перетину за вітрового тиску згідно з формулою (2.5.11), спрямованого перпендикулярно до осі прогону даної ПЛ, і невідхиленого положення проводу (троса) іншої. При цьому відстані між проводами та тросами або проводами повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.27 або 2.5.28 для умов найбільшої робочої напруги, температуру повітря для невідхилених проводів приймають за 2.5.61.

2.5.188. На ПЛ з дерев'яними опорами, не захищених тросами, на опорах, які обмежують прогони перетину, треба установлювати ОПН на обох перетнутих ПЛ. Відстані між проводами перетнутих ПЛ повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.35.

На опорах ПЛ напругою 35 кВ і нижче в разі перетину їх з ПЛ напругою 750 кВ і нижче допускається застосовувати іскрові проміжки (ІП). При цьому для ПЛ напругою 35 кВ треба передбачати автоматичне повторне ввімкнення. ІП на одностоякових і А-подібних опорах з дерев'яними траверсами виконують у вигляді одного заземлювального спуску і закінчують бандажами на відстані 75 см (по дереву) від точки кріплення нижнього ізолятора. На П- і АП-подібних опорах заземлювальні спуски прокладають на двох стояках опор до траверси.

На ПЛ з дерев'яними опорами, не захищених тросами, в разі перетину їх з ПЛ напругою 750 кВ металеві деталі для кріплення проводів (гаки, штирі, оголовки) треба заземлювати на опорах, які обмежують прогін перетину, а кількість підвісних ізоляторів в ізоляційних підвісах повинна відповідати ізоляції для металевих опор. При цьому на опорах ПЛ напругою 35–110 кВ установлюють захисні апарати.

Якщо відстань від місця перетину до найближчих опор перетнутих ПЛ становить понад 40 м, допускається не встановлювати захисні апарати. Заземлювати деталі кріплення проводів на опорах ПЛ напругою 35 кВ і вище не потрібно.

Установлювати захисні апарати на опорах перетину не вимагається:

– для ПЛ з металевими та залізобетонними опорами;

– для ПЛ з дерев'яними опорами за відстаней між проводами ПЛ, які перетинаються, не менших ніж: 9 м – за напруги 750 кВ; 7 м – за напруги від 330 кВ до 500 кВ; 6 м – за напруги 150–220 кВ; 5 м – за напруги 35–110 кВ; 4 м – за напруги до 20 кВ.

Опір заземлювальних пристроїв дерев'яних опор із захисними апаратами приймають відповідно до табл. 2.5.29.

Таблиця 2.5.35. **Найменша відстань між проводами або проводами та тросами перетнутих ПЛ на металевих і залізобетонних опорах, а також на дерев'яних опорах за наявності грозозахисних пристроїв**

Довжина прогону ПЛ, яка перетинає, м	Найменша відстань, м, за відстані від місця перетину до найближчої опори ПЛ, м					
	30	50	70	100	120	150
У разі перетину ПЛ 750 кВ з ПЛ меншої напруги						
До 200	6,5	6,5	6,5	7,0	–	–
300	6,5	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5
450	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0
500	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0	9,5
У разі перетину ПЛ 330–500 кВ між собою і з ПЛ меншої напруги						
До 200	5,0	5,0	5,0	5,5	–	–
300	5,0	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0
450	5,0	5,5	6,0	7,0	7,5	8,0
У разі перетину ПЛ 150–220 кВ між собою і з ПЛ меншої напруги						
До 200	4	4	4	4	–	–
300	4	4	4	4,5	5	5,5
450	4	4	5	6	6,5	7
У разі перетину ПЛ 20–110 кВ між собою і з ПЛ меншої напруги						
До 200	3	3	3	4	–	–
300	3	3	4	4,5	5	–
У разі перетину ПЛ 10 кВ між собою і з ПЛ меншої напруги						
До 100	2	2	–	–	–	–
150	2	2,5	2,5	–	–	–

2.5.189. У разі паралельного проходження та зближення ПЛ однієї напруги між собою або з ПЛ інших напруг відстані по горизонталі повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.36 і прийматися такими, як для ПЛ більш високої напруги. Зазначені відстані підлягають додатковій перевірці:

– щодо неперевищення зсуву нейтралі понад 15% фазної напруги в нормальному режимі роботи ПЛ до 35 кВ з ізольованою нейтраллю за рахунок електромагнітного та електростатичного впливу ПЛ більш високої напруги;

– щодо унеможливлення розвитку резонансних перенапруг у вимкненому стані ПЛ напругою 500–750 кВ, обладнаних компенсувальними пристроями (шунтувальними реакторами, синхронними або тиристорними статичними компенсаторами тощо). Ступінь компенсації робочої ємності лінії, відстані між осями ПЛ і довжини відрізків зближень треба визначати за допомогою розрахунків.

Таблиця 2.5.36. **Найменша відстань по горизонталі між ПЛ**

Ділянки траси ПЛ	Найменша відстань, м, для ПЛ напругою, кВ								
	до 20	35	110	150	220	330	500	750	ПЛЗ
Ділянки вільної від забудови траси, між осями ПЛ	Висота найвищої опори*								3
Ділянки траси в стиснених умовах, підходи до підстанцій: – між крайніми проводами в невідхиленому положенні	2,5	4	5	6	7	10	15	20**	2
– від відхилених проводів однієї ПЛ до найближчих частин опор іншої ПЛ	2	4	4	5	6	8	10	10	2

* *Не менше ніж 50 м – для ПЛ 500 кВ і не менше ніж 75 м – для ПЛ 750 кВ.*
** *Для двох і більше ПЛ 750 кВ фазування суміжних крайніх фаз повинне бути різнойменним.*

ПЕРЕТИН І ЗБЛИЖЕННЯ ПЛ ЗІ СПОРУДАМИ ЗВ'ЯЗКУ, СИГНАЛІЗАЦІЇ ТА ЛІНІЯМИ РАДІОТРАНСЛЯЦІЙНИХ МЕРЕЖ, КАБЕЛЬНОГО ТЕЛЕБАЧЕННЯ ТА ІНТЕРНЕТУ

2.5.190. Перетин ПЛ напругою до 35 кВ з лініями зв'язку (ЛЗ), лініями радіотрансляційних мереж (ЛРМ) і кабельного телебачення та Інтернету (КТ) виконують за одним з варіантів:

– проводами ПЛ та підземним кабелем ЛЗ*, ЛРМ, КТ;

– проводами ПЛ та повітряним кабелем ЛЗ, ЛРМ, КТ;

– підземною кабельною вставкою у ПЛ та неізольованими проводами ЛЗ і ЛРМ;

– проводами ПЛ та неізольованими проводами ЛЗ і ЛРМ.

2.5.191. Перетин ПЛ напругою до 35 кВ з неізольованими проводами ЛЗ і ЛРМ можна застосовувати у таких випадках:

– якщо неможливо прокласти ні підземний кабель ЛЗ і ЛРМ, ні кабель ПЛ;

– якщо застосування кабельної вставки в ЛЗ призведе до необхідності встановлення додаткового або перенесення раніше встановленого підсилювального пункту ЛЗ;

– якщо в разі застосування кабельної вставки в ЛРМ загальна довжина кабельних вставок у лінію перевищує припустимі значення;

– якщо на ПЛ застосовано підвісні ізолятори. При цьому ПЛ на ділянці перетину з неізольованими проводами ЛЗ і ЛРМ виконують з підвищеною механічною міцністю проводів і опор (див. 2.5.198).

2.5.192. Перетин ПЛ напругою від 110 кВ до 500 кВ з ЛЗ і ЛРМ здійснюють за одним із таких варіантів:

– проводами ПЛ та підземним кабелем ЛЗ, ЛРМ і КТ;

– проводами ПЛ та проводами ЛЗ, ЛРМ і КТ.

* У цій главі до кабелів зв'язку відносяться металеві та оптичні кабелі з металевими елементами.

Перетин ПЛ напругою 750 кВ із ЛЗ, ЛРМ і КТ виконують підземним кабелем ЛЗ, ЛРМ і КТ.

2.5.193. У разі перетину ПЛ напругою від 110 кВ до 500 кВ з проводами повітряних ЛЗ і ЛРМ застосовувати кабельні вставки немає потреби, якщо:

– застосування кабельної вставки в ЛЗ може призвести до необхідності встановлення додаткового підсилювального пункту на ЛЗ, а відмова від застосування цієї кабельної вставки не призведе до збільшення негативного впливу ПЛ на ЛЗ понад допустимі норми;

– застосування кабельної вставки в ЛРМ може призвести до перевищення сумарної припустимої довжини кабельних вставок у лінії, а відмова від цієї кабельної вставки не призведе до збільшення негативного впливу ПЛ на ЛРМ понад допустиме значення.

2.5.194. У прогоні перетину ЛЗ і ЛРМ з ПЛ напругою до 750 кВ, на яких передбачають канали високочастотного зв'язку і телемеханіки з апаратурою, що працює в співпадаючому спектрі частот з апаратурою ЛЗ і ЛРМ і має потужність на один канал:

– понад 10 Вт – ЛЗ і ЛРМ виконують підземними кабельними вставками. Довжину кабельної вставки визначають з розрахунку негативного впливу ПЛ, при цьому відстань по горизонталі від основи кабельної опори ЛЗ і ЛРМ до проекції крайнього проводу ПЛ на горизонтальну площину повинна бути не меншою за 100 м;

– від 5 до 10 Вт – необхідність застосування кабельної вставки в ЛЗ і ЛРМ чи прийняття інших засобів захисту визначають шляхом розрахунку перешкоджаючого впливу. При цьому у випадку застосування кабельної вставки відстань у просвіті від невідхилених проводів ПЛ напругою до 500 кВ до вершин кабельних опор ЛЗ і ЛРМ повинна бути не меншою за 20 м, а для ПЛ напругою 750 кВ – не меншою за 30 м;

– менше 5 Вт, або якщо високочастотна апаратура ПЛ працює в неспівпадаючому спектрі частот, або ЛЗ і ЛРМ не ущільнено високочастотною апаратурою – застосовувати кабельну вставку в разі перетину з ПЛ напругою до 750 кВ за умови перешкоджального впливу немає потреби. Якщо кабельна вставка в ЛЗ і ЛРМ обладнується не за умови перешкоджального впливу від високочастотних каналів ПЛ, то відстань по горизонталі від основи кабельної опори ЛЗ і ЛРМ до проекції на горизонтальну площину крайнього невідхиленого проводу ПЛ напругою 330 кВ повинна бути не меншою ніж 15 м. Для ПЛ напругою 500 кВ відстань у просвіті від крайніх невідхилених проводів до вершини кабельних опор ЛЗ і ЛРМ повинна бути не меншою ніж 20 м, а для ПЛ напругою 750 кВ – не меншою ніж 30 м.

2.5.195. Перетин проводів ПЛ з повітряними лініями міського телефонного зв'язку не допускається; ці лінії в прогоні перетину з проводами ПЛ повинні виконуватися лише підземними кабелями.

2.5.196. У разі перетину ПЛ з підземним кабелем звя'зку, КТ і ЛРМ (або з підземною кабельною вставкою) треба дотримуватися таких вимог:

а) кут перетину ПЛ напругою до 110 кВ з ЛЗ і ЛРМ не нормується;

б) відстань від підземних кабелів ЛЗ і ЛРМ до найближчого заземлювача опори ПЛ напругою до 35 кВ чи її підземної металевої або залізобетонної частини повинна бути:

1) у населеній місцевості – не меншою ніж 3 м;

2) у ненаселеній місцевості – не меншою від відстаней, зазначених у табл. 2.5.37.

Таблиця 2.5.37. **Найменші відстані від підземних кабелів ЛЗ (ЛРМ) до найближчого заземлювача опори ПЛ та її підземної частини**

Еквівалентний питомий опір ґрунту, Ом • м	Найменші відстані, м, для ПЛ напругою, кВ		
	До 35	110–500	750
До 100	10	10	15
Від 100 до 500	15	25	25
Від 500 до 1000	20	35	40
Понад 1000	30	50	50

Відстань від підземних кабелів ЛЗ, ЛРМ і КТ до підземної частини незаземленої дерев'яної опори ПЛ напругою до 35 кВ повинна бути:

– у населеній місцевості – не меншою ніж 2 м (у стиснених умовах зазначену відстань можна зменшувати до 1 м за умови прокладання кабелю в трубі з ізоляційного матеріалу на довжину в обидва боки від опори, не меншу ніж 3 м);

– у ненаселеній місцевості: не меншою ніж 5 м – у разі еквівалентного питомого опору ґрунту до 100 Ом • м; 10 м – у разі еквівалентного питомого опору ґрунту від 100 до 500 Ом • м; 15 м – у разі еквівалентного питомого опору ґрунту від 500 до 1000 Ом • м; 25 м – у разі еквівалентного питомого опору ґрунту понад 1000 Ом • м;

в) відстань від підземних кабелів ЛЗ, ЛРМ і КТ до найближчого заземлювача опори ПЛ напругою 110 кВ і вище та її підземної частини повинна бути не меншою від зазначених у табл. 2.5.37;

г) у разі прокладання підземного кабелю (кабельної вставки) у сталевих трубах або покриття його швелером, кутником або в разі прокладання його в поліетиленовій трубі, закритій з обох боків від попадання ґрунту, на довжині, яка дорівнює відстані між проводами ПЛ плюс 10 м з кожного боку від крайніх проводів для ПЛ напругою до 500 кВ і 15 м для ПЛ напругою 750 кВ, допускається зменшувати відстані, зазначені в табл. 2.5.37, до 5 м для ПЛ напругою до 500 кВ і до 10 м – для ПЛ напругою 750 кВ.

Металеве покриття кабелю в цьому разі необхідно з'єднувати з трубою або іншими металевими захисними елементами. Ця вимога не стосується оптичних кабелів і кабелів із зовнішнім ізолювальним шлангом, у тому числі з металевою оболонкою. Металеве покриття кабельної вставки треба заземлювати на кінцях. У разі зменшення відстаней, зазначених у табл. 2.5.37, між кабелем і опорами ПЛ, крім наведених засобів захисту, необхідно застосовувати пристрій додаткового захисту від ударів блискавки шляхом оконтурювання опор тросами згідно з вимогами відповідних нормативних документів із захисту кабелів від ударів блискавки;

д) замість швелера, кутника або сталевої труби під час будівництва нової ПЛ допускається використовувати два сталевих троси перерізом 70 мм^2, які проклa-

дають симетрично на відстані від кабелю, не більшій ніж 0,5 м, і на глибині 0,4 м. Троси слід продовжувати з обох боків кабелю під кутом 45° до траси в напрямку опори ПЛ і заземлювати на опір, не більший ніж 30 Ом. Співвідношення між довжиною відведення тросів l і опором R заземлювача повинне відповідати значенням, наведеним у табл. 2.5.38;

Таблиця 2.5.38. **Опір заземлювачів у разі захисту кабелю ЛЗ, ЛРМ і КТ на ділянці перетину з ПЛ**

Питомий опір ґрунту, Ом • м,	До 100	101–500	Понад 500
Довжина відводу l, м	20	30	50
Опір заземлювача R, Ом	30	30	20
Примітка. Захист кабелю від ударів блискавки шляхом оконтурювання опор ПЛ або прокладання захисного троса в даному випадку є обов'язковим.			

е) у прогоні перетину ПЛ з ЛЗ, ЛРМ і КТ проводи ПЛ на опорах, які обмежують прогін перетину, треба закріплювати за допомогою глухих затискачів, які не допускають падіння проводів на землю у разі їхнього обриву в суміжних прогонах.

2.5.197. У разі перетину підземної кабельної вставки у ПЛ напругою до 35 кВ з неізольованими проводами ЛЗ і ЛРМ необхідно дотримуватися таких вимог:

– кут перетину підземної кабельної вставки ПЛ з ЛЗ і ЛРМ не нормується;

– відстань від підземної кабельної вставки ПЛ до незаземленої опори ЛЗ і ЛРМ повинна бути не меншою ніж 2 м, а до заземленої опори ЛЗ (ЛРМ) та її заземлювача – не меншою ніж 10 м;

– відстань по горизонталі від основи кабельної опори ПЛ, не ущільненої та ущільненої в неспівпадаючому і співпадаючому спектрах частот залежно від потужності високочастотної апаратури, до проекції проводів ЛЗ і ЛРМ треба вибирати відповідно до вимог 2.5.194;

– підземні кабельні вставки в ПЛ слід виконувати відповідно до вимог глави 2.3 цих Правил і 2.5.122.

2.5.198. У разі перетину проводів ПЛ з неізольованими проводами ЛЗ і ЛРМ необхідно дотримуватися таких вимог:

– кут перетину проводів ПЛ з проводами ЛЗ і ЛРМ повинен бути, за можливості, приблизно 90°. Для умов стисненої траси кут не нормується;

– місце перетину треба вибирати, за можливості, ближче до опори ПЛ. При цьому відстань по горизонталі від найближчої частини опори ПЛ до проводів ЛЗ і ЛРМ повинна бути не меншою ніж 7 м, а від опор ЛЗ і ЛРМ до проекції на горизонтальну площину найближчого невідхиленого проводу ПЛ – не меншою ніж 15 м. Відстань у просвіті від вершин опор ЛЗ і ЛРМ до невідхилених проводів ПЛ повинна бути не меншою ніж 15 м для ПЛ напругою до 330 кВ і 20 м – для ПЛ напругою 500 кВ;

– не допускається розташовувати опори ЛЗ і ЛРМ під проводами ПЛ, яка їх перетинає;

– опори ПЛ з проводами перерізом алюмінієвої частини, меншим ніж 120 мм^2, які обмежують прогін перетину з ЛЗ і ЛРМ, повинні бути анкерного типу полегшеної

конструкції з будь-якого матеріалу як вільностоячі, так і на відтяжках. Дерев'яні опори треба посилювати додатковими приставками або підкосами;

– перетин можна виконувати на проміжних опорах за умови застосування на ПЛ проводів перерізом алюмінієвої частини, не меншим ніж 120 мм^2;

– проводи ПЛ слід розташовувати над проводами ЛЗ і ЛРМ; вони повинні бути багатодротовими з перерізами, не меншими від зазначених у табл. 2.5.15;

– проводи ЛЗ і ЛРМ у прогоні перетину не повинні мати з'єднань;

– у прогоні перетину ПЛ з ЛЗ і ЛРМ на проміжних опорах ПЛ кріпити проводи треба лише за допомогою підтримувальних ізоляційних підвісів із глухими затискачами;

– змінювати місце встановлення опор ЛЗ і ЛРМ, які обмежують прогін перетину з ПЛ, допускається за умови, що відхилення середньої довжини елемента схрещування на ЛЗ і ЛРМ не буде перевищувати значень, наведених у табл. 2.5.39;

Таблиця 2.5.39. **Допустима зміна місця встановлення опор ЛЗ і ЛРМ, які обмежують прогін перетину з ПЛ**

Довжина елемента схрещування, м	35	40	50	60	70	80	100	125	170
Допустиме відхилення, м	±6	±6,5	±7	±8	±8,5	±9	±10	±11	±13

– довжини прогонів ЛЗ і ЛРМ у місці перетину з ПЛ не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 2.5.40;

– опори ЛЗ і ЛРМ, які обмежують прогін перетину або суміжні з ним і знаходяться на узбіччі автомобільної дороги, необхідно захищати від наїзду транспортних засобів;

– проводи на опорах ЛЗ і ЛРМ, які обмежують прогін перетину з ПЛ, повинні мати подвійне кріплення: за траверсного профілю – лише на верхній траверсі, за гакового – на двох верхніх колах;

– відстані по вертикалі від проводів ПЛ до перетнутих проводів ЛЗ і ЛРМ у нормальному режимі ПЛ і в разі обриву проводів у суміжних прогонах ПЛ повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.41.

Відстані по вертикалі визначають у нормальному режимі роботи ПЛ за температурних умов і умов механічних навантажень, встановлених у 2.5.160.

В аварійному режимі відстані перевіряють для ПЛ з проводами перерізом алюмінієвої частини, меншим ніж 185 мм^2, за середньорічної температури без ожеледі і вітру. Для ПЛ з проводами перерізом алюмінієвої частини 185 мм^2 і більше перевіряти відстані за аварійним режимом немає потреби.

За різниці висот точок кріплення проводів ЛЗ і ЛРМ на опорах, які обмежують прогін перетину (наприклад, на косогорах) з ПЛ напругою 35 кВ і вище, вертикальні відстані, які визначають за табл. 2.5.41, треба додатково перевіряти на умови відхилення проводів ПЛ за вітрового тиску, визначеного згідно з 2.5.49, спрямованого перпендикулярно до осі ПЛ, і невідхиленого положення проводів ЛЗ і ЛРМ.

Відстані між проводами треба приймати для найбільш несприятливого випадку.

Таблиця 2.5.40. **Максимально допустимі довжини прогонів ЛЗ і ЛРМ у місці перетину з ПЛ**

Марки проводів, які використовують на ЛЗ і ЛРМ	Діаметр проводу, мм	Максимально допустимі довжини прогонів ЛЗ і ЛРМ, м, для ліній типу			
		З	Н	П	ОП
Сталеалюмінієві:					
АС 25/4,2	6,9	150	85	65	50
АС 16/2,7	5,6	85	65	40	35
АС 10/1,8	4,5	85	50	40	35
Біметалеві (сталемідні) БСМ-1, БСМ-2	4,0	180	125	100	85
	3,0	180	100	85	65
	2,0	150	85	65	40
	1,6	100	65	40	40
	1,2	85	35	–	–
Біметалеві (сталеалюмінієві) БСА-КПЛ	5,1	180	125	90	85
	4,3	180	100	85	65
Сталеві	5,0	150	130	70	45
	4,0	150	85	50	40
	3,0	125	65	40	–
	2,5	100	40	30	–
	2,0	100	40	30	–
	1,5	100	40	–	–

Примітка. Типи ліній відповідно до «Правил перетину повітряних ліній зв'язку і радіотрансляційних мереж з лініями електропередавання»: З – звичайний, Н – нормальний, П – посилений, ОП – особливо посилений.

Таблиця 2.5.41. **Найменша відстань по вертикалі від проводів ПЛ до проводів ЛЗ і ЛРМ**

Розрахунковий режим ПЛ	Найменша відстань, м, для ПЛ напругою, кВ					
	До 10	20–110	150	220	330	500
1	2	3	4	5	6	7
Нормальний режим: а) ПЛ на дерев'яних опорах за наявності грозозахисних пристроїв, а також на металевих і залізобетонних опорах	2	3	4	4	5	5

Продовження табл. 2.5.41

1	2	3	4	5	6	7
б) ПЛ на дерев'яних опорах за відсутності грозозахисних пристроїв	4	5	6	6	–	–
Обрив проводів у суміжних прогонах	1	1	1,5	2	2,5	3,5

У разі застосування на ПЛ плавлення ожеледі перевіряють габарити до проводів ЛЗ і ЛРМ у режимі плавлення ожеледі. Ці габарити перевіряють за температури проводу в режимі плавлення ожеледі. Вони повинні бути не меншими, ніж у разі обриву проводу ПЛ у суміжному прогоні;

– на дерев'яних опорах ПЛ без грозозахисного троса, які обмежують прогін перетину з ЛЗ і ЛРМ, за відстаней між проводами перетнутих ліній, менших від зазначених у переліку б) (табл. 2.5.41), на ПЛ треба встановлювати захисні апарати. Захисні апарати встановлюють згідно з 2.5.188. У разі встановлення іскрових проміжків (ІП) на ПЛ передбачають автоматичне повторне вмикання;

– на дерев'яних опорах ЛЗ і ЛРМ, які обмежують прогін перетину, треба установлювати блискавковідводи відповідно до вимог нормативної документації на ЛЗ і ЛРМ.

2.5.199. Сумісне підвішування проводів ПЛ і проводів ЛЗ, ЛРМ і КТ на спільних опорах не допускається. Ця вимога не поширюється на спеціальні оптичні кабелі, які підвішують на конструкціях ПЛ. Ці кабелі повинні відповідати вимогам цієї глави і правилам проектування, будівництва та експлуатації волоконно-оптичних ліній зв'язку на повітряних лініях електропередавання.

2.5.200. У разі зближення ПЛ з ЛЗ, ЛРМ і КТ відстані між їхніми проводами і заходи щодо їх захисту від впливу ПЛ визначають відповідно до правил захисту пристроїв проводового зв'язку, сигналізації і телемеханіки залізниці від небезпечного і перешкоджаючого впливу ліній електропередавання.

2.5.201. У разі зближення ПЛ з повітряними ЛЗ, ЛРМ і КТ найменші відстані від крайніх невідхилених проводів ПЛ до опор ЛЗ, ЛРМ і КТ повинні бути не меншими, ніж висота найбільш високої опори ПЛ, а в умовах стисненої траси відстані від крайніх проводів ПЛ за найбільшого відхилення їх вітром – не меншими від значень, наведених у табл. 2.5.42. При цьому відстань у просвіті від найближчого невідхиленого проводу ПЛ до вершин опор ЛЗ і ЛРМ повинна бути не меншою ніж 15 м для ПЛ напругою до 330 кВ, 20 м – для ПЛ напругою 500 кВ і 30 м – для ПЛ напругою 750 кВ.

Таблиця 2.5.42. **Найменші відстані між проводами ПЛ за найбільшого відхилення їх вітром та опорами ЛЗ, ЛРМ і КТ в стиснених умовах траси**

Напруга ПЛ, кВ	До 20	35–110	150	220	330	500–750
Найменша відстань, м	2	4	5	6	8	10

Крок транспозиції ПЛ за умови її впливу на ЛЗ і ЛРМ не нормується.

Опори ЛЗ, ЛРМ і КТ треба закріплювати додатковими підпорами або встановлювати здвоєними на випадок, якщо в разі їхнього падіння можливе зіткнення між проводами ЛЗ, ЛРМ і КТ та проводами ПЛ.

2.5.202. У разі зближення ПЛ зі штировими ізоляторами на відрізках, які мають кути повороту, з повітряними ЛЗ, ЛРМ і КТ, відстані між ними повинні бути такими, щоб провід, який зірвався з кутової опори ПЛ, не міг опинитися від найближчого проводу ЛЗ, ЛРМ і КТ на відстанях, менших від зазначених у табл. 2.5.42. За неможливості виконати цю вимогу проводи ПЛ, які відходять від внутрішнього боку повороту, повинні мати подвійне кріплення.

2.5.203. У разі зближення ПЛ з підземними кабелями ЛЗ, ЛРМ і КТ найменші відстані між ними і заходи захисту визначають відповідно до правил захисту пристроїв проводового зв'язку, сигналізації і телемеханіки залізниці від небезпечного і перешкоджаючого впливу ліній електропередавання і рекомендацій із захисту оптичних кабелів з металевими елементами від небезпечного впливу ліній електропередавання, електрифікованих залізниць змінного струму і електропідстанцій.

Найменші відстані від заземлювача та підземної частини опори ПЛ до підземного кабелю ЛЗ, ЛРМ і КТ повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.37.

2.5.204. Відстані від ПЛ до антенних споруд передавальних радіоцентрів приймають за табл. 2.5.43.

Таблиця 2.5.43. **Найменші відстані від ПЛ до антенних споруд передавальних радіоцентрів**

Антенні споруди	Відстані, м, для ПЛ напругою, кВ	
	до 110	150–750
Середньохвильові та довгохвильові передавальні антени	За межами високочастотного заземлювального пристрою, але не менше 100	
Короткохвильові передавальні антени:		
– у напрямку найбільшого випромінювання	200	300
– в інших напрямках	50	50
Короткохвильові передавальні слабоспрямовані і неспрямовані антени	150	200

2.5.205. Найменші відстані зближення ПЛ зі створом радіорелейної лінії та радіорелейних станцій поза зоною спрямування антени приймають за табл. 2.5.44. Можливість перетину ПЛ зі створом радіорелейної лінії встановлюють під час проектування ПЛ.

2.5.206. Відстані від ПЛ до меж приймальних радіоцентрів і виділених приймальних пунктів радіофікації та місцевих радіовузлів визначають за табл. 2.5.44.

Якщо траса проектованої ПЛ проходить у районі розташування особливо важливих приймальних радіопристроїв, то припустиме зближення встановлюють в індивідуальному порядку під час проектування ПЛ.

Таблиця 2.5.44. **Найменші відстані від ПЛ до меж приймальних радіоцентрів, радіорелейних КХ і УКХ станцій, виділених приймальних пунктів радіофікації та місцевих радіовузлів**

Радіопристрої	Відстані, м, для ПЛ напругою, кВ		
	до 35	110–220	330–750
Магістральні, обласні, районні радіоцентри та радіорелейні станції зв'язку в діаграмі спрямування антени	500	1000	2000
Радіолокаційні станції, радіотехнічні системи ближньої навігації	1000	1000	1000
Автоматичні ультракороткохвильові радіопеленгатори	800	800	800
Короткохвильові радіопеленгатори	700	700	700
Станції проводового мовлення	200	300	400
Радіорелейні станції поза зоною спрямування їх антен і створи радіорелейних ліній	100	200	250

Якщо відстаней, зазначених у табл. 2.5.44, дотриматися неможливо, то в окремих випадках їх допускається зменшувати (за умови виконання на ПЛ заходів, які забезпечували б відповідне зменшення перешкод). Для кожного випадку під час проектування ПЛ складають проект заходів щодо дотримання норм радіоперешкод.

Відстані від ПЛ до телерадіоцентрів повинні бути не меншими ніж 400 м – для ПЛ напругою до 20 кВ, 700 м – для ПЛ напругою 35–150 кВ і 1000 м – для ПЛ напругою від 220 кВ до 750 кВ.

ПЕРЕТИН І ЗБЛИЖЕННЯ ПЛ ІЗ ЗАЛІЗНИЦЯМИ

2.5.207. Перетин ПЛ із залізницями виконують, як правило, повітряними переходами. На залізницях з особливо інтенсивним рухом* і в деяких технічно обґрунтованих випадках (наприклад, під час переходу через насипи, на залізничних станціях або в місцях, де влаштовувати повітряні переходи технічно складно) переходи ПЛ треба виконувати кабелем.

Улаштовувати перетин ПЛ із залізницями в горловинах залізничних станцій і в місцях сполучення анкерних ділянок контактної мережі заборонено.

Кут перетину ПЛ з електрифікованими** залізницями або залізницями, які підлягають електрифікації,*** а також кут перетину ПЛ напругою 750 кВ із залізницями загального користування повинен становити приблизно 90°, але не менше ніж 40°. Кут перетину ПЛ з іншими залізницями не нормується.

* До особливо інтенсивного руху потягів відноситься такий рух, за якого кількість пасажирських і вантажних потягів у сумі за графіком на двоколійних ділянках становить понад 100 пар на добу і на одноколійних – 48 пар на добу.

** До електрифікованих залізниць відносяться всі електрифіковані залізниці незалежно від виду струму і значення напруги контактної мережі.

*** До залізниць, що підлягають електрифікації, відносяться залізниці, що будуть електрифіковані протягом 10 років, рахуючи від року будівництва ПЛ, наміченого проектом.

Якщо повітряна ЛЗ залізниці проходить непаралельно залізничній колії, кут перетину повітряної ЛЗ з ПЛ слід визначати за допомогою розрахунку небезпечного та перешкоджаючого впливів.

2.5.208. У разі перетину та зближення ПЛ із залізницями відстані від основи опори ПЛ до габариту наближення будівель* на неелектрифікованих залізницях чи до осі опор контактної мережі електрифікованих залізниць або залізниць, що підлягають електрифікації, повинні бути не меншими від висоти опори плюс 3 м.

На ділянках траси ПЛ зі стисненими умовами ці відстані допускається приймати не меншими ніж: 3 м – для ПЛ напругою до 20 кВ; 6 м – для ПЛ напругою 35–150 кВ; 8 м – для ПЛ напругою 220–330 кВ; 10 м – для ПЛ напругою 500 кВ і 20 м – для ПЛ напругою 750 кВ.

Захист перетинів ПЛ з контактною мережею захисними апаратами здійснюють відповідно до вимог 2.5.188.

2.5.209. Відстані від проводів до різних елементів залізниці в разі перетину і зближення з нею повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.45.

Найменші відстані по вертикалі від проводів ПЛ до різних елементів залізниць, а також до найвищого проводу або несучого троса електрифікованих залізниць визначають у нормальному режимі ПЛ за найбільшої стріли провисання проводу (за вищої температури повітря з урахуванням додаткового нагрівання проводу електричним струмом або за розрахункового ожеледного навантаження за формулою (2.5.1)).

За відсутності даних про електричні навантаження ПЛ температуру проводів приймають такою, що дорівнює плюс 70 °С.

Таблиця 2.5.45. **Найменші відстані в разі перетину і зближення ПЛ із залізницями**

Перетин або зближення	Найменші відстані, м, для ПЛ напругою, кВ						
	До 20	35–110	150	220	330	500	750
1	2	3	4	5	6	7	8
У разі перетину							
Для неелектрифікованих залізниць:							
– від проводу до головки рейки в нормальному режимі ПЛ по вертикалі:							
– залізниць широкої та вузької колії загального користування	7,5	7,5	8	8,5	9	9,5	20
– залізниць широкої колії незагального користування	7,5	7,5	8	8,5	9	9,5	12
– залізниць вузької колії незагального користування	6,5	6,5	7	7,5	8	8,5	12

* Габаритом наближення будівель називається призначений для пропуску рухомого складу граничний поперечний, перпендикулярний до колії окреслений контур, усередину якого, крім рухомого складу, не можуть заходити жодні частини будівель, споруд і пристроїв.

Продовження табл. 2.5.45

1	2	3	4	5	6	7	8
– від проводу до головки рейки в разі обриву проводу ПЛ у суміжному прогоні по вертикалі:							
– залізниць широкої колії	6	6	6,5	6,5	7	–	–
– залізниць вузької колії	4,5	4,5	5	5	5,5	–	–
Для електрифікованих залізниць або залізниць, які підлягають електрифікації, від проводів ПЛ до найвищого проводу або несучого троса:							
– у нормальному режимі по вертикалі	Так само, як у разі перетину ПЛ між собою відповідно до табл. 2.5.35 (див. 2.5.188)						
– у разі обриву проводу в суміжному прогоні	1	1	2	2	2,5	3,5	–
У разі зближення або паралельного проходження							
Для неелектрифікованих залізниць на ділянках траси в стиснених умовах від відхиленого проводу ПЛ до габариту наближення будівель по горизонталі	1,5	2,5	2,5	2,5	3,5	4,5	5,5
Для електрифікованих залізниць або залізниць, які підлягають електрифікації, від крайнього проводу ПЛ до крайнього проводу, підвішеного з польового боку опори контактної мережі по горизонталі	Так само, як у разі зближення ПЛ між собою відповідно до таблиці 2.5.36						
Те саме, але від крайнього проводу ПЛ до опори контактної мережі за відсутності проводів з польового боку опор контактної мережі	Так само, як між проводами і опорами у разі зближення ПЛ між собою відповідно до табл. 2.5.36 (див. 2.5.189) для ділянок траси в стиснених умовах						

В аварійному режимі відстані перевіряють у разі перетину ПЛ з проводами перерізом алюмінієвої частини, меншим ніж 185 мм^2, для умов середньорічної температури без ожеледі і вітру без урахування нагрівання проводів електричним струмом.

Для проводів з перерізом алюмінієвої частини 185 мм^2 і більше відстані в аварійному режимі не перевіряють. Допускається розташовувати проводи ПЛ, яка перетинає, над опорами контактної мережі за відстані по вертикалі від проводів ПЛ до верху опор контактної мережі, не меншої ніж: 7 м – для ПЛ напругою до 110 кВ;

8 м – для ПЛ напругою 150–220 кВ; 9 м – для ПЛ напругою від 330 кВ до 500 кВ і 10 м – для ПЛ напругою 750 кВ.

У виняткових випадках на ділянках траси в стиснених умовах допускається підвішувати проводи ПЛ і контактної мережі на спільних опорах.

У разі перетину та зближення ПЛ із залізницями, уздовж яких проходять лінії зв'язку і сигналізації, необхідно, крім вимог, зазначених у табл. 2.5.45, керуватися також вимогами до перетинів і зближень ПЛ зі спорудами зв'язку.

2.5.210. У разі перетину ПЛ з залізницями загального користування електрифікованими та залізницями, що підлягають електрифікації, опори ПЛ, які обмежують прогін перетину, повинні бути анкерними нормальної конструкції. На ділянках з особливо інтенсивним і інтенсивним рухом* потягів ці опори повинні бути металевими.

Допускається в прогоні цього перетину, обмеженого анкерними опорами, установлювати проміжну опору між коліями, не призначеними для проходження регулярних пасажирських потягів, а також проміжні опори по краях залізничного полотна колій будь-яких доріг. Зазначені опори повинні бути металевими чи залізобетонними. Кріпити проводи на цих опорах треба за допомогою підтримувальних дволанцюгових ізоляційних підвісів з глухими затискачами.

Застосовувати опори з будь-якого матеріалу з відтяжками та дерев'яні одностоякові опори не допускається. Дерев'яні проміжні опори повинні бути П-подібними (з Х- або Z-подібними зв'язками) або А-подібними.

У разі перетину залізниць незагального користування допускається застосовувати анкерні опори полегшеної конструкції та проміжні опори. Кріпити проводи на проміжних опорах треба за допомогою підтримувальних дволанцюгових ізоляційних підвісів із глухими затискачами. Опори всіх типів, установлені на перетині залізниць незагального користування, можуть бути вільностоячими або на відтяжках.

2.5.211. На ПЛ з підвісними ізоляторами натяжні ізоляційні підвіси для проводу повинні бути дволанцюговими з окремим кріпленням кожного ланцюга до опори. Застосовувати штирові ізолятори в прогонах перетину ПЛ із залізницями не допускається.

Арматуру залізобетонних опор і приставок, які обмежують прогін перетину, використовувати як заземлювачі не допускається.

2.5.212. У разі перетину ПЛ із залізницею, яка має лісозахисні насадження, треба керуватися вимогами 2.5.166.

2.5.213. Мінімальні відстані від ПЛ до мостів залізниць з прогоном 20 м і менше слід приймати такими самими, як до відповідних залізниць за табл. 2.5.45, а з прогоном понад 20 м – установлювати під час проектування ПЛ.

ПЕРЕТИН І ЗБЛИЖЕННЯ ПЛ З АВТОМОБІЛЬНИМИ ДОРОГАМИ

2.5.214. Вимоги 2.5.214–2.5.221 поширюються на перетин і зближення з автомобільними дорогами:

* До інтенсивного руху потягів відноситься такий рух, за якого кількість пасажирських і вантажних потягів у сумі за графіком на двоколійних ділянках становить понад 50 і до 100 пар на добу, а на одноколійних – понад 24 до 48 пар на добу.

– загального користування і під'їзними до промпідприємств (категорій ІА, ІБ, ІІ–V за будівельними нормами та правилами на автомобільні дороги);

– внутрішньогосподарськими в сільськогосподарських підприємствах (категорій І-С – ІІІ-С за будівельними нормами та правилами на внутрішньогосподарські автомобільні дороги сільськогосподарських підприємств і організацій).

Перетин і зближення ПЛ з державними дорогами загального користування повинні також відповідати вимогам правил установлення та використання придорожніх смуг державних автомобільних доріг загального користування.

Кут перетину ПЛ з автомобільними дорогами не нормується.

2.5.215. У разі перетину автомобільних доріг категорій ІА й ІБ опори ПЛ, які обмежують прогін перетину, повинні бути анкерного типу нормальної конструкції.

На ПЛ з підвісними ізоляторами і перерізом алюмінієвої частини проводу 120 мм^2 і більше натяжні ізоляційні підвіси повинні бути дволанцюговими з окремим кріпленням кожного ланцюга до опори.

Допускається в прогоні перетину доріг категорій ІА і ІБ, обмеженому анкерними опорами, установлювати проміжні опори за межами водопропускної канави в підошві дорожнього полотна з урахуванням вимог 2.5.220. Кріпити проводи на цих опорах треба за допомогою підтримувальних дволанцюгових ізоляційних підвісів з глухими затискачами.

У разі перетину автомобільних доріг категорій ІІ–V, І-С – ІІІ-С опори, які обмежують прогін перетину, можуть бути анкерного типу полегшеної конструкції або проміжними.

На проміжних опорах з підтримувальними ізоляційними підвісами проводи треба підвішувати в глухих затискачах, на опорах зі штировими ізоляторами – застосовувати подвійне кріплення проводів на ПЛ і посилене кріплення на ПЛЗ.

2.5.216. Відстані в разі перетину та зближення ПЛ з автомобільними дорогами повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.46.

В усіх випадках зближення ПЛ з криволінійними ділянками автодоріг, які проходять по насипах, мінімальні відстані від проводів ПЛ до брівки земляного полотна дороги повинні бути не меншими від відстаней по вертикалі, зазначених у табл. 2.5.46.

Найменші відстані по вертикалі від проводів до проїзної частини дороги в нормальному режимі роботи ПЛ треба приймати за температурних умов і умов механічних навантажень, встановлених у 2.5.160.

2.5.217. Відстані по вертикалі від проводів ПЛ перерізом алюмінієвої частини, меншим ніж 185 мм^2, у місцях перетину з автомобільними дорогами треба перевіряти на обрив проводу в суміжному прогоні за середньорічної температури повітря без урахування нагрівання проводів електричним струмом. Ці відстані повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.46.

2.5.218. У місцях перетину ПЛ з автомобільними дорогами по обидва боки ПЛ на дорогах треба установлювати дорожні знаки відповідно до вимог державного стандарту, а в місцях перетину ПЛ 330 кВ і вище – дорожні знаки, які забороняють зупинку транспортних засобів у охоронних зонах цих ПЛ.

Підвішувати дорожні знаки на тросах-розтяжках у межах охоронних зон ПЛ не допускається.

Таблиця 2.5.46. **Найменші відстані в разі перетину та зближення ПЛ з автомобільними дорогами**

Перетин, зближення або паралельне проходження	Найменші відстані, м, для ПЛ напругою, кВ						
	до 20	35–110	150	220	330	500	750
Відстань по вертикалі:							
– від проводу до покриття проїзної частини доріг усіх категорій	7	7	7,5	8	8,5	9,5	16
– те саме у разі обриву проводу в суміжному прогоні	5,5	5,5	5,5	5,5	6	–	–
Відстань по горизонталі:							
1. У разі перетину доріг: – від основи або будь-якої частини опори до брівки земляного полотна дороги	Висота опори						
– у стиснених умовах від основи або будь-якої частини опори до підошви чи насипу зовнішньої брівки кювету доріг категорій ІА, ІБ і ІІ	5	5	5	5	10	10	15
– те саме до доріг інших категорій	1,5	2,5	2,5	2,5	5	5	15
2. У разі паралельного проходження з дорогами всіх категорій: – від основи або будь-якої частини опори до брівки земляного полотна дороги	Висота опори плюс 5 м						
– від крайнього невідхиленого проводу до брівки земляного полотна дороги	10	15	15	15	20	30	40
– те саме в стиснених умовах	2	4	5	8	8	10	15

2.5.219. У разі зближення або перетину ПЛ із зеленими насадженнями, розташованими уздовж автомобільних доріг, слід керуватися вимогами 2.5.166.

2.5.220. Для запобігання наїздам транспортних засобів на опори ПЛ, розташовані на відстані менше ніж 4 м від краю проїзної частини, треба застосовувати дорожні огорожі І групи.

2.5.221. Мінімальні відстані від ПЛ до мостів автомобільних доріг з прогоном 20 м і менше треба приймати такими самими, як до відповідних автомобільних доріг, за табл. 2.5.46, а з прогоном понад 20 м – визначати під час проектування ПЛ.

ПЕРЕТИН, ЗБЛИЖЕННЯ АБО ПАРАЛЕЛЬНЕ ПРОХОДЖЕННЯ ПЛ ІЗ ТРОЛЕЙБУСНИМИ І ТРАМВАЙНИМИ ЛІНІЯМИ

2.5.222. Кут перетину ПЛ із тролейбусними і трамвайними лініями рекомендовано приймати приблизно 90°, але не менше ніж 60°.

2.5.223. У разі перетину тролейбусних і трамвайних ліній опори ПЛ, які обмежують прогін перетину, повинні бути анкерними нормальної конструкції.

Для ПЛ з проводами перерізом алюмінієвої частини 120 мм² і більше та зі сталевими линвами типу ТК перерізом 50 мм² і більше допускається застосовувати також проміжні опори з підвішуванням проводів у глухих затискачах або з подвійним кріпленням на штирових ізоляторах.

У випадку застосування анкерних опор на ПЛ з підвісними ізоляторами і нерозщепленим проводом у фазі перерізом алюмінієвої частини 120 мм² і більше натяжні ізоляційні підвіси повинні бути дволанцюговими з окремим кріпленням кожного ланцюга до опори.

Для ПЛЗ з проводами перерізом алюмінієвої частини 120 мм² і більше допускається застосовувати проміжні опори з посиленим кріпленням захищених проводів на штирових ізоляторах.

У разі будівництва нових тролейбусних і трамвайних ліній під існуючими ПЛ напругою 500–750 кВ здійснювати перебудову ПЛ немає потреби, якщо відстані від проводів є не меншими від зазначених у табл. 2.5.47.

2.5.224. Найменші відстані від проводів ПЛ у разі перетину, зближення або паралельного проходження з тролейбусними і трамвайними лініями в нормальному режимі роботи ПЛ слід приймати не меншими від зазначених у табл. 2.5.47.

Вертикальні відстані визначають за температурних умов і умов механічних навантажень згідно 2.5.160.

Відстані по вертикалі від проводів ПЛ перерізом алюмінієвої частини, меншим ніж 185 мм², у місцях перетину з проводами або несучими тросами тролейбусної чи трамвайної лінії треба перевіряти в аварійному режимі на обрив проводу ПЛ у суміжному прогоні за середньорічної температури повітря без урахування нагрівання проводів електричним струмом. При цьому відстані повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.47.

У разі зближення ПЛ 110 кВ і вище з тролейбусними і трамвайними лініями відстані між проводами і заходи захисту від впливу ПЛ слід визначати відповідно до будівельних норм і правил на трамвайні і тролейбусні лінії.

Таблиця 2.5.47. **Найменші відстані від проводів ПЛ у разі перетину, зближення або паралельного проходження з тролейбусними і трамвайними лініями**

Перетин, зближення або паралельне проходження	Найменша відстань, м, для ПЛ напругою, кВ					
	до 20	35–110	150–220	330	500	750
1	2	3	4	5	6	7
Відстань по вертикалі від проводів ПЛ: у разі перетину тролейбусної лінії в нормальному режимі ПЛ:						
– до вищої відмітки проїзної частини	11	11	12	13	13	15
– до проводів контактної мережі або несучих тросів	3	3	4	5	5	7

Продовження табл. 2.5.47

1	2	3	4	5	6	7
у разі перетину трамвайної лінії в нормальному режимі ПЛ:						
– до головки рейки	9,5	9,5	10,5	11,5	11,5	13
– до проводів контактної мережі або несучих тросів	3	3	4	5	5	
у разі обриву проводу ПЛ в суміжному прогоні до проводів або несучих тросів тролейбусної чи трамвайної лінії	1	1	2	2,5	–	–
Відстань по горизонталі у разі зближення або паралельного проходження:						
– від крайніх невідхилених проводів ПЛ до опор тролейбусної і трамвайної контактних мереж	Не менше висоти опори					
– від крайніх проводів ПЛ за найбільшого їх відхилення до опор тролейбусної і трамвайної контактних мереж на ділянках стисненої траси	3	4	6	8	10	12
– від крайніх невідхилених проводів ПЛ до пунктів зупинок трамваїв і тролейбусів, кіл розвороту з робочими коліями, коліями відстою, обгону і ремонту	10	20	25	30	30	40

2.5.225. Захист перетинів ПЛ з контактною мережею здійснюють за допомогою захисних апаратів відповідно до вимог 2.5.188.

Допускається розміщувати проводи ПЛ, яка перетинає, над опорами контактної мережі за відстаней по вертикалі від проводів ПЛ до верху опор контактної мережі, не менших ніж: 7 м – для ПЛ напругою до 110 кВ; 8 м – для ПЛ напругою 150–220 кВ; 9 м – для ПЛ напругою 330–500 кВ і 10 м – для ПЛ напругою 750 кВ.

ПЕРЕТИН ПЛ З ВОДНИМИ ПРОСТОРАМИ

2.5.226. Кут перетину ПЛ з водними просторами (ріками, каналами, озерами, водоймищами, а також на великих переходах) не нормується.

Слід уникати, за можливості, перетину ПЛ з місцями тривалої стоянки суден (затонів, портів та інших пунктів відстою). Проходження ПЛ над шлюзами не допускається.

2.5.227. Опори, які обмежують ділянку перетину ПЛ із судноплавними водними просторами (незалежно від довжини прогонів і їх кількості на ділянці перетину) або ділянку перетину з несудноплавними просторами (у разі встановлення на ділянці перетину прогонів довжиною понад 700 м), повинні бути анкерними кінцевими.

На ділянці перетину допускається застосовувати проміжні та анкерні опори у разі, якщо ділянку перетину відокремлено кінцевими опорами в самостійну частину ПЛ. Залежно від типу кріплення проводів, опори, установлені між кінцевими опорами (КО) чи кінцевими пристроями, можуть бути:

– проміжними (П) – з кріпленням усіх проводів на опорі за допомогою підтримувальних ізоляційних підвісів;

– анкерними (А) – з кріпленням усіх проводів на опорі за допомогою натяжних ізоляційних підвісів;

– комбінованими (ПА) – зі змішаним кріпленням проводів на опорі за допомогою як підтримувальних, так і натяжних ізоляційних підвісів.

Для ПЛ зі сталеалюмінієвими проводами та проводами з термооброблено алюмінієвого сплаву зі сталевим осердям перерізом алюмінієвої частини для обох типів проводів 120 мм^2 і більше або сталевими линвами типу ТК перерізом 50 мм^2 і більше допускається застосовувати проміжні опори та анкерні опори полегшеного типу; при цьому, виходячи з конкретних умов, застосовують такі схеми переходів:

а) однопрогінні на кінцевих опорах К-К;

б) двопрогінні з опорами К-П-К, К-ПА-К;

в) трипрогінні з опорами К-П-П-К, К-ПА-ПА-К;

г) чотирипрогінні з опорами К-П-П-П-К, К-ПА-ПА-ПА-К (лише для ожеледного навантаження 12 Н/м і менше та довжин прогонів на переході, не більших ніж 1100 м);

д) багатопрогінні з опорами К-А...А-К;

е) у разі застосування опор П чи ПА перехід слід розділяти опорами на ділянки з кількістю опор на кожній ділянці не більше двох, тобто К-П-П-А...А-П-П-К, К-ПА-ПА-А...А-ПА-ПА-К (або не більше трьох згідно з переліком г) цього пункту).

2.5.228. Переходи можна виконувати на одноколових і двоколових опорах.

Переходи на двоколових опорах рекомендовано виконувати в населеній місцевості, у районах промислової забудови, а також, за необхідності, у перспективі – другий перехід у ненаселеній чи важкодоступній місцевості.

2.5.229. На одноколових переходах для ПЛ 330 кВ і нижче рекомендовано застосовувати трикутне розташування фаз, допускається горизонтальне розташування фаз. Для ПЛ напругою 500–750 кВ необхідно, як правило, застосовувати горизонтальне розташування фаз.

2.5.230. На двоколових переходах ПЛ напругою до 330 кВ і нижче рекомендовано розташовувати проводи в трьох ярусах, допускається також розташовувати проводи в двох ярусах.

2.5.231. На переходах з прогонами, які перевищують прогони основної лінії не більше ніж у 1,5 разу, рекомендовано перевіряти доцільність застосування проводу тієї самої марки, що й на основній лінії. На переходах ПЛ напругою до 110 кВ рекомендовано перевіряти доцільність застосування як проводів сталевих линв, якщо це можливо за електричним розрахунком проводів.

На перетині ПЛ із судноплавними водними просторами, виконаних на проміжних опорах з кріпленням проводів у глухих затискачах, відстані по вертикалі від проводів ПЛ перерізом алюмінієвої частини, меншим ніж 185 мм^2, до суден треба перевіряти на обрив проводу в суміжному прогоні за середньорічної температури повітря без вітру й ожеледі без урахування нагрівання проводів електричним стру-

мом. Для перерізу алюмінієвої частини 185 мм^2 і більше перевірку в аварійному режимі виконувати немає потреби.

2.5.232. Відстань від нижньої точки провисання проводів ПЛ у нормальному та аварійному режимах до рівня високих (паводкових) вод на судноплавних ділянках рік, каналів, озер і водоймищ визначають як суму максимального габариту суден і найменшої відстані від проводів ПЛ до габариту суден за табл. 2.5.48. Стрілу провисання проводу в цьому разі визначають за вищої температури повітря без урахування нагрівання проводів електричним струмом (якщо не передбачено режим передачі потужності з перегрівом проводів за 2.5.86).

Рівень високих (паводкових) вод приймають з імовірністю перевищення (забезпеченістю) 0,02 (повторюваність – один раз на 50 років) для ПЛ 330 кВ і нижче. Для ПЛ напругою 500–750 кВ забезпеченість повинна становити 0,01 (повторюваність – один раз на 100 років).

Відстані від нижньої точки провисання проводу ПЛ до рівня льоду повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.48. Стрілу провисання проводу в цьому разі визначають за розрахункового ожеледного навантаження згідно з формулою (2.5.1) і за температури повітря під час ожеледі – згідно з 2.5.61.

2.5.233. Відстані від нижньої точки провисання проводів ПЛ у нормальному режимі до рівня високих (паводкових) вод на несудноплавних ділянках рік, каналів, озер і водоймищ повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.48. Стрілу провисання проводу в цьому разі визначають за температури повітря 15 °С без урахування нагрівання проводів електричним струмом.

Відстані від нижньої точки провисання проводів ПЛ до рівня льоду повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.48. Стрілу провисання проводу в цьому разі визначають за розрахункового ожеледного навантаження згідно з формулою (2.5.1) і за температури повітря під час ожеледі – згідно з 2.5.61.

Таблиця 2.5.48. **Найменша відстань у разі перетину ПЛ з водними просторами**

Відстань	Найменша відстань, м, для ПЛ напругою, кВ					
	до 110	150	220	330	500	750
1	2	3	4	5	6	7
Для судноплавних ділянок рік, каналів, озер і водосховищ від проводів по вертикалі: – до максимального габариту суден або сплаву в нормальному режимі ПЛ	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	5,5
– те саме, але в разі обриву проводу в суміжному прогоні	0,5	1,0	1,0	1,5	–	–
– до верхніх робочих площадок обслуговування суден (верх рубки тощо) у затонах, портах і інших пунктах відстою	–	–	–	11,0	15,5	23,0
– до рівня льоду	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	12,0

Продовження табл. 2.5.48

1	2	3	4	5	6	7
Для несудноплавних ділянок рік, каналів, озер і водоймищ від проводів по вертикалі: – до рівня високих вод*	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5	10,0
– до рівня льоду	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	12,0
* *Найменша відстань, яка дає можливість пропускати плавні засоби висотою до 3,5 м.*						

2.5.234. Місця перетину ПЛ із судноплавними і сплавними ріками, озерами, водоймищами і каналами треба позначати на берегах сигнальними знаками згідно з Правилами судноплавства на внутрішніх водних шляхах України, затвердженими наказом Міністерства транспорту України від 16.02.2004 № 91, зареєстрованим в Міністерстві юстиції України 12.07.2004 р. за № 872/9471.

Знаки «Дотримуйся надводного габариту» встановлюють по одному на кожному березі на відстані 100 м вище або нижче (за течією) осі повітряного переходу. За ширини ріки до 100 м щити знаків установлюють безпосередньо на опорі ПЛ на висоті, не меншій ніж 5 м.

Опори великого переходу повинні мати денне і нічне маркувальне позначення відповідно до 2.5.254.

Попереджувальні навігаційні знаки встановлюють власники ПЛ. Розміри знака, колір і режим горіння вогнів повинні відповідати державним стандартам.

ПРОХОДЖЕННЯ ПЛ ПО МОСТАХ

2.5.235. Прокладати ПЛ напругою 1 кВ і вище на мостах різного призначення, як правило, не допускається.

За обґрунтованої необхідності допускається проходження ПЛ по мостах, побудованих з негорючих матеріалів. У цьому разі опори або підтримувальні пристрої, які обмежують прогони з берега на міст і через розвідну частину мосту, повинні бути анкерними нормальної конструкції. Усі інші підтримувальні пристрої на мостах можуть бути проміжного типу. На цих пристроях з підтримувальними ізоляційними підвісами проводи треба підвішувати в глухих затискачах. Застосовувати штирові ізолятори не допускається, за винятком ПЛЗ, на яких кріплення проводів здійснюється спіральними пружинними в'язками.

2.5.236. На металевих залізничних мостах з проїздом по нижній його частині, забезпечених по всій довжині верхніми зв'язками, проводи допускається розташовувати безпосередньо над прогонною будовою моста вище від зв'язок або за її межами. Розташовувати проводи в межах габариту наближення будови, а також у межах ширини, зайнятої елементами контактної мережі електрифікованих залізниць, не допускається. Відстані від проводів ПЛ до всіх ліній залізниці, прокладених по конструкції мосту, приймають такими самими, як для стиснених ділянок траси згідно з 2.5.209.

На міських і шосейних мостах допускається розташовувати проводи як за межами прогонної будови, так і в межах ширини пішохідної і проїзної частин мосту.

На мостах, які перебувають під охороною, допускається розташовувати проводи ПЛ нижче від відмітки пішохідної частини.

2.5.237. Найменші відстані від проводів ПЛ до різних частин мостів слід приймати такими самими, як до будівель і споруд згідно з табл. 2.5.32 (2.5.169) і табл. 2.5.33 без урахування обриву проводів у суміжному прогоні.

ПРОХОДЖЕННЯ ПЛ ПО ГРЕБЛЯХ І ДАМБАХ

2.5.238. У разі проходження ПЛ по греблях, дамбах тощо будь-які відстані від невідхилених і відхилених проводів до різних частин гребель або дамб у нормальному режимі роботи ПЛ повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.49.

Відстані по вертикалі в нормальному режимі роботи ПЛ треба приймати не меншими від зазначених у табл. 2.5.49 за температурних умов і умов механічного навантаження, визначених у 2.5.160.

Таблиця 2.5.49. **Найменші відстані від проводів ПЛ до різних частин гребель і дамб**

Частини гребель і дамб	Найменша відстань, м, для ПЛ напругою, кВ					
	До 110	150	220	330	500	750
Гребінь і бровка відкосу	6	6,5	7	7,5	8	12
Нахилена поверхня відкосу	5	5,5	6	6,5	7	9
Поверхня води, яка переливається через дамбу	4	4,5	5	5,5	6	7

2.5.239. Якщо ПЛ проходить по греблях і дамбах, на яких прокладено шляхи сполучення, то лінія повинна задовольняти також вимоги, яких необхідно дотримуватися в разі перетину та зближення з відповідними об'єктами шляхів сполучення.

При цьому відстані по горизонталі від будь-якої частини опори до шляхів сполучення треба приймати такими самими, як для ПЛ на ділянках стисненої траси. Відстані до пішохідних доріжок і тротуарів не нормуються.

Розташовувати проводи в межах габариту наближення будівель, а також у межах ширини, зайнятої елементами контактної мережі електрифікованих залізниць, не допускається.

Допускається розташовувати проводи ПЛ в межах полотна автомобільної дороги, пішохідних доріжок і тротуарів.

ЗБЛИЖЕННЯ ПЛ З ВИБУХО- І ПОЖЕЖОНЕБЕЗПЕЧНИМИ УСТАНОВКАМИ

2.5.240. Зближення ПЛ з будівлями, спорудами та зовнішніми технологічними установками, пов'язаними з видобуванням, транспортуванням, виробництвом, виготовленням, використанням або збереженням вибухонебезпечних, вибухопожежонебезпечних і пожежонебезпечних речовин, а також з вибухо- і

пожежонебезпечними зонами, треба виконувати відповідно до норм, затверджених у встановленому порядку.

Якщо норми зближення не передбачено нормативними документами, то відстані від осі траси ПЛ до зазначених будівель, споруд, зовнішніх установок і зон повинні становити не менше ніж півтори висоти опори.

ПЕРЕТИН І ЗБЛИЖЕННЯ ПЛ З НАДЗЕМНИМИ І НАЗЕМНИМИ ТРУБОПРОВОДАМИ, СПОРУДАМИ ДЛЯ ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ ТА КАНАТНИМИ ДОРОГАМИ

2.5.241. Кут перетину ПЛ з надземними і наземними газопроводами, нафтопроводами, нафтопродуктопроводами, трубопроводами зріджених вуглеводневих газів, аміакопроводами (далі – трубопроводи для транспортування горючих рідин і газів), а також з пасажирськими канатними дорогами рекомендовано приймати близьким до 90°.

Кут перетину ПЛ з надземними і наземними трубопроводами для транспортування негорючих рідин і газів, а також з промисловими канатними дорогами не нормується.

2.5.242. Перетин ПЛ напругою 110 кВ і вище з надземними і наземними магістральними і промисловими трубопроводами (далі – магістральні трубопроводи) для транспортування горючих рідин і газів, як правило, не допускається.

Допускається перетин цих ПЛ з діючими однонитковими наземними магістральними трубопроводами для транспортування горючих рідин і газів, а також з діючими технічними коридорами цих трубопроводів у разі прокладання трубопроводів у насипі.

У прогонах перетину з ПЛ надземні і наземні трубопроводи для транспортування горючих рідин і газів, крім прокладених у насипі, треба захищати огорожами, які унеможливлюють попадання проводів на трубопровід як у разі їхнього обриву, так і необірваних проводів під час падіння опор, які обмежують прогін перетину.

Огорожі треба розраховувати на навантаження від проводів у разі їхнього обриву або під час падіння опор ПЛ, які обмежують прогін перетину, і на термічну стійкість під час протікання струмів КЗ.

Огорожі треба установлювати з обох боків перетину на відстані від трубопроводу, яка дорівнює висоті опори. Ширина огорожі має перевищувати відстань від проекції крайніх відхилених проводів ПЛ на 3 м – для ПЛ напругою до 20 кВ; на 4 м – для ПЛ напругою від 35 кВ до 220 кВ і на 8 м – для ПЛ напругою від 330 кВ до 750 кВ. Відстань від опор ПЛ до огорожі треба установлювати таку саму, як до надземних трубопроводів.

2.5.243. Опори ПЛ, які обмежують прогін перетину з надземними і наземними трубопроводами, а також з канатними дорогами, повинні бути анкерними нормальної конструкції. Для ПЛ зі сталеалюмінієвими проводами перерізом алюмінієвої частини 120 мм^2 і більше або зі сталевими линвами перерізом 50 мм^2 і більше, за винятком ПЛ, які перетинають пасажирські канатні дороги, допускаються анкерні опори полегшеної конструкції або проміжні опори. Підтримувальні затискачі на проміжних опорах повинні бути глухими.

У прогонах перетину ПЛ з трубопроводами для транспортування горючих рідин та газів проводи і троси не повинні мати з'єднань.

2.5.244. Проводи ПЛ слід розташовувати над надземними трубопроводами і канатними дорогами. Як виняток допускається прокладати ПЛ напругою до 220 кВ під канатними дорогами, які повинні мати містки або сітки для огороджування проводів ПЛ. Кріпити містки і сітки на опорах ПЛ не допускається.

Відстані по вертикалі від ПЛ до містків, сіток і огорож (2.5.242) повинні бути такими самими, як до надземних і наземних трубопроводів і канатних доріг (табл. 2.5.50).

2.5.245. У прогонах перетину з ПЛ металеві трубопроводи, крім прокладених у насипі, канатні дороги, а також огорожі, містки і сітки треба заземлювати. Опір, який забезпечується шляхом застосування штучних заземлювачів, повинен бути не більшим ніж 10 Ом.

2.5.246. Відстані в разі перетину, зближення і паралельного проходження ПЛ з надземними і наземними трубопроводами та канатними дорогами повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.50*.

Відстані по вертикалі в нормальному режимі роботи ПЛ треба приймати не меншими від значень, вказаних у табл. 2.5.50, за температурних умов і умов механічного навантаження, визначених у 2.5.160.

Таблиця 2.5.50. **Найменша відстань від проводів ПЛ до наземних, надземних трубопроводів, канатних доріг***

Перетин, зближення або паралельне проходження	Найменша відстань*, м, для ПЛ напругою, кВ							
	до 20	35	110	150	220	330	500	750
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Відстань по вертикалі (у просвіті) в разі перетину: – від невідхилених проводів ПЛ до будь-якої частини трубопроводів (насипу), захисних пристроїв, трубопроводу або канатної дороги в нормальному режимі	3**	4	4	4,5	5	6	8	12
– те саме в разі обриву проводу в суміжному прогоні	2**	2**	2**	2,5	3	4	–	–
Відстані по горизонталі в разі зближення і паралельного проходження від крайнього невідхиленого проводу до будь-якої частини:								
– магістрального нафтопроводу і нафтопродуктопроводу	50 м, але не менше висоти опори							
– газопроводу з надлишковим тиском понад 1,2 МПа (магістрального газопроводу)	Не менше подвійної висоти опори, але не менше 50 м							

* Взаємне розташування трубопроводів, їхніх будівель, споруд, зовнішніх установок і ПЛ, які входять до складу трубопроводів, визначають за відомчими нормами.

Продовження табл. 2.5.50

1	2	3	4	5	6	7	8	9
– трубопроводу зріджених вуглеводневих газів	Не менше 100 м				Не менше 1000 м			
– аміакопроводу	Трикратна висота опори, але не менше 50 м							
– немагістральних нафтопроводу і нафтопродуктопроводу, газопроводу з надлишковим тиском газу 1,2 МПа і менше, водопроводу, каналізації (напірної і самопливної), водостоку, теплової мережі	Не менше висоти опори***							
Приміщення з вибухонебезпечними зонами і зовнішніми вибухонебезпечними установками: – компресорних (КС) і газорозподільчих станцій (ГРС): на газопроводах з тиском понад 1,2 МПа	80	80	100	120	140	160	180	200
– на газопроводах з тиском газу 1,2 МПа і менше	Не менше висоти опори плюс 3 м							
– нафтоперекачувальних станцій (НПС)	40	40	60	80	100	120	150	150
У разі перетину від основи опори ПЛ до будь-якої частини: – трубопроводу, захисних пристроїв трубопроводу або канатної дороги	Не менше висоти опори							
– те саме на ділянках траси в стиснених умовах	3	4	4	4,5	5	6	6,5	15

* *Зазначені в таблиці відстані приймаються до межі насипу або захисної конструкції.*
** *У разі прокладення трубопроводу в насипі відстань до насипу збільшується на 1 м.*
*** *Якщо висота надземної споруди перевищує висоту опори ПЛ, відстань між цією спорудою і ПЛ треба приймати не меншою, ніж висота цієї споруди.*

В аварійному режимі відстані перевіряють для ПЛ з проводами перерізом алюмінієвої частини, меншим ніж 185 мм^2, за середньорічної температури без ожеледі і вітру; для ПЛ з проводами перерізом алюмінієвої частини 185 мм^2 і більше перевірка в разі обриву проводу не потрібна.

Траса ПЛ напругою 110 кВ і вище за паралельного проходження з технічними коридорами надземних і наземних магістральних нафтопроводів і нафтопродуктопроводів повинна проходити, як правило, на місцевості з відмітками рельєфу, вищими ніж відмітки технічних коридорів магістральних нафтопроводів і нафтопродуктопроводів.

2.5.247. Відстань від крайніх невідхилених проводів ПЛ до продувних свічок, установлюваних на магістральних газопроводах, необхідно приймати не меншою ніж 300 м.

На ділянках стисненої траси ПЛ цю відстань можна зменшувати до 150 м, за винятком багатоколових ПЛ, розташованих як на спільних, так і на окремих опорах.

2.5.248. На ділянках перетину ПЛ з новозбудованими надземними і наземними магістральними трубопроводами останні на відстані по 50 м в обидва боки від проекції крайнього невідхиленого проводу повинні мати для ПЛ напругою до 20 кВ категорію, яка відповідає вимогам будівельних норм і правил, а для ПЛ напругою 35 кВ і вище – на одну категорію вище. Переводити існуючі магістральні трубопроводи у підвищену категорію в разі перетину і зближення з ПЛ, які будуються, не потрібно.

ПЕРЕТИН І ЗБЛИЖЕННЯ ПЛ З ПІДЗЕМНИМИ ТРУБОПРОВОДАМИ

2.5.249. Кут перетину ПЛ напругою 35 кВ і нижче з підземними магістральними газопроводами, нафтопроводами, нафтопродуктопроводами, трубопроводами для транспортування горючих рідин і газів не нормується.

Кут перетину ПЛ напругою 110 кВ і вище з новоспоруджуваними підземними магістральними трубопроводами для транспортування горючих рідин і газів, а також з діючими технічними коридорами цих трубопроводів повинен бути не меншим ніж 60°.

Кут перетину ПЛ з підземними газопроводами з надлишковим тиском газу 1,2 МПа і менше, немагістральними нафтопроводами, нафтопродуктопроводами, трубопроводами зріджених вуглеводневих газів і аміакопроводами, а також з підземними трубопроводами для транспортування негорючих рідин і газів не нормується.

2.5.250. Відстані в разі перетину, зближення і паралельного проходження ПЛ з підземними трубопроводами повинні бути не меншими від зазначених у табл. 2.5.51.

Таблиця 2.5.51. **Найменші відстані по горизонталі від ПЛ до підземних мереж**

Перетин, зближення або паралельне проходження	Найменші відстані, м, для ПЛ напругою, кВ							
	До 20	35	110	150	220	330	500	750
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. У разі зближення, паралельного проходження від крайнього невідхиленого проводу до будь-якої частини: – магістральних нафтопроводів, нафтопродуктопроводів, аміакопроводів, газопроводів з тиском газу понад 1,2 МПа (магістральні газопроводи)	10	15	20	25	25	30	40	40
– трубопроводів зріджених вуглеводневих газів	Не менше 100 м				Не менше 1000 м			

Продовження табл. 2.5.51

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2. У разі наближення і паралельного проходження в стиснених умовах і в разі перетину від заземлювача або підземної частини (фундаментів) опори до будь-якої частини трубопроводів, зазначених у пункті 1)	5	5	10	10	10	15	25	25
3. У разі перетину, зближення і паралельного проходження від заземлювача або підземної частини (фундаментів) опори:								
– до немагістральних нафтопроводів, нафтопродуктопроводів, трубопроводів зріджених вуглеводневих газів і аміакопроводів і до газопроводів з тиском газу 1,2 МПа і менше	5	5	10	10	10	10	10	25
– до водопроводу, каналізації (напірної і самопливної), водостоків, дренажів теплових мереж	2	2	3	3	3	3	3	10

У виняткових випадках допускається під час проектування зменшувати до 50% відстані (наприклад, якщо ПЛ проходить по територіях електростанцій, промислових підприємств, по вулицях міст тощо), зазначені в пункті 3 (табл. 2.5.51).

При цьому слід передбачати захист фундаментів опор ПЛ від можливого їх підмивання, якщо пошкоджено зазначені трубопроводи, а також захист, який запобігає винесенню небезпечних потенціалів на металеві трубопроводи.

2.5.251. Відстані від крайніх невідхилених проводів ПЛ до продувних свічок, установлених на газопроводах з тиском газу понад 1,2 МПа (магістральних газопроводах), і до приміщень з вибухонебезпечними зонами і зовнішніми вибухонебезпечними установками КС, ГРС і НПС слід приймати такими самими, як для надземних і наземних трубопроводів згідно з 2.5.247 і табл. 2.5.50 відповідно.

2.5.252. Новозбудовані підземні магістральні газопроводи і нафтопроводи на ділянках зближення і паралельного проходження поряд ПЛ у разі прокладання їх на відстанях, менших від зазначених у пункті 1 (табл. 2.5.51), повинні мати категорію:

– для газопроводів і ПЛ напругою 500–750 кВ – не нижче ніж II;

– для газопроводів і ПЛ напругою 330 кВ і нижче – не нижче ніж III;

– для нафтопроводів і ПЛ напругою понад 1 кВ – не нижче ніж III.

Новозбудовані підземні магістральні трубопроводи в разі перетину їх з ПЛ у межах охоронної зони ПЛ повинні відповідати будівельним нормам і правилам.

ЗБЛИЖЕННЯ ПЛ З АЕРОДРОМАМИ

2.5.253. У районах аеродромів і повітряних трас ПЛ треба розміщувати відповідно до вимог будівельних норм і правил на аеродроми, планування і забудови

міських і сільських поселень за узгодженням державних органів, передбачених Положенням про використання повітряного простору України, затвердженим Постановою Кабінету Міністрів України від 29.03.2002 № 401.

2.5.254. Відповідно до «Повітряного кодексу України» для безпеки польотів повітряних суден опори ПЛ, розташовані на приаеродромній території і на місцевості в межах повітряних трас, які порушують чи погіршують умови безпеки польотів, повинні бути позначені денними і нічними маркувальними знаками. Нічні і денні маркувальні знаки встановлюють також на опорах висотою 50 м і більше за вимогами державних органів, що узгоджують трасу ПЛ, незалежно від місця розташування опор.

Установлення маркувальних знаків на опорах виконують енергопідприємства, у віданні яких знаходиться ПЛ.

Маркувальні позначення опор ПЛ виконують відповідно до Сертифікаційних вимог до цивільних аеродромів України, затверджених наказом Державіаслужби України від 17.03.2006 № 201.

Засоби нічного маркувального позначення аеродромних перешкод за умовами електропостачання повинні відноситись до споживачів I категорії, і їх електропостачання треба здійснювати по окремих лініях, підключених до підстанцій. Лінії потрібно забезпечувати аварійним резервним живленням із системою АВР. Можливе використання автономних поновлюваних джерел електроенергії. Для забезпечення зручного і безпечного обслуговування засобів нічного маркувального позначення на опорах ПЛ треба передбачати площадки в місцях розміщення сигнальних вогнів і обладнання, а також драбини для доступу до цих площадок.

РОЗДІЛ 3

ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА

Глави 3.1–3.4. ПУЕ-86 (шосте видання, перероблене та доповнене).
Міністерство енергетики і електрифікації СРСР, 1986 р.

Зміна № 3. 1999 р.

ГЛАВА 3.1
ЗАХИСТ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ ДО 1 кВ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ, ВИЗНАЧЕННЯ

3.1.1. Ця глава Правил поширюється на захист електричних мереж до 1 кВ, що споруджуються як усередині будівель, так і поза ними. Додаткові вимоги до захисту мереж зазначеної напруги, викликані особливостями різних електроустановок, наведено в інших главах Правил.

3.1.2. **Апаратом захисту** називається апарат, що автоматично вимикає захищуване електричне коло за ненормальних режимів.

ВИМОГИ ДО АПАРАТІВ ЗАХИСТУ

3.1.3. Апарати захисту за своєю вимикальною здатністю мають відповідати максимальному значенню струму КЗ на початку ділянки електричної мережі, що захищається (див. також гл. 1.4).

Допускається встановлювати апарати захисту, що є не стійкими до максимальних значень струму КЗ, а також вибрані за значенням одноразової граничної комутаційної здатності, якщо груповий апарат, який їх захищає, або найближчий апарат, розташований у напрямку до джерела живлення, забезпечує миттєве вимкнення струму КЗ, для чого необхідно, щоб струм уставки розчіплювача (відсічки) згаданих апаратів, що діє миттєво, був меншим струму одноразової комутаційної здатності кожного з групи нестійких апаратів, і якщо таке неселективне вимкнення всієї групи апаратів не загрожує аварією, псуванням дорогого устаткування та матеріалів або розладом складного технологічного процесу.

3.1.4. Номінальні струми плавких уставок запобіжників і струми уставок автоматичних вимикачів, що служать для захисту окремих ділянок мережі, у всіх випадках слід вибирати по можливості найменшими щодо розрахункових струмів цих ділянок або щодо номінальних струмів електроприймачів, але так, щоб апарати захисту не вимикали електроустановки за короткочасних перевантажень (пускові струми, піки технологічних навантажень, струми в разі самозапуску тощо).

3.1.5. Як апарати захисту мають застосовуватися автоматичні вимикачі або запобіжники. Для забезпечення вимог швидкодії, чутливості або селективності допускається в разі необхідності застосовувати засоби захисту з використанням виносних реле, електронних аналогових та цифрових пристроїв.

3.1.6. Автоматичні вимикачі та запобіжники пробкового типу мають приєднуватися до мережі так, щоб за вигвинченої пробки запобіжника (автоматичного вимикача) гвинтова гільза запобіжника (автоматичного вимикача) залишалася без напруги. У разі одностороннього живлення приєднання живильного провідника (кабелю або проводу) до апарату захисту має виконуватися, як правило, до нерухомих контактів.

3.1.7. Кожен апарат захисту повинен мати напис, який вказує значення номінального струму апарата, уставки розчіплювача і номінального струму плавкої уставки, потрібних для мережі, що ним захищається. Написи рекомендовано наносити на апарат або схему, розташовану поблизу місця встановлення апаратів захисту.

ВИБІР ЗАХИСТУ

3.1.8. Електричні мережі повинні мати захист від струмів короткого замикання, що забезпечує по можливості найменший час вимкнення і вимоги щодо селективності.

Захист має забезпечувати вимкнення пошкодженої ділянки в разі виникнення КЗ в кінці лінії, що захищається: одно-, дво- і трифазних – у мережах із глухозаземленою нейтраллю; дво- і трифазних – у мережах з ізольованою нейтраллю.

Надійне вимкнення пошкодженої ділянки мережі забезпечується, якщо відношення найменшого розрахункового струму КЗ до номінального струму плавкої уставки запобіжника або розчіплювача автоматичного вимикача буде не меншим від значення, наведеного у 1.7.79 і 7.3.139[1].

3.1.9. У мережах, що захищаються тільки від струмів КЗ (що не потребують захисту від перевантаження згідно з 3.1.10), за винятком протяжних мереж, наприклад сільських, комунальних, допускається не виконувати розрахункової перевірки наведеної в 1.7.79 і 7.3.139[1] кратності струму КЗ, якщо забезпечено умову, за якої стосовно тривало допустимих струмових навантажень провідників, наведених у таблицях гл. 1.3, апарати захисту мали кратність, не більшу ніж:

– 300% – для номінального струму плавкої уставки запобіжника;

– 450% – для струму уставки автоматичного вимикача, що має тільки миттєво діючий максимальний розчіплювач (відсічку), що діє миттєво;

– 100% – для номінального струму розчіплювача автоматичного вимикача з нерегульованою обернено залежною від струму характеристикою (незалежно від наявності чи відсутності відсічки);

[1] Нумерацію пунктів глави 1.7 змінено; главу 7.3 скасовано.

– 125% – для струму зрушування розчіплювача автоматичного вимикача з регульованою обернено залежною від струму характеристикою; якщо на цьому автоматичному вимикачі є ще відсічки, то її кратність струму спрацьовування не обмежується.

Наявність апаратів захисту із завищеними уставками струму не є підставою для збільшення перерізів провідників понад зазначені в гл. 1.3.

3.1.10. Мережі всередині приміщень, виконані відкрито прокладеними провідниками з горючою зовнішньою оболонкою або ізоляцією, мають бути захищеними від перевантаження.

Крім того, мають бути захищеними від перевантаження мережі всередині приміщень:

– освітлювальні мережі в житлових і громадських будівлях, у торговельних приміщеннях, службово-побутових приміщеннях промислових підприємств, включаючи мережі для побутових і переносних електроприймачів (прасок, чайників, плиток, кімнатних холодильників, пилососів, пральних і швейних машин тощо), а також у пожежонебезпечних зонах;

– силові мережі на промислових підприємствах, у житлових і громадських будівлях, торговельних приміщеннях – тільки в разі, якщо за умовами технологічного процесу або за режимом роботи мережі може виникати тривале перевантаження провідників;

– мережі всіх видів у вибухонебезпечних зонах – згідно з вимогами 7.3.94[1].

3.1.11. У мережах, що захищаються від перевантажень (див. 3.1.10), провідники слід вибирати за розрахунковим струмом, при цьому має бути забезпечено умову, щоб по відношенню до тривало допустимих струмових навантажень, наведених у таблицях гл. 1.3, апарати захисту мали кратність, не більшу ніж:

– 80% для номінального струму плавкої уставки або струму уставки автоматичного вимикача, що має тільки максимальний розчіплювач (відсічку), що діє миттєво, – для провідників із полівінілхлоридною, гумовою і аналогічною за тепловими характеристиками ізоляцією; для провідників, що прокладаються в невибухонебезпечних виробничих приміщеннях промислових підприємств, допускається 100%;

– 100% для номінального струму плавкої уставки або струму уставки автоматичного вимикача, що має тільки максимальний розчіплювач (відсічку), що діє миттєво, – для кабелів із паперовою ізоляцією;

– 100% для номінального струму розчіплювача автоматичного вимикача з нерегульованою обернено залежною від струму характеристикою (незалежно від наявності чи відсутності відсічки) – для провідників усіх марок;

– 100% для струму зрушування розчіплювача автоматичного вимикача з регульованою обернено залежною від струму характеристикою – для провідників із полівінілхлоридною, гумовою і аналогічною за тепловими характеристиками ізоляцією;

– 125% для струму зрушування розчіплювача автоматичного вимикача з регульованою обернено залежною від струму характеристикою – для кабелів із паперовою ізоляцією та ізоляцією з вулканізованого поліетилену.

3.1.12. Тривало допустиме струмове навантаження провідників відгалужень до короткозамкнених електродвигунів має бути не меншим ніж: 100% номінального струму електродвигуна в невибухонебезпечних зонах; 125% номінального струму електродвигуна – у вибухонебезпечних зонах.

[1] Главу 7.3 скасовано.

Співвідношення між тривало допустимим навантаженням провідників до короткозамкнених електродвигунів і уставками апаратів захисту в будь-якому разі не мають перевищувати зазначених у 3.1.9 (див. також 7.3.97)[1].

3.1.13. У випадках, коли необхідне допустиме тривале струмове навантаження провідника, визначене за 3.1.9 і 3.1.11, не збігається з даними таблиць допустимих навантажень, наведених у гл. 1.3, припустимим є застосування провідника найближчого меншого перерізу, але не меншого, ніж це потрібно за розрахунковим струмом.

МІСЦЯ ВСТАНОВЛЕННЯ АПАРАТІВ ЗАХИСТУ

3.1.14. Апарати захисту слід розташовувати по можливості в доступних для обслуговування місцях так, щоб було виключено можливість їх механічних пошкоджень. Установлювати треба так, щоб під час операції з ними або під час їх дії були виключені небезпеку для обслуговуючого персоналу і можливість пошкодження оточуючих предметів.

Апарати захисту з відкритими струмовідними частинами мають бути доступними для обслуговування тільки кваліфікованому персоналу.

3.1.15. Апарати захисту слід установлювати, як правило, у місцях мережі, де переріз провідника зменшується (у напрямку до місця споживання електроенергії) або де це необхідно для забезпечення чутливості та селективності захисту (див. також 3.1.16 і 3.1.19).

3.1.16. Апарати захисту треба встановлювати безпосередньо в місцях приєднання захищуваних провідників до живильної лінії. Допускається у випадках необхідності приймати довжину ділянки між живильною лінією і апаратом захисту відгалуження до 6 м. Провідники на цій ділянці можуть мати переріз менший, ніж переріз провідників живильної лінії, але не менший ніж переріз провідників після апарата захисту.

Для відгалужень, що виконують у важкодоступних місцях (наприклад, на великій висоті), апарати захисту допускається встановлювати на відстані до 30 м від точки відгалуження в зручному для обслуговування місці (наприклад, на вводі до розподільного пункту, у пусковому пристрої електроприймача тощо). При цьому переріз провідників відгалуження має бути не меншим від перерізу, що визначається розрахунковим струмом, але має забезпечувати не менше ніж 10% пропускної здатності захищеної ділянки живильної лінії. Прокладання провідників відгалужень у вказаних випадках (за довжин відгалужень до 6 м і до 30 м) має проводитися: при горючих зовнішніх оболонки або ізоляції провідників – у трубах, металорукавах або коробах, у решті випадків, крім кабельних споруд, пожежонебезпечних і вибухонебезпечних зон, – відкрито на конструкціях за умови їх захисту від можливих механічних пошкоджень.

3.1.17. У разі захисту мереж запобіжниками останні треба встановлювати на всіх нормально незаземлених полюсах або фазах. Установлювати запобіжників у нульових робочих провідниках заборонено.

3.1.18. У разі захисту мереж із глухозаземленою нейтраллю за допомогою автоматичних вимикачів розчіплювачі їх треба установлювати в усіх нормально незаземлених провідниках (див. також 7.3.99)*.

У разі захисту мереж з ізольованою нейтраллю в трипровідних мережах трифазного струму і двопровідних мережах однофазного або постійного струму

[1] Главу 7.3 скасовано.

допускається встановлювати розчіплювачі автоматичних вимикачів у двох фазах у разі трипровідних мереж і в одній фазі (полюсі) – разі двопровідних. При цьому в межах однієї й тієї самої електроустановки захист слід здійснювати в одних і тих же фазах (полюсах).

Розчіплювачі в нульових провідниках допускається встановлювати лише за умови, що в разі їх спрацьовування вимикаються від мережі одночасно всі провідники, що перебувають під напругою.

3.1.19. Апарати захисту допускається не встановлювати, якщо це доцільно за умовами експлуатації, у місцях:

1) відгалуження провідників від шин щита до апаратів, установлених на тому самому щиті; при цьому провідники треба вибирати за розрахунковим струмом відгалуження;

2) зниження перерізу живильної лінії по її довжині і на відгалуженнях від неї, якщо захист попередньої ділянки лінії захищає ділянку зі зниженим перерізом провідників або якщо незахищені ділянки лінії чи відгалуження від неї виконані провідниками, вибраними з перерізом, не меншим від половини перерізу провідників захищеної ділянки лінії;

3) відгалуження від живильної лінії до електроприймачів малої потужності, якщо лінія, що їх живить, захищена апаратом з уставкою не більше 25 А для силових електроприймачів і побутових електроприладів, а для світильників – згідно з 6.2.2;

4) відгалуження від живильної лінії провідників кіл вимірювань, керування і сигналізації, якщо ці провідники не виходять за межі відповідних машин або щита чи якщо ці провідники виходять за їх межі, але електропроводку виконано в трубах або вона має негорючу оболонку.

Не допускається встановлювати апарати захисту в місцях приєднання до живильної лінії таких кіл керування, сигналізації та вимірювання, вимкнення яких може спричинити небезпечні наслідки (вимкнення пожежних насосів, вентиляторів, що запобігають утворенню вибухонебезпечних сумішей, деяких механізмів власних потреб електростанцій тощо). У всіх випадках такі кола треба виконувати за допомогою провідників у трубах або мати негорючу оболонку. Перерізи цих кіл мають бути не меншими від наведених у 3.4.4.

ГЛАВА 3.2
РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

3.2.1. Ця глава Правил поширюється на пристрої релейного захисту елементів електричної частини енергосистем, промислових та інших електроустановок вище 1 кВ: генераторів, трансформаторів (автотрансформаторів), блоків генератор – трансформатор, ліній електропередавання, шин і синхронних компенсаторів.

Захист усіх електроустановок вище 500 кВ, кабельних ліній вище 35 кВ, а також електроустановок атомних електростанцій та передавання постійного струму в цій главі Правил не розглядається.

Вимоги до захисту електричних мереж до 1 кВ, електродвигунів, конденсаторних установок, електротермічних установок див. відповідно в гл. 3.1, 5.3, 5.6 і 7.5.

Пристрої релейного захисту елементів електроустановок, не розглянуті в цій та інших главах, мають виконуватися відповідно до загальних вимог цієї глави.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

3.2.2. Електроустановки мають бути обладнаними пристроями релейного захисту, призначеними для:

а) автоматичного вимкнення пошкодженого елемента від непошкодженої частини електричної системи (електроустановки), що залишилася, за допомогою вимикачів; якщо пошкодження (наприклад, замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю) безпосередньо не порушує роботу електричної системи, допускається дія релейного захисту тільки на сигнал;

б) реагування на небезпечні, ненормальні режими роботи елементів електричної системи (наприклад, перевантаження, підвищення напруги в обмотці статора гідрогенератора); залежно від режиму роботи та умов експлуатації електроустановки релейний захист має бути виконано з дією на сигнал або на вимкнення тих елементів, які не можна залишати в роботі, бо це може призвести до виникнення пошкодження.

3.2.3. З метою здешевлення електроустановок замість автоматичних вимикачів та релейного захисту слід застосовувати запобіжники або відкриті плавкі уставки, якщо вони:

– можуть бути вибраними з необхідними параметрами (номінальна напруга і струм, номінальний струм вимикання тощо);

– забезпечують необхідну селективність і чутливість;

– не перешкоджають застосуванню автоматики (автоматичне повторне ввімкнення – АПВ, автоматичне ввімкнення резерву – АВР тощо), необхідної за умовами роботи електроустановки.

Під час використання запобіжників або відкритих плавких уставок залежно від рівня несиметрії в неповнофазному режимі та характеру навантаження, що живиться, слід розглядати необхідність установлення на приймальній підстанції захисту від неповнофазного режиму.

3.2.4. Пристрої релейного захисту мають забезпечувати найменший можливий час вимкнення КЗ з метою збереження безперебійної роботи непошкодженої частини системи (стала робота електричної системи і електроустановок споживачів, забезпечення можливості відновлення нормальної роботи шляхом успішної дії АПВ і АВР, самозапуску електродвигунів, втягування в синхронізм тощо) та обмеження зони та ступеня пошкодження елемента.

3.2.5. Релейний захист, що діє на вимкнення, як правило, має забезпечувати селективність дії, з тим щоб у разі пошкодження будь-якого елемента електроустановки вимикався тільки цей пошкоджений елемент.

Допускається неселективна дія захисту (що виправляється подальшою дією АПВ або АВР):

а) для забезпечення, якщо це необхідно, прискорення вимкнення КЗ (див. 3.2.4);

б) у разі використання спрощених головних електричних схем з віддільниками в колах ліній або трансформаторів, що вимикають пошкоджений елемент у безструмову паузу.

3.2.6. Пристрої релейного захисту з витримками часу, що забезпечують селективність дії, допускається застосовувати, якщо: у разі вимкнення КЗ з витримками часу забезпечується виконання вимог 3.2.4; захист діє як резервний (див. 3.2.15).

3.2.7. Надійність функціонування релейного захисту (спрацьовування за появи умов на спрацьовування і неспрацьовування за їх відсутності) має бути забезпеченою застосуванням пристроїв, які за своїми параметрами і виконанням відповідають призначенню, а також належним обслуговуванням цих пристроїв.

За необхідності слід використовувати спеціальні заходи підвищення надійності функціонування, зокрема схемне резервування, безперервний або періодичний контроль стану тощо. Треба також враховувати ймовірність помилкових дій обслуговуючого персоналу під час виконання необхідних операцій з релейним захистом.

3.2.8. За наявності релейного захисту, що має кола напруги, слід передбачати пристрої:

– що автоматично виводять захист із дії в разі вимкнення автоматичних вимикачів, перегорання запобіжників та інших порушень кіл напруги (якщо ці порушення можуть призвести до помилкового спрацьовування захисту в нормальному режимі), а також тих, що сигналізують про порушення цих кіл;

– що сигналізують про порушення кіл напруги, якщо ці порушення не призводять до помилкового спрацьовування захисту в умовах нормального режиму, але можуть призвести до зайвого спрацьовування в інших умовах (наприклад, у разі КЗ поза захищуваною зоною).

3.2.9. Під час встановлення швидкодійного релейного захисту на лініях електропередавання з трубчастими розрядниками має бути передбачатися настроювання її від роботи розрядників, для чого:

– найменший час спрацьовування релейного захисту до моменту подання сигналу на вимкнення має бути більшим за час одноразового спрацьовування розрядників, а саме: близько 0,06–0,08 с;

– пускові органи захисту, що спрацьовують від імпульсу струму розрядників, повинні мати якнайменший час повернення (близько 0,01 с від моменту зникнення імпульсу).

3.2.10. Для релейних захистів з витримками часу в кожному конкретному випадку слід розглядати доцільність забезпечення дії захисту від початкового значення струму або опору в разі КЗ для унеможливлення відмов спрацьовування захисту (через загасання струмів КЗ у часі, у результаті виникнення коливань, появи дуги в місці пошкодження тощо).

3.2.11. Захисти в електричних мережах 110 кВ і вище повинні мати пристрої, що блокують їх дію під час коливань або асинхронного ходу, якщо в згаданих

мережах можливі такі коливання або асинхронний хід, за яких захисти можуть спрацьовувати надмірно.

Допускається застосовувати аналогічні пристрої і для ліній нижче 110 кВ, що зв'язують між собою джерела живлення (виходячи з ймовірності виникнення коливань або асинхронного ходу і можливих наслідків зайвих вимкнень).

Допускається виконувати захист без блокування під час коливань, якщо захист відрегульовано від коливань у часі (витримка часу захисту – близько 1,5–2 с).

3.2.12. Дія релейного захисту має фіксуватися вказівними реле, вбудованими в реле покажчиками спрацьовування, лічильниками числа спрацьовувань або іншими пристроями тією мірою, якою це необхідно для обліку й аналізу роботи захистів.

3.2.13. Пристрої, що фіксують дію релейного захисту на вимкнення, слід установлювати так, щоб сигналізувалася дія кожного захисту, а в разі складного захисту – окремих його частин (різні ступені захисту, окремі комплекти захистів від різних видів пошкодження тощо).

3.2.14. На кожному з елементів електроустановки треба передбачати основний захист, призначений для її дії в разі пошкоджень у межах всього захищуваного елемента, з часом, меншим, ніж у інших, установлених на цьому елементі захистів.

3.2.15. Для дії в разі відмов захистів або вимикачів суміжних елементів треба передбачати резервний захист, призначений для забезпечення далекої резервної дії.

Якщо основний захист елемента має абсолютну селективність (наприклад, високочастотний захист, подовжній і поперечний диференціальні захисти), то на цьому елементі має бути встановлено резервний захист, що виконує функції не тільки далекого, а й близького резервування, тобто такого, що діє в разі відмови основного захисту цього елемента або виведення його з роботи. Наприклад, якщо як основний захист від замикань між фазами застосовано диференціально-фазний захист, то як резервний може бути застосованим триступеневий дистанційний захист.

Якщо основний захист лінії 110 кВ і вище має відносну селективність (наприклад, ступеневі захисти з витримками часу), то:

– окремий резервний захист допускається не передбачати за умови, що далека резервна дія захистів суміжних елементів у разі КЗ на цій лінії забезпечується;

– мають передбачатися заходи щодо забезпечення близького резервування, якщо далеке резервування в разі КЗ на цій лінії не забезпечується.

3.2.16. Для лінії електропередавання 35 кВ і вище з метою підвищення надійності вимкнення пошкодження на початку лінії як додатковий захист можна передбачати струмову відсічку без витримки часу за умови виконання вимог 3.2.26.

3.2.17. Якщо повне забезпечення далекого резервування пов'язане зі значним ускладненням захисту або технічно неможливе, допускається:

1) не резервувати вимкнення КЗ за трансформаторами, на реактованих лініях, лініях 110 кВ і вище за наявності близького резервування, у кінці довгої суміжної ділянки лінії 6–35 кВ;

2) мати далеке резервування тільки за видів пошкоджень, що найчастіше трапляються, без урахування нечастих режимів роботи і з урахуванням каскадної дії захисту;

3) передбачати неселективну дію захисту в разі КЗ на суміжних елементах (за далекої резервної дії) з можливістю знеструмлення в окремих випадках підстанцій; при цьому слід по можливості забезпечувати виправлення цих неселективних вимкнень дією АПВ або АВР.

3.2.18. Пристрої резервування в разі відмови вимикачів (ПРВВ) мають передбачатися в електроустановках 110–500 кВ. Допускається не передбачати ПРВВ в електроустановках 110–220 кВ за дотримання таких умов:

1) забезпечуються необхідна чутливість і допустимі за умовами стійкості часи вимкнення від пристроїв далекого резервування;

2) за дії резервних захистів немає втрати додаткових елементів через вимкнення вимикачів, що безпосередньо не примикають до вимикача, що вийшов з ладу (наприклад, відсутні секціоновані шини, лінії з відгалуженням).

На електростанціях з генераторами, що мають безпосереднє охолодження провідників обмоток статорів, для запобігання пошкодженням генераторів у разі відмов вимикачів 110–500 кВ слід передбачати ПРВВ незалежно від інших умов.

У разі відмови одного з вимикачів пошкодженого елемента (лінія, трансформатор, шини) електроустановки ПРВВ має діяти на вимкнення вимикачів, суміжних з тим, що відмовив.

Якщо захисти приєднано до виносних трансформаторів струму, то ПРВВ має діяти і в разі КЗ в зоні між цими трансформаторами струму і вимикачем.

Допускається застосовувати спрощені ПРВВ, що діють у разі КЗ з відмовами вимикачів не на всіх елементах (наприклад, тільки в разі КЗ на лініях); за напруги 35–220 кВ, крім того, допускається застосовувати пристрої, що діють лише на вимкнення шиноз'єднувального (секційного) вимикача.

За недостатньої ефективності далекого резервування слід розглядати необхідність підвищення надійності близького резервування на додаток до ПРВВ.

3.2.19. Під час виконання резервного захисту у вигляді окремого комплекту його слід здійснювати, як правило, так, щоб було забезпечено можливість окремої перевірки або ремонту основного або резервного захисту за працюючого елемента. При цьому основний і резервний захисти мають живитися, як правило, від різних вторинних обмоток трансформаторів струму.

Живлення основних і резервних захистів ліній електропередавання 220 кВ і вище має здійснюватися, як правило, від різних автоматичних вимикачів оперативного постійного струму.

3.2.20. Оцінювання чутливості основних типів релейних захистів має проводитися за допомогою коефіцієнта чутливості, що визначається:

– для захистів, що реагують на величини, зростаючі в умовах пошкоджень, – як відношення розрахункових значень цих величин (наприклад, струму або напруги)

у разі металевого КЗ у межах захищуваної зони до параметрів спрацьовування захистів;

– для захистів, що реагують на величини, зменшувані в умовах пошкоджень, як відношення параметрів спрацьовування до розрахункових значень цих величин (наприклад, напруги або опору) в разі металевого КЗ у межах захищуваної зони.

Розрахункові значення величин мають установлюватися виходячи з найбільш несприятливих видів пошкодження, але для реально можливого режиму роботи електричної системи.

3.2.21. Під час оцінювання чутливості основних захистів необхідно виходити з того, що мають забезпечуватися такі найменші коефіцієнти їх чутливості:

1. Максимальні струмові захисти з пуском і без пуску напруги, напрямлені і ненапрямлені, а також струмові одноступінчасті напрямлені і ненапрямлені захисти, увімкнені на складові зворотної або нульової послідовностей:

– для органів струму і напруги – близько 1,5;

– для органів напрямку потужності зворотної та нульової послідовності – близько 2,0 за потужністю і близько 1,5 за струмом і напругою;

– для органа напрямку потужності, увімкненого на повний струм і напругу, не нормується за потужністю і близько 1,5 – за струмом.

Для максимальних струмових захистів трансформаторів з нижчою напругою 0,23–0,4 кВ найменший коефіцієнт чутливості може бути близько 1,5.

2. Ступеневі захисти струму або струму і напруги, напрямлені і ненапрямлені, увімкнуті на повні струми і напругу або на складові нульової послідовності:

– для органів струму і напруги ступеня захисту, призначеного для дії в разі КЗ в кінці захищуваної ділянки, без урахування резервної дії – близько 1,5, а за наявності селективного резервного ступеня, що надійно діє, – близько 1,3; за наявності на протилежному кінці лінії окремого захисту шин відповідні коефіцієнти чутливості (близько 1,5 і близько 1,3) для ступеня захисту нульової послідовності допускається забезпечувати в режимі каскадного вимикання;

– для органів напрямку потужності нульової та зворотної послідовності – близько 2,0 за потужністю і близько 1,5 за струмом і напругою;

– для органа напрямку потужності, увімкнутого на повний струм і напругу, не нормується за потужністю і близько 1,5 – за струмом.

3. Дистанційні захисти від багатофазних КЗ:

– для пускового органа будь-якого типу і дистанційного органа третього ступеня – близько 1,5;

– для дистанційного органа другого ступеня, призначеного для дії в разі КЗ в кінці захищуваної ділянки, без урахування резервної дії – близько 1,5, а за наявності третього ступеня захисту – близько 1,25; для вказаного органа чутливість щодо струму має бути близько 1,3 (щодо струму точної роботи) в разі пошкодження в тій самій точці.

4. Подовжні диференціальні захисти генераторів, трансформаторів, ліній та інших елементів, а також повний диференціальний захист шин – близько 2,0; для

струмового пускового органа неповного диференціального дистанційного захисту шин генераторної напруги чутливість має бути близько 2,0, а для першого ступеня неповного диференціального струмового захисту шин генераторної напруги, виконаного у вигляді відсічки, – близько 1,5 (у разі КЗ на шинах).

Для диференціального захисту генераторів і трансформаторів чутливість слід перевіряти в разі КЗ на виводах. При цьому незалежно від значень коефіцієнта чутливості для гідрогенераторів і турбогенераторів з безпосереднім охолодженням провідників обмоток струм спрацьовування захисту слід приймати меншим за номінальний струм генератора (див. 3.2.36). Для автотрансформаторів і підвищувальних трансформаторів потужністю 63 МВ·А і більше струм спрацьовування без урахування гальмування рекомендовано приймати меншим від номінального (для автотрансформаторів – меншим від струму, що відповідає типовій потужності). Для решти трансформаторів потужністю 25 МВ·А і більше струм спрацьовування без урахування гальмування рекомендовано приймати не більшим ніж 1,5 номінального струму трансформатора.

Допускається знижувати коефіцієнт чутливості для диференціального захисту трансформатора або блока генератор–трансформатор до значення близько 1,5 в таких випадках (у яких забезпечення коефіцієнта чутливості близько 2,0 пов'язане із значним ускладненням захисту або технічно неможливе):

– у разі КЗ на виводах нижчої напруги знижувальних трансформаторів потужністю, меншою ніж 80 МВ·А (визначається з урахуванням регулювання напруги);

– у режимі вмикання трансформатора під напругу, а також для короткочасних режимів його роботи (наприклад, у разі вимкнення однієї з живильних сторін).

Для режиму подання напруги на пошкоджені шини вмиканням одного з живильних елементів допускається знижувати коефіцієнт чутливості для диференціального захисту шин до значення близько 1,5.

Зазначений коефіцієнт 1,5 стосується також диференціального захисту трансформатора в разі КЗ за реактором, який установлено з боку нижчої напруги трансформатора і який входить до зони його диференціального захисту. За наявності інших захистів, що охоплюють реактор і задовольняють вимогам чутливості в разі КЗ за реактором, чутливість диференціального захисту трансформатора в разі КЗ в цій точці допускається не забезпечувати.

5. Поперечні диференціальні напрямлені захисти паралельних ліній:

– для реле струму і реле напруги пускового органа комплектів захисту від міжфазних КЗ і замикань на землю – близько 2,0 за увімкнутих вимикачів з обох боків пошкодженої лінії (у точці однакової чутливості) і близько 1,5 за вимкнутого вимикача з протилежного боку пошкодженої лінії;

– для органа напрямку потужності нульової послідовності – близько 4,0 за потужністю і близько 2,0 за струмом і напругою за увімкнутих вимикачів з обох боків і близько 2,0 – за потужністю та близько 1,5 – за струмом і напругою за вимкнутого вимикача з протилежного боку;

– для органа напрямку потужності, увімкнутого на повний струм і напругу, за потужністю не нормується, а за струмом – близько 2,0 за увімкнутих вимикачів з обох боків та близько 1,5 – за вимкнутого вимикача з протилежного боку.

6. Напрямні захисти з високочастотним блокуванням:

– для органа напрямку потужності зворотної або нульової послідовності, який контролює коло вимикання, – близько 3,0 за потужністю, близько 2,0 – за струмом і напругою;

– для пускових органів, які контролюють коло вимикання, – близько 2,0 за струмом і напругою, близько 1,5 за опором.

7. Диференціально-фазні високочастотні захисти:

– для пускових органів, які контролюють коло вимикання, – близько 2,0 за струмом і напругою, близько 1,5 за опором.

8. Струмові відсічки без витримки часу, установлювані на генераторах потужністю до 1 МВт і трансформаторах, у разі КЗ у місці встановлення захисту – близько 2,0.

9. Захисти від замикань на землю на кабельних лініях в мережах з ізольованою нейтраллю (що діють на сигнал або на вимикання):

– для захистів, що реагують на струми основної частоти, – близько 1,25;

– для захистів, що реагують на струми підвищених частот, – близько 1,5.

10. Захисти від замикань на землю на ПЛ у мережах з ізольованою нейтраллю, що діють на сигнал або на вимикання, – близько 1,5.

3.2.22. Під час визначення коефіцієнтів чутливості, зазначених у 3.2.21, пп. 1, 2, 5 і 7, необхідно враховувати таке:

1. Чутливість за потужністю індукційного реле напрямку потужності перевіряють тільки в разі увімкнення його на складові струмів і напруги зворотної та нульової послідовностей.

2. Чутливість реле напрямку потужності, виконаного за схемою порівняння (абсолютних значень або фаз), перевіряють: у разі увімкнення на повний струм і напругу – за струмом; у разі увімкнення на складові струмів і напруги зворотної та нульової послідовностей – за струмом і напругою.

3.2.23. Для генераторів, що працюють на збірні шини, чутливість струмового захисту від замикань на землю в обмотці статора, що діє на вимкнення, визначається його струмом спрацьовування, який має бути не більшим 5 А. Допускається як виняток збільшення струму спрацьовування до 5,5 А.

Для генераторів, що працюють у блоці з трансформатором, коефіцієнт чутливості захисту від однофазних замикань на землю, що охоплює всю обмотку статора, має бути не меншим 2,0; для захисту напруги нульової послідовності, що охоплює не всю обмотку статора, напруга спрацьовування має бути не більшою 15 В.

3.2.24. Чутливість захистів на змінному оперативному струмі, що виконуються за схемою з дешунтуванням електромагнітів вимикання, слід перевіряти з урахуванням справжньої струмової погрішності трансформаторів струму після дешунтування. При цьому мінімальне значення коефіцієнта чутливості електромагнітів вимкнення, що визначається для умови їх надійного спрацьовування, має бути приблизно на 20% більшим від того, що приймається для відповідних захистів (див. 3.2.21).

3.2.25. Найменші коефіцієнти чутливості для резервних захистів у разі КЗ у кінці суміжного елемента або найбільш віддаленого з декількох послідовних елементів, що входять до зони резервування, мають бути (див. також 3.2.17):

– для органів струму, напруги, опору – 1,2;

– для органів напрямку потужності зворотної та нульової послідовностей – 1,4 за потужністю і 1,2 за струмом і напругою;

– для органа напрямку потужності, увімкнутого на повний струм і напругу, не нормується за потужністю і 1,2 за струмом.

Під час оцінювання чутливості ступенів резервних захистів, що здійснюють близьке резервування (див. 3.2.15), слід виходити з коефіцієнтів чутливості, наведених у 3.2.21 для відповідних захистів.

3.2.26. Для струмових відсічок без витримки часу, що встановлюються на лініях і таких, що виконують функції додаткових захистів, коефіцієнт чутливості має бути близько 1,2 у разі КЗ у місці встановлення захисту в найбільш сприятливому за умовою чутливості режимі.

3.2.27. Якщо дія захисту наступного елемента можлива через відмову унаслідок недостатньої чутливості захисту попереднього елемента, то чутливості цих захистів необхідно узгоджувати між собою.

Допускається не узгоджувати між собою ступені цих захистів, призначені для далекого резервування, якщо невимкнення КЗ унаслідок недостатньої чутливості захисту наступного елемента (наприклад, захисту зворотної послідовності генераторів, автотрансформаторів) може призвести до тяжких наслідків.

3.2.28. У мережах з глухозаземленою нейтраллю виходячи з умов релейного захисту має бути вибраним такий режим заземлення нейтралей силових трансформаторів (тобто розміщення трансформаторів із заземленою нейтраллю), за якого значення струмів і напруги в разі замикань на землю забезпечують дію релейного захисту елементів мережі за всіх можливих режимів експлуатації електричної системи.

Для підвищувальних трансформаторів і трансформаторів з дво- і тристороннім живленням (або істотним підживленням від синхронних електродвигунів чи синхронних компенсаторів), що мають неповну ізоляцію обмотки з боку виводу нейтралі, як правило, має бути унеможливленим виникнення неприпустимого для них режиму роботи з ізольованою нейтраллю на шини, що виділилися, або ділянку мережі 110–220 кВ із замиканням на землю однієї фази (див. 3.2.63).

3.2.29. Трансформатори струму, призначені для живлення струмових кіл пристроїв релейного захисту від КЗ, мають задовольняти таким вимогам:

1. З метою запобігання зайвим спрацьовуванням захисту в разі КЗ поза захищуваною зоною погрішність (повна або струмова) трансформаторів струму, як правило, не повинна перевищувати 10%. Більш високих похибок припускаються під час використання захистів (наприклад, диференціальний захист шин з гальмуванням), правильна дія яких за підвищених погрішностей забезпечується за допомогою спеціальних заходів. Указаних вимог слід дотримуватися:

– для ступеневих захистів – у разі КЗ у кінці зони дії ступеня захисту, а для напрямлених ступеневих захистів – також і в разі зовнішнього КЗ;

– для решти захистів – у разі зовнішнього КЗ.

Для диференціальних струмових захистів (шин, трансформаторів, генераторів тощо) має бути врахованою повна погрішність, для решти захистів – струмова погрішність, а в разі увімкнення останніх на суму струмів двох або більше трансформаторів струму і за режиму зовнішніх КЗ – повна погрішність.

Під час розрахунків допустимих навантажень на трансформатори струму допускається як початкову приймати повну погрішність.

2. Струмова погрішність трансформаторів струму з метою запобігання відмовам захисту в разі КЗ на початку захищуваної зони, не має перевищувати:

– за умови підвищеної вібрації контактів реле напрямку потужності або реле струму – значень, допустимих для вибраного типу реле;

– за умови гранично допустимої для реле напрямку потужності і напрямлених реле опорів кутової погрішності – 50%.

3. Напруга на виводах вторинної обмотки трансформаторів струму в разі КЗ в захищуваній зоні, не має перевищувати значення, допустимого для пристрою РЗА.

3.2.30. Струмові кола приладів (разом з лічильниками) електровимірювань і релейного захисту мають бути приєднаними, як правило, до різних обмоток трансформаторів струму.

Допускається їх приєднувати до однієї обмотки трансформаторів струму за умови виконання вимог 1.5.18 і 3.2.29. При цьому в колі захистів, які за принципом дії можуть працювати неправильно в разі порушення струмових кіл, вмикати прилади електровимірювань допускається тільки через проміжні трансформатори струму та за умови, що трансформатори струму задовольняють вимогам 3.2.29 за розімкнутого вторинного кола проміжних трансформаторів струму.

3.2.31. Захист із застосуванням реле прямої дії, як первинних, так і вторинних, а також захист на змінному оперативному струмі рекомендовано застосовувати, якщо це можливо і веде до спрощення та здешевлення електроустановки.

3.2.32. Як джерело змінного оперативного струму для захистів від КЗ, як правило, слід використовувати трансформатори струму захищуваного елемента. Допускається також використовувати трансформатори напруги або трансформатори власних потреб.

Залежно від конкретних умов має бути застосовано одну з таких схем: з дешунтуванням електромагнітів вимкнення вимикачів, з використанням блоків живлення, з використанням зарядних пристроїв із конденсаторами.

3.2.33. Пристрої релейного захисту, що виводяться з роботи за умовами режиму мережі, селективності дії або з інших причин, повинні мати спеціальні пристосування для виведення їх з роботи оперативним персоналом.

Для забезпечення експлуатаційних перевірок і випробувань у схемах захистів слід передбачати, де це необхідно, випробувальні блоки або вимірювальні затискачі.

ЗАХИСТ ТУРБОГЕНЕРАТОРІВ, ЩО ПРАЦЮЮТЬ БЕЗПОСЕРЕДНЬО НА ЗБІРНІ ШИНИ ГЕНЕРАТОРНОЇ НАПРУГИ[1]

3.2.34. Для турбогенераторів вище 1 кВ потужністю понад 1 МВт, що працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги, треба передбачати пристрої релейного захисту від таких видів пошкоджень і порушень нормального режиму роботи:

1) багатофазних замикань в обмотці статора генератора і на його виводах;

2) однофазних замикань на землю в обмотці статора;

3) подвійних замикань на землю, одне з яких виникло в обмотці статора, а друге – у зовнішній мережі;

4) замикань між витками однієї фази в обмотці статора (за наявності виведених паралельних гілок обмотки);

5) зовнішніх КЗ;

6) перевантаження струмами зворотної послідовності (для генераторів потужністю понад 30 МВт);

7) симетричного перевантаження обмотки статора;

8) перевантаження обмотки ротора струмом збудження (для генераторів із безпосереднім охолодженням провідників обмоток);

9) замикання на землю в другій точці кола збудження;

10) асинхронного режиму з втратою збудження (відповідно до 3.2.49).

3.2.35. Для турбогенераторів вище 1 кВ потужністю 1 МВт і менше, що працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги, слід передбачати пристрої релейного захисту відповідно до 3.2.34, пункти 1–3, 5, 7.

Для турбогенераторів до 1 кВ потужністю до 1 МВт, що працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги, захист рекомендовано виконувати відповідно до 3.2.50.

3.2.36. Для захисту від багатофазних замикань у обмотці статора турбогенераторів вище 1 кВ потужністю понад 1 МВт, що мають виводи окремих фаз із боку нейтралі, треба передбачати подовжній диференціальний струмовий захист (виняток див. у 3.2.27). Захист має діяти на вимкнення всіх вимикачів генератора, на гасіння поля, а також на зупин турбіни.

У зону дії захисту крім генератора мають входити з'єднання генератора зі збірними шинами електростанції (до вимикача).

Подовжній диференціальний струмовий захист має бути виконаним зі струмом спрацьовування, не більшим ніж 0,6 $I_{ном}$.

Для генераторів потужністю до 30 МВт з непрямим охолодженням допускається виконувати захист зі струмом спрацьовування 1,3–1,4 $I_{ном}$.

Контроль несправності струмових кіл захисту слід передбачати за струму спрацьовування захисту понад $I_{ном}$.

Подовжній диференціальний струмовий захист має бути здійсненим з відстроюванням від перехідних значень струмів небалансу (наприклад, реле з насичуваними трансформаторами струму).

---

[1] Вимогами, наведеними в 3.2.34–3.2.50, можна керуватися й для інших генераторів.

Захист слід виконувати трифазним трирелейним. Для генераторів потужністю до 30 МВт захист допускається виконувати двофазним дворелейним за наявності захисту від подвійних замикань на землю.

3.2.37. Для захисту від багатофазних замикань у обмотці статора генераторів понад 1 кВ потужністю до 1 МВт, що працюють паралельно з іншими генераторами або електроенергетичною системою, має бути передбачено струмову відсічку без витримки часу, установлювану з боку виводів генератора до збірних шин. Якщо струмова відсічка не задовольняє вимогам чутливості, замість неї допускається встановлювати подовжній диференціальний струмовий захист.

Застосовувати струмову відсічку замість диференціального захисту допускається і для генераторів більшої потужності, що не мають виводів фаз із боку нейтралі.

Для одиночно працюючих генераторів понад 1 кВ потужністю до 1 МВт як захист від багатофазних замикань в обмотці статора слід використовувати захист від зовнішніх КЗ (див. 3.2.44). Захист має діяти на вимкнення всіх вимикачів генератора і гасіння його поля.

3.2.38. Для захисту генераторів понад 1 кВ від однофазних замикань на землю в обмотці статора за натурального ємнісного струму замикання на землю 5 А і більше (незалежно від наявності чи відсутності компенсації) має бути передбаченим струмовий захист, що реагує на повний струм замикання на землю або на його складові вищих гармонік. За необхідності для його увімкнення може бути встановлено трансформатори струму нульової послідовності безпосередньо біля виводів генератора. Застосовувати захист рекомендовано і за ємнісного струму замикання на землю, меншого ніж 5 А. Захист має бути відрегульованим від перехідних процесів і діяти так само, як захист, зазначений у 3.2.36 або 3.2.37.

Якщо захист від замикань на землю не встановлюють (оскільки за ємнісного струму замикання на землю, меншого ніж 5 А, він нечутливий) або він не діє (наприклад, за компенсації ємнісного струму в мережі генераторної напруги), то як захист генератора від замикань на землю можна використовувати встановлений на шинах і пристрій контролю ізоляції, що діє на сигнал.

3.2.39. Під час установлення на генераторах трансформатора струму нульової послідовності для захисту від однофазних замикань на землю має бути передбаченим струмовий захист від подвійних замикань на землю, приєднуваний до цього трансформатора струму.

Для підвищення надійності дії за великих значень струму слід застосовувати реле з насичуваним трансформатором струму. Цей захист має бути виконаним без витримки часу і діяти як захист, зазначений у 3.2.36 або 3.2.37.

3.2.40. Для захисту від замикань між витками однієї фази в обмотці статора генератора з виведеними паралельними гілками має передбачатися односистемний поперечний диференціальний струмовий захист без витримки часу, що діє як захист, зазначений у 3.2.36.

3.2.41. Для захисту генераторів потужністю понад 30 МВт від струмів, зумовлених зовнішніми несиметричними КЗ, а також від перевантаження струмом

зворотної послідовності слід передбачати струмовий захист зворотної послідовності, що діє на вимкнення з двома витримками часу (див. 3.2.45).

Для генераторів із безпосереднім охолодженням провідників обмоток захист слід виконувати зі ступеневою або залежною характеристикою витримки часу. При цьому ступенева і залежна характеристики за других (вищих) витримок часу не мають бути вищими за характеристику допустимих перевантажень генератора струмом зворотної послідовності.

Для генераторів із непрямим охолодженням провідників обмоток захист слід виконувати з незалежною витримкою часу зі струмом спрацьовування, не більшим допустимий для генератора в разі проходження по ньому струму зворотньої послідовності протягом 2 хв; менша витримка часу захисту не має перевищувати допустимої тривалості двофазного КЗ на виводах генератора.

Струмовий захист зворотної послідовності, що діє на вимкнення, має бути доповненим більш чутливим елементом, що діє на сигнал з незалежною витримкою часу. Струм спрацьовування цього елемента має бути не тривалішим від допустимого струму зворотної послідовності для даного типу генератора.

3.2.42. Для захисту генераторів потужністю понад 30 МВт від зовнішніх симетричних КЗ треба передбачати максимальний струмовий захист із мінімальним пуском напруги, що виконується одним реле струму, увімкненим на фазний струм, і одним мінімальним реле напруги, увімкненим на міжфазну напругу. Струм спрацьовування захисту має бути близько 1,3–1,5 $I_{ном}$, а напруга спрацьовування – близько 0,5–0,6 $U_{ном}$.

На генераторах із безпосереднім охолодженням провідників обмоток замість зазначеного захисту може бути встановлено однорелейний дистанційний захист.

3.2.43. Для захисту генераторів потужністю понад 1 МВт до 30 МВт від зовнішніх КЗ слід застосовувати максимальний струмовий захист із комбінованим пуском напруги, виконаним з одним мінімальним реле напруги, увімкненим на міжфазну напругу, і одним пристроєм фільтр-реле напруги зворотної послідовності, що розриває коло мінімального реле напруги.

Струм спрацьовування захисту і напругу спрацьовування мінімального органа напруги слід приймати такими, що дорівнюють зазначеним у 3.2.42, напругу спрацьовування пристрою фільтр-реле напруги зворотної послідовності – 0,1–0,12 $U_{ном}$.

3.2.44. Для генераторів вище 1 кВ потужністю до 1 МВт як захист від зовнішніх КЗ має бути застосовано максимальний струмовий захист, що приєднується до трансформаторів струму з боку нейтралі. Уставку захисту слід вибирати за струмом навантаження з необхідним запасом. Допускається також застосовувати спрощений мінімальний захист напруги (без реле струму).

3.2.45. Захист генераторів потужністю понад 1 МВт від струмів, зумовлених зовнішніми КЗ, має бути виконаним з дотриманням таких вимог:

1. Захист слід приєднувати до трансформаторів струму, установлених на виводах генератора з боку нейтралі.

2. За наявності секціонування шин генераторної напруги захист слід виконувати з двома витримками часу: з меншою витримкою – на вимкнення відповідних

секційних і шиноз'єднувального вимикачів, з більшою – на вимкнення вимикача генератора і гасіння поля.

3.2.46. На генераторах із безпосереднім охолодженням провідників обмоток має бути передбачено захист ротора від перевантаження в разі роботи генератора як з основним, так і з резервним збудженням. Захист слід виконувати з незалежною або залежною від струму витримкою часу і таким, що реагує на підвищення напруги або струму в обмотці ротора. Захист має діяти на вимкнення вимикача генератора і гасіння поля. З меншою витримкою часу від захисту має проводитися розвантаження ротора.

3.2.47. Захист генератора від струмів, зумовлених симетричним перевантаженням, має бути виконаним у вигляді максимального струмового захисту, що діє на сигнал з витримкою часу і що використовує струм однієї фази статора.

Для розвантаження і за необхідності для автоматичного вимкнення генератора з безпосереднім охолодженням провідників обмоток у разі симетричних перевантажень допускається використовувати захист ротора, що виконується згідно з 3.2.46 і реагує на перевантаження ротора, які супроводжують симетричні перевантаження турбогенераторів.

3.2.48. Захист від замикань на землю в другій точці кола збудження турбогенераторів має бути передбаченим в одному комплекті на декілька (але не більше трьох) генераторів з близькими параметрами кіл збудження. Захист має включатися в роботу тільки в разі появи замикання на землю в одній точці кола збудження, що виявляється за періодичного контролю ізоляції (див. гл. 1.6). Захист має діяти на вимкнення вимикача генератора і гасіння поля на генераторах з безпосереднім охолодженням провідників обмоток і на сигнал або на вимкнення на генераторах з непрямим охолодженням.

3.2.49. На турбогенераторах з безпосереднім охолодженням провідників обмоток рекомендовано встановлювати пристрої захисту від асинхронного режиму з втратою збудження. Допускається замість цього передбачати автоматичне виявлення асинхронного режиму тільки за положенням пристроїв автоматичного гасіння поля. У разі дії зазначених пристроїв захисту або вимкнення АГП на генераторах, що допускають асинхронний режим, має подаватися сигнал про втрату збудження.

Генератори, що не допускають асинхронного режиму, а в умовах дефіциту реактивної потужності в системі і решта генераторів, що втратили збудження, мають відключатися від мережі в разі дії зазначених пристроїв (захисту або автоматичного гасіння поля).

3.2.50. Захист генераторів до 1 кВ потужністю до 1 МВт з незаземленою нейтраллю від усіх видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи слід здійснювати установленням на виводах автоматичного вимикача з максимальними розчіплювачами або вимикача з максимальним струмовим захистом у двофазному виконанні. За наявності виводів з боку нейтралі зазначений захист, якщо можливо, слід приєднувати до трансформаторів струму, установлених на цих виводах.

Для зазначених генераторів із глухозаземленою нейтраллю цей захист треба передбачати в трифазному виконанні.

ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ (АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ) З ОБМОТКОЮ ВИЩОЇ НАПРУГИ 3 кВ І ВИЩЕ І ШУНТУВАЛЬНИХ РЕАКТОРІВ 500 кВ

3.2.51. Для трансформаторів[1] треба передбачати пристрої релейного захисту від таких видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи:

1) багатофазних замикань в обмотках і на виводах;

2) однофазних замикань на землю в обмотці та на виводах, приєднаних до мережі з глухозаземленою нейтраллю;

3) виткових замикань у обмотках;

4) струмів у обмотках, зумовлених зовнішніми КЗ;

5) струмів у обмотках, зумовлених перевантаженням;

6) зниження рівня масла;

7) часткового пробою ізоляції уводів 500 кВ;

8) однофазних замикань на землю в мережах 3–10 кВ з ізольованою нейтраллю, якщо трансформатор живить мережа, в якій вимкнення однофазних замикань на землю необхідне згідно з вимогами безпеки (див. 3.2.96).

Рекомендується, крім того, застосовувати захист від однофазних замикань на землю з боку 6–35 кВ автотрансформаторів з вищою напругою 220 кВ і вище.

3.2.52. Для шунтувальних реакторів 500 кВ слід передбачати пристрої релейного захисту від таких видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи:

1) однофазних і двофазних замикань на землю в обмотках і на виводах;

2) виткових замикань у обмотках;

3) зниження рівня масла;

4) часткового пробою ізоляції вводів.

3.2.53. Газовий захист від пошкоджень усередині кожуха, що супроводжуються виділенням газу, і від зниження рівня масла треба передбачати:

– для трансформаторів потужністю 6,3 МВ·А і більше;

– для шунтувальних реакторів напругою 500 кВ;

– для внутрішньоцехових знижувальних трансформаторів потужністю 630 кВ·А і більше.

Газовий захист можна встановлювати також на трансформаторах потужністю 1–4 МВ·А.

Газовий захист має діяти на сигнал у разі слабкого газоутворення і зниження рівня масла та на вимкнення за інтенсивного газоутворення і подальшого зниження рівня масла.

Захист від пошкоджень усередині кожуха трансформатора, що супроводжуються виділенням газу, може бути виконаним також з використанням реле тиску.

Захист від зниження рівня масла може бути виконаним також у вигляді окремого реле рівня в розширювачі трансформатора.

Для захисту контакторного пристрою РПН з розривом дуги в маслі слід передбачати окреме газове реле і реле тиску.

---

[1] Тут і далі в розд. 3 термін «трансформатори» поширюється і на автотрансформатори (відповідної напруги і потужностей), якщо в тексті немає спеціального застереження.

Для захисту вибірників РПН, що розміщуються в окремому баку, слід передбачати окреме газове реле.

Має бути передбачено можливість переведення дії вимикального елемента газового захисту на сигнал і виконання окремої сигналізації від сигнального і вимикальних елементів газового реле (що відрізняється характером сигналу).

Допускається виконувати газовий захист з дією вимикального елемента тільки на сигнал:

– на трансформаторах, установлених у районах, що зазнають землетрусів;

– на внутрішньоцехових знижувальних трансформаторах потужністю 2,5 МВ·А і менше, що не мають вимикачів з боку вищої напруги.

3.2.54. Для захисту від пошкоджень на виводах, а також від внутрішніх пошкоджень треба передбачати:

1. Подовжній диференціальний струмовий захист без витримки часу на трансформаторах потужністю 6,3 МВ·А і більше, на шунтувальних реакторах 500 кВ, а також на трансформаторах потужністю 4 МВ·А за паралельної роботи останніх з метою селективного вимкнення пошкодженого трансформатора.

Диференціальний захист може бути передбачено на трансформаторах меншої потужності, але не менше 1 МВ·А, якщо:

– струмова відсічка не задовольняє вимогам чутливості, а максимальний струмовий захист має витримку часу, більшу ніж 0,5 с;

– трансформатор установлено в районі, що піддається землетрусам.

2. Струмова відсічка без витримки часу, яку установлюють з боку живлення і яка охоплює частину обмотки трансформатора, якщо не передбачається диференціального захисту.

Зазначені захисти мають діяти на вимкнення всіх вимикачів трансформатора.

3.2.55. Подовжній диференціальний струмовий захист має здійснюватися із застосуванням спеціальних реле струму, відрегульованих від стрибків струму намагнічення, перехідних і сталих струмів небалансу (наприклад, насичувані трансформатори струму, гальмівні обмотки).

На трансформаторах потужністю до 25 МВ·А допускається виконувати захист з реле струму, відрегульованими за струмом спрацьовування від стрибків струму намагнічення і перехідних значень струмів небалансу (диференціальна відсічка), якщо при цьому забезпечується необхідна чутливість.

Подовжній диференціальний захист має бути виконаним так, щоб у зону його дії входили з'єднання трансформатора зі збірними шинами.

Допускається використовувати для диференціального захисту трансформаторів струму, вбудованих у трансформатор, за наявності захисту, що забезпечує вимикання (з необхідною швидкодією) КЗ у з'єднаннях трансформатора зі збірними шинами.

Якщо в колі нижчої напруги трансформатора встановлено реактор і захист трансформатора не забезпечує вимоги чутливості в разі КЗ за реактором, допускається встановлювати трансформатори струму з боку виводів нижчої напруги трансформатора для здійснення захисту реактора.

3.2.56. На диференціальний і газовий захист трансформаторів, автотрансформаторів і шунтувальних реакторів не мають покладатися функції датчиків пуску установки пожежегасіння. Пуск схеми пожежегасіння зазначених елементів має здійснюватися від спеціального пристрою виявлення пожежі.

3.2.57. Пристрій контролю ізоляції вводів (КІВ) 500 кВ має бути виконаним з дією на сигнал за часткового пробою ізоляції вводів, що не потребує негайного вимкнення, і на вимкнення в разі пошкодження ізоляції вводу (до того, як станеться повний пробій ізоляції).

Має бути передбачено блокування, що запобігає помилковим спрацьовуванням пристрою КІВ у разі обривів у колах приєднання КІВ до виводів.

3.2.58. У разі приєднання трансформаторів (крім внутрішньоцехових) до ліній без вимикачів (наприклад, за схемою блока лінія – трансформатор) для вимкнення пошкоджень у трансформаторі має бути передбаченим один з таких заходів:

1. Установлення короткозамикача для штучного замикання на землю однієї фази (для мережі з глухозаземленою нейтраллю) або двох фаз між собою (для мережі з ізольованою нейтраллю) і, якщо це необхідно, віддільника, що автоматично вимикається в безструмову паузу АПВ лінії. Короткозамикач має бути встановленим поза зоною диференціального захисту трансформатора.

2. Установлення з боку вищої напруги знижувального трансформатора відкритих плавких вставок, що виконують функції короткозамикача і віддільника, у поєднанні з АПВ лінії.

3. Передавання вимикального сигналу на вимикач (або вимикачі) лінії; при цьому, якщо необхідно, встановлюється віддільник; для резервування передавання вимикального сигналу допускається встановлення короткозамикача.

У разі розв'язання питання про необхідність застосування передавання вимикального сигналу замість згідно з пунктами заходів 1 і 2 має враховуватися таке:

– відповідальність лінії та допустимість штучного створення на ній металевого КЗ;

– потужність трансформатора і допустимий час ліквідації пошкодження в ньому;

– віддаленість підстанції від живильного кінця лінії та здатність вимикача вимикати невіддалені КЗ;

– характер споживача з погляду необхідної швидкості відновлення напруги;

– імовірність відмов короткозамикача за низьких температур і ожеледі.

4. Установлення запобіжників з боку вищої напруги знижувального трансформатора.

Заходи згідно з пунктами 1–4 можуть не передбачатися для блоків лінія – трансформатор, якщо в разі двостороннього живлення трансформатор захищається загальним захистом блока (високочастотним або подовжнім диференціальним спеціального призначення), а також за потужності трансформатора 25 МВ·А і менше за одностороннього живлення, якщо захист живильної лінії забезпечує також захист трансформатора (швидкодійний захист лінії частково захищає трансформатор і резервний

захист лінії з часом, не більшим ніж 1 с, захищає весь трансформатор); при цьому газовий захист виконується з дією вимикального елемента тільки на сигнал.

У разі застосування заходів згідно з пп. 1 або 3 на трансформаторі мають бути встановленими:

– за наявності з боку вищої напруги трансформатора (110 кВ і вище) вбудованих трансформаторів струму – захист за 3.2.53, 3.2.54, 3.2.59 і 3.2.60;

– за відсутності вбудованих трансформаторів струму – диференціальний (відповідно до 3.2.54) або максимальний струмовий захист, виконаний з використанням накладних або магнітних трансформаторів струму, і газовий захист за 3.2.53.

Пошкодження на виводах вищої напруги трансформаторів допускається ліквідовувати захистом лінії.

В окремих випадках за відсутності вбудованих трансформаторів струму допускається застосовувати виносні трансформатори струму, якщо в разі використання накладних або магнітних трансформаторів струму не забезпечуються необхідні характеристики захисту.

Для захисту трансформаторів з вищою напругою 35 кВ у разі застосування заходу згідно з пунктом 1 мають передбачатися виносні трансформатори струму; при цьому доцільність установлення короткозамикача і виносних трансформаторів струму або вимикача з вбудованими трансформаторами струму має бути обгрунтованою техніко-економічним розрахунком.

Якщо застосовано відкриті плавкі вставки (див. пункт 2), то для підвищення чутливості дія газового захисту може здійснюватися на виконання механічним шляхом штучного КЗ на вставках.

Якщо в навантаженнях трансформаторів підстанцій містяться синхронні електродвигуни, то має бути вжито заходів щодо запобігання вимиканню віддільником (у разі КЗ в одному з трансформаторів) струму від синхронних електродвигунів, що йде через інші трансформатори.

3.2.59. На трансформаторах потужністю 1 МВ·А і більше як захист від струмів в обмотках, зумовлених зовнішніми багатофазними КЗ, мають бути передбаченими такі захисти з дією на вимикання:

1. На підвищувальних трансформаторах з двостороннім живленням – струмовий захист зворотної послідовності від несиметричних КЗ і максимального струмового захисту з мінімальним пуском напруги від симетричних КЗ або максимального струмового захисту з комбінованим пуском напруги (див. 3.2.43).

2. На знижувальних трансформаторах – максимальний струмовий захист з комбінованим пуском напруги або без нього; на потужних знижувальних трансформаторах за наявності двостороннього живлення можна застосовувати струмовий захист зворотної послідовності від несиметричних КЗ і максимального струмового захисту з мінімальним пуском напруги від симетричних КЗ.

Під час вибору струму спрацьовування максимального струмового захисту необхідно враховувати можливі струми перевантаження за вимкнення паралельно працюючих трансформаторів і струм самозапуску електродвигунів, що живляться від трансформаторів.

На знижувальних автотрансформаторах 330 кВ і вище слід передбачати дистанційний захист для дії в разі зовнішніх багатофазних КЗ у випадках, коли це потрібно для забезпечення далекого резервування або узгодження захистів суміжної напруги; у цих же випадках зазначений захист допускається встановлювати на автотрансформаторах 220 кВ.

3.2.60. На трансформаторах потужністю, меншою 1 МВ·А (що підвищують і знижують), як захист від струмів, зумовлених зовнішніми багатофазними КЗ, треба передбачати максимальний струмовий захист, що діє на вимкнення.

3.2.61. Захист від струмів, зумовлених зовнішніми багатофазними КЗ, слід встановлювати:

1) на двообмоткових трансформаторах – з боку основного живлення;

2) на багатообмоткових трансформаторах, приєднаних за допомогою трьох і більше вимикачів, – з усіх боків трансформатора; допускається не встановлювати захист на одному із боків трансформатора, а виконувати його з боку основного живлення, так щоб він з меншою витримкою часу вимикав вимикачі з того боку, на якому захист відсутній;

3) на знижувальному двообмотковому трансформаторі, який живить окремо секції, що працюють, – з боку живлення і з боку кожної секції;

4) у разі застосування накладних трансформаторів струму на боці вищої напруги – з боку нижчої напруги на двообмотковому трансформаторі і з боку нижчої та середньої напруги на триобмотковому трансформаторі.

Допускається захист від струмів, зумовлених зовнішніми багатофазними КЗ, передбачати тільки для резервування захистів суміжних елементів і не передбачати для дії за відмови основних захистів трансформаторів, якщо виконання для такої дії призводить до значного ускладнення захисту.

Під час виконання захисту від струмів, зумовлених зовнішніми багатофазними КЗ, за 3.2.59, п. 2, мають також розглядатися необхідність і можливість доповнення його струмовою відсічкою, призначеною для вимикання з меншою витримкою часу КЗ на шинах середньої та нижчої напруги (виходячи з рівня струмів КЗ, наявності окремого захисту шин, можливості узгодження із захистами елементів, що відходять).

3.2.62. Якщо захист підвищувальних трансформаторів від струмів, зумовлених зовнішніми багатофазними КЗ, не забезпечує необхідної чутливості і селективності, то для захисту трансформатора допускається використовувати реле струму відповідного захисту генераторів.

3.2.63. На підвищувальних трансформаторах потужністю 1 МВ·А і більше, на трансформаторах з дво- і тристороннім живленням і на автотрансформаторах за умови необхідності резервування вимикання замикань на землю на суміжних елементах, а на автотрансформаторах, крім того, і за умови забезпечення селективності захистів від замикань на землю мереж різної напруги має бути передбаченим струмовий захист нульової послідовності від зовнішніх замикань на землю, установлюваний з боку обмотки, приєднаної до мережі з великими струмами замикання на землю.

За наявності частини трансформаторів (з числа тих, що мають неповну ізоляцію обмотки з боку нульового виводу) з ізольованою нейтраллю має забезпечуватися запобігання неприпустимому режиму нейтралі цих трансформаторів відповідно до 3.2.28. З цією метою у випадках, коли на електростанції або підстанції встановлено трансформатори із заземленою та ізольованою нейтраллю, що мають живлення з боків нижчої напруги, має бути передбачено захист, що забезпечує вимикання трансформатора з ізольованою нейтраллю або її автоматичне заземлення до вимикання трансформаторів із заземленою нейтраллю, що працюють на ті самі шини або ділянку мережі.

3.2.64. На автотрансформаторах (багатообмоткових трансформаторах) з живленням із декількох боків захист від струмів, викликаних зовнішніми КЗ, необхідно виконувати напрямленим, якщо це потрібно за умовами селективності.

3.2.65. На автотрансформаторах 220–500 кВ підстанцій, блоках генератор – трансформатор 330–500 кВ і автотрансформаторах зв'язку 220–500 кВ електростанцій має передбачатися можливість оперативного прискорення захистів від струмів, зумовлених зовнішніми КЗ, у разі виведення з дії диференціальних захистів шин або ошиновки, що забезпечує вимикання пошкоджень на елементах, що залишилися без швидкодійного захисту з витримкою часу близько 0,5 с.

3.2.66. На знижувальних трансформаторах і блоках трансформатор – магістраль з вищою напругою до 35 кВ і з'єднанням обмотки нижчої напруги в зірку із заземленою нейтраллю слід передбачати захист від однофазних замикань на землю в мережі нижчої напруги, який здійснюють застосуванням:

1) максимального струмового захисту від зовнішніх КЗ, що встановлюється на боку вищої напруги, і, якщо це потрібно, за умовою чутливості, у трирелейному виконанні;

2) автоматичних вимикачів або запобіжників на виводах нижчої напруги;

3) спеціального захисту нульової послідовності, що встановлюється в нульовому проводі трансформатора (за недостатньої чутливості захистів – за пунктами 1 і 2).

Для промислових електроустановок, якщо збірка на боці нижчої напруги з апаратами захисту приєднань розташовано безпосередньо близько від трансформатора (до 30 м) або з'єднання між трансформатором і збіркою виконане трифазними кабелів, допускається захист за пунктом 3 не застосовувати.

При застосуванні захисту за п. 3 допускається не погоджувати її із захистами елементів, що відходять від збірки на боці нижчої напруги.

Для схеми лінія – трансформатор у разі застосування захисту за п. 3 допускається не прокладати спеціальний контрольний кабель для забезпечення дії цього захисту на вимикач з боку вищої напруги і виконувати її з дією на автоматичний вимикач, установлений з боку нижчої напруги.

Вимоги цього параграфа поширюються також на захист зазначених трансформаторів запобіжниками, установленими з боку вищої напруги.

3.2.67. З боку нижчої напруги знижувальних трансформаторів з вищою напругою 3–10 кВ, що живлять збірки з приєднаннями, захищеними запобіжниками, слід установлювати головний запобіжник або автоматичний вимикач.

Якщо запобіжники на приєднаннях нижчої напруги і запобіжники (або релейний захист) з боку вищої напруги обслуговуються і знаходяться у віданні одного й того самого персоналу (наприклад, тільки персоналу енергосистеми або тільки персоналу споживача), то головний запобіжник або автоматичний вимикач з боку нижчої напруги трансформатора можна не встановлювати.

3.2.68. Захист від однофазних замикань на землю за 3.2.51, п. 8, має бути виконаним відповідно до 3.2.97.

3.2.69. На трансформаторах потужністю 0,4 МВ·А і більше залежно від імовірності та значення можливого перевантаження слід передбачати максимальний струмовий захист від струмів, зумовлених перевантаженням, з дією на сигнал.

Для підстанцій без постійного чергування персоналу допускається передбачати дію цього захисту на автоматичне розвантаження або вимкнення (за неможливості ліквідації перевантаження іншими засобами).

3.2.70. За наявності з боку нейтралі трансформатора окремого додаткового трансформатора для регулювання напруги під навантаженням необхідно передбачати на додаток до зазначених у 3.2.51–3.2.57, 3.2.59, 3.2.63 такі захисти:

– газовий захист додаткового трансформатора;

– максимальний струмовий захист з гальмуванням у разі зовнішнього КЗ від пошкоджень у первинній обмотці додаткового трансформатора, за винятком випадків, коли цю обмотку вмикають у зону дії диференціального струмового захисту кіл з боку нижчої напруги автотрансформатора;

– диференціальний захист, який охоплює вторинну обмотку додаткового трансформатора.

3.2.71. Захист лінійного додаткового трансформатора, установленого з боку нижчої напруги автотрансформатора, слід здійснювати:

– газовим захистом власне додаткового трансформатора і захистом контакторного пристрою РПН, який може бути виконаним із застосуванням реле тиску або окремого газового реле;

– диференціальним струмовим захистом кіл з боку нижчої напруги автотрансформатора.

ЗАХИСТ БЛОКІВ ГЕНЕРАТОР – ТРАНСФОРМАТОР

3.2.72. Для блоків генератор–трансформатор з генераторами потужністю, більшою ніж 10 МВт, треба передбачати пристрої релейного захисту від таких видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи:

1) замикань на землю з боку генераторної напруги;

2) багатофазних замикань у обмотці статора генератора і на його виводах;

3) замикань між витками однієї фази в обмотці статора турбогенератора (відповідно до 3.2.76);

4) багатофазних замикань у обмотках і на виводах трансформатора;

5) однофазних замикань на землю в обмотці трансформатора і на її виводах, приєднаних до мережі з великими струмами замикання на землю;

6) замикань між витками в обмотках трансформатора;

7) зовнішніх КЗ;

8) перевантаження генератора струмами зворотної послідовності (для блоків з генераторами потужністю, більшою ніж 30 МВт);

9) симетричного перевантаження обмотки статора генератора і обмоток трансформатора;

10) перевантаження обмотки ротора генератора струмом збудження (для турбогенераторів із безпосереднім охолодженням провідників обмоток і для гідрогенераторів);

11) підвищення напруги на статорі генератора і трансформаторі блока (для блоків з турбогенераторами потужністю 160 МВт і більше та для всіх блоків з гідрогенераторами);

12) замикань на землю в одній точці кола збудження (відповідно до 3.2.85);

13) замикань на землю в другій точці кола збудження турбогенератора потужністю, меншою ніж 160 МВт;

14) асинхронного режиму з втратою збудження[1] (відповідно до 3.2.86);

15) зниження рівня масла в баку трансформатора;

16) часткового пробою ізоляції уводів 500 кВ трансформаторів.

3.2.73. Вказівки щодо виконання захисту генераторів і підвищувальних трансформаторів, що стосуються їх окремої роботи, дійсні і для того випадку, коли вони об'єднані в блок генератор–трансформатор (автотрансформатор), з урахуванням вимог, наведених у 3.2.74–3.2.90.

3.2.74. На блоках з генераторами потужністю понад 30 МВт, як правило, має бути передбаченим захист від замикань на землю в колі генераторної напруги, що охоплює всю обмотку статора.

За потужності генератора блоків 30 МВт і менше слід застосовувати пристрої, що захищають не менше ніж 85% обмотки статора. Застосовувати такі пристрої допускається також на блоках з турбогенераторами потужністю від 30 до 160 МВт, якщо для захисту всієї обмотки статора потрібне увімкнення в коло генератора додаткової апаратури.

Захист має бути виконаним з дією на вимкнення з витримкою часу, не більшою ніж 0,5 с, на всіх блоках без відгалужень на генераторній напрузі та з відгалуженнями до трансформаторів власних потреб. На блоках, що мають електричний зв'язок з мережею власних потреб або споживачів, що живляться по лініях від відгалужень між генератором і трансформатором, якщо ємнісний струм замикань на землю становить 5 А і більше, треба встановлювати на вимикання, захисти що діють від замикань на землю в обмотці статора генератора і від подвійних замикань на землю, як це передбачається на генераторах, що працюють на збірні шини (див. 3.2.38 і 3.2.39); якщо ємнісний струм замикання на землю становить менше 5 А, то захист від замикань на землю може бути виконаним так само, як на блоках без відгалужень на генераторній напрузі, але з дією на сигнал.

За наявності вимикача в колі генератора має бути додатково передбачено сигналізацію замикань на землю з боку генераторної напруги трансформатора блока.

---

[1] Про запобігання асинхронному режиму без втрати збудження див. гл. 3.3.

3.2.75. На блоці з генератором, який має непряме охолодження, що складається з одного генератора і одного трансформатора, за відсутності вимикача в колі генератора рекомендовано передбачати один загальний подовжній диференціальний захист блока. За наявності вимикача в колі генератора на генераторі та трансформаторі має бути встановлено окремі диференціальні захисти.

У разі використання в блоці двох трансформаторів замість одного, а також у разі роботи двох і більше генераторів без вимикачів у блоці з одним трансформатором (збільшений блок) на кожному генераторі та трансформаторі потужністю 125 МВ·А і більше має бути передбаченим окремий подовжній диференціальний захист. За відсутності вбудованих трансформаторів струму на вводах нижчої напруги цих трансформаторів допускається застосовувати загальний диференціальний захист для двох трансформаторів.

На блоці з генератором, що має безпосереднє охолодження провідників обмоток, слід передбачати окремий подовжній диференціальний захист генератора. При цьому, якщо в колі генератора є вимикач, то має бути встановленим окремий диференціальний захист трансформатора блока (або кожного трансформатора, якщо в блоці з генератором працюють два або більше трансформаторів; за відсутності вбудованих трансформаторів струму на уводах нижчої напруги цих трансформаторів допускається застосовувати загальний диференціальний захист для трансформаторів блока); за відсутності вимикача для захисту трансформатора блока слід встановлювати або окремий диференціальний захист, або загальний подовжній диференціальний захист блока (для блоків, що складаються з одного генератора і одного трансформатора, віддається перевага загальному диференціальному захисту блока).

З боку вищої напруги диференціальний захист трансформатора (блока) може бути увімкненим на трансформатори струму, вбудовані в трансформатор блока. При цьому для захисту ошиновки між вимикачами з боку вищої напруги і трансформатором блока має бути встановленим окремий захист.

Окремий диференціальний захист генераторів має бути виконаним трифазним трирелейним зі струмом спрацьовування аналогічно зазначеному в 3.2.36.

Для резервування зазначених диференціальних захистів на блоках з генераторами потужністю 160 МВт і більше, які мають безпосереднє охолодження провідників обмоток, слід передбачати резервний диференціальний захист, що охоплює генератор і трансформатор блока разом з ошиновкою з боку вищої напруги.

Рекомендовано встановлювати резервний диференціальний захист блоків і за потужності генераторів з безпосереднім охолодженням провідників обмоток, меншої ніж 160 МВт.

У разі застосування резервного диференціального захисту на блоках без вимикача в колі генератора рекомендовано передбачати окремі основні диференціальні захисти генератора і трансформатора.

За наявності вимикача в колі генератора резервний диференціальний захист має виконуватися з витримкою часу 0,35–0,5 с.

3.2.76. На турбогенераторах з двома або трьома паралельними гілками обмотки статора має бути передбаченим односистемний поперечний диференціальний захист від виткових замикань у одній фазі, що діє без витримки часу.

3.2.77. На блоках з генераторами потужністю 160 МВт і більше з безпосереднім охолодженням провідників обмоток має бути передбаченим струмовий захист зворотної послідовності з інтегральною залежною характеристикою, що відповідає характеристиці допустимих перевантажень захищуваного генератора, струмами зворотної послідовності. Захист має діяти на вимкнення вимикача генератора, а за його відсутності – на вимкнення блока від мережі. Для резервування захистів, суміжних з блоками елементів, зазначений захист повинен мати орган з незалежною витримкою часу, що діє на вимкнення блока від мережі, і двоступінчастою дією згідно з 3.2.81.

На блоках з генераторами потужністю, меншою 160 МВт, що мають безпосереднє охолодження провідників обмоток, а також на блоках з гідрогенераторами потужністю понад 30 МВт, що мають непряме охолодження, струмовий захист зворотної послідовності слід виконувати зі ступеневою або залежною витримкою часу. При цьому різні ступені захисту можуть мати одну або більше витримок часу (див. 3.2.81, пункт 4). Зазначену ступеневу або залежну витримку часу треба узгоджувати з характеристикою допустимих перевантажень генератора струмом зворотної послідовності (див. 3.2.41).

На блоках з турбогенераторами з непрямим охолодженням потужністю понад 30 МВт захист має бути виконаним згідно з 3.2.41.

Крім захистів, що діють на вимкнення, на всіх блоках з турбогенераторами потужністю понад 30 МВт має бути передбачено сигналізацію перевантаження струмами зворотної послідовності, виконану відповідно до 3.2.41.

3.2.78. На блоках з генераторами потужністю понад 30 МВт захист від зовнішніх симетричних КЗ має бути виконаним, як зазначено в 3.2.42. При цьому для гідрогенераторів напругу спрацьовування захисту слід приймати близько 0,6–0,7 номінального. На блоках з турбогенераторами, що мають резервний збудник, зазначений захист має бути доповненим струмовим реле, увімкненим на струм з боку вищої напруги блока.

На блоках з генераторами потужністю 60 МВт і більше замість зазначеного захисту рекомендовано застосовувати дистанційний захист. На блоках з генераторами, що мають безпосереднє охолодження провідників обмоток, замість резервного диференціального захисту (див. 3.2,75) допускається встановлювати двоступеневий дистанційний захист від міжфазних коротких замикань.

Перший ступінь цього захисту, що здійснює ближнє резервування, має виконуватися з блокуванням у разі коливаннь і діяти, як зазначено в 3.2.81, пункт 3, з витримкою часу, не більшою ніж 1 с. Перший ступінь має надійно охоплювати трансформатор блока під час забезпечення селективності із захистами суміжних елементів. Резервування першим ступенем захистів генератора обов'язкове, якщо на блоці застосовуються окремі диференціальні захисти трансформатора і генератора.

Другий ступінь, що здійснює далеке резервування, має діяти, як зазначено в 3.2.81, пункт 2.

Рекомендовано встановлювати двоступінчатий дистанційний захист і за наявності резервного диференціального захисту з метою збільшення ефективності далекого резервування. Обидва ступені дистанційного захисту в цьому разі мають діяти, як зазначено в 3.2.81, пункт 2.

3.2.79. Захист від зовнішніх КЗ на блоках з генераторами потужністю 30 МВт і менше слід виконувати відповідно до 3.2.43. Параметри спрацьовування захисту на блоках з гідрогенераторами слід приймати згідно з 3.2.42, 3.2.43 і 3.2.78.

3.2.80. На блоках генератор–трансформатор з вимикачем у колі генератора за відсутності резервного диференціального захисту блока має бути передбаченим максимальний струмовий захист з боку вищої напруги блока, призначений для резервування основних захистів трансформатора блока під час роботи з вимкненим генератором.

3.2.81. Резервний захист блоків генератор – трансформатор має бути виконаним з урахуванням такого:

1. З боку генераторної напруги трансформатора блока захист не встановлюється, а використовується захист генератора.

2. У разі далекого резервування захист має діяти, як правило, з двома витримками часу: з першою – на поділ схеми з боку вищої напруги блока (наприклад, на вимикання шиноз'єднувального і секційного вимикачів), з другою – на вимикання блока від мережі.

3. У разі близького резервування мають виконуватися вимкнення блока (генератора) від мережі, гасіння поля генератора і зупинник блока, якщо це потрібно за 3.2.89.

4. Окремі ступені або пристрої резервного захисту залежно від їх призначення і доцільності використання в разі далекого і близького резервування можуть мати одну, дві або три витримки часу.

5. Органи пуску напруги захистів за 3.2.78 і 3.2.79 рекомендовано передбачати з боку генераторної напруги та з боку мережі.

6. Для основних і резервних захистів блока, як правило, треба передбачати окремі вихідні реле і живлення оперативним постійним струмом від різних автоматичних вимикачів.

3.2.82. На блоках з турбогенераторами захист від симетричних перевантажень статора слід виконувати так само, як на генераторах, що працюють на збірні шини (див. 3.2.47).

На гідроелектростанціях без постійного чергування оперативного персоналу крім сигналізації симетричних перевантажень треба передбачати захист з незалежною характеристикою, що діє з більшою витримкою часу на вимкнення блока (генератора) і з меншою – на розвантаження. Замість зазначеного захисту можуть бути використані відповідні пристрої в системі регулювання збудження.

3.2.83. На генераторах потужністю 160 МВт і більше з безпосереднім охолодженням провідників обмоток захист від перевантаження обмотки ротора струмом збудження має бути виконаним з інтегральною залежною витримкою часу, яка відповідає характеристиці допустимих перевантажень генератора струмом збудження. Цей захист має діяти на вимкнення.

За неможливості увімкнення захисту на струм ротора (наприклад, за безщіткового збудження) допускається застосовувати захист з незалежною витримкою часу, що реагує на підвищення напруги в колі збудження.

У захисті має бути передбачено можливість дії з меншою витримкою часу на зниження струму збудження. За наявності пристроїв обмеження перевантаження в регуляторі збудження дія на розвантаження може здійснюватися одночасно від цих пристроїв і від захисту ротора. Допускається також використовувати пристрій обмеження перевантаження в АРВ для дії на розвантаження (з двома витримками часу) і вимкнення. При цьому захист з інтегральною залежною витримкою часу можна не встановлювати.

На турбогенераторах потужністю, меншою 160 МВт, з безпосереднім охолодженням провідників обмоток і на гідрогенераторах потужністю понад 30 МВт з непрямим охолодженням захист слід виконувати аналогічно тому, як зазначено в 3.2.46.

За наявності пристроїв групового керування збудженням на генераторах рекомендовано виконувати захист із залежною витримкою часу.

У разі роботи генераторів з резервним збудником захист ротора від перевантаження має залишатися в роботі. За неможливості використання захисту із залежною витримкою часу допускається передбачати на резервному збуднику захист з незалежною витримкою часу.

3.2.84. На блоках з турбогенераторами потужністю 160 МВт і більше для запобігання підвищенню напруги в режимі холостого ходу має бути передбаченим захист від підвищення напруги, яка автоматично виводиться з дії в разі роботи генератора на мережу. Під час дії захисту має бути забезпеченим гасіння поля генератора і збудника.

На блоках з гідрогенераторами для запобігання підвищенню напруги під час скидань навантаження має бути передбаченим захист від підвищення напруги. Захист має діяти на вимкнення блока (генератора) і гасіння поля генератора. Допускається дія захисту на зупин агрегату.

3.2.85. Захист від замикань на землю в одній точці кола збудження має бути передбаченим на гідрогенераторах, на турбогенераторах з водяним охолодженням обмотки ротора і на всіх турбогенераторах потужністю 300 МВт і вище. На гідрогенераторах захист має діяти на вимкнення, а на турбогенераторах – на сигнал.

Захист від замикань на землю в другій точці кола збудження турбогенераторів треба встановлювати на блоках потужністю, меншою 160 МВт, відповідно до 3.2.48.

3.2.86. На блоках з турбогенераторами потужністю 160 МВт і більше, що мають безпосереднє охолодження провідників обмоток, і з гідрогенераторами слід передбачати пристрої захисту від асинхронного режиму з втратою збудження.

Зазначені пристрої рекомендовано застосовувати і на турбогенераторах потужністю, меншою ніж 160 МВт, із безпосереднім охолодженням провідників обмоток. На цих турбогенераторах допускається також передбачати автоматичне виявлення асинхронного режиму тільки за вимкненим положенням пристроїв автоматичного гасіння поля (без застосування захисту від асинхронного режиму).

У разі переведення в асинхронний режим турбогенератора, що втратив збудження, зазначені вище пристрої захисту або автоматичного гасіння поля мають діяти на сигнал про втрату збудження і здійснювати автоматичне перемикання навантаження власних потреб відгалуженням блока, генератор якого втратив збудження, на резервне джерело живлення.

Усі гідрогенератори та турбогенератори, що не допускають асинхронного режиму, а також решта турбогенераторів в умовах дефіциту реактивної потужності в системі під час дії зазначених пристроїв мають вимикатися від мережі.

3.2.87. За наявності вимикача в колі генератора з безпосереднім охолодженням провідників обмоток слід передбачати резервування в разі відмови цього вимикача (наприклад, застосуванням ПРВВ).

3.2.88. ПРВВ 110 кВ і вище на електростанціях має бути виконаним з урахуванням такого:

1. Для запобігання зайвому вимкненню декількох блоків резервним захистом у разі виникнення на одному з них неповнофазного режиму в результаті відмови вимикача з пофазним приводом за його вимкнення на електростанціях з генераторами, що мають безпосереднє охолодження провідників обмоток, треба передбачати прискорений запуск ПРВВ (наприклад, від струмового захисту нульової послідовності трансформатора блока з боку мережі з великим струмом замикання на землю).

2. Для електростанцій, на яких блоки генератор – трансформатор і лінії мають загальні вимикачі (наприклад, у разі застосування полуторної схеми або схеми багатокутника), необхідно передбачати пристрій телевимкнення для вимкнення вимикача і заборони АПВ на протилежному кінці лінії під час ПРВВ у разі його пуску від захисту блока. Крім того, слід передбачати дію ПРВВ на зупин передавача високочастотного захисту.

3.2.89. Під час дії на вимкнення захистів статора генератора і трансформатора блока від внутрішніх пошкоджень, а також захистів ротора генератора має проводитися вимкнення пошкодженого елемента від мережі, гашення поля генератора і збудника, пуск ПРВВ і здійснюватися вплив на технологічні захисти.

Якщо вимкнення від захисту призводить до знеструмлення навантаження власних потреб, приєднаного відгалуженням до блока, захист має діяти також на вимкнення вимикачів у колі робочого джерела живлення власних потреб для їх переведення на живлення від резервного джерела за допомогою АВР.

Резервні захисти генератора і трансформатора блока за зовнішніх пошкоджень мають діяти відповідно до 3.2.81, пункту 2–4.

На теплових електростанціях з блоковою схемою в тепловій частині у випадках вимкнення блока за внутрішніх пошкоджень має забезпечуватися повний зупин блока. За зовнішніх пошкоджень, а також у разі дії захистів у тих випадках, коли може бути швидко відновлено роботу блока, блок має переводитися в режим холостого ходу, якщо цей режим допускається тепломеханічним устаткуванням.

На гідроелектростанціях за внутрішніх пошкоджень блока крім вимкнення блока має проводитися зупин агрегату. Зупин агрегату допускається виконувати також у разі вимкнення блока внаслідок зовнішніх пошкоджень.

3.2.90. На блоках генератор – трансформатор – лінія основний захист лінії та резервний захист з боку енергосистеми мають бути виконаними відповідно до вимог цієї глави щодо захисту ліній, а з боку блока функції резервного захисту лінії мають виконуватися резервними захистами блока.

Захист блока має бути виконаним згідно з вищенаведеними вимогами.

Дія захисту блока на вимкнення вимикача і пуск ПРВВ з боку енергосистеми має передаватися за допомогою двох взаєморезервованих пристроїв телевимкнення високочастотним каналом або проводами зв'язку. Крім того, рекомендовано передбачати одночасну дію захисту блока на зупин передавача високочастотного захисту.

На блоках з турбогенераторами (за блокової схеми в тепловій частині) з боку енергосистеми за допомогою пристрою телевимкнення на протилежний кінець лінії має передаватися дія захисту шин (за подвійної системи шин) або дія ПРВВ (за полуторної схеми або схеми багатокутника) відповідно на ведення блока в режим холостого ходу або на гасіння поля генератора і зупинник блока. Крім того, рекомендовано використовувати пристрій телевимкнення для прискорення гашення поля генератора і вимкнення власних потреб у разі дії резервних захистів з боку енергосистеми.

За неповнофазного вимкнення вимикача з боку мережі з великим струмом замикання на землю має проводитися прискорений запуск ПРВВ так само, як це передбачено в 3.2.88, п. 1.

ЗАХИСТ ПОВІТРЯНИХ І КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ У МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 3–10 кВ З ІЗОЛЬОВАНОЮ НЕЙТРАЛЛЮ

3.2.91. Для ліній у мережах 3–10 кВ з ізольованою нейтраллю (у тому числі й з нейтраллю, заземленою через дугогасний реактор) треба передбачати пристрої релейного захисту від багатофазних і однофазних замикань на землю.

3.2.92. Захист від багатофазних замикань слід передбачати в двофазному виконанні і вмикати в одні й ті самі фази по всій мережі даної напруги для забезпечення вимкнення в більшості випадків подвійних замикань на землю тільки одного місця пошкодження.

Захист має бути виконаним одно-, дво- або трирелейним залежно від вимог чутливості та надійності.

3.2.93. На одиночних лініях з одностороннім живленням від багатофазних замикань має встановлюватися, як правило, двоступеневий струмовий захист, перший ступінь якого виконано у вигляді струмової відсічки, а другий – у вигляді максимального струмового захисту з незалежною або залежною характеристикою витримки часу.

На нереактованих кабельних лініях з одностороннім живленням, що відходять від шин електростанцій, струмові відсічки мають бути виконаними без витримки часу і зону їх дії має бути визначено за умови вимкнення КЗ, що супроводжуються залишковою напругою на шинах зазначених електростанцій, нижчою ніж 0,5–0,6

від номінального. Для виконання зазначеної умови допускається виконувати захист неселективним у поєднанні з пристроями АПВ або АВР, які повністю або частково виправляють неселективну дію захисту. Допускається встановлювати зазначені відсічки також на лініях, що відходять від шин підстанцій і живлять великі синхронні електродвигуни.

Якщо на нереактованих кабельних лініях з одностороннім живленням, що відходять від шин електростанцій, струмові відсічки не можуть бути застосованими за вимогами селективності, то для забезпечення швидкодії допускається передбачати захисти за 3.2.94, пункт 2 або 3. Застосовувати ці захисти допускається також для робочих ліній власних потреб теплових електростанцій.

На реактованих лініях, вимикачі яких не розраховані на вимикання КЗ до реактора, струмові відсічки не допускаються.

3.2.94. На одиночних лініях з двостороннім живленням за наявності або відсутності обхідних зв'язків, а також на лініях, що входять до кільцевої мережі з однією точкою живлення, рекомендовано застосовувати ті самі захисти, що й на одиночних лініях з одностороннім живленням (див. 3.2.93), виконуючи їх за необхідності напрямленими.

З метою спрощення захистів і забезпечення їх селективної дії допускається застосовувати автоматичний поділ мережі на радіальні ділянки в момент виникнення пошкодження з подальшим автоматичним її відновленням.

Якщо ненапрямлений або напрямлений струмовий ступеневий захист не забезпечує необхідної швидкодії та селективності, допускається передбачати такі захисти:

1) дистанційний захист у найпростішому виконанні;

2) поперечний диференціальний струмовий захист (для здвоєних кабельних ліній);

3) подовжній диференціальний струмовий захист для коротких ділянок ліній; у разі необхідності прокладання спеціального кабелю тільки для подовжнього диференціального захисту довжина його має бути не більшою 3 км.

Для захистів, зазначених у пп. 2 і 3, як резервний захист слід передбачати струмовий захист.

3.2.95. У разі виконання захисту паралельних ліній 3–10 кВ слід керуватися вказівками для паралельних ліній у мережах 35 кВ (див. 3.2.104).

3.2.96. Захист від однофазних замикань на землю треба виконувати у вигляді:

– селективного захисту (що встановлює пошкоджений напрям), який діє на сигнал;

– селективного захисту (що встановлює пошкоджений напрям), який діє на вимкнення, коли це необхідно за вимогами безпеки; захист має бути встановленим на живильних елементах у всій електрично зв'язаній мережі;

– пристрою контролю ізоляції; при цьому відшукання пошкодженого елемента треба виконувати спеціальними пристроями; допускається відшукувати пошкоджений елемент почерговим вимкненням приєднань.

3.2.97. Захист від однофазних замикань на землю має бути виконаним, як правило, з використанням трансформаторів струму нульової послідовності. Захист

у першу чергу має реагувати на сталі замикання на землю; допускається також застосовувати пристрої, що реєструють короткочасні замикання, без забезпечення повторності дії.

Захист від однофазних замикань на землю, що діє на вимкнення без витримки часу за вимогами безпеки (див. 3.2.96), має вимикати тільки елемент, що живить пошкоджену ділянку; при цьому як резервний має бути передбаченим захист, що виконується у вигляді захисту нульової послідовності з витримкою часу близько 0,5 с, діє на вимкнення всієї електрично зв'язаної мережі – системи (секції) шин або живильного трансформатора.

Збільшення струму промислової частоти спеціально для забезпечення дії захисту в мережі з нейтраллю, заземленою через дугогасний реактор (наприклад, за допомогою розладу реактора), як правило, передбачати не допускається.

ЗАХИСТ ПОВІТРЯНИХ І КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ У МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 20 кВ І 35 кВ З ІЗОЛЬОВАНОЮ НЕЙТРАЛЛЮ

3.2.98. Для ліній у мережах 20 кВ і 35 кВ з ізольованою нейтраллю мають бути передбаченими пристрої релейного захисту від багатофазних та однофазних замикань на землю.

3.2.99. Захист від багатофазних замикань слід передбачати у двофазному дворелейному виконанні і вмикати в одні й ті самі фази по всій мережі даної напруги для забезпечення вимкнення в більшості випадків подвійних замикань на землю тільки одного місця пошкодження. З метою підвищення чутливості до пошкоджень за трансформаторами із з'єднанням обмоток зірка – трикутник допускається виконувати трирелейний захист.

Захист від однофазних замикань на землю слід виконувати, як правило, з дією на сигнал. Для здійснення захисту допускається використовувати пристрій контролю ізоляції.

3.2.100. Під час вибору типу основного захисту слід враховувати вимоги щодо забезпечення сталості роботи енергосистеми та надійної роботи споживача аналогічно тому, як це враховується для захисту ліній напругою 110 кВ (див. 3.2.108).

3.2.101. На одиночних лініях з одностороннім живленням від багатофазних замикань мають бути встановленими переважно ступеневі захисти струму або ступеневі захисти струму і напруги, а якщо такі захисти не задовольняють вимогам чутливості чи швидкості вимкнення пошкодження (див. 3.2.108), наприклад на головних ділянках, – дистанційний ступеневий захист переважно з пуском за струмом. У останньому випадку як додатковий захист рекомендовано використовувати струмову відсічку без витримки часу.

Для ліній, що складаються з декількох послідовних ділянок, з метою спрощення допускається використовувати неселективні ступеневі захисти струму і напруги в поєднанні з пристроями почергового АПВ.

3.2.102. На одиночних лініях, що мають живлення з двох або більше боків (останнє – на лініях з відгалуженнями), як за наявності, так і за відсутності обхідних зв'язків, а також на лініях, що входять до кільцевої мережі з однією точ-

кою живлення, рекомендовано застосовувати ті самі захисти, що й на одиночних лініях з одностороннім живленням (див. 3.2.101), виконуючи їх за необхідності напрямленими, а дистанційні – з пуском від реле опору. При цьому допускається неселективне вимкнення суміжних елементів у разі КЗ в «мертвій» зоні за напругою реле напрямку потужності, якщо струмова відсічка, що використовується як додатковий захист (див. 3.2.101), не встановлюється, наприклад через недостатню її чутливість. Захист установлюється, як правило, тільки з тих боків, звідки може бути поданим живлення.

3.2.103. На коротких одиночних лініях з двостороннім живленням, коли це потрібно за умовою швидкості дії, допускається застосовувати подовжній диференціальний захист як основний. При цьому довжина кабелю, що прокладається спеціально для цього захисту, не має перевищувати 4 км. Для контролю справності допоміжних проводів захисту слід передбачати спеціальні пристрої. На додаток до подовжнього диференціального захисту як резервний має бути застосовано один із захистів за 3.2.102.

3.2.104. На паралельних лініях, що мають живлення з двох або більше боків, а також на живильному кінці паралельних ліній з одностороннім живленням може бути використано ті самі захисти, що й на відповідних одиночних лініях (див. 3.2.101 і 3.2.102).

Для прискорення вимкнення пошкодження, особливо в разі використання струмових ступеневих захистів або ступеневих захистів струму і напруги, на лініях з двостороннім живленням може бути застосованим додатково захист із контролем напрямку потужності в паралельній лінії. Цей захист можна виконувати у вигляді окремого поперечного струмового напрямленого захисту або тільки у вигляді кола прискорення встановлених захистів (максимальним струмовим, дистанційним) з контролем напрямку потужності в паралельній лінії.

На приймальному кінці двох паралельних ліній з одностороннім живленням, як правило, треба застосовувати поперечний диференціальний напрямлений захист.

3.2.105. Якщо захист за 3.2.104 не задовольняє вимогам швидкодії (див. 3.2.108), а захист із контролем напрямку потужності в паралельній лінії непридатний або небажаний, як основний захист (у разі роботи двох паралельних ліній) на двох паралельних лініях з двостороннім живленням і на живильному кінці двох паралельних ліній з одностороннім живленням слід використовувати поперечний диференціальний напрямлений захист.

При цьому в режимі роботи однієї лінії, а також як резервний (у разі роботи двох ліній) слід використовувати ступеневий захист за 3.2.101 і 3.2.102. Допускається вмикати цей захист або окремі його ступені на суму струмів обох ліній (наприклад, резервного ступеня з метою збільшення його чутливості до пошкоджень на суміжних елементах). Допускається також використовувати поперечний диференціальний напрямлений захист на додаток до ступеневих струмових захистів для зменшення часу вимкнення пошкодження на захищуваних лініях, якщо за умовою швидкості дії (див. 3.2.108) його встановлення не обов'язкове.

В окремих випадках на коротких паралельних лініях допускається застосовувати поздовжній диференціальний захист (див. 3.2.103).

ЗАХИСТ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ У МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 110–500 кВ З ЕФЕКТИВНО ЗАЗЕМЛЕНОЮ НЕЙТРАЛЛЮ

3.2.106. Для ліній у мережах 110–500 кВ з ефективно заземленою нейтраллю треба передбачатипристрої релейного захисту від багатофазних замикань і від замикань на землю.

3.2.107. Захисти мають бути обладнаними пристроями, що блокують їх дію в разі коливань, якщо в мережі можливі коливання або асинхронний хід, за яких імовірні зайві спрацьовування захисту. Допускається виконувати захист без блокувальних пристроїв, якщо він відрегульований від коливань за часом (близько 1,5–2 с).

3.2.108. Для ліній 330 кВ і вище як основний треба передбачати захист, що діє без уповільнення в разі КЗ в будь-якій точці захищуваної ділянки.

Для ліній напругою 110–220 кВ питання про тип основного захисту, зокрема про необхідність застосування захисту, що діє без уповільнення в разі КЗ у будь-якій точці захищуваної ділянки, має вирішуватися в першу чергу з урахуванням вимоги збереження сталості роботи енергосистеми. При цьому, якщо за розрахунками сталості роботи енергосистеми не пред'являються інші, жорсткіші вимоги, може бути прийнято, що зазначена вимога, як правило, задовольняється, коли трифазні КЗ, за яких залишкова напруга на шинах електростанцій і підстанцій нижча ніж 0,6–0,7 $U_{ном}$, відключаються без витримки часу. Менше значення залишкової напруги (0,6 $U_{ном}$) може бути допущеним для ліній 110 кВ, менш відповідальних ліній 220 кВ (у сильно розгалужених мережах, де живлення споживачів надійно забезпечується з декількох сторін), а також для відповідальніших ліній 220 кВ у випадках, коли дане КЗ не призводить до значного скидання навантаження.

Під час вибору типу захистів, що встановлюються на лініях 110–220 кВ, крім вимоги збереження сталості роботи енергосистеми треба враховувати таке:

1. На лініях 110 кВ і вище, що відходять від АЕС, а також на всіх елементах прилеглої мережі, на яких за багатофазних КЗ залишкова напруга прямої послідовності з боку вищої напруги блоків АЕС може знижуватися більш ніж до 0,45 номінального, слід забезпечувати резервування швидкодійних захистів з витримкою часу, що не перевищує 1,5 с з урахуванням дії ПРВВ.

2. Пошкодження, вимкнення яких з витримкою часу може призвести до порушення роботи відповідальних споживачів, мають відключатися без витримки часу (наприклад, пошкодження, за яких залишкова напруга на шинах електростанцій та підстанцій буде нижчою 0,6 $U_{ном}$, якщо вимкнення їх з витримкою часу може призвести до саморозвантаження внаслідок лавини напруги, або пошкодження із залишковою напругою 0,6 $U_{ном}$ і більше, якщо вимкнення їх з витримкою часу може призвести до порушення технології).

3. У разі необхідності здійснення швидкодійного АПВ на лінії має бути встановлювати швидкодійний захист, що забезпечує вимкнення пошкодженої лінії без витримки часу з обох боків.

4. У разі вимкнення з витримкою часу пошкоджень зі струмами, що в декілька разів перевершують номінальний, можливе неприпустиме перегрівання провідників.

Допускається застосовувати швидкодійні захисти в складних мережах і за відсутності викладених вище умов, якщо це необхідно для забезпечення селективності.

3.2.109. Під час оцінювання забезпечення вимог сталості виходячи зі значень залишкової напруги за 3.2.108 необхідно керуватися таким:

1. Для одиночного зв'язку між електростанціями або енергосистемами зазначену в 3.2.108 залишкову напругу має бути перевірено на шинах підстанцій та електростанцій, що входять до цього зв'язку, у разі КЗ на лініях, що відходять від цих шин, крім ліній, які створюють зв'язок; для одиночного зв'язку, що містить частину ділянок з паралельними лініями, – також у разі КЗ на кожній із цих паралельних ліній.

2. За наявності декількох зв'язків між електростанціями або енергосистемами вказане в 3.2.108 значення залишкової напруги треба перевіряти на шинах тільки тих підстанцій або електростанцій, де з'єднуються ці зв'язки, у разі КЗ – на зв'язках і на інших лініях, що живляться від цих шин, а також на лініях, що живляться від шин підстанцій зв'язків.

3. Залишкову напругу має бути перевірено в разі КЗ у кінці зони, охоплюваної першим ступенем захисту в режимі каскадного вимкнення пошкодження, тобто після вимкнення вимикача з протилежного кінця лінії захистом без витримки часу.

3.2.110. На одиночних лініях з одностороннім живленням від багатофазних замикань слід установлювати ступеневі струмові захисти або ступеневі захисти струму і напруги. Якщо такі захисти не задовольняють вимогам чутливості або швидкості вимкнення пошкодження (див. 3.2.108), наприклад на головних ділянках, або якщо це доцільно за умовою узгодження захистів суміжних ділянок із захистом даної ділянки, має бути передбаченим ступеневий дистанційний захист. У останньому випадку як додатковий захист рекомендовано використовувати струмову відсічку без витримки часу.

Від замикань на землю має передбачатися, як правило, ступеневий струмовий напрямлений або ненапрямлений захист нульової послідовності. Захист треба встановлювати, як правило, тільки з тих боків, звідки може подаватися живлення.

Для ліній, що складаються з декількох послідовних ділянок, з метою спрощення допускається використовувати неселективні ступеневі захисти струму і напруги (від багатофазних замикань) і ступеневі струмові захисти нульової послідовності (від замикань на землю) у поєднанні з пристроями почергового АПВ.

3.2.111. На одиночних лініях, що мають живлення з двох або більше боків (останнє – на лініях з відгалуженнями), як за наявності, так і за відсутності обхідних зв'язків, а також на лініях, що входять до кільцевої мережі з однією точкою живлення, від багатофазних замикань треба застосовувати дистанційний захист (переважно триступеневий), використовуваний як резервний або основний (останнє – тільки на лініях 110–220 кВ).

Як додатковий захист рекомендовано використовувати струмову відсічку без витримки часу. В окремих випадках допускається використовувати струмову відсічку для дії за помилкового увімкнення на трифазну закоротку в місці встановлення захисту, якщо струмова відсічка, виконана для дії в інших режимах, не задовольняє вимозі чутливості (див. 3.2.26).

Від замикань на землю має бути передбаченим, як правило, ступеневий струмовий напрямлений або ненапрямлений захист нульової послідовності.

3.2.112. Як основний захист від багатофазних замикань на приймальному кінці головних ділянок кільцевої мережі з однією точкою живлення рекомендовано застосовувати одноступеневий струмовий напрямлений захист; на інших одиночних лініях (переважно 110 кВ) допускається в окремих випадках застосовувати ступеневі струмові захисти або ступеневий захист струму і напруги, виконуючи їх у разі потреби напрямленими. Захист слід установлювати, як правило, тільки з тих боків, звідки може подаватися живлення.

3.2.113. На паралельних лініях, що мають живлення з двох або більше боків, а також на живильному кінці паралельних ліній з одностороннім живленням можна використовувати ті самі захисти, що й на відповідних одиночних лініях (див. 3.2.110 і 3.2.111).

Для прискорення вимкнення замикань на землю, а в окремих випадках і замикань між фазами на лініях з двостороннім живленням можна застосовувати додатковий захист із контролем напрямку потужності в паралельній лінії. Цей захист може бути виконаним у вигляді окремого поперечного струмового захисту (з увімкненням реле на струм нульової послідовності або на фазні струми) або тільки у вигляді кола прискорення встановлених захистів (струмового нульової послідовності, максимального струмового, дистанційного тощо) з контролем напрямку потужності в паралельних лініях.

З метою підвищення чутливості захисту нульової послідовності допускається передбачати виведення з роботи окремих її ступенів за вимкнення вимикача паралельної лінії.

На приймальному кінці двох паралельних ліній з одностороннім живленням, як правило, треба передбачати поперечний диференціальний напрямлений захист.

3.2.114. Якщо захист за 3.2.113 не задовольняє вимогам швидкодії (див. 3.2.108), то як основний захист (у разі роботи двох паралельних ліній) на живильному кінці двох паралельних ліній 110–220 кВ з одностороннім живленням і на двох паралельних лініях 110 кВ з двостороннім живленням переважно в розподільних мережах можна застосовувати поперечний диференціальний напрямлений захист.

При цьому в режимі роботи однієї лінії, а також як резервний у разі роботи двох ліній використовують захист за 3.2.110 і 3.2.111. Допускається вмикати цей захист або окремі його ступені на суму струмів обох ліній (наприклад, останнього ступеня струмового захисту нульової послідовності) з метою підвищення його чутливості до пошкоджень на суміжних елементах.

Допускається використовувати поперечний диференціальний напрямлений захист на додаток до ступеневих струмових захистів паралельних ліній 110 кВ для

зменшення часу вимкнення пошкодження на захищуваних лініях, у випадках, якщо за умовами швидкодії (див. 3.2.108) його використання не обов'язкове.

3.2.115. Якщо захист за 3.2.111–3.2.113 не задовольняє вимозі швидкодії (див. 3.2.108), то як основні захисти одиночних і паралельних ліній з двостороннім живленням слід передбачати високочастотні та подовжні диференціальні захисти.

Для ліній 110–220 кВ рекомендовано здійснювати основний захист з використанням високочастотного блокування дистанційної та струмової напрямленої нульової послідовності захистів, коли це доцільно за умовами чутливості (наприклад, на лініях з відгалуженнями) або спрощення захисту.

У разі необхідності прокладання спеціального кабелю використання подовжнього диференціального захисту має бути обгрунтованим техніко-економічним розрахунком.

Для контролю справності допоміжних проводів захисту треба передбачати спеціальні пристрої.

На лініях 330–350 кВ на додаток до високочастотного захисту слід передбачати використання пристрою передачі вимикального або дозвільного високочастотного сигналу (для прискорення дії ступеневого резервного захисту), якщо цей пристрій передбачено для інших цілей. На лініях 500 кВ допускається встановлювати зазначений пристрій спеціально для релейного захисту.

Допускається у випадках, якщо це потрібно за умовами швидкодії (див. 3.2.108) або чутливості (наприклад, на лініях з відгалуженнями), використовувати передавання вимикального сигналу для прискорення дії ступеневих захистів ліній 110–220 кВ.

3.2.116. Під час виконання основного захисту за 3.2.115 як резервні слід застосовувати:

– від багатофазних КЗ, як правило, – дистанційні захисти, переважно триступеневі;

– від замикань на землю – ступеневі струмові напрямлені або ненапрямлені захисти нульової послідовності.

На випадок тривалого виведення з дії основного захисту, зазначеного в 3.2.115, якщо цей захист установлено на вимогу швидкості вимкнення пошкодження (див. 3.2.108), допускається передбачати неселективне прискорення резервного захисту від замикань між фазами (наприклад, з контролем значення напруги прямої послідовності).

3.2.117. Основні захисти, швидкодійні ступені резервних захистів від багатофазних замикань і вимірювальні органи пристрою ОАПВ для ліній 330–350 кВ мають бути спеціального виконання, що забезпечує їх нормальне функціонування (із заданими параметрами) в умовах інтенсивних перехідних електромагнітних процесів і значної ємнісної провідності ліній. Для цього треба передбачати:

– у комплектах захистів і вимірювальних органах ОАПВ – заходи, що обмежують вплив перехідних електромагнітних процесів (наприклад, низькочастотні фільтри);

– у диференціально-фазному високочастотному захисті, установленому на лініях завдовжки понад 150 км, – пристрої компенсації струмів, зумовлених ємнісною провідністю лінії.

У разі увімкнення швидкодійних захистів на суму струмів двох або більше трансформаторів струму за неможливості виконання вимог 3.2.29 рекомендовано передбачати спеціальні заходи для вимкнення зайвого спрацьовування захистів за зовнішніх пошкоджень (наприклад, загрублення захистів) або встановлювати в колі лінії окремий комплект трансформаторів струму для живлення захисту.

У захистах, установлених на лініях 330–500 кВ, обладнаних пристроями подовжньої ємнісної компенсації, треба передбачати заходи для запобігання зайвому спрацьовуванню захисту за зовнішніх пошкоджень, зумовленому впливом вищезазначених пристроїв. Наприклад, можуть бути використаними реле напрямку потужності зворотної послідовності або передача дозвільного сигналу.

3.2.118. У разі застосування ОАПВ пристрої релейного захисту треба виконувати так, щоб:

1) у разі замикання на землю однієї фази, а в окремих випадках – і в разі замикань між двома фазами було забезпеченим вимкнення тільки однієї фази (з подальшим її автоматичним повторним вмиканням);

2) за неуспішного повторного вмикання на пошкодження, зазначені в п. 1, проводилося вимкнення однієї або трьох фаз залежно від того, передбачається тривалий неповнофазний режим роботи лінії чи не передбачається;

3) за інших видів пошкодження захист діяв на вимкнення трьох фаз.

ЗАХИСТ ШИН. ЗАХИСТ НА ОБХІДНОМУ, ШИНОЗ'ЄДНУВАЛЬНОМУ ТА СЕКЦІЙНОМУ ВИМИКАЧАХ

3.2.119. Для збірних шин 110 кВ і вище електростанцій та підстанцій окремі пристрої релейного захисту треба передбачати:

1) для двох систем шин (подвійна система шин, полуторна схема тощо) і одиночної секціонованої системи шин;

2) для одиночної несекціонованої системи шин, якщо вимкнення пошкоджень на шинах дією захистів приєднаних елементів неприпустиме за умов, аналогічних наведеним у 3.2.108, або якщо на лініях, що живлять дані шини, є відгалуження.

3.2.120. Для збірних шин 35 кВ електростанцій та підстанцій окремі пристрої релейного захисту треба передбачати:

– за умов, наведених у 3.2.108;

– для двох систем або секцій шин, якщо в разі використання для їх розділення захисту, установленого на шиноз'єднувальному (секційному) вимикачі, або захистів, установлених на елементах, які живлять дані шини, не задовольняються вимоги надійності живлення споживачів (з урахуванням можливостей, що забезпечуються пристроями АПВ і АВР).

3.2.121. Як захист збірних шин електростанцій і підстанцій 35 кВ і вище слід передбачати, як правило, диференціальний струмовий захист без витримки часу, що охоплює всі елементи, приєднані до системи або секції шин. Захист

має здійснюватися із застосуванням спеціальних реле струму, відрегульованих від перехідних і сталих струмів небалансу (наприклад, реле, увімкнутих через насичувані трансформатори струму, реле з гальмуванням).

У разі приєднання трансформатора (автотрансформатора) 330 кВ і вище більш ніж через один вимикач рекомендовано передбачати диференціальний струмовий захист ошиновки.

3.2.122. Для подвійної системи шин електростанцій та підстанцій 35 кВ і вище з одним вимикачем на приєднаний елемент диференціальний захист має бути передбаченим у виконанні для фіксованого розподілу елементів.

У захисті шин 110 кВ і вище слід передбачати можливість зміни фіксації в разі переведення приєднання з однієї системи шин на іншу на рядах затискачів.

3.2.123. Диференціальний захист, зазначений у 3.2.121 і 3.2.122, має бути виконаним з пристроєм контролю справності вторинних кіл задіяних трансформаторів струму, що діє з витримкою часу на виведення захисту з роботи і на сигнал.

3.2.124. Для секціонованих шин 6–10 кВ електростанцій має бути передбаченим двоступеневий неповний диференціальний захист, перший ступінь якого виконано у вигляді струмової відсічки за струмом і напругою або дистанційного захисту, а другий – у вигляді максимального струмового захисту. Захист має діяти на вимкнення живильних елементів і трансформатора власних потреб.

Якщо під час виконання другого ступеня захисту не забезпечено необхідної чутливості в разі КЗ в кінці реактованих ліній, що живляться (навантаження на шинах генераторної напруги велике, вимикачі ліній, що живляться, установлено за реакторами), її слід виконувати у вигляді окремих комплектів максимальних струмових захистів із пуском або без пуску напруги, що встановлюються в колах реакторів; дія цих комплектів на вимкнення живильних елементів має контролюватися додатковим пристроєм, що спрацьовує в разі виникнення КЗ. При цьому на секційному вимикачі має бути передбачено захист (призначений для ліквідації пошкоджень між реактором і вимикачем), що вводиться в дію під час вимкнення цього вимикача. У разі виділення частини живильних елементів на резервну систему шин має бути передбаченим неповний диференціальний захист шин у виконанні для фіксованого розподілу елементів.

Якщо можливі часті режими роботи з розподілом живильних елементів на різні системи шин, допускається передбачати окремі дистанційні захисти, установлювані на всіх живильних елементах, крім генераторів.

3.2.125. Для секціонованих шин 6–10 кВ електростанцій із генераторами потужністю 12 МВт і менше допускається не передбачати спеціального захисту; при цьому ліквідація КЗ на шинах має здійснюватися дією максимальних струмових захистів генераторів.

3.2.126. Спеціальні пристрої релейного захисту для одиночної секціонованої та подвійної систем шин 6–10 кВ знижувальних підстанцій, як правило, не слід передбачати, а ліквідація КЗ на шинах має здійснюватися дією захистів трансформаторів від зовнішніх КЗ і захистів, установлених на секційному або шиноз'єднувальному

вимикачі. З метою підвищення чутливості і прискорення дії захисту шин потужних підстанцій допускається застосовувати захист, увімкнений на суму струмів живильних елементів. За наявності реакторів на лініях, що відходять від шин підстанцій, допускається захист шин виконувати за аналогією до захисту шин електростанцій.

3.2.127. За наявності трансформаторів струму, вбудованих у вимикачі, для диференціального захисту шин і для захистів приєднань, що відходять від цих шин, мають бути використаними трансформатори струму, розміщені з різних боків вимикача, щоб пошкодження у вимикачі входили в зони дії цих захистів.

Якщо вимикачі не мають вбудованих трансформаторів струму, то з метою економії слід передбачати виносні трансформатори струму тільки з одного боку вимикача і встановлювати їх по можливості так, щоб вимикачі входили в зону дії диференціального захисту шин. При цьому в захисті подвійної системи шин з фіксованим розподілом елементів має бути передбаченим використання двох сердечників трансформаторів струму в колі шиноз'єднувального вимикача.

У разі застосування окремих дистанційних захистів як захисту шин трансформатори струму цих захистів у колі секційного вимикача треба встановлювати між секцією шин і реактором.

3.2.128. Захист шин слід виконувати так, щоб у разі випробування пошкодженої системи або секції шин забезпечувалося селективне вимкнення системи (секції) без витримки часу.

3.2.129. На обхідному вимикачі 110 кВ і вище за наявності шиноз'єднувального (секційного) вимикача треба передбачати захисти (використовувані під час перевірки й ремонту захисту, вимикача і трансформаторів струму будь-якого з елементів, приєднаних до шин):

– триступеневий дистанційний захист і струмова відсічка від багатофазних КЗ;

– чотириступеневий струмовий напрямлений захист нульової послідовності від замикання на землю.

При цьому на шиноз'єднувальному (секційному) вимикачі треба передбачати захисти (що використовуються для поділу систем або секцій шин за відсутності ПРВВ або виведення його чи захисту шин з дії, а також для підвищення ефективності далекого резервування):

– двоступеневий струмовий захист від багатофазних КЗ;

– триступеневий струмовий захист нульової послідовності від замикань на землю.

Допускається встановлювати складніші захисти на шиноз'єднувальному (секційному) вимикачі, якщо це потрібно для підвищення ефективності далекого резервування.

На шиноз'єднувальному (секційному) вимикачі 110 кВ і вище, призначеному і для виконання функції обхідного вимикача, треба передбачати ті самі захисти, що й на обхідному і шиноз'єднувальному (секційному) вимикачах у разі їх роздільного виконання.

Рекомендовано передбачати переведення основних швидкодійних захистів ліній 110 кВ і вище на обхідний вимикач.

На шиноз'єднувальному (секційному) вимикачеві 3–35 кВ має бути передбаченим двоступеневий струмовий захист від багатофазних КЗ.

3.2.130. Окрему панель захисту, призначену спеціально для використання замість лінії, що виводиться на перевірку захисту, слід передбачати за схем електричних з'єднань, у яких відсутній обхідний вимикач (наприклад, чотирикутник, полуторна схема тощо); таку окрему панель захисту слід передбачати для ліній 220 кВ, що не мають окремого основного захисту; для ліній 330–500 кВ.

Допускається передбачати окрему панель захисту для ліній 110 кВ, що не мають окремого основного захисту, за схем електричних з'єднань «місток» з вимикачами в колах ліній і «багатокутник», якщо під час перевірки захисту лінії ліквідовувати пошкодження на ній відповідно до вимог, що ставляться, простішими засобами технічно неможливо.

ЗАХИСТ СИНХРОННИХ КОМПЕНСАТОРІВ

3.2.131. Пристрої релейного захисту синхронних компенсаторів слід виконувати аналогічно тим, що передбачаються для турбогенераторів відповідних потужностей з такими відмінностями:

1. Захист від струмів, зумовлених симетричним перевантаженням, що діє на сигнал, має виводитися на період пуску, якщо в цьому режимі можлива його дія.

2. Слід передбачати мінімальний захист напруги, що діє на вимкнення вимикача синхронного компенсатора. Напругу спрацьовування захисту має бути прийнята такою, що дорівнює 0,1–0,2 $U_{ном}$, витримка часу – близько 10 с.

3. Має бути передбаченим захист, що діє в разі короткочасного зникнення живлення підстанції (наприклад, у безструмову паузу АПВ живильної лінії). Захист має виконуватися у вигляді мінімального захисту частоти і діяти на вимкнення вимикача синхронного компенсатора або на АГП. Допускається використовувати захист, виконаний на інших засадах, наприклад, захист, який реагує на швидкість зниження частоти.

4. На синхронних компенсаторах потужністю 50 Мвар і більше слід передбачати захист від втрати збудження (зниження струму збудження нижче від допустимої межі) з дією на вимкнення синхронного компенсатора або на сигнал. Для синхронних компенсаторів, на яких передбачається можливість переведення на режим роботи з негативним струмом ротора, цей захист можна не застосовувати.

5. Для синхронного компенсатора, що працює в блоці з трансформатором, у разі замикання на землю в обмотці статора має бути передбачено дію захисту, установленого з боку нижчої напруги трансформатора.

Якщо струм замикання на землю з боку нижчої напруги трансформатора перевищує 5 А, допускається не встановлювати дугогасний реактор і виконувати захист з двома витримками часу; з меншою витримкою часу передбачається вимкнення вимикача синхронного компенсатора, а з більшою – подача сигналу.

У разі струму замикання на землю до 5 А захист має бути виконаним з однією витримкою часу і з дією на сигнал. Для синхронних компенсаторів потужністю 50 Мвар і більше має бути передбачено можливість дії захисту на сигнал або на вимикання.

3.2.132. На підстанціях без постійного чергування персоналу захист від перевантаження синхронного компенсатора має виконуватися з незалежною витримкою часу і діяти з меншою витримкою часу на сигнал та зниження струму збудження, а з більшою – на вимкнення синхронного компенсатора (якщо запобігання тривалим перевантаженням не забезпечується пристроями автоматичного регулювання збудження).

3.2.133. Захист від замикань на землю в колі збудження синхронного компенсатора слід виконувати так само, як для гідрогенераторів (див. 3.2.85).

ГЛАВА 3.3
АВТОМАТИКА ТА ТЕЛЕМЕХАНІКА

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ. ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

3.3.1. Ця глава Правил поширюється на автоматичні та телемеханічні пристрої електростанцій, енергосистем, мереж і електропостачання промислових та інших електроустановок, призначені для здійснення:

1) АПВ ліній або фаз ліній, шин та інших електроустановок після їх автоматичного вимкнення;

2) АВР резервного живлення або устаткування;

3) увімкнення синхронних генераторів і синхронних компенсаторів на паралельну роботу;

4) регулювання збудження, напруги і реактивної потужності;

5) регулювання частоти і активної потужності;

6) запобігання порушенням сталості;

7) припинення асинхронного режиму;

8) обмеження зниження частоти;

9) обмеження підвищення частоти;

10) обмеження зниження напруги;

11) обмеження підвищення напруги;

12) запобігання перевантаженню устаткування;

13) диспетчерського контролю і керування.

Функції пристроїв за пп. 4–11 визначаються повністю або частково умовами роботи енергосистеми в цілому. Ці пристрої мають проектуватися і експлуатуватися відповідними енергетичними підприємствами, енергооб'єднаннями або за узгодженням з ними.

В енергосистемах і на енергооб'єктах можуть установлюватися пристрої автоматичного керування, не охоплені цією главою Правил і регламентовані іншими

документами. Дії цих пристроїв мають бути узгодженими між собою, а також з дією пристроїв і систем, що розглядаються в цій главі.

У електричних мережах підприємств-споживачів електроенергії слід застосовувати такі пристрої автоматики, які по можливості не допускають порушень найбільш відповідальних технологічних процесів за короткочасних перерв електропостачання, зумовлених дією захистів і автоматики в мережі зовнішнього і внутрішнього електропостачання (див. також 5.3.52, 5.3.53 і 5.3.58).

АВТОМАТИЧНЕ ПОВТОРНЕ ВВІМКНЕННЯ (АПВ)

3.3.2. Пристрої АПВ мають передбачатися для швидкого відновлення живлення споживачів або міжсистемних і внутрішньосистемних зв'язків шляхом автоматичного увімкнення вимикачів, вимкнутих пристроями релейного захисту.

Має передбачатися автоматичне повторне увімкнення:

1) повітряних і змішаних (кабельно-повітряних) ліній усіх типів напругою, вищою 1 кВ. Відмова від застосування АПВ має бути в кожному окремому випадку обгрунтованою. На кабельних лініях 35 кВ і нижче АПВ рекомендовано застосовувати у випадках, коли воно може бути ефективним у зв'язку зі значною ймовірністю пошкоджень з утворенням відкритої дуги (наприклад, наявність декількох проміжних збірок, живлення по одній лінії декількох підстанцій), а також з метою виправлення неселективної дії захисту. Питання про застосування АПВ на кабельних лініях 110 кВ і вище має вирішуватися під час проектування у кожному окремому випадку з урахуванням конкретних умов;

2) шин електростанцій та підстанцій (див. 3.3.24 і 3.3.25);

3) трансформаторів (див. 3.3.26);

4) відповідальних електродвигунів, що вимикаються для забезпечення самозапуску інших електродвигунів (див. 3.3.38).

Для здійснення АПВ за пп. 1–3 мають також передбачатися пристрої АПВ на обхідних, шиноз'єднувальних і секційних вимикачах.

Допускається з метою економії апаратури виконувати пристрій групового АПВ на лініях, у першу чергу кабельних, та інших приєднаннях 6–10 кВ. При цьому слід враховувати недоліки пристрою групового АПВ, наприклад можливість відмови у випадку, якщо після вимкнення вимикача одного з приєднань вимкнення вимикача іншого приєднання відбувається до повернення пристрою АПВ в початкове положення.

3.3.3. Пристрої АПВ треба виконувати так, щоб вони не діяли в разі:

1) вимкнення вимикача персоналом дистанційно або за допомогою телекерування;

2) автоматичного вимкнення від релейного захисту безпосередньо після увімкнення персоналом дистанційно або за допомогою телекерування;

3) вимкнення вимикача захистом від внутрішніх пошкоджень трансформаторів і обертових машин пристроями протиаварійної автоматики, а також у інших випадках вимкнень вимикача, коли дія АПВ неприпустима. АПВ після дії АЧР (ЧАПВ) треба виконувати відповідно до 3.3.81.

Пристрої АПВ мають бути виконаними так, щоб унеможливити багатократне увімкнення на КЗ за будь-якої несправності в схемі пристрою.

Пристрої АПВ мають виконуватися з автоматичним поверненням.

3.3.4. У разі застосування АПВ має, як правило, передбачатися прискорення дії релейного захисту на випадок неуспішного АПВ. Прискорення дії релейного захисту після неуспішного АПВ виконують за допомогою пристрою прискорення після увімкнення вимикача, яке, як правило, має використовуватися і в разі увімкнення вимикача з інших причин (від ключа керування, телекерування або пристрою АВР). За прискорення захисту після увімкнення вимикача має бути вжито заходів проти можливого вимкнення вимикача захистом під дією поштовху струму в разі увімкнення через неодночасне увімкнення фаз вимикача.

Не слід прискорювати захисти після увімкнення вимикача, коли лінію вже увімкнено під напругу іншим своїм вимикачем (тобто за наявності симетричної напруги на лінії).

Допускається не прискорювати після АПВ дію захистів ліній 35 кВ і нижче, виконаних на змінному оперативному струмі, якщо для цього потрібне значне ускладнення захистів і час їх дії в разі металевого КЗ поблизу місця встановлення не перевершує 1,5 с.

3.3.5. Пристрої трифазного АПВ (ТАПВ) мають здійснюватися переважно з пуском за невідповідності між раніше поданою оперативною командою і вимкненим положенням вимикача; допускається також пуск пристрою АПВ від захисту.

3.3.6. Можуть застосовуватися, як правило, пристрої ТАПВ однократної або двократної дії (останнє – якщо це припустимо за умовами роботи вимикача). Пристрій ТАПВ двократної дії рекомендовано застосовувати для повітряних ліній, особливо для одиночних з одностороннім живленням. У мережах 35 кВ і нижче пристрій ТАПВ двократної дії рекомендовано застосовувати в першу чергу для ліній, що не мають резервування по мережі.

У мережах з ізольованою або компенсованою нейтраллю, як правило, має застосовуватися блокування другого циклу АПВ у разі замикання на землю після АПВ першого циклу (наприклад, за наявності напруги нульової послідовності). Витримка часу ТАПВ в другому циклі має бути не меншою 15–20 с.

3.3.7. Для прискорення відновлення нормального режиму роботи електропередачі витримка часу пристрою ТАПВ (особливо для першого циклу АПВ двократної дії на лініях з одностороннім живленням) має прийматися мінімально можливою з урахуванням часу згасання дуги та деіонізації середовища в місці пошкодження, а також з урахуванням часу готовності вимикача та його приведення до повторного увімкнення.

Витримка часу пристрою ТАПВ на лінії з двостороннім живленням має вибиратися також з урахуванням можливого неодночасного відключення пошкодження з обох кінців лінії; при цьому час дії захистів, призначених для далекого резервування, враховувати не потрібно. Допускається не враховувати різночасності вимкнення вимикачів по кінцях лінії, коли вони вимикаються внаслідок спрацьовування високочастотного захисту.

З метою підвищення ефективності ТАПВ одноразової дії допускається збільшувати його витримку часу (по можливості з урахуванням роботи споживача).

3.3.8. На одиночних лініях 110 кВ і вище з одностороннім живленням, для яких допустимий у разі неуспішного ТАПВ перехід на тривалу роботу двома фазами, слід передбачати ТАПВ двократної дії на живильному кінці лінії. Переведення лінії на роботу двома фазами може проводитися персоналом на місці або за допомогою телекерування.

Для переведення лінії після неуспішного АПВ на роботу двома фазами слід передбачати пофазне керування роз'єднувачами або вимикачами на живильному і приймальному кінцях лінії.

У разі переведення лінії на тривалу роботу двома фазами слід за необхідності вживати заходів до зменшення перешкод у роботі ліній зв'язку через неповнофазний режим роботи лінії. З цією метою допускається обмеження потужності, що передається по лінії в неповнофазному режимі (якщо це можливо за умовами роботи споживача).

В окремих випадках за наявності спеціального обгрунтування допускається також перерва в роботі лінії зв'язку на час неповнофазного режиму.

3.3.9. На лініях, вимкнення яких не призводить до порушення електричного зв'язку між генеруючими джерелами, наприклад на паралельних лініях з одностороннім живленням, слід установлювати пристрої ТАПВ без перевірки синхронізму.

3.3.10. На одиночних лініях з двостороннім живленням (за відсутності шунтувальних зв'язків) має передбачатися один з таких видів трифазного АПВ (або їх комбінацій):

а) швидкодійне ТАПВ (ШАПВ)

б) несинхронне ТАПВ (НАПВ);

в) ТАПВ з уловлюванням синхронізму (ТАПВ ВУС).

Крім того, може передбачатися однофазне АПВ (ОАПВ) у поєднанні з різними видами ТАПВ, якщо вимикачі обладнано пофазним керуванням і не порушується сталість паралельної роботи частин енергосистеми в циклі ОАПВ.

Вибір видів АПВ проводиться виходячи з сукупності конкретних умов роботи системи і устаткування з урахуванням вказівок 3.3.11–3.3.15.

3.3.11. Швидкодійне АПВ, або ШАПВ (одночасне вмикання з мінімальною витримкою часу з обох кінців), рекомендовано передбачати на лініях за 3.3.10 для автоматичного повторного вмикання, як правило, за невеликої розбіжності кута між векторами ЕДС з'єднуваних систем. ШАПВ може застосовуватися за наявності вимикачів, що допускають ШАПВ, якщо після увімкнення забезпечується збереження синхронної паралельної роботи систем і максимальний електромагнітний момент синхронних генераторів і компенсаторів менший (з урахуванням необхідного запасу) від електромагнітного моменту, що виникає в разі трифазного КЗ на виводах машини.

Оцінювання максимального електромагнітного моменту має проводитися для гранично можливої розбіжності кута за час ШАПВ. Відповідно запуск ШАПВ має проводитися лише в разі спрацьовування швидкодійного захисту, зона дії якого охоплює всю лінію. ШАПВ має блокуватися в разі спрацьовування резервних захистів і блокуватися або затримуватися під час роботи ПРВВ.

Якщо для збереження стійкості енергосистеми за неуспішного ШАПВ потрібний великий обсяг дій від протиаварійної автоматики, застосовувати ШАПВ не рекомендовано.

3.3.12. Несинхронне АПВ (НАПВ) може застосовуватися на лініях за 3.3.10 (в основному 110–220 кВ), якщо:

а) максимальний електромагнітний момент синхронних генераторів і компенсаторів, що виникає за несинхронного увімкнення, менший (з урахуванням необхідного запасу) від електромагнітного моменту, що виникає за трифазного КЗ на виводах машини, при цьому як практичні критерії оцінювання допустимості НАПВ приймаються розрахункові початкові значення періодичних складових струмів статора за кута увімкнення 180°;

б) максимальний струм через трансформатор (автотрансформатор) за кута увімкнення 180° менший від струму КЗ на його виводах під час живлення від шин нескінченної потужності;

в) після АПВ забезпечується досить швидка ресинхронізація; якщо внаслідок несинхронного автоматичного повторного увімкнення можливе виникнення тривалого асинхронного ходу, мають застосовуватися спеціальні заходи для його запобігання або припинення.

За дотримання цих умов НАПВ допускається застосовувати також у режимі ремонту на паралельних лініях.

Під час виконання НАПВ необхідно вжити заходів щодо запобігання зайвому спрацьовуванню захисту. З цією метою рекомендовано, зокрема, здійснювати увімкнення вимикачів за НАПВ у певній послідовності, наприклад виконанням АПВ з одного з боків лінії з контролем наявності напруги на ній після успішного ТАПВ з протилежного боку.

3.3.13. АПВ з уловлюванням синхронізму може застосовуватися на лініях за 3.3.10 для ввімкнення лінії за значних (приблизно до 4%) ковзань і допустимого кута.

Можливе також таке виконання АПВ. На кінці лінії, який має вмикатися першим, проводиться прискорене ТАПВ (з фіксацією спрацьовування швидкодійного захисту, зона дії якої охоплює всю лінію) без контролю напруги на лінії (ПТАПВ БК) або ТАПВ з контролем відсутності напруги на лінії (ТАПВ ВН), а на другому її кінці – ТАПВ з уловлюванням синхронізму. Останнє проводиться за умови, що увімкнення першого кінця лінії було успішним (це може бути визначено, наприклад, за допомогою контролю наявності напруги на лінії).

Для уловлювання синхронізму можуть застосовуватися пристрої, побудовані за принципом синхронізатора з постійним кутом випередження.

Пристрої АПВ слід виконувати так, щоб була можливість змінювати черговість увімкнення вимикачів по кінцях лінії.

Під час виконання пристрою АПВ ПР необхідно прагнути до забезпечення його дії за можливо більшої різниці частот. Максимальний допустимий кут увімкнення в разі застосування АПВ ПР має прийматися з урахуванням умов, зазначених у 3.3.12. У разі застосування пристрою АПВ ПР рекомендовано його використовувати для увімкнення лінії персоналом (напівавтоматична синхронізація).

3.3.14. На лініях, обладнаних трансформаторами напруги, для контролю відсутності напруги (КВН) і контролю наявності напруги (КНН) на лінії за різних видів ТАПВ рекомендовано використовувати органи, що реагують на лінійну (фазну) напругу і на напругу зворотної та нульової послідовностей. У деяких випадках, наприклад на лініях без шунтувальних реакторів, можна не використовувати напругу нульової послідовності.

3.3.15. Однофазне автоматичне повторне ввімкнення (ОАПВ) може застосовуватися тільки в мережах з великим струмом замикання на землю. ОАПВ без автоматичного переведення лінії на тривалий неповнофазний режим за стійкого пошкодження фази слід застосовувати:

а) на одиночних сильно навантажених міжсистемних або внутрішньосистемних лініях електропередачі;

б) на сильно навантажених міжсистемних лініях 220 кВ і вище з двома і більше обхідними зв'язками за умови, що вимкнення однієї з них може призвести до порушення динамічної стійкості енергосистеми;

в) на міжсистемних і внутрішньосистемних лініях різних класів напруги, якщо трифазне вимкнення лінії вищої напруги може призвести до неприпустимого перевантаження ліній нижчої напруги з можливістю порушення стійкості енергосистеми;

г) на лініях, що пов'язують з системою великі блокові електростанції без значного місцевого навантаження;

д) на лініях електропередачі, де здійснення ТАПВ пов'язане зі значним скиданням навантаження внаслідок пониження напруги.

Пристрій ОАПВ має виконуватися так, щоб у разі виведення його з роботи або зникнення живлення автоматично здійснювалося переведення дії захистів лінії на вимкнення трьох фаз, крім пристрою.

Вибір пошкоджених фаз у разі КЗ на землю має здійснюватися за допомогою вибіркових органів, які можуть бути також використані як додатковий швидкодійний захист лінії в циклі ОАПВ, за ТАПВ, ШАПВ і одностороннього увімкнення лінії оперативним персоналом.

Витримка часом ОАПВ має відрегульовуватися від часу згасання дуги та деіонізації середовища в місці однофазного КЗ в неповнофазному режимі з урахуванням можливості неодночасного спрацьовування захисту по кінцях лінії, а також каскадної дії вибіркових органів.

3.3.16. На лініях за 3.3.15 ОАПВ треба застосовувати в поєднанні з різними видами ТАПВ. При цьому має бути передбачено можливість заборони ТАПВ у всіх випадках ОАПВ або тільки за неуспішного ОАПВ. Залежно від конкретних умов допускається здійснювати ТАПВ після неуспішного ОАПВ. У цих випадках передбачають дію ТАПВ спочатку на одному кінці лінії з контролем відсутності напруги на лінії та зі збільшеною витримкою часу.

3.3.17. На одиночних лініях з двостороннім живленням, що пов'язують систему з електростанцією невеликої потужності, можуть застосовуватися ТАПВ з автоматичною самосинхронізацією (АПВС) гідрогенераторів для гідроелектростанцій і ТАПВ у поєднанні з ділильними пристроями – для гідро- і теплоелектростанцій.

3.3.18. На лініях з двостороннім живленням за наявності декількох обхідних зв'язків слід застосовувати:

1) за наявності двох зв'язків, а також трьох зв'язків, якщо ймовірне одночасне тривале вимкнення двох із цих зв'язків (наприклад, двоколові лінії):

– несинхронне АПВ (в основному для ліній 110–220 кВ і за дотримання умов, зазначених у 3.3.12, але для випадку вимкнення всіх зв'язків);

– АПВ з перевіркою синхронізму (у разі неможливості виконання несинхронного АПВ з причин, зазначених у 3.3.12, але для випадку вимкнення всіх зв'язків).

Для відповідальних ліній за наявності двох зв'язків, а також за наявності трьох зв'язків, два з яких – двоколова лінія, за неможливості застосування НАПВ з причин, зазначених у 3.3.12, дозволено застосовувати пристрої ОАПВ, ШАПВ або АПВ ПР (див. 3.3.11, 3.3.13, 3.3.15). При цьому пристрої ОАПВ і ШАПВ слід доповнювати пристроєм АПВ з перевіркою синхронізму;

2) за наявності чотирьох і більше зв'язків, а також за наявності трьох зв'язків, якщо в останньому випадку одночасне тривале вимкнення двох із цих зв'язків малоймовірне (наприклад, якщо всі лінії одноколові), – АПВ без перевірки синхронізму.

3.3.19. Пристрої АПВ з перевіркою синхронізму слід виконувати на одному кінці лінії з контролем відсутності напруги на лінії та з контролем наявності синхронізму, на другому кінці – тільки з контролем наявності синхронізму. Схеми пристрою АПВ з перевіркою синхронізму лінії мають виконуватися однаково на обох кінцях з урахуванням можливості зміни черговості увімкнення вимикачів лінії в разі АПВ.

Рекомендовано використовувати пристрій АПВ з перевіркою синхронізму для перевірки синхронізму з'єднуваних систем у разі увімкнення лінії персоналом.

3.3.20. Допускається спільне застосування декількох видів трифазного АПВ на лінії, наприклад ШАПВ і ТАПВ, з перевіркою синхронізму. Допускається також використовувати різні види пристроїв АПВ на різних кінцях лінії, наприклад УТАПВ БК (див. 3.3.13) на одному кінці лінії і ТАПВ з контролем наявності напруги та синхронізму – на другому.

3.3.21. Допускається поєднувати ТАПВ з неселективними швидкодійними захистами для виправлення неселективної дії останніх. У мережах, що складаються з ряду послідовно увімкнених ліній, у разі застосування для них неселективних швидкодійних захистів для виправлення їх дії рекомендовано застосовувати почергове АПВ; можуть також застосовуватися пристрої АПВ з прискоренням захисту до АПВ або з кратністю дії (не більше трьох), що зростає в напрямку до джерела живлення.

3.3.22. У разі застосування трифазного однократного АПВ ліній, що живлять трансформатори, з боку вищої напруги яких встановлюються короткозамикачі і віддільники, для вимкнення віддільника в безструмову паузу час дії пристрою АПВ

має бути відрегульованим від сумарного часу увімкнення короткозамикача і вимкнення віддільника. У разі застосування трифазного АПВ двократної дії (див. 3.3.6) час дії АПВ у першому циклі за вказаною умовою не повинен збільшуватися, якщо вимкнення віддільника передбачається в безструмову паузу другого циклу АПВ.

Для ліній, на які замість вимикачів встановлюються віддільники, вимкнення віддільників у разі неуспішного АПВ у першому циклі має проводитися в безструмову паузу другого циклу АПВ.

3.3.23. Якщо внаслідок дії АПВ можливе несинхронне увімкнення синхронних компенсаторів або синхронних електродвигунів і якщо таке увімкнення для них неприпустиме, а також для вимкнення підживлення від цих машин місця пошкодження слід передбачати автоматичне вимкнення цих синхронних машин у разі зникнення живлення або переведення їх у асинхронний режим вимкненням АГП з подальшим автоматичним увімкненням або ресинхронізацією після відновлення напруги в результаті успішного АПВ.

Для підстанцій із синхронними компенсаторами або синхронними електродвигунами мають застосовуватися заходи, що запобігають зайвим спрацьовуванням АЧР у разі дії АПВ.

3.3.24. АПВ шин електростанцій і підстанцій за наявності спеціального захисту шин і вимикачів, що допускають АПВ, має виконуватися за одним з двох варіантів:

1) автоматичним випробуванням (поставлення шин під напругу вимикачем від АПВ одного з живильних елементів);

2) автоматичною збіркою схеми; при цьому першим від пристрою АПВ вмикається один з живильних елементів (наприклад, лінія, трансформатор); за успішного увімкнення цього елемента проводиться подальше, якомога повніше автоматичне відновлення схеми доаварійного режиму шляхом увімкнення інших елементів. АПВ шин за цим варіантом рекомендовано застосовувати в першу чергу для підстанцій без постійного чергування персоналу.

Під час виконання АПВ шин мають застосовуватися заходи, що унеможливлюють несинхронне увімкнення (якщо воно є неприпустимим).

Має забезпечуватися достатня чутливість захисту шин на випадок неуспішного АПВ.

3.3.25. На двотрансформаторних знижувальних підстанціях за роздільної роботи трансформаторів, як правило, мають передбачатися пристрої АПВ шин середньої та нижчої напруги в поєднанні з пристроями АВР; за внутрішніх пошкоджень трансформаторів має діяти АВР, за інших пошкоджень – АПВ (див. 3.3.42).

Допускається для двотрансформаторної підстанції, у нормальному режимі якої передбачається паралельна робота трансформаторів на шинах даної напруги, установлювати додатково до пристрою АПВ пристрій АВР, призначений для режиму, коли один з трансформаторів виведено в резерв.

3.3.26. Пристроями АПВ мають бути обладнані всі одиночні знижувальні трансформатори потужністю понад 1 МВ·А на підстанціях енергосистем, що мають вимикач і максимальний струмовий захист з живильного боку, якщо вимкнення трансформатора призводить до знеструмлення електроустановок споживачів.

Допускається в окремих випадках дія АПВ і в разі вимкнення трансформатора захистом від внутрішніх пошкоджень.

3.3.27. За неуспішного АПВ, що вмикається першим вимикачем елемента, приєднаного двома або більше вимикачами, АПВ решти вимикачів цього елемента, як правило, має бути забороненим.

3.3.28. За наявності на підстанції або електростанції вимикачів з електромагнітним приводом, якщо від пристрою АПВ можуть бути одночасно увімкнутими два або більше вимикачів, для забезпечення необхідного рівня напруги акумуляторної батареї в разі увімкнення та для зниження перетину кабелів кіл живлення електромагнітів увімкнення слід, як правило, виконувати АПВ так, щоб одночасне увімкнення декількох вимикачів було неможливим (наприклад, застосуванням на приєднаннях АПВ з різними витримками часу).

Допускається в окремих випадках (переважно за напруги 110 кВ і великого числа приєднань, обладнаних АПВ) одночасно вмикати від АПВ два вимикачі.

3.3.29. Дія пристроїв АПВ має фіксуватися вказівними реле, убудованими в реле покажчиками спрацьовування, лічильниками числа спрацьовувань чи іншими пристроями аналогічного призначення.

АВТОМАТИЧНЕ ВВІМКНЕННЯ РЕЗЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ ТА УСТАТКУВАННЯ (АВР)

3.3.30. Пристрої АВР мають передбачатися для відновлення живлення споживачів шляхом автоматичного приєднання резервного джерела живлення за вимкнення робочого джерела живлення, що призводить до знеструмлення електроустановок споживача. Пристрої АВР треба передбачати також для автоматичного увімкнення резервного устаткування за вимкнення робочого устаткування, що призводить до порушення нормального технологічного процесу.

Пристрої АВР також рекомендовано передбачати, якщо в разі їх застосування можливе спрощення релейного захисту, зниження струмів КЗ і здешевлення апаратури за рахунок заміни кільцевих мереж радіально-секціонованими тощо.

Пристрої АВР можна встановлювати на трансформаторах, лініях, секційних і шиноз'єднувальних вимикачах, електродвигунах тощо.

3.3.31. Пристрій АВР, як правило, має забезпечувати можливість його дії в разі зникнення напруги на шинах живленого елемента, викликаного будь-якою причиною, у тому числі КЗ на цих шинах (останнє – за відсутності АПВ шин, див. також 3.3.42).

3.3.32. Пристрій АВР у разі вимкнення вимикача робочого джерела живлення має вмикати, як правило, без додаткової витримки часу, вимикач резервного джерела живлення (див. також 3.3.41). При цьому має бути забезпечено однократність дії пристрою.

3.3.33. Для забезпечення дії АВР у разі знеструмлення елемента, що живиться, у зв'язку зі зникненням напруги з боку живлення робочого джерела, а також у разі вимкнення вимикача з приймального боку (наприклад, для випадків, коли релей-

ний захист робочого елемента діє тільки на вимкнення вимикачів з боку живлення) в схемі АВР на додаток до зазначеного в 3.3.32 має передбачатися пусковий орган напруги. Зазначений пусковий орган у разі зникнення напруги на елементі, що живиться, і за наявності напруги з боку живлення резервного джерела має діяти з витримкою часу на вимкнення вимикача робочого джерела живлення з приймального боку. Пусковий орган напруги АВР не має передбачатися, якщо робочий і резервний елементи мають одне джерело живлення.

3.3.34. Для трансформаторів і ліній малої довжини з метою прискорення дії АВР доцільно виконувати релейний захист з дією на вимкнення не тільки вимикача з боку живлення, а й вимикача з приймального боку. З цією ж метою в найбільш відповідальних випадках (наприклад, на власних потребах електростанцій) у разі вимкнення з будь-яких причин вимикача тільки з боку живлення має бути забезпеченим негайне вимкнення вимикача з приймального боку по колу блокування.

3.3.35. Мінімальний елемент напруги пускового органа АВР, що реагує на зникнення напруги робочого джерела, має бути відділеним від режиму самозапуску електродвигунів і від зниження напруги в разі віддалених КЗ. Напруга спрацьовування елемента контролю напруги на шинах резервного джерела пускового органа АВР має вибиратися по можливості виходячи з умови самозапуску електродвигунів. Час дії пускового органа АВР має бути більшим від часу вимкнення зовнішніх КЗ, за яких зниження напруги викликає спрацьовування елемента мінімальної напруги пускового органа, і, як правило, більшим від часу дії АПВ з боку живлення.

Мінімальний елемент напруги пускового органа АВР, як правило, має бути виконаним так, щоб унеможливлювалася його помилкова робота в разі перегорання одного із запобіжників трансформатора напруги з боку обмотки вищої або нижчої напруги; у разі захисту обмотки нижчої напруги автоматичним вимикачем за його вимкнення дія пускового органа має блокуватися. Допускається не враховувати цю вимогу під час виконання пристроїв АВР в розподільних мережах 6–10 кВ, якщо для цього потрібне спеціальне встановлення трансформатора напруги.

3.3.36. Якщо в разі використання пуску АВР за напругою час його дії може виявитися неприпустимо великим (наприклад, за наявності у складі навантаження значної частки синхронних електродвигунів), рекомендовано застосовувати на додаток до пускового органа напруги пускові органи інших типів (наприклад, таких, що реагують на зникнення струму, зниження частоти, зміну напрямку потужності тощо).

У разі застосування пускового органа частоти останній у разі зниження частоти з боку робочого джерела живлення до заданого значення і за нормальної частоти з боку резервного живлення має діяти з витримкою часу на вимкнення вимикача робочого джерела живлення.

За технологічної необхідності може виконуватися пуск пристрою автоматичного вмикання резервного устаткування від різних спеціальних датчиків (тиску, рівня тощо).

3.3.37. Схема пристрою АВР джерел живлення власних потреб електростанцій після вмикання резервного джерела живлення замість одного з робочих джерел, що вимикаються, має зберігати можливість дії за вимкнення інших робочих джерел живлення.

3.3.38. Під час виконання пристроїв АВР слід перевіряти умови перевантаження резервного джерела живлення і самозапуску електродвигунів і, якщо має місце надмірне перевантаження або не забезпечується самозапуск, виконувати розвантаження під час дії АВР (наприклад, вимкнення невідповідальних, а в деяких випадках і частини відповідальних електродвигунів; для останніх рекомендовано застосовувати АПВ).

3.3.39. Під час виконання АВР має враховуватися неприпустимість його дії на вмикання споживачів, вимкнутих пристроями АЧР. З цією метою мають застосовуватися спеціальні заходи (наприклад, блокування за частотою); в окремих випадках за спеціального обгрунтування неможливості виконання зазначених заходів можна не передбачати АВР.

3.3.40. У разі дії пристрою АВР, коли можливе увімкнення вимикача на КЗ, як правило, має передбачатися прискорення дії захисту цього вимикача (див. також 3.3.4). При цьому має бути вжито заходів для запобігання вимкненням резервного живлення по колу прискорення захисту за рахунок стрибків струму увімкнення.

З цією метою на вимикачах джерел резервного живлення власних потреб електростанцій прискорення захисту має передбачатися тільки в разі, якщо його витримка часу перевищує 1–1,2 с; при цьому до кола прискорення має бути введено витримку часу близько 0,5 с. Для інших електроустановок значення витримок часу приймаються виходячи з конкретних умов.

3.3.41. У випадках, якщо в результаті дії АВР можливе несинхронне вмикання синхронних компенсаторів або синхронних електродвигунів і якщо воно для них неприпустиме, а також для вимикання підживлення від цих машин місця пошкодження слід у разі зникнення живлення автоматично вимикати синхронні машини або переводити їх в асинхронний режим вимкненням АГП з подальшим автоматичним увімкненням або ресинхронізацією після відновлення напруги внаслідок успішного АВР.

Для запобігання увімкненню резервного джерела від АВР до вимкнення синхронних машин допускається застосовувати уповільнення АВР. Якщо останнє неприпустиме для решти навантаження, допускається за спеціального обгрунтування вимикати від пускового органа АВР лінію, що зв'язує шини робочого живлення з навантаженням, яке містить синхронні електродвигуни.

Для підстанцій із синхронними компенсаторами або синхронними електродвигунами мають застосовуватися заходи, що запобігають неправильній роботі АЧР під час дії АВР (див. 3.3.79).

3.3.42. З метою запобігання вмиканню резервного джерела живлення на КЗ за неявного резерву, запобігання його перевантаженню, полегшення самозапуску, а також відновлення найбільш простими засобами нормальної схеми електроустановки після аварійного вимкнення і дії пристрою автоматики рекомендовано застосовувати поєднання пристроїв АВР і АПВ. Пристрої АВР мають діяти в разі внутрішніх пошкоджень робочого джерела, АПВ – у разі інших пошкоджень.

Після успішної дії пристроїв АПВ або АВР має, як правило, забезпечуватися більш повне автоматичне відновлення схеми доаварійного режиму (наприклад, для підстанцій із спрощеними схемами електричних з'єднань з боку вищої напруги – вимкнення увімкненого в разі дії АВР секційного вимикача з боку нижчої напруги після успішного АПВ живильної лінії).

УВІМКНЕННЯ ГЕНЕРАТОРІВ

3.3.43. Увімкнення генераторів на паралельну роботу має проводитися одним із таких способів: точною синхронізацією (ручною, напівавтоматичною і автоматичною) і самосинхронізацією (ручною, напівавтоматичною і автоматичною).

3.3.44. Спосіб точної автоматичної або напівавтоматичної синхронізації як основний спосіб увімкнення на паралельну роботу за нормальних режимів має передбачатися для:

– турбогенераторів з непрямим охолодженням обмоток потужністю понад 3 МВт, що працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги і за значень періодичної складової перехідного струму понад 3,5 $I_{ном}$;

– турбогенераторів із безпосереднім охолодженням обмоток типів ТВВ, ТВФ, ТГВ і ТВМ;

– гідрогенераторів потужністю 50 МВт і більше.

У разі аварійних режимів у електричній системі увімкнення на паралельну роботу всіх генераторів незалежно від системи охолодження і потужності може проводитися способом самосинхронізації.

3.3.45. Спосіб самосинхронізації як основний спосіб увімкнення на паралельну роботу може передбачатися для:

– турбогенераторів потужністю до 3 МВт;

– турбогенераторів з непрямим охолодженням потужністю понад 3 МВт, що працюють безпосередньо на збірні шини, якщо періодична складова перехідного струму в разі увімкнення в мережу способом самосинхронізації не перевищує 3,5 $I_{ном}$;

– турбогенераторів з непрямим охолодженням, що працюють у блоці з трансформаторами;

– гідрогенераторів потужністю до 50 МВт;

– гідрогенераторів, електрично жорстко пов'язаних між собою і таких, що працюють через загальний вимикач за їх сумарної потужності до 50 МВт.

У зазначених випадках можуть не передбачатися пристрої напівавтоматичної та автоматичної точної синхронізації.

3.3.46. У разі використання способу самосинхронізації як основного способу увімкнення генераторів на паралельну роботу слід передбачати встановлення на гідрогенераторах пристроїв автоматичної самосинхронізації, на турбогенераторах – пристроїв ручної або напівавтоматичної самосинхронізації.

3.3.47. У разі використання способу точної синхронізації як основного способу увімкнення генераторів на паралельну роботу, як правило, слід передбачати встановлення пристроїв автоматичної та напівавтоматичної точної синхронізації.

Для генераторів потужністю до 15 МВт допускається застосовувати ручну точну синхронізацію з блокуванням від несинхронного увімкнення.

3.3.48. Відповідно до зазначених положень усі генератори мають бути обладнаними відповідними пристроями синхронізації, розташованими на центральному пункті керування або на місцевому пункті керування – для гідроелектростанцій; на головному щиті керування або на блокових щитах керування – для теплоелектростанцій.

Незалежно від застосованого способу синхронізації всі генератори мають бути обладнаними пристроями, що дають змогу в необхідних випадках проводити ручну точну синхронізацію з блокуванням від несинхронного увімкнення.

3.3.49. У разі увімкнення в мережу способом точної синхронізації двох або більше гідрогенераторів, що працюють через один вимикач, генератори попередньо синхронізуються між собою способом самосинхронізації і з мережею – способом точної синхронізації.

3.3.50. На транзитних підстанціях основної мережі та електростанціях, де потрібна синхронізація окремих частин електричної системи, мають передбачатися пристрої для напівавтоматичної або ручної точної синхронізації.

АВТОМАТИЧНЕ РЕГУЛЮВАННЯ ЗБУДЖЕННЯ, НАПРУГИ ТА РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

3.3.51. Пристрої автоматичного регулювання збудження АРЗ, напруги та реактивної потужності призначено для:

– підтримання напруги в електричній системі та в електроприймачах за заданими характеристиками за нормальної роботи електроенергетичної системи;

– розподілу реактивного навантаження між джерелами реактивної потужності відповідно до заданого закону;

– підвищення статичної та динамічної стійкості електричних систем і демпфування коливань у перехідних режимах.

3.3.52. Синхронні машини (генератори, компенсатори, електродвигуни) мають бути обладнаними пристроями АРЗ. Автоматичні регулятори збудження мають відповідати вимогам ГОСТ на системи збудження і технічним умовам на устаткування систем збудження.

Для генераторів і синхронних компенсаторів потужністю, меншою ніж 2,5 МВт, за винятком генераторів електростанцій, що працюють ізольовано або в енергосистемі невеликої потужності, допускається застосовувати тільки пристрої релейного форсування збудження. Синхронні електродвигуни мають бути обладнаними пристроями АРЗ відповідно до 5.3.12 і 5.3.13.

3.3.53. Має бути забезпечено високу надійність живлення АРЗ та інших пристроїв системи збудження від трансформаторів напруги, а також високу надійність відповідних кіл.

У разі підключення АРЗ до трансформатора напруги, що має запобіжники з первинного боку:

– АРЗ та інші пристрої системи збудження, втрата живлення яких може призвести до перевантаження або неприпустимого зниження збудження машини, мають приєднуватися до їх вторинних виводів без запобіжників і автоматичних вимикачів;

– пристрій релейного форсування має виконуватися так, щоб унеможливити його помилкову роботу в разі перегорання одного із запобіжників з первинного боку трансформаторів напруги.

У разі підключення АРЗ до трансформатора напруги, що не має запобіжників з первинного боку:

– АРЗ та інші пристрої системи збудження мають приєднуватися до їх вторинних виводів через автоматичними вимикачі;

– мають бути передбачені заходи щодо використання допоміжних контактів автоматичного вимикача, які вимикають перевантаження або неприпустиме зниження збудження машини в разі вимкнення автоматичного вимикача.

До трансформаторів напруги, до яких підключаються АРЗ та інші пристрої системи збудження, як правило, не мають приєднуватися інші пристрої та прилади. В окремих випадках допускається приєднувати ці пристрої і прилади через окремі автоматичні вимикачі або запобіжники.

3.3.54. Пристрої АРЗ гідрогенераторів треба виконувати так, щоб у разі скидання навантаження за справного регулятора швидкості унеможливлювалося спрацьовування захисту від підвищення напруги. За необхідності пристрій АРЗ може бути доповненим релейним пристроєм швидкодійного роззбуждення.

3.3.55. Схема пристрою релейного форсування збудження має передбачати можливість переведення його дії на резервний збудник у разі заміни ним основного збудника.

3.3.56. Пристрої компаундування збудження треба приєднувати до трансформаторів струму з боку виводу генератора або синхронного компенсатора (з боку шин).

3.3.57. Для синхронних генераторів і компенсаторів з безпосереднім охолодженням, генераторів потужністю 15 МВт і більше і компенсаторів потужністю 15 Мвар і більше, електростанцій та підстанцій без постійного чергування персоналу в приміщенні щита керування має бути передбаченим автоматичне обмеження перевантаження з витримкою часу, залежною від кратності перевантаження.

До освоєння серійного випуску пристроїв автоматичного обмеження перевантаження із залежною витримкою часу для машин потужністю до 200 МВт (Мвар) допускається встановлювати пристрої обмеження з незалежною за часом характеристикою.

Пристрій автоматичного обмеження перевантаження не має перешкоджати форсуванню збудження протягом часу, який допускається для відповідного виконання машини.

3.3.58. Для генераторів потужністю 100 МВт і більше та для компенсаторів потужністю 100 Мвар і більше слід установлювати швидкодійні системи збудження з АРЗ сильної дії.

В окремих випадках, що визначаються умовами роботи електростанції в енергосистемі, допускається встановлювати АРЗ іншого типу, а також системи збудження, що діють повільно.

3.3.59. Система збудження і пристрої АРЗ мають забезпечувати стійке регулювання в межах від найменшого допустимого до найбільшого допустимого значення струму збудження. Для синхронних компенсаторів з нереверсивною системою збудження регулювання треба забезпечувати починаючи від значення струму ротора, що практично дорівнює нулю, а для компенсаторів з реверсивною системою збудження – від найбільшого допустимого значення негативного струму збудження.

Для машин, що працюють у блоці з трансформаторами, слід передбачати можливість струмової компенсації втрати напруги в трансформаторі.

3.3.60. Генератори потужністю 2,5 МВт і більше гідро- і теплових електростанцій з числом агрегатів чотири і більше треба оснащувати загальностанційними АСУ технологічними процесами або (за їх відсутності) системами групового керування збудженням. Ці системи на генераторах теплових електростанцій рекомендовано виконувати залежно від схеми, режиму і потужності електростанції.

3.3.61. Трансформатори з РПН розподільчих підстанцій та власних потреб електростанцій, а також лінійні регулятори розподільчих підстанцій для підтримання або заданої зміни напруги треба оснащувати системою автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації. У разі необхідності автоматичні регулятори мають забезпечувати зустрічне регулювання напруги.

Підстанції, на яких передбачається паралельна робота трансформаторів (автотрансформаторів) з автоматичним регулюванням коефіцієнта трансформації, треба оснащувати загальнопідстанційною АСУ технологічними процесами або системою групового регулювання, що унеможливлює появу неприпустимих зрівняльних струмів між трансформаторами.

3.3.62. Конденсаторні установки треба обладнувати пристроями автоматичного регулювання відповідно до гл. 5.6.

АВТОМАТИЧНЕ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ (АРЧН)

3.3.63. Системи автоматичного регулювання частоти і активної потужності (АРЧП) призначені для:

– підтримання частоти в енергооб'єднаннях та ізольованих енергосистемах у нормальних режимах згідно з вимогами ГОСТ на якість електричної енергії;

– регулювання обмінних потужностей енергооб'єднань і обмеження перетікань потужності по контрольованих зовнішніх і внутрішніх зв'язках енергооб'єднань і енергосистем;

– розподілу потужності (у тому числі економічної) між об'єктами керування на всіх рівнях диспетчерського управління (між об'єднаними енергосистемами, енергосистемами в ОЕС, електростанціями в енергосистемах і агрегатами або енергоблоками в межах електростанцій).

3.3.64. Системи АРЧМ мають забезпечувати (за наявності необхідного регулювального діапазону) на керованих електростанціях підтримання середнього відхилення частоти від заданого значення в межах ±0,1 Гц у десятихвилинних інтервалах і обмеження перетікання потужності за контрольованими зв'язками з заглушенням, не меншим ніж на 70% амплітуд коливань перетікання потужності з періодом 2 хв і більше.

3.3.65. До системи АРЧП мають входити:

– пристрої автоматичного регулювання частоти, обмінної потужності та обмеження перетікань на диспетчерських пунктах та ОЕС;

– пристрої розподілу керівних дій від вищих систем АРЧП між керованими електростанціями і пристрої обмеження перетікань контрольованими внутрішніми зв'язками на диспетчерських пунктах енергосистем;

– пристрої керування активною потужністю на електростанціях, що залучаються до участі в автоматичному керуванні потужністю;

– датчики перетікань активної потужності та засоби телемеханіки.

3.3.66. Пристрої АРЧП на диспетчерських пунктах мають забезпечувати виявлення відхилень фактичного режиму роботи від заданого, формування і передання керівних дій для диспетчерських пунктів нижнього рівня керування і для електростанцій, що залучаються до автоматичного керування потужністю.

3.3.67. Пристрої автоматичного керування потужністю електростанцій мають забезпечувати:

– приймання і перетворення керуючих дій, що надходять з диспетчерських пунктів вищого рівня керування, і формування керівних дій на рівні управління електростанцій;

– формування керівних дій на окремі агрегати (енергоблоки);

– підтримання потужності агрегатів (енергоблоків) відповідно до отриманих керівних дій.

3.3.68. Керування потужністю електростанції треба здійснювати зі статизмом за частотою, змінним у межах від 3 до 6%.

3.3.69. На гідроелектростанціях системи керування потужністю повинні мати автоматичні пристрої, що забезпечують пуск і зупин агрегатів, а за необхідності також переведення агрегатів у режими синхронного компенсатора і генераторний залежно від умов і режиму роботи електростанцій та енергосистеми з урахуванням наявних обмежень у роботі агрегатів.

Гідроелектростанції, потужність яких визначається режимом водотоку, рекомендовано обладнувати автоматичними регуляторами потужності за водотоком.

3.3.70. Пристрої АРЧП мають допускати оперативну зміну параметрів настройки в разі зміни режимів роботи об'єкта керування, оснащуватися елементами сигналізації, блокуваннями і захистами, що запобігають неправильним їх діям під час порушення нормальних режимів роботи об'єктів керування, у разі несправностей у самих пристроях, а також таких, що унеможливлюють ті дії, які можуть перешкодити функціонуванню пристроїв протиаварійної автоматики.

На теплових електростанціях пристрої АРЧП мають бути обладнаними елементами, що запобігають тим змінам технологічних параметрів понад допустимі межі, які викликані дією цих пристроїв на агрегати (енергоблоки).

3.3.71. Засоби телемеханіки мають забезпечувати введення інформації про перетікання по контрольованих внутрішньосистемних і міжсистемних зв'язках, передавання керівних дій і сигналів від пристроїв АРЧП на об'єкти керування, а також передавання необхідної інформації на вищий рівень керування.

Сумарне запізнення сигналів у засобах телемеханіки і пристроях АРЧП не має перевищувати 5 с.

АВТОМАТИЧНЕ ЗАПОБІГАННЯ ПОРУШЕННЯМ СТІЙКОСТІ

3.3.72. Пристрої автоматичного запобігання порушенням стійкості енергосистем треба передбачати залежно від конкретних умов там, де це технічно і економічно доцільно, – для збереження динамічної стійкості та забезпечення нормативного запасу статичної стійкості в післяаварійних режимах.

Пристрої автоматичного запобігання порушенню стійкості можна передбачати для дії у випадках:

а) вимкнення лінії без пошкодження, а також у разі пошкоджень унаслідок однофазних КЗ під час роботи основного захисту і ОАПВ у можливих режимах підвищеного завантаження електропередач і в ремонтних схемах мережі; допускається застосовувати пристрої автоматики за цих пошкоджень і в нормальних схемах і режимах енергосистеми, якщо порушення стійкості внаслідок відмови автоматики не може призвести до втрати значної частини навантаження енергосистеми (наприклад, за рахунок дії АЧР);

б) вимкнення ліній унаслідок багатофазних КЗ під час роботи основного захисту в нормальній та ремонтній схемах мережі; можна не враховувати режими підвищеного завантаження електропередач, що трапляються найрідше;

в) відмов вимикача з дією ПРВВ у разі КЗ у нормальному режимі роботи енергосистеми і в нормальній схемі роботи мережі;

г) повного поділу енергосистеми на частини, що працюють несинхронно в нормальному режимі;

д) значного аварійного дефіциту або надлишку потужності в одній із з'єднуваних частин енергооб'єднання;

е) роботи пристроїв ШАПВ або АПВ у нормальних схемі та режимі.

3.3.73. Пристрої автоматичного запобігання порушенням стійкості можуть впливати на:

а) вимкнення частини генераторів гідроелектростанцій та як виняток – генераторів або блоків теплових електростанцій;

б) швидке зниження або збільшення навантаження паровими турбінами в межах можливостей теплосилового устаткування (без подальшого автоматичного відновлення колишнього навантаження);

в) вимкнення (у виняткових випадках) частини навантаження споживачів, що легко переносять короткочасну перерву електропостачання (спеціальне автоматичне вимкнення навантаження);

г) поділ енергосистем (якщо згаданих вище заходів недостатньо);

д) короткочасне швидке зниження навантаження парових турбін (з подальшим автоматичним відновленням колишнього навантаження).

Пристрої автоматичного запобігання порушенням стійкості можуть змінювати режим роботи пристроїв подовжньої та поперечної ємнісної компенсації й іншого устаткування електропередачі, наприклад шунтувальних реакторів, автоматичних регуляторів збудження генераторів тощо. Зниження активної потужності електростанцій у разі пошкоджень за 3.3.72, пп. а) та б) бажано обмежувати тим обсягом і в основному тими випадками, коли це не призводить до дії АЧР в енергосистемі або до інших несприятливих наслідків.

3.3.74. Інтенсивність керуючих дій, що подаються пристроями автоматичного запобігання порушенням стійкості (наприклад, потужність генераторів, що вимикаються, або глибина розвантаження турбін), має визначатися інтенсивністю збуреної дії (наприклад, скидання активної потужності, що передається, у разі виникнення КЗ і тривалість останнього) або перехідного процесу, що фіксуються автоматично, а також тяжкістю початкового режиму, що фіксується також автоматично або, у виняткових випадках, персоналом.

АВТОМАТИЧНЕ ПРИПИНЕННЯ АСИНХРОННОГО РЕЖИМУ

3.3.75. Для припинення асинхронного режиму (АР) у разі його виникнення мають в основному застосовуватися пристрої автоматики, що відрізняють асинхронний режим від синхронних коливань, КЗ або інших ненормальних режимів роботи.

По можливості зазначені пристрої слід виконувати так, щоб вони перш за все сприяли здійсненню заходів, спрямованих на полегшення умов ресинхронізації, наприклад:

– швидкому набору навантаження турбінами або частковому вимкненню споживачів (у тій частині енергосистеми, в якій виник дефіцит потужності);

– зменшенню генеруючої потужності шляхом дії на регулятори швидкості турбін або вимкнення частини генераторів (у тій частині енергосистеми, в якій виник надлишок потужності).

Автоматичний поділ енергосистеми в заданих точках застосовується після виникнення АР, якщо вказані заходи не призводять до ресинхронізації після проходження заданого числа циклів коливань, або за тривалості асинхронного ходу, більшої від заданої межі.

У випадках неприпустимості асинхронного режиму, небезпеки або малої ефективності ресинхронізації для припинення АР необхідно використовувати поділ з найменшим часом, за якого забезпечується стійкість за іншими зв'язками і селективна дія автоматики.

АВТОМАТИЧНЕ ОБМЕЖЕННЯ ЗНИЖЕННЯ ЧАСТОТИ

3.3.76. Автоматичне обмеження зниження частоти має виконуватися з таким розрахунком, щоб за будь-якого можливого дефіциту потужності в енергооб'єднанні, енергосистемі, енерговузлі можливість зниження частоти, нижчої від рівня 45 Гц,

було унеможливленим, час роботи з частотою, нижчою 47 Гц, не перевищував 20 с, а з частотою, нижчою 48,5 Гц, – 60 с.

3.3.77. Система автоматичного обмеження зниження частоти здійснює:

– автоматичне частотне введення резерву;

– автоматичне частотне розвантаження (АЧР);

– додаткове розвантаження;

– увімкнення живлення вимкнених споживачів за відновлення частоти (ЧАПВ);

– виділення електростанцій або генераторів із збалансованим навантаженням, виділення генераторів на живлення власних потреб електростанцій.

3.3.78. Автоматичне введення резерву в разі зниження частоти має використовуватися в першу чергу, щоб по можливості зменшити обсяг відключення або тривалість перерви живлення споживачів, і передбачає:

– мобілізацію увімкненого резерву на теплових електростанціях;

– автоматичний пуск гідроагрегатів, що знаходяться в резерві;

– автоматичний перехід у активний режим гідрогенераторів, що працюють у режимі синхронних компенсаторів;

– автоматичний пуск газотурбінних установок.

3.3.79. Автоматичне частотне розвантаження передбачає вимкнення споживачів невеликими частинами в міру зниження частоти (АЧРІ) або в міру збільшення тривалості існування зниженої частоти (АЧРІІ).

Пристрої АЧР треба встановлювати, як правило, на підстанціях енергосистеми. Допускається їх установлювати безпосередньо у споживачів під контролем енергосистеми.

Обсяги вимкнення навантаження встановлюють виходячи із забезпечення ефективності за будь-яких можливих дефіцитів потужності; черговість вимкнення вибирають так, щоб зменшити збитки від перерви електропостачання, зокрема, треба застосовувати більшу кількість пристроїв і черг АЧР, відповідальніші споживачі треба підключати до більш далеких за ймовірністю спрацьовування черг.

Дію АЧР треба узгоджувати з роботою пристроїв АПВ і АВР. Неприпустимим є зменшення обсягу АЧР за рахунок дії пристроїв АВР або персоналу.

3.3.80. Пристрої додаткового розвантаження треба застосовувати в тих енергосистемах або частинах енергосистеми, де можливі особливо великі місцеві дефіцити потужності, за яких дія пристроїв АЧРІ виявляється недостатньо ефективною за значенням і швидкістю розвантаження.

Необхідність виконання додаткового розвантаження, його обсяг, а також чинники, за якими здійснюється її спрацьовування (вимкнення живильних елементів, скидання активної потужності тощо), визначаються енергосистемою.

3.3.81. Пристрої ЧАПВ використовуються для зменшення перерви живлення вимкнених споживачів в умовах відновлення частоти внаслідок реалізації резервів генеруючої потужності, ресинхронізації або синхронізації за електропередачею, що вимкнулася.

Під час розміщення пристроїв і розподілу навантаження за чергами ЧАПВ слід враховувати ступінь відповідальності споживачів, ймовірність їх вимкнення дією АЧР, складність і тривалість неавтоматичного відновлення електроживлення (виходячи з прийнятого порядку обслуговування об'єктів). Як правило, черговість увімкнення навантаження від ЧАПВ має бути зворотною порівняно з прийнятою для АЧР.

3.3.82. Виділення електростанцій або генераторів зі збалансованим навантаженням, виділення генераторів на живлення власних потреб застосовують:

– для збереження в роботі власних потреб електростанцій;

– для запобігання повному погашенню електростанцій за відмови або недостатньої ефективності пристроїв обмеження зниження частоти за 3.3.79 і 3.3.81;

– для забезпечення живлення особливо відповідальних споживачів;

– замість додаткового розвантаження, якщо це технічно і економічно доцільно.

3.3.83. Необхідність застосування додаткового розвантаження, обсяги навантаження, що вимикається (у разі дії АЧР) і вмикається (у разі дії ЧАПВ), уставки за часом, частотою та іншими контрольованими параметрами для пристроїв обмеження зниження частоти визначають у процесі експлуатації енергосистем відповідно до ПТЕ та інших директивних матеріалів.

АВТОМАТИЧНЕ ОБМЕЖЕННЯ ПІДВИЩЕННЯ ЧАСТОТИ

3.3.84. З метою запобігання неприпустимому підвищенню частоти на теплових станціях, які можуть виявитися такими, що працюють паралельно з гідроелектростанціями значно більшої потужності в умовах скидання навантаження, мають застосовуватися пристрої автоматики, що діють у разі підвищення частоти вище 52–53 Гц. Ці пристрої мають у першу чергу діяти на вимкнення частини генераторів ГЕС. Можливе застосування пристроїв, що діють на відокремлення ТЕС з навантаженням, що по можливості відповідає їх потужності, від ГЕС.

Крім того, у вузлах енергосистеми, що містять тільки ГЕС, треба передбачати пристрої, що обмежують аварійне підвищення частоти значенням 60 Гц за рахунок вимкнення частини генераторів для забезпечення нормальної роботи рухового навантаження, а у вузлах, що містять тільки ТЕС, – пристрої, що обмежують тривале підвищення частоти значенням, за якого навантаження енергоблоків не виходить за межі їх регулювального діапазону.

АВТОМАТИЧНЕ ОБМЕЖЕННЯ ЗНИЖЕННЯ НАПРУГИ

3.3.85. Пристрої автоматичного обмеження зниження напруги треба передбачати з метою унеможливлення порушення стійкості навантаження і виникнення лавини напруги в післяаварійних умовах роботи енергосистеми.

Зазначені пристрої можуть контролювати крім значення напруги інші параметри, включаючи похідну напруги, і впливати на форсування збудження синхронних машин, форсування пристроїв компенсації, вимкнення реакторів

і, як виняток, за недостатності заходів у мережах і наявності обгрунтування – на вимкнення споживачів.

АВТОМАТИЧНЕ ОБМЕЖЕННЯ ПІДВИЩЕННЯ НАПРУГИ

3.3.86. З метою обмеження тривалості дії підвищеної напруги на високовольтне устаткування ліній електропередавання, електростанцій і підстанцій, викликаної одностороннім вимкненням фаз ліній, мають застосовуватися пристрої автоматики, що діють у разі підвищення напруги вище 110–130% від номінального, за необхідності з контролем значення і напрямку реактивної потужності по лініях електропередавання.

Ці пристрої мають діяти з витримкою часу, що враховує допустиму тривалість перенапружень і є відрегульованою від тривалості комутаційних і атмосферних перенапружень і коливань, у першу чергу на вмикання шунтувальних реакторів (якщо такі є на електростанції або підстанції, де зафіксоване підвищення напруги). Якщо на електростанції або підстанції відсутні шунтувальні реактори, що мають вимикачі, або вмикання реакторів не призводить до необхідного зниження напруги, пристрої мають діяти на вимкнення лінії, що викликала підвищення напруги.

АВТОМАТИЧНЕ ЗАПОБІГАННЯ ПЕРЕВАНТАЖЕННЮ УСТАТКУВАННЯ

3.3.87. Пристрої автоматичного запобігання перевантаженню устаткування призначено для обмеження тривалості такого струму в лініях, трансформаторах, пристроях подовжньої компенсації, який перевищує найбільший тривало допустимий і допускається менше 10–20 хв.

Згадані пристрої мають впливати на розвантаження електростанцій, можуть впливати на вимкнення споживачів і поділ системи, а як останній ступінь – на вимкнення устаткування, що перевантажується. При цьому має бути вжито заходів щодо запобігання порушенням стійкості та іншим несприятливим наслідкам.

ТЕЛЕМЕХАНІКА

3.3.88. Засоби телемеханіки (телекерування, телесигналізація, телевимірювання і телерегулювання) мають застосовуватися для диспетчерського управління територіально розосередженими електроустановками, пов'язаними загальним режимом роботи, та їх контролю. Обов'язковою умовою застосування засобів телемеханіки є наявність техніко-економічної доцільності (підвищення ефективності диспетчерського управління, тобто поліпшення ведення режимів і виробничих процесів, прискорення ліквідації порушень і аварій, підвищення економічності та надійності роботи електроустановок, поліпшення якості енергії, що виробляється, зниження кількості експлуатаційного персоналу і відмова від постійного чергування персоналу, зменшення площ виробничих приміщень тощо).

Засоби телемеханіки можуть застосовуватися також для телепередавання сигналів систем АРЧП, протиаварійної автоматики та інших системних пристроїв регулювання і керування.

3.3.89. Обсяги телемеханізації електроустановок мають визначатися галузевими або відомчими положеннями і встановлюватися разом з обсягами автоматизації. При цьому засоби телемеханізації в першу чергу мають використовуватися для збору інформації про режими роботи, стан основного комутаційного устаткування, зміни в разі виникнення аварійних режимів або станів, а також для контролю за виконанням розпоряджень з провадження перемикань (планових, ремонтних, оперативних) або ведення режимів експлуатаційним персоналом.

Під час визначення обсягів телемеханізації електроустановок без постійного чергування персоналу в першу чергу має бути розглянуто можливість застосування простої телесигналізації (аварійно-попереджувальна телесигналізація на два або більше сигналів).

3.3.90. Телекерування має передбачатися в обсязі, необхідному для централізованого розв'язання завдань щодо встановлення надійних і економічно вигідних режимів роботи електроустановок, які працюють у складних мережах, якщо ці завдання не може бути розв'язано засобами автоматики.

Телекерування має застосовуватися на об'єктах без постійного чергування персоналу, допускається його застосовувати на об'єктах з постійним чергуванням персоналу за умови частого і ефективного використання.

Для телекерованих електроустановок операції телекерування, так само, як і дія пристроїв захисту і автоматики, не мають вимагати додаткових оперативних перемикань на місці (з виїздом або викликом оперативного персоналу).

За приблизно рівноцінних витрат і техніко-економічних показників перевага має віддаватися автоматизації перед телекеруванням.

3.3.91. Телесигналізацію слід передбачати:

– для відображення на диспетчерських пунктах положення і стану основного комутаційного устаткування тих електроустановок, що перебувають у безпосередньому оперативному керуванні або віданні диспетчерських пунктів, які мають істотне значення для режиму роботи системи енергопостачання;

– для введення інформації в обчислювальні машини або пристрої оброблення інформації;

– для передання аварійних і попереджувальних сигналів.

Телесигналізацію з електроустановок, які перебувають в оперативному керуванні декількох диспетчерських пунктів, як правило, треба передавати на диспетчерський пункт вищого рівня шляхом ретрансляції або відбору з диспетчерського пункту нижчого рівня. Систему передавання інформації, як правило, треба виконувати не більше ніж з одним ступенем ретрансляції.

Для телесигналізації стану або положення устаткування електроустановок, як правило, слід використовувати як датчик один допоміжний контакт або контакт реле-повторювача.

3.3.92. Телевимірювання має забезпечувати передавання основних електричних або технологічних параметрів (що характеризують режими роботи окремих електроустановок), необхідних для встановлення і контролю оптимальних режимів роботи всієї системи енергопостачання в цілому, а також для запобігання можливим аварійним процесам чи їх ліквідації.

Телевимірювання найбільш важливих параметрів, а також параметрів, необхідних для подальшої ретрансляції, підсумовування або реєстрації, мають виконувати, як правило, безперервно.

Систему передавання телевимірювань на диспетчерські пункти вищого рівня, як правило, треба виконувати не більш ніж з одним ступенем ретрансляції.

Телевимірювання параметрів, що не потребують постійного контролю, мають здійснюватися періодично або за викликом.

Під час виконання телевимірювань має враховуватися необхідність місцевого відліку параметрів на контрольованих пунктах. Вимірювальні перетворювачі (датчики телевимірювань), що забезпечують місцевий відлік свідчень, як правило, мають установлюватися замість щитових приладів, якщо при цьому зберігається клас точності вимірювань (див. також гл. 1.6).

3.3.93. Обсяги телемеханізації електроустановок, вимоги до пристроїв телемеханіки і каналів зв'язку (тракт телепередавання) під час використання засобів телемеханіки для цілей телерегулювання визначають у частині точності, надійності та запізнювання інформації проектом автоматичного регулювання частоти і потоків потужності в об'єднаних енергосистемах. Телевимірювання параметрів, необхідних для системи автоматичного регулювання частоти і потоків потужності, треба виконувати безперервно.

Тракт телепередавання, що використовується для вимірювання потоків потужності, а також для передачі сигналів телерегулювання на основні або групу регулюючих електростанцій, як правило, повинен мати дубльований канал телемеханіки, що складається з двох незалежних каналів.

У пристроях телемеханіки треба передбачати захисти, що впливають на систему автоматичного регулювання за різних пошкоджень у пристроях або каналах телемеханіки.

3.3.94. У кожному окремому випадку треба розглядати доцільність спільного розв'язання питань телемеханізації (особливо під час виконання каналів телемеханіки та диспетчерських пунктів) у системах електро-, газо-, водо-, тепло- і повітропостачання і вуличного освітлення, контролю та керування виробничими процесами.

3.3.95. Для великих підстанцій і електричних станцій з великою кількістю генераторів і за значних відстаней від машинного залу, підвищувальної підстанції та інших споруд електростанції до центрального пункту керування, якщо це технічно доцільно, необхідно передбачати засоби внутрішньооб'єктної телемеханізації. Обсяги засобів внутрішньооб'єктної телемеханізації треба вибирати відповідно до вимог технологічного керування електростанцій, а також із техніко-економічними показниками за конкретного проектування.

3.3.96. У разі спільного застосування різних систем телемеханіки на одному диспетчерському пункті операції, проваджувані диспетчером, мають бути, як правило, однаковими.

3.3.97. Під час застосування пристроїв телемеханіки має передбачатися можливість вимкнення на місці:

– одночасно всіх кіл телекерування і телесигналізації за допомогою пристроїв, що створюють, як правило, видимий розрив кола;

– кіл телекерування і телесигналізації кожного об'єкта за допомогою спеціальних затискачів, випробувальних блоків та інших пристроїв, що створюють видимий розрив кола.

3.3.98. Зовнішні зв'язки пристроїв телемеханіки треба виконувати відповідно до вимог гл. 3.4.

3.3.99. Прилади-перетворювачі (датчики телевимірювань) електровимірювань будучи стаціонарними приладами електровимірювань треба установлювати відповідно до гл. 1.6.

3.3.100. Як канали телемеханіки можна використовувати вживані для інших цілей або самостійні проводові (кабельні та повітряні, ущільнені і неущільнені) канали, високочастотні канали по ПЛ і розподільній мережі, радіо і радіорелейні канали зв'язку.

Вибір способу організації каналів телемеханіки, використання існуючих або організація самостійних каналів, необхідність резервування треба визначатися техніко-економічною доцільністю і необхідною надійністю.

3.3.101. Для раціонального використання апаратури телемеханіки і каналів зв'язку під час забезпечення необхідної надійності та достовірності передавання інформації допускається:

1. Телевимірювання потужності декількох паралельних ліній електропередавання однієї напруги виконувати як одне телевимірювання сумарної потужності.

2. Для телевимірювання за викликом на контрольованому пункті застосовувати загальні пристрої для однорідних вимірювань, а на диспетчерських пунктах – загальні прилади для вимірювань, що надходять з різних контрольованих пунктів; при цьому має бути унеможливленим одночасне передавання або приймання вимірювань.

3. Для скорочення обсягу телевимірювань розглядати можливість заміни їх телесигналізацією граничних значень контрольованих параметрів або пристроями сигналізації та реєстрації відхилень параметрів від установленої норми.

4. Для одночасного передавання безперервних телевимірювань і телесигналізації використовувати комплексні пристрої телемеханіки.

5. Робота одного передавального пристрою телемеханіки на декілька диспетчерських пунктів, а також одного пристрою телемеханіки диспетчерського пункту на декілька контрольованих пунктів, зокрема для збору інформації в міських і сільських розподільних мережах.

6. Ретрансляція на диспетчерський пункт підприємства електромереж з диспетчерських пунктів ділянок електрифікованих залізниць телесигналізації та телевимірювань з тягових підстанцій.

3.3.102. Живлення пристроїв телемеханіки (як основне, так і резервне) на диспетчерських і контрольованих пунктах треба здійснювати разом із живленням апаратури каналів зв'язку і телемеханіки.

Резервне живлення пристроїв телемеханіки на контрольованих пунктах з оперативним змінним струмом треба передбачати за наявності джерел резервування (інші секції систем шин, резервні уводи, акумуляторні батареї пристроїв каналів зв'язку, трансформатори напруги на уводах, відбір від конденсаторів зв'язку тощо).

Якщо резервні джерела живлення для будь-яких інших цілей не передбачаються, то резервування живлення пристроїв телемеханіки, як правило, не має передбачатися. Резервне живлення пристроїв телемеханіки на контрольованих пунктах, що мають акумуляторні батареї оперативного струму, має здійснюватися через перетворювачі. Резервне живлення пристроїв телемеханіки, установлених на диспетчерських пунктах об'єднаних енергосистем і підприємств електромереж, має здійснюватися від незалежних джерел (акумуляторної батареї з перетворювачами постійного струму в змінний, двигуна-генератора внутрішнього згорання) спільно з пристроями каналів зв'язку і телемеханіки.

Перехід на роботу від джерел резервного живлення в разі порушення електропостачання основних джерел має бути автоматизованим. Необхідність резервування живлення на диспетчерських пунктах промислових підприємств має визначатися залежно від вимог щодо забезпечення надійності енергопостачання.

3.3.103. Уся апаратура і панелі телемеханіки повинні мати маркування і встановлюватися в місцях, зручних для експлуатації.

ГЛАВА 3.4
ВТОРИННІ КОЛА

3.4.1. Ця глава Правил поширюється на вторинні кола (кола керування, сигналізації, контролю, автоматики та релейного захисту) електроустановок.

3.4.2. Робоча напруга вторинних кіл приєднання, яке не має зв'язку з іншими приєднаннями та апаратуру якого розташовано окремо від апаратури інших приєднань, має бути не вищою ніж 1 кВ. У решті всіх випадків робоча напруга вторинних кіл має бути не вищою 500 В.

Виконання приєднуваних апаратів має відповідати умовам навколишнього середовища і вимогам безпеки.

3.4.3. На електростанціях і підстанціях для вторинних кіл слід застосовувати контрольні кабелі з алюмінієвими жилами з напівтвердого алюмінію. Контрольні кабелі з мідними жилами слід застосовувати тільки у вторинних колах:

1) електростанцій з генераторами потужністю понад 100 МВт; при цьому на електростанціях для вторинної комутації та освітлення об'єктів хімводоочищення, очисних, інженерно-побутових і допоміжних споруд, механічних майстерень і пускових котелень слід застосовувати контрольні кабелі з алюмінієвими жилами;

2) РУ і підстанцій з вищою напругою 330 кВ і вище, а також РУ і підстанцій, що вмикаються до міжсистемних транзитних ліній електропередавання;

3) диференціальних захистів шин і пристроїв резервування відмови вимикачів 110–220 кВ, а також засобів системної протиаварійної автоматики;

4) технологічних захистів теплових електростанцій;

5) з робочою напругою, не вищою 60 В, за діаметра жил кабелів і проводів до 1 мм (див. також 3.4.4);

6) таких, що розміщуються у вибухонебезпечних зонах класів В-І і В-Іа електростанцій та підстанцій.

На промислових підприємствах для вторинних кіл слід застосовувати контрольні кабелі з алюмомідними або алюмінієвими жилами з напівтвердого алюмінію. Контрольні кабелі з мідними жилами слід застосовувати тільки у вторинних колах, що розміщуються у вибухонебезпечних зонах класів В-І і В-Іа, у вторинних колах механізмів доменних і конвертерних цехів, головної лінії обтискних і безперервних високопродуктивних прокатних станів, електроприймачів особливої групи І категорії, а також у вторинних колах з робочою напругою, не вищою ніж 60 В, за діаметра жил кабелів і проводів до 1 мм (див. також 3.4.4).

3.4.4. За умовою механічної міцності:

1) жили контрольних кабелів для приєднання під гвинт до затискачів панелей і апаратів повинні мати перерізи не меншими 1,5 мм^2 (а в разі застосування спеціальних затискачів – не меншими 1 мм^2) для міді і 2,5 мм^2 для алюмінію; для струмових кіл – 2,5 мм^2 для міді і 4 мм^2 для алюмінію; для невідповідальних вторинних кіл, для кіл контролю і сигналізації допускається приєднання під гвинт кабелів з мідними жилами перерізом 1 мм^2;

2) у колах з робочою напругою 100 В і вище переріз мідних жил кабелів, що приєднуються паянням, має бути не меншим ніж 0,5 мм^2;

3) у колах з робочою напругою 60 В і нижче діаметр мідних жил кабелів, що приєднуються паянням, має бути не меншим 0,5 мм. У пристроях зв'язку, телемеханіки і подібних до них лінійні кола слід приєднувати до затискачів під гвинт.

Приєднання однодротових жил (під гвинт або паянням) допускається здійснювати тільки до нерухомих елементів апаратури. Приєднання жил до рухомих або виймальних елементів апаратури (втичних з'єднувачів, виймальних блоків тощо), а також до панелей і апаратів, що піддаються вібрації, слід виконувати гнучкими (багатодротовими) жилами.

3.4.5. Переріз жил кабелів і проводів має задовольняти вимогам їх захисту від КЗ без витримки часу, допустимих тривалих струмів згідно з гл. 1.3, термічній стійкості (для кіл, що йдуть від трансформаторів струму), а також забезпечувати роботу апаратів у заданому класі точності. При цьому мають бути дотримані такі умови:

1. Трансформатори струму спільно з електричними колами мають працювати в класі точності:

– для розрахункових лічильників – за гл. 1.5;

– для вимірювальних перетворювачів потужності, що використовуються для введення інформації в обчислювальні пристрої, – за гл. 1.5, як для лічильників технічного обліку;

– для щитових приладів і вимірювальних перетворювачів струму та потужності, що використовуються для всіх видів вимірювань, – не нижчому за клас точності 3;

– для захисту, як правило, – в межах 10%-ї похибки (див. також гл. 3.2.).

2. Для кіл напруги втрати напруги від трансформатора напруги за умови увімкнення всіх захистів і приладів мають становити:

– до розрахункових лічильників і вимірювальних перетворювачів потужності, що використовуються для введення інформації в обчислювальні пристрої, – не більше 0,5%;

– до розрахункових лічильників міжсистемних ліній електропередавання – не більше 0,25%;

– до лічильників технічного обліку – не більше ніж 1,5%;

– до щитових приладів і датчиків потужності, що використовуються для всіх видів вимірювань, – не більше 1,5%;

– до панелей захисту і автоматики – не більше 3% (див. також гл. 3.2.).

У разі спільного живлення вказаних навантажень за загальними жилами їх переріз має бути вибраним за мінімальної з допустимих норм втрати напруги.

3. Для кіл оперативного струму втрати напруги від джерела живлення мають становити:

– до панелі пристрою або до електромагнітів керування, що не мають форсування, – не більше 10% за найбільшого струму навантаження;

– до електромагнітів керування, що мають трикратне і велике форсування, – не більше 25% за форсувального значення струму.

4. Для кіл напруги пристроїв АРВ втрата напруги від трансформатора напруги до вимірювального органу має становити не більше 1%.

3.4.6. В одному контрольному кабелі допускається об'єднання кіл керування, вимірювання, захисту і сигналізації постійного та змінного струму, а також силових кіл, що живлять електроприймачі невеликої потужності (наприклад, електродвигуни засувок).

Для уникнення збільшення індуктивного опору жил кабелів розведення вторинних кіл трансформаторів струму і напруги необхідно виконувати так, щоб сума струмів цих кіл у кожному кабелі дорівнювала нулю в будь-яких режимах.

Допускається застосовувати загальні кабелі для кіл різних приєднань, за винятком взаємних резервованих.

3.4.7. Кабелі, як правило, слід приєднувати до збірок затискачів. Приєднувати дві мідні жили кабелю під один гвинт не рекомендовано, а приєднувати дві алюмінієві жили не допускається.

До виводів вимірювальних трансформаторів або окремих апаратів кабелі допускається приєднувати безпосередньо.

Виконання затискачів має відповідати матеріалу і перерізу жил кабелів.

3.4.8. З'єднувати контрольні кабелі з метою збільшення їх довжини допускається, якщо довжина траси перевищує будівельну довжину кабелю. З'єднання кабелів, що мають металеву оболонку, слід здійснювати з установленням герметичних муфт.

Кабелі з неметалічною оболонкою або з алюмінієвими жилами слід з'єднувати на проміжних рядах затискачів або за допомогою спеціальних муфт, призначених для даного типу кабелів.

3.4.9. Кабелі вторинних кіл, жили кабелів і проводи, що приєднуються до збірок затискачів або апаратів, повинні мати маркування.

3.4.10. Типи проводів і кабелів для вторинних кіл, способи їх прокладання і захисту слід вибирати з урахуванням вимог гл. 2.1–2.3 і 3.1 в тій частині, в якій вони не змінені цією главою. При прокладанні проводів і кабелів по гарячих поверхнях або в місцях, де ізоляція може піддаватися дії масел та інших агресивних середовищ, слід застосовувати спеціальні проводи і кабелі (див. гл. 2.1).

Проводи і жили кабелю, що мають несвітлостійку ізоляцію, мають бути захищеними від дії світла.

3.4.11. Кабелі вторинних кіл трансформаторів напруги 110 кВ і вище, що прокладаються від трансформатора напруги до щита, повинні мати металеву оболонку або броню, заземлену з обох боків. Кабелі в колах основних і додаткових обмоток одного трансформатора напруги 110 кВ і вище по всій довжині траси слід прокладати поряд. Для кіл приладів і пристроїв, чутливих до наведень від інших пристроїв або кіл, що проходять поряд, мають бути застосовані екрановані проводи, а також контрольні кабелі із загальним екраном або кабелі з екранованими жилами.

3.4.12. Монтаж кіл постійного і змінного струму в межах щитових пристроїв (панелі, пульти, шафи, ящики тощо), а також внутрішні схеми з'єднань приводів вимикачів, роз'єднувачів та інших пристроїв за умовами механічної міцності мають бути виконаними проводами або кабелями з мідними жилами перерізом, не меншим:

– для однодротових жил, що приєднуються гвинтовими затискачами, 1,5 мм^2;

– для однодротових жил, що приєднуються паянням, 0,5 мм^2;

– для багатодротових жил, що приєднуються паянням або під гвинт за допомогою спеціальних наконечників, 0,35 мм^2; у технічно обгрунтованих випадках допускається застосування проводів з багатодротовими мідними жилами, що приєднуються паянням, перерізом, меншим ніж 0,35 мм^2, але не меншим ніж 0,2 мм^2;

– для жил, що приєднуються паянням у колах напругою, не вищою 60 В (диспетчерські щити і пульти, пристрої телемеханіки тощо), – 0,197 мм^2 (діаметр – не менше 0,5 мм).

Приєднання однодротових жил (під гвинт або паянням) допускається здійснювати тільки до нерухомих елементів апаратури. Приєднання жил до рухомих або виймальних елементів апаратури (роз'ємних з'єднувачів, виймальних блоків тощо) слід виконувати гнучкими (багатодротовими) жилами.

Механічні навантаження на місця паяння проводів не допускаються.

Для переходів на дверцята пристроїв повинні бути застосовані багатодротові проводи перерізом не меншим ніж 0,5 мм^2; допускається також застосування проводів з однодротовими жилами перерізом, не меншим ніж 1,5 мм^2, за умови, що джгут проводів працює тільки на кручення.

Переріз проводів на щитових пристроях та інших виробах заводського виготовлення визначається вимогами їх захисту від КЗ без витримки часу, допустимих струмових навантажень згідно з гл. 1.3, а для кіл, що йдуть від трансформаторів струму, крім того, і термічною стійкістю. Для монтажу слід застосовувати проводи і кабелі з ізоляцією, що не підтримує горіння.

Застосування проводів і кабелів з алюмінієвими жилами для внутрішнього монтажу щитових пристроїв не допускається.

3.4.13. З'єднання апаратів між собою в межах однієї панелі слід виконувати, як правило, безпосередньо без виведення з'єднувальних проводів на проміжні затискачі.

На затискачі або випробувальні блоки мають бути виведеними кола, в які потрібно вмикати випробувальні та перевірні апарати і прилади. Рекомендовано також виводити на ряд затискачів кола, перемикання яких потрібне для зміни режиму роботи пристрою.

3.4.14. Проміжні затискачі слід установлювати тільки там, де:

– провід переходить у кабель;

– об'єднуються однойменні кола (збірка затискачів кіл вимкнення, кіл напруги тощо);

– потрібно вмикати переносні випробувальні та вимірювальні апарати, якщо немає випробувальних блоків або аналогічних пристроїв;

– декілька кабелів переходить у один кабель або перерозподіляються кола різних кабелів (див. також 3.4.8).

3.4.15. Затискачі, що належать до різних приєднань або пристроїв, мають бути виділеними в окремі збірки затискачів.

На рядах затискачів не можна розташовувати безпосередньо близько один від одного затискачі, випадкове з'єднання яких може викликати увімкнення або вимкнення приєднання або КЗ в колах оперативного струму чи в колах збудження.

У разі розміщення на панелі (у шафі) апаратури, що належить до різних видів захистів або інших пристроїв одного приєднання, подавання живлення від полюсів оперативного струму через збірки затискачів, а також розведення цих кіл по панелі мають бути виконаними незалежно для кожного виду захистів або пристроїв. Якщо в колах вимкнення від окремих комплектів захистів не передбачаються накладки, то приєднання цих кіл до вихідного реле захисту або кіл вимкнення вимикача слід здійснювати через окремі затискачі збірки затискачів; при цьому з'єднання по панелі зазначених кіл слід виконувати незалежно для кожного виду захистів.

3.4.16. Для проведення експлуатаційних перевірок і випробувань у колах захисту та автоматики слід передбачати випробувальні блоки або вимірювальні затискачі, що забезпечують (за винятком випадків, зумовлених у 3.4.7) без від'єднання проводів і кабелів вимкнення від джерела оперативного струму, трансформаторів напруги і струму з можливістю попереднього закорочування струмових кіл; приєднання випробувальних апаратів для перевірки і налагодження пристроїв.

Пристрої релейного захисту і автоматики, що періодично виводяться з роботи за вимогами режиму мережі, умовами селективності та з інших причин, повинні мати спеціальні пристосування для виведення їх з роботи оперативним персоналом.

3.4.17. Збірки затискачів, допоміжні контакти вимикачів і роз'єднувачів і апарати мають установлюватися, а заземлювальні провідники вмонтовуватися так, щоб було забезпечено доступність і безпеку обслуговування збірок і апаратів вторинних кіл без зняття напруги з первинних кіл напругою вище 1 кВ.

3.4.18. Ізоляція апаратури, що застосовується у вторинних колах, має відповідати нормам, які визначаються робочою напругою джерела (або розділового трансформатора), що живить ці кола.

Контроль ізоляції кіл оперативного постійного і змінного струму слід передбачати на кожному незалежному джерелі (включаючи розділові трансформатори), що не має заземлення.

Пристрій контролю ізоляції має забезпечувати подавання сигналу в разі зниження ізоляції, нижчої встановленого значення, а на постійному струмі – також вимірювання значення опору ізоляції полюсів. Контроль ізоляції допускається не виконувати за нерозгалуженої мережі оперативного струму.

3.4.19. Живлення оперативним струмом вторинних кіл кожного приєднання слід здійснювати через окремі запобіжники або автоматичні вимикачі (застосування останніх переважне).

Живлення оперативним струмом кіл релейного захисту і керування вимикачами кожного приєднання має передбачатися, як правило, через окремі автоматичні вимикачі або запобіжники, не пов'язані з іншими колами (сигналізація, електромагнітне блокування тощо). Допускається спільне живлення кіл керування і ламп сигналізації положення керованого апарата.

Для приєднань 220 кВ і вище, а також для генераторів (блоків) потужністю 60 МВт і більше має бути передбаченим роздільне живлення оперативним струмом (від різних запобіжників, автоматичних вимикачів) основних і резервних захистів.

У разі послідовного увімкнення автоматичних вимикачів і запобіжників останні мають бути встановленими перед автоматичними вимикачами (з боку джерела живлення).

3.4.20. Пристрої релейного захисту, автоматики і керування відповідальних елементів повинні мати контроль стану кіл живлення оперативним струмом, що діє постійно. Контроль може здійснюватися застосуванням окремих реле або ламп або за допомогою апаратів, що передбачаються для контролю справності кола наступної операції комутаційних апаратів з дистанційним керуванням.

Для менш відповідальних пристроїв контроль живлення можна здійснювати подавання сигналу про вимкнення положення автоматичного вимикача в колі оперативного струму.

Контроль справності кола подальшої операції треба виконувати за наявності в ньому допоміжного контакту комутаційного апарата. При цьому контроль справності кола вимкнення слід виконувати у всіх випадках, а контроль справності кола увімкнення – на вимикачах відповідальних елементів, короткозамикачів і на апаратах, що вмикаються під дією пристроїв автоматичного введення резерву (АВР) або телекерування.

Якщо параметри кіл увімкнення приводу не забезпечують можливості контролю справності цього кола, контроль не виконують.

3.4.21. В електроустановках, як правило, має бути забезпеченим автоматичне подавання сигналу про порушення нормального режиму роботи і про виникнення будь-яких несправностей.

Перевірка справності цієї сигналізації має бути передбаченою періодичним її випробуванням.

В електроустановках, що працюють без постійного чергування персоналу, має бути забезпеченим подавання сигналу до пункту перебування персоналу.

3.4.22. Кола оперативного струму, в яких можлива помилкова робота різних пристроїв від перенапруження під час роботи електромагнітів увімкнення або інших апаратів, а також у разі замикань на землю, мають бути захищеними.

3.4.23. Заземлення у вторинних колах трансформаторів струму слід передбачати в одній точці на найближчій від трансформаторів струму збірці затискачів або на затискачах трансформаторів струму.

Для захистів, що об'єднують декілька комплектів трансформаторів струму, заземлення має бути передбаченим також в одній точці; у цьому разі допускається заземлення через пробивний запобіжник з пробивною напругою, не вищою 1 кВ, і з шунтувальним опором 100 Ом для стікання статичного заряду.

Вторинні обмотки проміжних розділових трансформаторів струму допускається не заземлювати.

3.4.24. Вторинні обмотки трансформатора напруги треба заземлювати з'єднанням нейтральної точки або одного з кінців обмотки із заземлювальним пристроєм.

Заземлення вторинних обмоток трансформатора напруги має бути виконаним, як правило, на найближчій від трансформатора напруги збірці затискачів або на затискачах трансформатора напруги.

Допускається об'єднувати вторинні кола, що заземлюються, декількох трансформаторів напруги одного розподільного пристрою, загальною заземлювальною шинкою. Якщо згадані шинки належать до різних розподільних пристроїв і розташовані в різних приміщеннях (наприклад, релейні щити розподільних пристроїв різної напруги), то ці шинки, як правило, не слід з'єднувати між собою.

Для трансформаторів напруги, що використовуються як джерела оперативного змінного струму, якщо не передбачається робоче заземлення одного з полюсів мережі оперативного струму, захисне заземлення вторинних обмоток трансформаторів напруги має бути здійсненим через пробивний запобіжник.

3.4.25. Трансформатори напруги мають бути захищеними від КЗ у вторинних колах автоматичними вимикачами. Автоматичні вимикачі слід установлювати у всіх незаземлених провідниках після збірки затискачів, за винятком кола нульової послідовності (розімкненого трикутника) трансформаторів напруги в мережах з великими струмами замикання на землю.

Для нерозгалужених кіл напруги автоматичні вимикачі допускається не встановлювати.

У вторинних колах трансформатора напруги має бути забезпечено можливість створення видимого розриву (рубильники, роз'ємні з'єднувачі тощо).

Установлювати пристрої, якими може бути викликано розрив провідників між трансформатором напруги і місцем заземлення його вторинних кіл, не допускається.

3.4.26. На трансформаторах напруги, установлених у мережах з малими струмами замикання на землю без компенсації ємнісних струмів (наприклад, на генераторній напрузі блока генератор–трансформатор, на напрузі власних потреб електростанцій та підстанцій), за необхідності слід передбачати захист від перенапружень у разі самочинних зсувів нейтралі. Захист можна здійснювати увімкненням активних опорів у коло розімкненого трикутника.

3.4.27. У вторинних колах лінійних трансформаторів напруги 220 кВ і вище має бути передбаченим резервування від іншого трансформатора напруги.

Допускається виконувати взаємне резервування між лінійними трансформаторами напруги за достатньої їх потужності за вторинним навантаженням.

3.4.28. Трансформатори напруги повинні мати контроль справності кіл напруги.

Релейний захист, кола якого живляться від трансформаторів напруги, має бути обладнаним пристроями, зазначеними в 3.2.8.

Незалежно від наявності або відсутності в колах захисту зазначених пристроїв мають бути передбачені сигнали:

– у разі вимкнення автоматичних вимикачів – за допомогою їх допоміжних контактів;

– у разі порушення роботи реле-повторювачів шинних роз'єднувачів – за допомогою пристроїв контролю обриву кіл керування і реле-повторювачів;

– для трансформаторів напруги, у колі обмоток вищої напруги яких установлено запобіжники, у разі порушення цілості запобіжників – за допомогою центральних пристроїв.

3.4.29. У місцях, що піддаються струсам і вібраціям, має бути вжито заходів проти порушення контактних з'єднань проводів, помилкового спрацьовування реле, а також проти передчасного зносу апаратів і приладів.

3.4.30. Панелі повинні мати написи з обслуговуваних боків, що вказують приєднання, до яких належить панель, її призначення, порядковий номер панелі в щиті, а встановлена на панелях апаратура повинна мати написи або маркування згідно зі схемами.

РОЗДІЛ 4

РОЗПОДІЛЬЧІ УСТАНОВКИ І ПІДСТАНЦІЇ

Глави 4.1–4.2. Затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 22 серпня 2014 року № 598.

Глави 4.3–4.4. ПУЕ-86 (шосте видання, перероблене і доповнене). Міністерство енергетики і електрифікації СРСР, 1986 р.

МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ

НАКАЗ

22 серпня 2014 р. м. Київ № 598

Про внесення змін та доповнень до розділу 4 Правил улаштування електроустановок

Відповідно до Закону України «Про електроенергетику» та Положення про Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, затвердженого Указом Президента України від 06.04.2011 № 382, враховуючи розвиток науково-технічного прогресу, щодо улаштування електроустановок,

НАКАЗУЮ:

1. Внести зміни та доповнення до розділу 4. Розподільчі установки і підстанції Правил улаштування електроустановок шляхом викладення у новій редакції глав 4.1 та 4.2 (далі – розділ 4 ПУЕ), що додаються.

2. Розділ 4 ПУЕ набуває чинності через 90 днів з дати підписання цього наказу.

3. Об'єднанню енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики» у встановленому порядку внести розділ 4 ПУЕ до реєстру бази даних чинних нормативних документів Міненерговугілля України.

4. Державному підприємству «Національна енергетична компанія «Укренерго» (Ущаповський К. В.) забезпечити:

– видання необхідної кількості примірників розділу 4 ПУЕ відповідно до замовлень.

– подальший науково-технічний супровід впровадження розділу 4 ПУЕ.

5. З набранням чинності Розділом 4 ПУЕ визнати таким, що втратив чинність, наказ Мінпаливенерго України від 02.04.2008 № 203 «Про затвердження та введення в дію нової редакції глав 4.1 та 4.2 Правил улаштування електроустановок».

6. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступника Міністра Улиду В. Ю.

Міністр **Ю. Продан**

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловостіУкраїни
від 22.08.2014 р. № 598

ГЛАВА 4.1
РОЗПОДІЛЬЧІ УСТАНОВКИ НАПРУГОЮ ДО 1,0 кВ ЗМІННОГО СТРУМУ І ДО 1,5 кВ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

4.1.1. Ця глава Правил поширюється на зовнішні і внутрішні розподільчі установки і низьковольтні комплектні установки напругою до 1,0 кВ змінного струму і до 1,5 кВ постійного струму загального призначення.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, які вжито в цій главі*, та визначення позначених ними понять:

4.1.2. Електрична розподільча установка (РУ).

Електроустановка, призначена для приймання та розподілення електричної енергії однієї напруги пристроями керування та захисту.

Примітка. Згідно з ДСТУ 3429-96 «Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення» до пристроїв керування належать апарати разом із з'єднувальними елементами, які забезпечують контроль, вимірювання, сигналізацію та виконання команд.

4.1.3. Низьковольтна комплектна установка (НКУ).

Сукупність низьковольтних комутаційних апаратів і пристроїв керування, вимірювання, сигналізації, захисту, електромагнітного блокування, автоматики, регулювання та освітлення з усіма внутрішніми електричними і механічними з'єднаннями, змонтованих на єдиній конструктивній основі у вигляді щитів, шаф, пультів, шинних приєднань тощо.

4.1.4. Головне (первинне) коло НКУ.

Всі струмопровідні частини НКУ, увімкнуті в коло, призначене для передавання та розподілу електричної енергії.

4.1.5. Допоміжне (вторинне) коло НКУ.

---

* Див. також главу 4.2.

Всі струмопровідні частини НКУ, увімкнуті в коло, призначене для керування, вимірювання, сигналізації, захисту, електромагнітного блокування, регулювання, оброблення і передавання інформації тощо і не є головним колом.

4.1.6. Кабельний увід НКУ.

Елемент конструкції НКУ з отворами, які забезпечують введення кабелів.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

4.1.7. Вибір проводів, шин, апаратів, приладів і конструкцій необхідно здійснювати як за нормального режиму роботи (відповідність робочій напрузі і струму основних і допоміжних кіл, частоти мережі, заданого класу точності, умовам експлуатації тощо), так і за умов роботи в разі короткого замикання з урахуванням термічних і динамічних впливів, комутаційної спроможності.

4.1.8. РУ і НКУ повинні мати чіткі написи з боків обслуговування, які вказували б на призначення окремих приєднань і панелей, а встановлені на панелях прилади та апарати – написи або маркування відповідно до схем, за якими виготовляли установку.

4.1.9. Частини РУ, які належать до кіл різного виду струму і різних напруг слід виконувати і розташовувати так, щоб було забезпечено можливість їх чіткого розпізнавання.

4.1.10. Взаємне розташування фаз і полюсів у межах усієї електроустановки має бути однаковим. Шини повинні мати фарбування, передбачене главою 1.1 цих Правил. На струмопровідних частинах головного кола РУ у разі відсутності стаціонарних захисних пристроїв заземлень забезпечують можливість установлення переносних захисних заземлень.

4.1.11. Усі металеві частини РУ мають бути пофарбованими або мати антикорозійне покриття.

4.1.12. Захист від ураження електричним струмом має відповідати вимогам глави 1.7 цих Правил.

УСТАНОВЛЕННЯ ПРИЛАДІВ І АПАРАТІВ

4.1.13. Прилади та апарати, якими комплектують РУ і НКУ, мають відповідати вимогам державних стандартів та інших нормативних документів. Також вони мають відповідати конструктивному виконанню РУ і НКУ (наприклад, відкритому або закритому), номінальним значенням напруги і струму, вмикальній і вимикальній спроможності тощо.

4.1.14. Прилади та апарати необхідно розташовувати на конструкції так, щоб можна було забезпечувати безпеку обслуговування і зручний доступ до них. Іскри та електричні дуги, які можуть виникати в приладах і апаратах під час експлуатації, не повинні наносити шкоди виробничому (електротехнічному) персоналу та оточуючим предметам, а також не призводити до виникнення короткого замикання чи замикання на землю або до пожежі в електроустановці.

Установлення приладів і апаратів у будівлях і спорудах здійснюється відповідно до проектної документації, затвердженої в установленому порядку.

4.1.15. Апарати рубильникового типу необхідно встановлювати так, щоб вони не могли замикати коло самовільно, під дією сили ваги. Рухомі струмопровідні частини їх у вимкненому стані не повинні бути під напругою.

4.1.16. Рубильники з безпосереднім ручним керуванням (без приводу) і вимикачі навантаження, призначені для вмикання і вимикання струму навантаження та які мають контакти, звернені до оператора, треба захищати неспалимими оболонками без отворів і щілин. Вищезазначені рубильники і вимикачі навантаження дозволено встановлювати відкрито за умови, що вони будуть недосяжними для невиробничого персоналу.

4.1.17. На фасадних панелях приводів комутаційних апаратів, шаф повинні бути чітко зазначені положення «увімкнуто» і «вимкнуто».

4.1.18. Треба передбачати можливість зняття напруги з кожного автоматичного вимикача на час його ремонту або демонтажу. Для цього в необхідних місцях треба встановлювати рубильники або інші апарати для зняття напруги.

Апарати для зняття напруги перед вимикачем кожної лінії, яка відходить від РУ, не треба передбачати в електроустановках:

– з висувними вимикачами;

– із стаціонарними вимикачами, в яких на час ремонту або демонтажу вимикача допускається знімати напругу за допомогою спільного апарату з групи вимикачів або з усієї РУ;

– із стаціонарними вимикачами, якщо забезпечено можливість безпечного демонтажу їх під напругою за допомогою ізольованого інструмента.

4.1.19. Різьбові (пробкові) запобіжники потрібно встановлювати таким чином, щоб проводи живлення можна було приєднувати до контактного гвинта, а проводи, які відходять до електроприймачів, – до гвинтової гільзи (див. главу 3.1 цих Правил).

4.1.20. Елементи керування (поворотні рукоятки, натискні кнопки тощо) слід установлювати на висоті, не вищій ніж 2 м і не нижчій ніж 0,8 м від підлоги, а вимірювальні прилади – таким чином, щоб шкала кожного приладу знаходилась на висоті, не вищій ніж 1,8 м і не нижчій 1,0 м від підлоги. Елементи керування апаратами аварійного вимкнення слід установлювати на висоті від 0,8 м до 1,6 м від підлоги.

Комплектуючі елементи і затискачі для зовнішніх проводів рекомендовано розміщувати на висоті, не нижчій ніж 0,2 м від основи НКУ.

Примітка. За погодженням між виробником і споживачем допускаються розміри, які відрізняються від зазначених вище, залежно від призначення НКУ і умов експлуатації.

ШИНИ, ПРОВОДИ, КАБЕЛІ

4.1.21. Між нерухомо закріпленими неізольованими струмопровідними частинами різної полярності, а також між ними і відкритими провідними частинами треба забезпечувати відстані, не менші ніж 20 мм – по поверхні та 12 мм – у просвіті. Від неізольованих струмопровідних частин до огорож треба забезпечувати відстані, не менші ніж 100 мм – для сітчастих огорож і 40 мм – для суцільних знімних огорож та знімних перфорованих із ступенем захисту, не меншим ніж IP2X.

4.1.22. У межах панелей, щитів, шаф, установлених у сухих приміщеннях, ізольовані проводи з ізоляцією, розрахованою на напругу не нижче ніж 660 В, можна прокладати по металевих, захищених від корозії, поверхнях упритул один до одного. У цьому разі для головних кіл слід застосовувати понижувальні коефіцієнти до струмових навантажень, наведені в главі 1.3 цих Правил.

4.1.23. Улаштування *PE*-, *PEN*- і *N*-провідників, а також *PEN*- і *N*-шин має відповідати вимогам 1.7.132–1.7.147. Конструктивні частини РУ і НКУ заборонено використовувати як *PEN*-провідники.

4.1.24. Електропроводки допоміжних кіл мають відповідати вимогам глави 3.4 цих Правил, а прокладання кабелів – вимогам глави 2.3 цих Правил.

4.1.25. Для РУ і НКУ з електронними комплектуючими необхідно розділяти або екранувати головне і допоміжні кола, крім випадків, коли елементи допоміжних кіл за показниками електромагнітної сумісності або за рекомендацією виробника не потребують екранування.

КОНСТРУКЦІЇ РОЗПОДІЛЬЧИХ УСТАНОВОК

4.1.26. Конструкції РУ і НКУ слід виготовляти з матеріалів, що не підтримують горіння, здатних витримувати механічні, електричні, електродинамічні і теплові навантаження, а також дію вологи, яка має місце за нормальної експлуатації, і відповідати вимогам чинних державних стандартів та інших нормативних документів.

4.1.27. Поверхні гігроскопічних ізолювальних плит, на яких безпосередньо монтують неізольовані струмовідні частини, повинні бути захищеними від проникнення в них вологи (просочуванням, фарбуванням тощо).

В установках, які встановлюють у вологих і особливо вологих приміщеннях та під відритим небом, застосовування гігроскопічних ізолювальних матеріалів (наприклад, мармур, азбоцемент) не дозволено.

4.1.28. РУ і НКУ треба виконувати таким чином, щоб вібрації, які виникають від дії апаратів, струси, зумовлені зовнішніми впливами, не порушували контактних з'єднань і не призводили до розрегулювання апаратів і приладів.

4.1.29. Місця, призначені для приєднування зовнішніх провідників, мають бути зручними для кінцевого облаштування проводів і кабелів і приєднування їх до затискачів. Зокрема, дозволено розташовувати затискачі на висоті, не нижчій ніж 0,2 м від основи РУ чи НКУ, установлених на підлозі. Конструкція затискачів має бути такою, щоб зовнішні провідники можна було приєднувати будь-яким способом (за допомогою гвинтів, з'єднувачів тощо).

4.1.30. У конструкціях РУ і НКУ потрібно передбачати кабельні та шинні вводи як знизу, так і зверху або тільки знизу чи зверху. Отвори кабельних уводів потрібно виконувати так, щоб не порушувати ступеня захисту оболонки від прямого дотику (див. 1.7.72), попадання твердих сторонніх тіл і рідин. Якщо зовнішні кабелі за перерізом або кількістю не можуть бути безпосередньо приєднаними до затискачів апаратів, у конструкції РУ потрібно передбачати додаткові затискачі або шини з улаштуваннями для приєднання зовнішніх кабелів.

4.1.31. У конструкції РУ і НКУ слід передбачати затискачі або шини для приєднання *PEN-(PE-)*провідників і *N*-провідника.

УСТАНОВЛЕННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ УСТАНОВОК В ЕЛЕКТРОПРИМІЩЕННЯХ

4.1.32. Коридори для обслуговування в електроприміщеннях мають відповідати таким вимогам:

а) ширину коридору приймають відповідно до вимог 4.2.80. У разі улаштування коридору для обслуговування із заднього боку щита ширина проходу повинна становити не менше ніж 0,8 м. Дозволено місцеве звуження коридору будівельними конструкціями не більше ніж на 0,2 м.

Висота проходу в просвіті має становити не менше ніж 1,9 м;

б) відстані від найбільш виступаючих необгороджених неізольованих струмопровідних частин (наприклад, вимкнених ножів рубильників) за їх одностороннього розташування на висоті, меншій ніж 2,2 м до протилежної стіни, огорожі або устаткування, яке має огороджені або ізольовані струмопровідні частини, мають бути не меншими ніж:

1) 1,0 м – для напруги, нижчої ніж 660 В, якщо довжина щита – до 7 м; 1,2 м – якщо довжина щита – понад 7 м;

2) 1,5 м – для напруги 660 В і вище.

Довжиною щита в цьому разі вважається довжина проходу між двома рядами суцільного фронту панелей (шаф) або між одним рядом і стіною;

в) відстані між необгородженими неізольованими струмопровідними частинами, розташованими на висоті, меншій ніж 2,2 м з обох боків проходу, мають бути не меншими ніж:

1) 1,5 м – для напруги до 660 В;

2) 2,0 м – для напруги 660 В і вище;

г) неізольовані струмопровідні частини, які знаходяться на відстані, меншій від зазначеної в переліках б) і в), треба обгороджувати. У цьому разі ширина проходу з урахуванням огорожі має бути не меншою від зазначеної в переліку а);

д) необгороджені неізольовані струмопровідні частини, розташовані над проходами, мають бути на висоті, не меншій ніж 2,2 м;

ж) горизонтальні огорожі над проходами повинні бути розташованими на висоті не менше ніж 1,9 м;

з) освітлювальна арматура встановлюється таким чином, щоб було забезпечено її безпечне обслуговування;

и) підлоги повинні бути по всій площині на одній позначці.

4.1.33. Проходи для обслуговування щитів довжиною, більшою ніж 7 м, повинні мати два виходи. Вихід з проходу з монтажного боку щита можна виконувати як у щитове приміщення, так і інші приміщення. За ширини проходу обслуговування понад 3 м і відсутності маслонаповнених апаратів другий вихід необов'язковий. Двері із приміщень РУ повинні відкриватися в бік інших приміщень (за винятком РУ напругою, вищою ніж 1 кВ змінного струму і 1,5 кВ постійного струму) або назовні і мати самозамикальні замки, які відкриваються без ключа з внутрішнього боку приміщення. Ширина дверей має бути не меншою ніж 0,75 м, а висота – не меншою ніж 1,9 м.

4.1.34. Огорожа неізольованих струмовідних частин повинна бути сітчастою з розмірами вічок, не більше ніж 25 мм × 25 мм, або суцільною, або змішаною. Висота огорожі повинна становити не менше ніж 1,7 м.

УСТАНОВЛЕННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ УСТАНОВОК У ПРИМІЩЕННЯХ, ДОСТУПНИХ НЕВИРОБНИЧОМУ ПЕРСОНАЛУ

4.1.35. РУ, установлені в приміщеннях, доступних невиробничому персоналу, повинні мати струмопровідні частини, закриті суцільною огорожею або перфорованою огорожею зі ступенем захисту, не меншим ніж IP2X. У разі застосування РУ з відкритими струмопровідними частинами їх треба огороджувати та обладнувати місцевим освітленням. Огорожа має відповідати вимогам 4.1.34. На огорожі обов'язково встановлюються заборонні (попереджувальні) знаки. Огорожі потрібно виконувати так, щоб їх зняття було неможливим без спеціального інструмента.

Дверці входу за огороджену територію повинні замикатися на ключ. Відстань від сітчастої огорожі до неізольованих струмопровідних частин має бути не меншою ніж 0,7 м, а від суцільних – згідно з 4.1.21. Ширину проходів визначають згідно з 4.1.32.

4.1.36. Кінцеве облаштування проводів і кабелів потрібно здійснювати таким чином, щоб вони знаходилися всередині РУ або НКУ.

УСТАНОВЛЕННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ УСТАНОВОК ПІД ВІДКРИТИМ НЕБОМ

4.1.37. У разі встановлення РУ під відкритим небом необхідно дотримуватися виконання таких вимог:

– кліматичне виконання РУ повинно відповідати умовам навколишнього природного середовища, мати відповідний ступінь захисту від доторкання до струмовідних частин, потрапляння сторонніх твердих тіл і рідин; її розміщувати на спланованій площадці на висоті, не меншій ніж 0,2 м від рівня планування. У районах, де спостерігаються снігові заноси висотою понад 1 м, шафи РУ необхідно встановлювати на підвищених фундаментах;

– в РУ потрібно забезпечувати температурний режим експлуатації встановленого в ньому обладнання у відповідності до вимог виробника.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства енергетики
та вугільної промисловостіУкраїни
від 22.08.2014 р. № 598

ГЛАВА 4.2
РОЗПОДІЛЬЧІ УСТАНОВКИ І ПІДСТАНЦІЇ НАПРУГОЮ ПОНАД 1 кВ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

4.2.1. Ця глава Правил поширюється на стаціонарні електричні розподільчі установки (РУ), електричні підстанції (ПС) та електричні розподільчі пункти (РП) змінного струму напругою понад 1 кВ нового будівництва і ті, що реконструюють, крім спеціальних ПС. До спеціальних ПС (пересувних, тягових, підземних тощо) вимоги цієї глави застосовують лише в тих частинах, які не суперечать особливостям технічних вимог до спеціальних електроустановок.

4.2.2. На РУ і ПС напругою 400 кВ поширюються вимоги Правил, які стосуються РУ і ПС напругою 500 кВ.

4.2.3. Ця глава Правил поширюється на центральні трансформаторні підстанції (ЦПС) вітроелектростанцій (ВЕС) та сонячних електростанцій (СЕС), а також на пункти приєднання генеруючих установок ВЕС і СЕС до внутрішньої електричної мережі цих електростанцій.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, які вжито в цій главі, та визначення позначених ними понять:

4.2.4. Розподільча установка (РУ).

Закрита розподільча установка (ЗРУ).

РУ, устаткування якої розташоване в приміщенні.

Комплектна розподільча установка (КРУ).

РУ, складена із шаф або блоків з вмонтованими в них апаратами, пристроями для вимірювання, захисту та автоматики і сполучних елементів. Її призначено для установлення в приміщеннях. Шафи або блоки поставляють у складеному або повністю підготовленому до складання вигляді.

Комплектна розподільча установка елегазова (КРУЕ).

РУ, складена із модулів різного функціонального і технічного призначення, які складаються з відповідних елементів, розміщених усередині корпусів, заповнених елегазом (SF_6), який є ізоляційним, і (або) дугогасильним середовищем.

КРУЕ з герметичною системою.

КРУЕ, модулі якого впродовж їх очікуваного терміну служби не потребують жодного газового втручання (відкривання об'єму).

КРУЕ з закритою системою.

КРУЕ, модулі якої дозаправляють лише періодично ручним приєднанням до зовнішнього джерела газу.

Приєднання в електричній розподільчій установці (приєднання).

Елементи електричної схеми РУ, які стосуються безпосередньо лінії електропередавання (ПЛ) або силового трансформатора чи конденсаторної установки тощо.

Ланка електричної підстанції, розподільчої установки (ланка).

Частина електричної відкритої підстанції (розподільчої установки), до складу якої входить вся чи частина комутаційної та (або) іншої апаратури одного приєднання.

4.2.5. Трансформаторна підстанція (ТП).

Закрита трансформаторна підстанція (ЗТП).

ЗТП, устаткування якої розташоване в будівлі (приміщенні) або в металевій чи залізобетонній оболонці.

Прибудована підстанція (розподільча установка).

ЗТП (ЗРУ), яка має тільки один будівельний елемент, спільний із суміжним приміщенням (стіну, перегородку або підлогу, що є перекриттям суміжного приміщення знизу).

Вбудована підстанція (розподільча установка).

ЗТП (ЗРУ), яка має два чи більше будівельні елементи, спільні із суміжним приміщенням (приміщеннями).

Комплектна трансформаторна підстанція (КТП).

Підстанція, складена із трансформаторів (вмонтованих у шафи/установлених просто неба), блоків РУ та інших елементів, які постачають у складеному або повністю підготовленому до складання вигляді.

Щоглова трансформаторна підстанція (ЩТП).

Трансформаторна ПС (у тому числі в конструктивному виконанні КТП), все устаткування якої встановлене на конструкціях (або опорі ПЛ) просто неба на висоті, що не потребує наземного огороджування.

Розподільчий пункт (РП).

Відокремлена РУ в електричній мережі з допоміжними спорудами.

4.2.6. Секційний пункт (СП).

Електроустановка, призначена для автоматичного поділу мережі на ділянки, зокрема **реклоузер** – автономний інтелектуальний пристрій, що забезпечує в автономному режимі відділення від мережі ушкодженої ділянки.

4.2.7. Камера.

Частина приміщення електричної закритої підстанції (розподільчої установки), призначена для установлення апаратів, трансформаторів і шин.

Закрита камера.

Камера, яка має прорізи, захищені суцільним (не сітчастим) загородженням.

Обгороджена камера.

Камера, яка має прорізи, захищені повністю або частково сітчастим чи змішаним (не суцільним) загородженням. Під змішаним загородженням розуміють загородження із сіток і суцільних листів.

Вибухова камера.

Закрита камера, призначена для локалізації можливих аварійних наслідків під час пошкодження встановлених у ній апаратів

4.2.8. Коридор обслуговування.

Коридор уздовж камер або шаф ЗРУ, призначений для обслуговування апаратів і шин.

Коридор керування.

Коридор обслуговування, в який виведено приводи або елементи керування приводами комутаційних апаратів.

Вибуховий коридор.

Коридор обслуговування, в який виходять двері вибухових камер.

4.2.9. Система збірних шин.

Комплект елементів, які з'єднують між собою всі приєднання електричної розподільчої установки (РУ).

4.2.10. Оперативний струм.

Електричний струм (постійний, випрямлений або змінний) системи живлення кіл захисту, автоматики, керування, сигналізації та блокування.

4.2.11. Режими роботи схеми електроустановки для визначення розрахункових умов улаштування ПС (РП і РУ).

Нормальний.

Режим роботи схеми електроустановки, усі приєднання якої знаходяться в робочому стані.

Аварійний.

Режим, який супроводжується відхиленням параметрів від гранично допустимих значень і характеризується пошкодженням, виходом із ладу будь-якої частини схеми електроустановки або представляє загрозу для життя людей.

Післяаварійний.

Відносно тривалий режим роботи схеми електроустановки, який визначає її стан після безпосереднього усунення аварійних умов із зниженою проти нормального режиму надійністю.

Ремонтний.

Режим з наперед запланованим виведенням з робочого стану будь-якої частини схеми електроустановки.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

4.2.12. Електроустаткування, струмовідні частини, ізолятори, кріплення, огорожі, несучі конструкції, ізоляційні та інші відстані потрібно вибирати і установлювати таким чином, щоб:

– явища, супутні нормальним умовам роботи електроустановки (зусилля, нагрівання, електрична дуга, іскріння, викид газів тощо), не могли заподіяти шкоди виробничому (електротехнічному) персоналу, а також спричинити пошкодження устаткування і виникнення короткого замикання (КЗ) або замикання на землю;

– у разі порушення нормальних умов роботи електроустановки було забезпечено необхідну локалізацію пошкоджень, зумовлених дією КЗ;

– після зняття напруги з будь-якого кола апарати, струмовідні частини і конструкції, які належать до нього, могли піддаватися безпечному огляду, заміні та ремонтам без порушення роботи сусідніх кіл;

– було забезпечено можливість зручного транспортування устаткування.

4.2.13. Вмикання під електричне навантаження і вимикання приєднань РУ потрібно виконувати вимикачами або вимикачами навантаження.

Допускається застосовувати роз'єднувачі для вмикання (вимикання) намагнічувального струму силових трансформаторів, зарядного струму і струму замикання на землю ПЛ і КЛ, зарядного струму систем шин тощо в разі, якщо цьому відповідає їх технічна характеристика. Значення струмів, які допускається включати (виключати) роз'єднувачами потрібно приймати відповідно до вимог чинних правил з технічної експлуатації електричних станцій і мереж та інших відповідних НД.

Для захисту виробничого (електротехнічного) персоналу від світлової дії дуги над ручними приводами роз'єднувачів з відкритими контактами потрібно встановлювати козирки або навіси з негорючого матеріалу, за винятком:

– роз'єднувачів на напругу 110 кВ, якщо ними вимикають намагнічувальний струм до 3 А або зарядний струм до 1 А;

– роз'єднувачів на напругу від 6 кВ до 35 кВ, якщо ними вимикають намагнічувальний струм до 3 А або зарядний струм до 2 А.

Приводи триполюсних роз'єднувачів напругою від 6 кВ до 35 кВ внутрішнього встановлення, якщо вони не відокремлені від роз'єднувачів стіною або перекриттям, потрібно відділяти суцільними щитами від роз'єднувачів.

Роз'єднувачі не призначені для вмикання /вимикання:

– конденсаторних батарей (КБ), статичних компенсаторів (СТК), установок повздовжньої компенсації (УПК) та інших конденсаторних установок;

– зарядних струмів ліній електропередачі і струмів замикання на землю в мережах на напругу від 6 кВ до 35 кВ у разі роботи мережі в режимі з недокомпенсацією.

4.2.14. Установлення приладів і апаратів у будівлях і спорудах здійснюється відповідно до проектної документації, затвердженої в установленому порядку.

Конструкції, на яких установлено електроустаткування, апарати, струмовідні частини та ізолятори, повинні бути розраховані на навантаження від їхньої маси, натягу, комутаційних операцій, впливу вітру, ожеледі та КЗ, а також від сейсмічних впливів. Сталеві конструкції повинні мати антикорозійне покриття.

Будівельні конструкції, розташовані поблизу струмовідних частин і доступні для дотику виробничому (електротехнічному) персоналу, не повинні нагріватися від впливу електричного струму понад 50 °С; недоступні для дотику – до 70 °С.

Будівельні конструкції дозволено не перевіряти на нагрівання, якщо струмовідними частинами, розташованими поблизу будівельних конструкцій, проходить змінний струм, який не перевищує 1000 А.

4.2.15. У всіх електричних колах РУ (приєдання, система збірних шин тощо) потрібно передбачати пристрої від'єднання з видимим розривом, що забезпечує від'єднання всіх апаратів (вимикачів, запобіжників, трансформаторів струму та напруги тощо) кожного кола з усіх сторін, звідки може бути подано напругу.

Вищезазначена вимога не поширюється на:

– шафи КРУ з викочуваними елементами та КРУЕ в разі наявності механічного покажчика гарантованого положення контактів;

– малогабаритні КРУ, в яких схема головних кіл цих установок передбачає пристрої від'єднання з видимим розривом або видимі пристрої заземлення, що забезпечують можливість від'єднання або заземлення кожного кола або всіх в цілому з усіх сторін, звідки може бути подано напругу;

– високочастотні загороджувачі та конденсатори зв'язку;

– трансформатори напруги, установлені на лінійних приєднаннях (у разі одного комплекту трансформаторів напруги);

– трансформатори напруги, установлені на системі шин для виконання синхронізації;

– трансформатори напруги ємнісного типу, приєднані до систем шин;

– обмежувачі перенапруг, установлені на виводах силових трансформаторів і шунтувальних реакторів та на лінійних приєднаннях;

– силові трансформатори з кабельними вводами і трансформатори напруги з кабельними вводами на вищу напругу (ВН).

В окремих випадках, зумовлених схемними або конструктивними рішеннями, трансформатори струму дозволено встановлювати до роз'єднувачів, які від'єднують решту апаратів від джерел напруги.

4.2.16. Вимикач або привід вимикача повинен мати добре видимий покажчик положення («увімкнено», «вимкнено»). Застосовувати сигнальні лампи як єдині покажчики положення вимикача заборонено.

Якщо вимикач не має відкритих контактів і його привід відділено від нього непрозорою стіною, то покажчик положення повинен бути і на вимикачі, і на приводі.

На вимикачі з вмонтованим приводом або приводом, розташованим у безпосередній близькості від вимикача і не відділеним від нього непрозорою стіною, дозволено встановлювати один покажчик положення – на вимикачі або на приводі.

На вимикачі, зовнішні контакти якого чітко свідчать про увімкнене положення, дозволено не встановлювати покажчик положення на вимикачі і вмонтованому або не відгородженому стіною приводі.

Приводи роз'єднувачів, заземлювальних ножів тощо, відділених від апаратів непрозорою стіною, повинні мати покажчик положення апарата.

4.2.17. Ошиновку РУ і ПС потрібно виконувати переважно з алюмінієвих і сталеалюмінієвих проводів, штаб, труб і шин із профілів алюмінію та алюмінієвих сплавів електротехнічного призначення (як виняток див. 4.2.18). Дозволено застосовувати ошиновку з міді чи мідних сплавів електротехнічного призначення.

У разі, коли деформації ошиновки від зміни температури можуть зумовити небезпечні механічні напруження в проводах або ізоляторах, потрібно передбачати заходи, які унеможливлюють виникнення таких напружень.

У конструкції жорсткої ошиновки має бути передбачено пристрої компенсації для запобігання передаванню механічних зусиль на контактні уводи апаратів та опорні ізолятори, а також передбачено заходи щодо недопущення накопичення вологи в деталях ошиновки. На жорсткій ошиновці компенсатори потрібно встановлювати також у місцях перетинань із температурними та осадочними швами будівель і споруд.

У сейсмічних районах виводи електроустаткування з жорсткою ошиновкою потрібно з'єднувати через гнучкі вставки.

Трубчасті шини повинні мати пристрої для гасіння вібрації.

Конструкція шинотримачів і затискачів жорсткої ошиновки в разі змінного струму понад 630 А не повинна утворювати суцільного магнітного контуру.

Струмопроводи треба виконувати з дотриманням вимог глави 2.2 цих Правил.

4.2.18. У разі розташування ПС, РП і РУ у місцях, де повітря може містити речовини, які погіршують роботу ізоляції або руйнівно діють на устаткування і шини, потрібно вживати таких заходів:

– застосовувати закриті ПС, РП і РУ, захищені від проникнення пилу, шкідливих газів і пари в приміщення;

– застосовувати посилену ізоляцію і шини з матеріалу, стійкого до впливу навколишнього середовища, або наносити захисне покриття;

– розташовувати ПС, РП і РУ з боку пануючого напрямку вітру;

– обмежувати кількість устаткування, установленого просто неба;

– застосовувати ПС, РП і РУ за найбільш простими схемами.

У разі спорудження ПС, РП і РУ поблизу морського узбережжя, солоних озер, хімічних підприємств, а також у місцях, де тривалий досвід експлуатації свідчить про руйнування алюмінію від корозії, потрібно застосовувати спеціальні алюмінієві або сталеалюмінієві проводи, захищені від корозії, або проводи з міді та її сплавів електротехнічного призначення.

4.2.19. У разі розташування ПС, РП і РУ у сейсмічних районах для забезпечення необхідної сейсмостійкості потрібно застосовувати сейсмостійке устаткування. За необхідності потрібно передбачати спеціальні конструктивні заходи, які підвищують сейсмостійкість електроустановки.

4.2.20. У разі розташування ПС і РУ на висоті понад 1000 м над рівнем моря повітряні ізоляційні проміжки, підвісну і опорну ізоляцію та зовнішню ізоляцію електроустаткування потрібно вибирати з дотриманням вимог, наведених у 4.2.49, 4.2.52, 4.2.76, 4.2.77, з урахуванням поправок, які компенсують зниження електричної міцності ізоляції за зниженого тиску атмосфери.

4.2.21. У РУ, де температура навколишнього повітря може бути нижчою від дозволеної для електроустаткування та апаратів, потрібно передбачати електричне підігрівання для забезпечення надійного функціонування устаткування та апаратів.

4.2.22. Буквено-цифрове і колірне позначення фаз електроустаткування і ошиновки ПС і РУ потрібно виконувати з дотриманням вимог глави 1.1 цих Правил.

4.2.23. РУ напругою 3 кВ і вище повинно бути обладнано оперативним блокуванням, призначеним для запобігання неправильним діям з роз'єднувачами, заземлювальними ножами (ЗН).

Оперативним блокуванням запобігають:

– подаванню напруги на ділянку електричної схеми, заземлену увімкненими ЗН, а також на ділянку електричної схеми, відділену від увімкнених ЗН тільки вимикачем;

– вмиканню ЗН на ділянці схеми, не відділеній роз'єднувачем від інших ділянок, які можуть бути як під напругою, так і без напруги;

– вмиканню і вимикання роз'єднувачами струмів навантаження, якщо це не передбачено конструкцією апарата.

У КРУ з викочуваними елементами блокування має унеможливлювати:

– вмикання ЗН, якщо викочуваний елемент не виведено у випробувальне чи ремонтне положення, або введення викочуваного елемента в робоче положення в разі увімкненого ЗН;

– вмикання ЗН збірних шин, якщо елемент уводів робочого і резервного живлення не виведено у випробувальне чи ремонтне положення, або введення елемента в робоче положення в разі увімкненого ЗН збірних шин.

У роз'єднувачів з полюсним керуванням у зону дії блокування потрібно включати всі три полюси.

Роз'єднувачі РУ напругою від 35 кВ до 220 кВ повинні мати механічне або електромагнітне блокування зі своїми ЗН, а роз'єднувачі РУ напругою 330 кВ і вище – електромагнітне блокування зі своїми ЗН. Роз'єднувачі РУ всіх напруг з приводами від електродвигуна повинні мати, крім того, електричне блокування зі своїми ЗН.

На ЗН лінійних роз'єднувачів з боку лінії дозволено мати тільки механічне блокування з приводом свого роз'єднувача і пристосування для замикання ЗН замками у вимкненому положенні.

Пристрій оперативного блокування можна виконувати із застосуванням будь-якої елементної бази у вигляді локального пристрою оперативного блокування або в складі автоматизованої системи керування технологічними процесами (АСКТП) ПС (РП).

У РУ однакової напруги блокування ЗН усіх приєднань виконують однотипним.

Приводи роз'єднувачів, доступні для некваліфікованих працівників, потрібно забезпечувати пристосуванням для замикання їх замками у вимкненому та ввімкненому положеннях.

4.2.24. РУ і ПС потрібно обладнувати стаціонарними ЗН відповідно до вимог безпеки заземлення апаратів і ошиновки без застосування переносних заземлювальних провідників, за винятком умов, наведених у 4.2.25.

У РУ напругою 3 кВ і вище стаціонарні ЗН потрібно розміщувати таким чином, щоб виробничий (електротехнічний) персонал, який працює на струмовідних частинах будь-яких ділянок приєднань і збірних шин, був захищений ЗН з усіх боків, звідки може бути подано напругу. ЗН дозволено відділяти від струмовідних частин, на яких безпосередньо працює персонал, вимкненими роз'єднувачами, вимикачами навантаження або зняттям запобіжників, демонтажем шин чи проводів.

Додаткове заземлення на струмовідній частині безпосередньо на робочому місці потрібно передбачати в тих випадках, коли ці частини можуть бути під наведеною напругою (потенціалом).

Кожна секція (система) збірних шин РУ напругою 6 кВ і вище повинна мати що найменше два комплекти стаціонарних ЗН для заземлення збірних шин. За наявності трансформаторів напруги заземлення збірних шин потрібно здійснювати ЗН роз'єднувачів трансформаторів напруги. На випадок виведення стаціонарних ЗН у ремонт на роз'єднувачах, оснащених ЗН, потрібно передбачати другі комплекти ЗН на інших роз'єднувачах даної ділянки схеми, розташованих з боку можливого подавання напруги. Остання вимога не стосується:

– ЗН з боку ліній лінійних роз'єднувачів (за відсутності обхідної системи шин чи ремонтної перемички з боку ПЛ);

– ЗН, установлених як самостійні апарати окремо від роз'єднувачів;

– ЗН у колі секційного зв'язку КРУ.

Дозволено на ЗН лінійних роз'єднувачів з боку лінії мати привод з дистанційним керуванням для запобігання травмуванню виробничого (електротехнічного) персоналу в разі помилкового увімкнення їх за наявності на лінії напруги.

4.2.25. Застосування переносних захисних заземлювальних провідників дозволено передбачати:

– для захисту від наведеної напруги;

– у діючих установках, де ЗН не може бути встановлено за умовами компонування або конструкції електроустановки;

– на ділянках схеми, де ЗН встановлено окремо від роз'єднувачів, на час ремонту ЗН;

– у разі роботи на лінійних роз'єднувачах і на устаткуванні, розташованому з боку ПЛ до лінійного роз'єднувача (конденсаторах зв'язку, високочастотних загороджувачах тощо).

У місцях, де стаціонарні ЗН не може бути застосовано, на струмовідних і заземлювальних шинах потрібно підготовлювати контактні поверхні для приєднання переносних заземлювальних провідників.

4.2.26. Сітчасті та змішані огорожі струмовідних частин і електроустаткування повинні мати висоту над рівнем планування ВРУ і встановлених просто неба трансформаторів 2 м або 1,6 м (з урахуванням 4.2.54 і 4.2.55), а над рівнем підлоги для ЗРУ і трансформаторів, установлених усередині будівлі, – 1,9 м; сітки повинні мати отвори розміром не більше ніж 25 мм × 25 мм, а також пристосування для замикання їх на замок. Нижній край цих огорож у ВРУ потрібно розташовувати на висоті від 0,1 м до 0,2 м, а в ЗРУ – на рівні підлоги.

На вході в камери вимикачів, силових трансформаторів та інших апаратів для оглядання камер за наявності напруги на струмовідних частинах як додатковий захід дозволено застосовувати бар'єри. Бар'єри повинні бути знімними, установленими на висоті 1,2 м, і облаштовуватися попереджувальними знаками. Відстані від бар'єрів до відкритих струмовідних частин визначають відповідно до вимог Правил безпечної експлуатації електроустановок.

За висоти підлоги камер над рівнем землі понад 0,3 м між дверима та бар'єром потрібно залишати відстань, не меншу ніж 0,5 м, або передбачати оглядову площадку перед дверима.

4.2.27. Покажчики рівня та температури масла маслонаповнених силових трансформаторів і апаратів та інші покажчики, які характеризують стан устаткування, потрібно розміщати таким чином, щоб було забезпечено зручні та безпечні умови для доступу до них і спостереження за ними без зняття напруги (наприклад, з боку входу в камеру).

Для відбирання проб масла відстань від рівня підлоги або поверхні землі до крана силового трансформатора або апарата повинна бути не меншою ніж 0,2 м або потрібно передбачати відповідний приямок.

4.2.28. Кола керування, захисту, електромагнітного блокування, автоматики, вимірювання, сигналізації і освітлення, прокладені по електротехнічних пристроях (устаткуванні) з масляним наповненням, потрібно виконувати проводами з маслостійкою ізоляцією.

4.2.29. Установлені просто неба силові трансформатори, реактори і конденсатори для зменшення нагрівання прямими променями сонця потрібно фарбувати в світлі тони фарбами без металевих добавок, стійкими до впливу атмосфери та масла.

4.2.30. ПС, РП і РУ потрібно обладнувати електричним освітленням з дотриманням вимог розділу 6 цих Правил. Освітлювальну арматуру встановлюють таким чином, щоб було забезпечено її безпечне обслуговування.

4.2.31. ПС, РП і РУ потрібно обладнувати засобами зв'язку та диспетчерсько-технологічного керування АСУ ТП і діагностики згідно з прийнятою системою обслуговування.

4.2.32. Компонування і конструктивне виконання ВРУ, ЗРУ і ЗПС повинні передбачати можливість застосування механізмів, у тому числі спеціальних, для виконання монтажних, ремонтних робіт і технічного обслуговування електроустаткування.

4.2.33. Відстань між устаткуванням, ошиновкою РУ (ПС) і деревами висотою понад 4 м повинна бути такою, щоб запобігти пошкодженню устаткування та ошиновки в разі падіння дерева (з урахуванням висоти дерев через 25 років росту).

Відстані від конструкцій, обладнання та огорожі ПС, РП, ЗРУ і ЗПС до меж лісового масиву, місць розроблення і відкритого залягання торфу потрібно приймати відповідно до вимог чинних НД з протипожежного захисту.

4.2.34. ПС і РП з черговим персоналом потрібно забезпечувати питною водою (споруджувати господарсько-питні водопроводи, артезіанські свердловини або колодязі).

У разі непридатності води в колодязях для споживання або в разі розташування ПС (РП) на скельних ґрунтах потрібно доставляти воду на ПС (РП) за допомогою пересувних засобів.

4.2.35. На ПС (РП) із черговим персоналом, які мають водопровід, потрібно влаштовувати утеплені вбиральні з каналізацією. На ПС (РП) із черговим персоналом у разі відсутності поблизу каналізаційних магістралей дозволено споруджувати місцеві каналізаційні пристрої.

На ПС і РП напругою 35 кВ і вище (за винятком ЩТП і СП) без чергового персоналу дозволено споруджувати неутеплені вбиральні з водонепроникними приямками.

На ПС і РП напругою 110 кВ і вище без чергового персоналу, розташованих поблизу існуючих систем водопостачання і каналізації (на відстані до 0,5 км), у будинку загальнопідстанційного пункту керування (ЗПК) потрібно передбачати санітарні каналізаційні вузли.

4.2.36. Територію відкритої ПС (РП) напругою від 35 кВ до 750 кВ потрібно обгороджувати зовнішньою огорожею висотою, не меншою ніж 1,8 м. Огорожу виконують переважно із залізобетонних конструкцій, по верху огорожі встановлюють козирок із колючого дроту (або інших засобів) з нахилом зовні ПС (РП). Колючий дріт можна не передбачати, якщо ПС (РП) облаштовують периметральним відеоспостереженням. Конструкція воріт і хвіртки повинна бути металевою, з внутрішніми замками, і унеможливлювати вільне проникнення на територію.

Конструктивні елементи огорожі повинні мати між собою металевий зв'язок. Заземлення зовнішньої огорожі улаштовують з дотриманням вимог глави 1.7 цих Правил.

Закриті ПС (РП) та щоглові ТП можна обгороджувати за потреби.

4.2.37. На території ПС напругою 110 кВ і вище з черговим персоналом ВРУ та силові трансформатори потрібно обгороджувати внутрішньою огорожею висотою 1,6 м (див. також 4.2.55). ВРУ різних напруг і силові трансформатори можуть мати загальну огорожу.

У разі розташування ВРУ (ПС) на території електростанції ці ВРУ (ПС) потрібно обгороджувати внутрішньою огорожею висотою 1,6 м.

Допоміжні споруди (майстерні, склади, ЗПУ тощо), розташовані на території ВРУ, потрібно обгороджувати внутрішньою огорожею висотою 1,6 м.

Внутрішні огорожі можуть бути суцільними, сітчастими або ґратчастими.

4.2.38. На території ВРУ і ПС, на яких у нормальних умовах експлуатації із апаратної маслогосподарства, із складів масла, а також із маслонаповнених силових трансформаторів і вимикачів у період проведення ремонтних та інших робіт можуть мати місце витоки масла, потрібно передбачати пристрої для збирання і видалення масла для унеможливлення розтікання його по території і попадання у водойми.

4.2.39. Відстані від електроустаткування до вибухонебезпечних зон і приміщень приймають згідно з вимогами відповідних розділів ДНАОП 0.00-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок»*.

4.2.40. Для живлення пристроїв захисту, автоматики, сигналізації, дистанційного керування комутаційними апаратами, оперативного блокування тощо на ПС (РП) може бути застосовано постійний, випрямлений та змінний оперативний струм.

Змінний струм треба використовувати у всіх випадках, коли це можливо і коли це забезпечує спрощення та здешевлення електроустановок із забезпеченням достатньої надійності їх роботи.

4.2.41. На всіх приєднаннях одного РУ напругою 6 кВ і вище потрібно вживати одну систему оперативного струму. Змішану систему оперативного струму дозволено використовувати на ПС, які реконструюють.

ВІДКРИТІ РОЗПОДІЛЬЧІ УСТАНОВКИ

4.2.42. У ВРУ напругою 110 кВ і вище потрібно передбачати проїзд уздовж вимикачів для пересувних монтажно-ремонтних механізмів і пристосувань, а також пересувних лабораторій. Під час визначення габаритів проїздів потрібно враховувати розміри застосовуваних пристосувань і механізмів. Однак габарит проїзду повинен бути не меншим ніж 4 м за шириною та не меншим ніж 5 м – за висотою від рівня полотна дороги.

4.2.43. З'єднання гнучких проводів у прогонах потрібно виконувати обпресуванням за допомогою з'єднувальних затискачів, а з'єднання в петлях біля опор, приєднання відгалужень у прогоні і приєднання до апаратних затискачів – обпресуванням або зварюванням. У цьому разі приєднання відгалужень у прогоні треба виконувати без розрізування проводів прогону.

Паяти і скручувати проводи заборонено.

Болтове з'єднання дозволено виконувати лише на затискачах апаратів і на відгалуженнях до обмежувачів перенапруг (ОПП) або розрядників вентильних (РВ), конденсаторів зв'язку і трансформаторів напруги, а також для тимчасових установок, для яких застосування нероз'ємних з'єднань вимагає великого обсягу робіт під час перемонтажу шин.

Ізоляційні підвіси для кріплення шин у ВРУ потрібно застосовувати переважно одноланцюговими. Якщо одноланцюговий підвіс не задовольняє умовам механічних

* ДНАОП 0.00-1.32-01 замінено на НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок» *(Прим. редакції)*.

навантажень, то застосовують дволанцюговий з роздільним кріпленням ланцюгів до траверси (опори). У разі застосування дволанцюгових ізоляційних підвісів потрібно передбачати механічне з'єднання між ланцюгами підвісів з боку проводів.

Застосовувати подільні (врізані) підвіси у прогоні ошиновки не дозволено, за винятком підвісів, за допомогою яких здійснюють кріплення високочастотних загороджувачів.

Закріплення гнучких шин і тросів у натяжних і підтримувальних затискачах стосовно міцності повинне відповідати вимогам, наведеним у 2.5.109 і 2.5.114 цих Правил.

4.2.44. З'єднання жорстких шин у прогоні та відгалуження від них у прогоні потрібно виконувати зварюванням.

4.2.45. Відгалуження від збірних шин ВРУ потрібно розташовувати нижче збірних шин.

Підвішувати ошиновку одним прогоном над двома і більше секціями шин або системами збірних шин заборонено.

4.2.46. Механічні навантаження на шини і конструкції від вітру та ожеледі, а також розрахункові температури повітря потрібно визначати для ВРУ відповідно до карт кліматичного районування і вимог глави 2.5 цих Правил до ПЛ залежно від класу безвідмовності установки, з огляду на те, що напруга ВРУ є показником відповідності класу ПЛ з безвідмовності.

Кліматичні навантаження на шини і конструкції ВРУ НН на ПС напругою від 330 кВ до 750 кВ, від шин яких живлять власні потреби ПС, потрібно приймати за класом безвідмовності для ПЛ напругою від 330 кВ до 750 кВ відповідно до глави 2.5 цих Правил.

Під час визначення механічних навантажень на конструкції за другою групою граничних станів потрібно додатково враховувати масу людини з інструментами і монтажними пристосуваннями в разі застосування:

– натяжних ізоляційних підвісів – 2,0 кН;

– підтримувальних ізоляційних підвісів – 1,5 кН;

– опорних ізоляторів – 1,0 кП.

Вагове навантаження від спусків до апаратів ВРУ не повинне спричиняти недопустимі механічні напруження і недопустиме зближення проводів за розрахункових кліматичних умов.

4.2.47. Коефіцієнт запасу механічної міцності в разі навантажень, які відповідають 4.2.46, потрібно приймати:

– для гнучких шин – не меншим ніж 3 стосовно їхнього часового опору розриву;

– для ізоляційних підвісів – не меншим ніж 4 стосовно гарантованого мінімального руйнівного навантаження цілого ізолятора (механічного або електромеханічного залежно від вимог стандартів на застосований тип ізолятора);

– для зчіпної арматури гнучких шин – не меншим ніж 3 стосовно мінімального руйнівного навантаження.

Розрахункові механічні зусилля, які в разі КЗ передаються жорсткими шинами на опорні ізолятори, потрібно приймати з дотриманням вимог глави 1.4 цих Правил і вимог відповідного чинного стандарту з методів розрахунку електродинамічної та термічної дії струму КЗ.

4.2.48. Опори для кріплення шин ВРУ потрібно розраховувати як проміжні або кінцеві згідно з главою 2.5 цих Правил. Проміжні опори, які тимчасово використовують як кінцеві, має бути посилено за допомогою відтяжок.

4.2.49. На ПС (РП) напругою 35 кВ і вище для кріплення гнучкої ошиновки потрібно застосовувати ізоляційні підвіси з фарфорових, скляних або полімерних ізоляторів залежно від кліматичних умов і умов забруднення. Перевагу потрібно віддавати застосуванню скляних або полімерних ізоляторів.

Конструкцію ізоляційних підвісів і кількість опорних ізоляторів для кріплення ошиновки, а також зовнішню ізоляцію електрообладнання РУ потрібно вибирати з урахуванням 4.2.163 і глави 1.9 цих Правил.

4.2.50. Компонування ВРУ напругою від 35 кВ до 220 кВ потрібно виконувати переважно без верхнього ярусу шин над вимикачами. Для ВРУ напругою 330 кВ і вище ця вимога є обов'язковою.

4.2.51. Найменші відстані в просвіті між неізольованими струмовідними частинами різних фаз, від неізольованих струмовідних частин до землі, заземлених конструкцій та огороджень, а також між неізольованими струмовідними частинами різних кіл потрібно приймати згідно з табл. 4.2.1 (рис. 4.2.1–4.2.10).

У разі, якщо в електроустановках, розташованих на високогір'ї, відстані між фазами збільшують порівняно з наведеними в табл. 4.2.1 за результатами перевірки на корону, відповідно потрібно збільшувати і відстані до заземлених частин.

4.2.52. Найменші відстані в просвіті за жорстких шин (рис. 4.2.1) між струмовідними і заземленими частинами $A_{Ф\text{-}З}$ і між струмовідними частинами різних фаз $A_{Ф\text{-}Ф}$ потрібно приймати згідно з табл. 4.2.1, а за гнучких шин (рис. 4.2.2) – визначати за формулами (4.2.1–4.2.3):

$$A_{Ф\text{-}З,Г} = A_{Ф\text{-}З} + a, \qquad (4.2.1)$$

$$A^1_{Ф\text{-}З,Г} = A^1_{Ф\text{-}З} + a, \qquad (4.2.2)$$

$$A_{Ф\text{-}Ф,Г} = A_{Ф\text{-}Ф} + a, \qquad (4.2.3)$$

де $a = f \times \sin\alpha$; (4.2.4)

f – стріла провисання проводу за температури +15 °С, м;

$$\alpha = arctg\ (P/G); \qquad (4.2.5)$$

G – лінійне навантаження від ваги проводу на 1 м довжини проводу, Н/м;

P – лінійне навантаження від вітру на 1 м довжини проводу, Н/м.

Під час визначення величини P вітровий тиск, який відповідає 40% експлуатаційного навантаження на провід від вітру, потрібно приймати за главою 2.5 цих Правил.

4.2.53. Найменші дозволені відстані в просвіті між неізольованими струмовідними частинами сусідніх фаз, які перебувають під напругою, у момент їхнього найбільшого зближення під дією струмів КЗ повинні відповідати найменшим повітряним проміжкам на ПЛ, прийнятим для найбільшої робочої напруги і наведеним у табл. 2.5.28 глави 2.5 цих Правил.

На гнучкій ошиновці, виконаній з декількох проводів у фазі, потрібно встановлювати дистанційні розпірки.

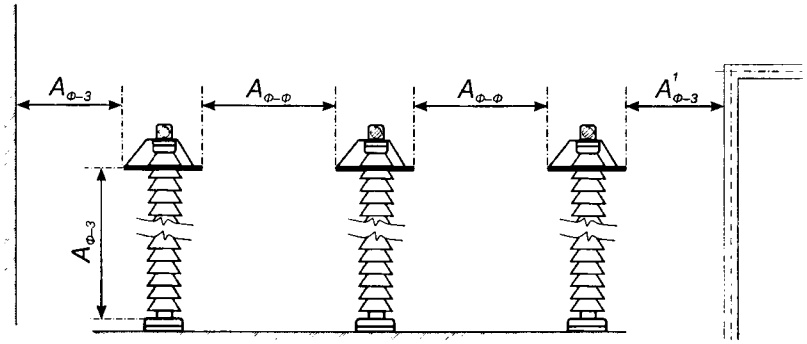


Рисунок 4.2.1. Найменші відстані в просвіті за жорстких шин між струмовідними і заземленими частинами ($A_{Ф-З}$, $A^1_{Ф-З}$) та між струмовідними частинами різних фаз ($A_{Ф-Ф}$)

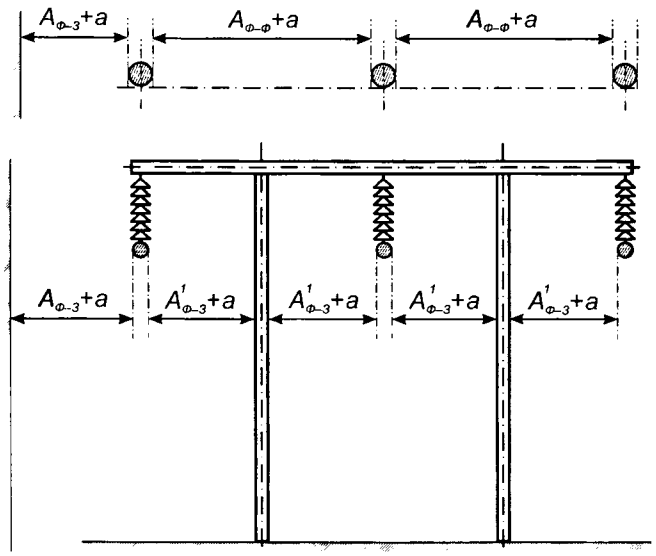


Рисунок 4.2.2. Найменші відстані в просвіті за гнучких неізольованих шин між струмопровідними і заземленими частинами та між струмовідними частинами різних фаз, розташованими в одній горизонтальній площині

4.2.54. Найменші відстані від неізольованих струмовідних частин і елементів ізоляторів, які перебувають під напругою (з боку струмовідних частин), до постійних внутрішніх огороджень повинні бути (табл. 4.2.1, рис. 4.2.3):

– по горизонталі – не меншими від розміру *Б* за висоти огорожі 1,6 м і не меншими від розміру $A_{Ф-З}$ за висоти огорожі 2,0 м у площині огорожі;

– по вертикалі – не меншими від розміру $A_{Ф-З}$ від точки, розташованої в площині огорожі на висоті 2,7 м від поверхні землі.

Таблиця 4.2.1. **Найменші відстані в просвіті від неізольованих струмовідних частин до різних елементів ВРУ (ПС) напругою від 10 кВ до 750 кВ, захищених РВ (у чисельнику) або ОПН (у знаменнику)**

Рисунок	Найменування відстані	Позначення	Ізоляційна відстань, мм, для номінальної напруги, кВ								
			до 10	20	35	110	150	220	330	500	750
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4.2.1 4.2.2 4.2.3	Від струмовідних частин, елементів устаткування та ізоляції, які перебувають під напругою, до протяжних заземлених конструкцій і постійних внутрішніх огороджень висотою, не меншою ніж 2 м, а також до стаціонарних екранів між ланками РУ і протипожежних перегородок	$А_{ф-з}$	200*	300	400	900 600	1300 800	1800 1200	2500 2000	3750 3300	5500 5200
4.2.1 4.2.2	Від струмовідних частин, елементів устаткування та ізоляції, які перебувають під напругою, до заземлених конструкцій: головка апарата-опора, провід-стояк (траверса), провід-кільце (стрижень)	$А^1_{ф-з}$	200*	300	400	900 600	1300 800	1600 1200	2200 1800	3300 2700	5000 4500
4.2.1 4.2.2	Між струмовідними частинами різних фаз	$А_{ф-ф}$	220	330	440	1000 750	1400 1050	2000 1600	2800 2200	4200 3400	8000 6500
4.2.3	Від струмовідних частин, елементів устаткування та ізоляції, які перебувають під напругою, до постійних внутрішніх огороджень висотою до 1,6 м	Б	950	1050	1150	1650 1350	2050 1550	2550 2000	3250 3000	4500 4100	6250 5800
4.2.5	Від струмовідних частин, елементів устаткування та ізоляції, які перебувають під напругою, до механізмів і вантажопідйомних машин в робочому і транспортному положеннях, від стропів, вантажозахопних пристроїв і вантажів	$Б^1$	1000	1000	1000	1500	2000	2500	3500	4500	6000

Продовження табл. 4.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4.2.6	Між струмовідними частинами різних кіл у різних площинах у разі обслуговування нижнього кола і невимкненого верхнього	В	950	1050	1150	1650	2050 2000	3000 2400	4000 3500	5000 3900	7000 6000
4.2.4 4.2.10	Від необгороджених струмовідних частин до землі або покрівлі будівлі в разі найбільшого провисання проводів	Г	2900	3000	3100	3600 3300	4000 3500	4500 3900	5000 4700	6450 6000	8200 7200
4.2.8 4.2.10	Від струмовідних частин до верхнього краю зовнішньої огорожі або до будівлі чи споруди	Д	2200	2300	2400	2900 2600	3300 2800	3800 3200	4500 4000	5750 5300	7500 6500
4.2.6 4.2.7	Між струмовідними частинами різних кіл у різних площинах, а також між струмовідними частинами різних кіл по горизонталі в разі обслуговування одного кола і невимкненого іншого	$Д^1$	2200	2300	2400	2900 2600	3300 2800	3800 3200	4200 3800	5200 4700	7000 6500
4.2.9	Від контакту і ножа роз'єднувача у вимкненому положенні до ошиновки, приєднаної до другого контакту	Ж	240	365	485	1100 850	1550 1150	2200 1800	3100 2600	4600 3800	7500 6100

Примітка 1. Для елементів ізоляції, які перебувають під розподіленим потенціалом, ізоляційні відстані потрібно приймати з урахуванням фактичних значень потенціалів у різних точках поверхні ізоляції. У разі відсутності даних про розподіл потенціалу дозволено умовно приймати прямолінійний закон падіння потенціалу вздовж ізоляції від повної номінальної напруги (з боку струмовідних частин) до нуля (з боку заземлених частин).

Примітка 2. Відстань від струмовідних частин до елементів ізоляції (з боку струмовідних частин), які перебувають під напругою, до габаритів трансформаторів, які транспортують залізничними коліями, дозволено приймати меншою від розміру $Б^1$, але не меншою від розміру $А^1_{Ф\text{-}З}$.

Примітка 3. Відстані $А_{Ф\text{-}З}$, $А^1_{Ф\text{-}З}$ й $А_{Ф\text{-}Ф}$ для ВРУ напругою 220 кВ і вище, розташованих на висоті понад 1000 м над рівнем моря, потрібно збільшувати відповідно до вимог державних стандартів, а відстані $А_{Ф\text{-}Ф}$, В и $Д^1$ треба перевіряти за умовами обмеження корони.

Примітка 4. Для напруги 750 кВ у таблиці наведено відстані $А_{Ф\text{-}Ф}$ між паралельними проводами довжиною понад 20 м; відстані $А_{Ф\text{-}Ф}$ між екранами, схрещеними проводами, паралельними проводами довжиною до 20 м для ВРУ напругою 750 кВ із розрядниками або із ОПН потрібно зменшувати на 1000 мм.

** Для апаратів ОПН відстань дозволено скорочувати за висотою апарату: до 105 мм – для напруги 6 кВ і до 150 мм – для напруги 10 кВ.*

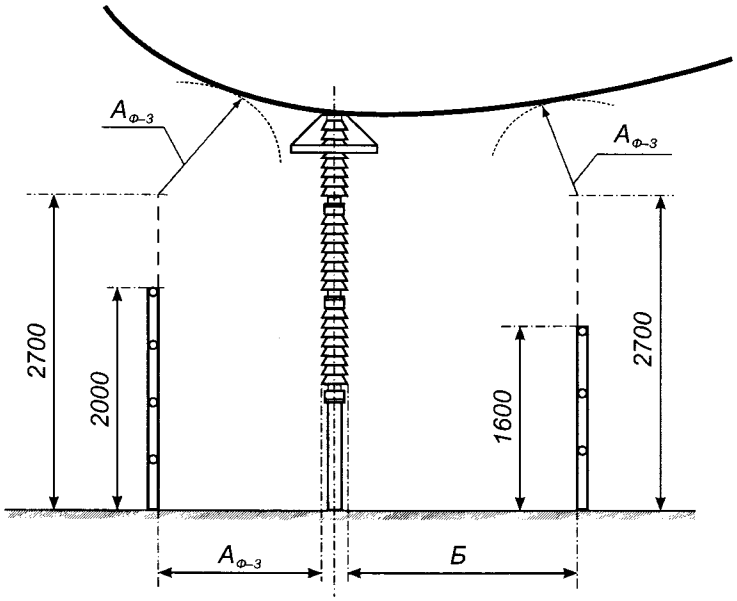


Рисунок 4.2.3. Найменші відстані від неізольованих струмовідних частин і елементів ізоляції, які перебувають під напругою, до внутрішніх огорож

4.2.55. Струмовідні частини (уводи, шини, спуски тощо) можуть не мати внутрішніх огороджень, якщо їх розташовано над рівнем планування або наземних комунікаційних споруд, по яких можуть ходити люди (наприклад, плит кабельних каналів або лотків тощо), на висоті, не меншій від значень, які відповідають розміру *Г* згідно з табл. 4.2.1 (рис. 4.2.4). Ця вимога не стосується майданчиків обслуговування, які знаходяться над поверхньою землі, якщо доступ до них не можливий при наявності напруги на струмовідних частинах. Такі майданчики повинні бути обладнані огорожами, які виключають доступ на них при наявності напруги на струмовідних частинах.

Необгороджені струмовідні частини, які з'єднують конденсатор пристроїв високочастотного зв'язку, телемеханіки і захисту з фільтром, потрібно розташовувати на висоті, не меншій ніж 2,5 м. У цьому разі фільтри встановлюють на висоті, яка дає змогу виконувати ремонт (настроювання) фільтра без зняття напруги з устаткування приєднання.

Трансформатори та апарати, в яких нижній край фарфору (полімерного матеріалу) ізоляторів розташовано над рівнем планування або наземних комунікаційних споруд на висоті, не меншій ніж 2,5 м, дозволено не обгороджувати (див. рис. 4.2.4). За меншої висоти устаткування повинне мати постійні огородження, які задовольняють вимогам 4.2.26 і розташовані від трансформаторів і апаратів на відстанях, не менше від наведених у 4.2.54.

4.2.56. Відстані від необгороджених струмовідних частин до габаритів транспортованих машин, механізмів і устаткування повинні бути не меншими від розміру $Б^1$ згідно з табл. 4.2.1 (рис. 4.2.5).

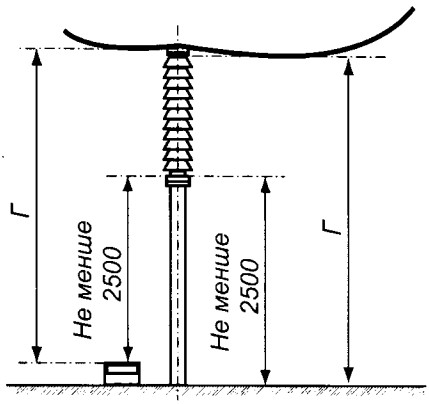


Рис. 4.2.4. Найменші відстані від необгороджених струмовідних частин і від нижнього краю фарфору (полімерного матеріалу) ізоляторів до землі або наземних комунікаційних споруд

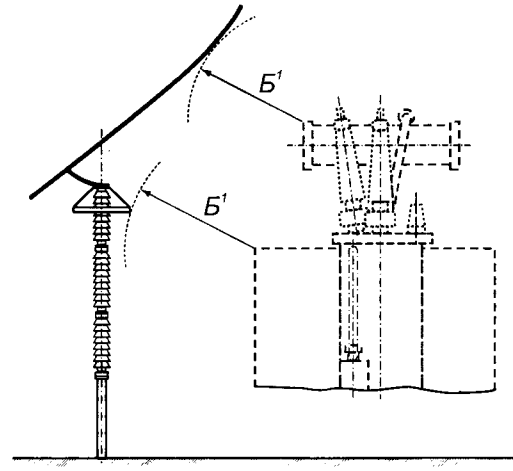


Рис. 4.2.5. Найменші відстані від струмовідних частин до транспортного устаткування

4.2.57. Відстані між найближчими необгородженими струмовідними частинами різних кіл потрібно вибирати за умови безпечного обслуговування одного кола за невимкненого іншого. У разі розташування необгороджених струмовідних частин різних кіл у різних (паралельних або перпендикулярних) площинах відстані по вертикалі повинні бути не меншими від розміру *В*, а по горизонталі – від розміру $Д^1$ згідно з табл. 4.2.1 (рис. 4.2.6). За наявності різних напруг розміри *В* і $Д^1$ приймають для більш високої напруги.

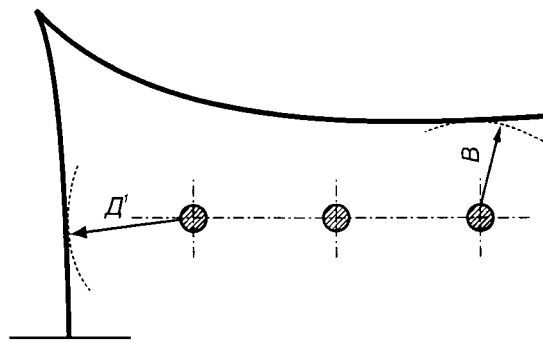


Рис. 4.2.6. Найменші відстані між струмовідними частинами різних кіл, розташованими у різних площинах, з обслуговуванням нижнього кола за невимкненого верхнього

Розмір *В* визначають за умови обслуговування нижнього кола за невимкненого верхнього, а розмір $Д^1$ – обслуговування одного кола за невимкненого іншого (рис. 4.2.7). Якщо такого обслуговування не передбачають, відстань між струмовідними частинами різних кіл у різних площинах потрібно приймати згідно з 4.2.51 і 4.2.52; у цьому разі потрібно враховувати можливість зближення проводів в умовах експлуатації (під впливом вітру, ожеледі, температури).

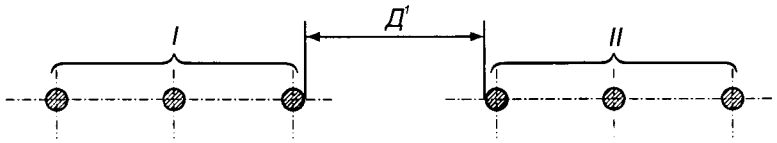


Рис. 4.2.7. Найменші відстані по горизонталі між струмовідними частинами різних кіл у разі обслуговування одного кола за невимкненого іншого

4.2.58. Відстані між струмовідними частинами і верхнім краєм зовнішньої огорожі повинні бути не меншими від розміру *Д* згідно з табл. 4.2.1 (рис. 4.2.8). У цьому разі відстані по вертикалі від струмовідних частин до рівня землі поза територією ВРУ (ПС) повинні бути не меншими від зазначених у 4.2.84.

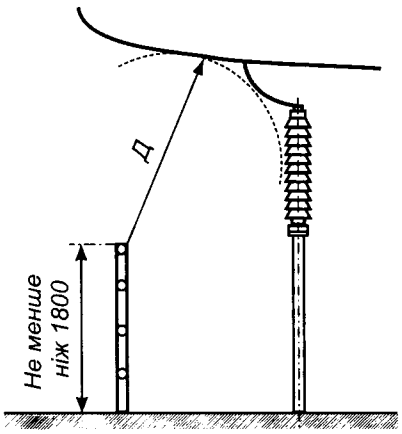


Рис. 4.2.8. Найменші відстані від струмовідних частин до верхнього краю зовнішньої огорожі

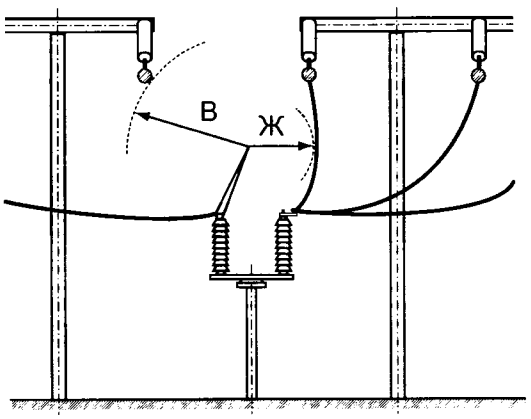


Рис. 4.2.9. Найменші відстані від контактів і ножів роз'єднувачів у вимкненому положенні до струмовідних частин

4.2.59. Відстані від рухомих контактів роз'єднувачів у вимкненому положенні до заземлених частин повинні бути не меншими від розмірів $А_{ф\text{-}з}$ і $А^1_{ф\text{-}з}$; до ошиновки своєї фази, приєднаної до другого контакту, – не меншими від розміру *Ж*; від ошиновки інших приєднань – не меншими від розміру *В* згідно з табл. 4.2.1 (рис. 4.2.9).

4.2.60. Відстані між струмовідними частинами ВРУ і будівлями або спорудами (ЗРУ, приміщення щита керування тощо) по горизонталі повинні бути не меншими від розміру *Д*, а по вертикалі за найбільшого провисання проводів – не меншими від розміру *Г* згідно з табл. 4.2.1 (рис. 4.2.10).

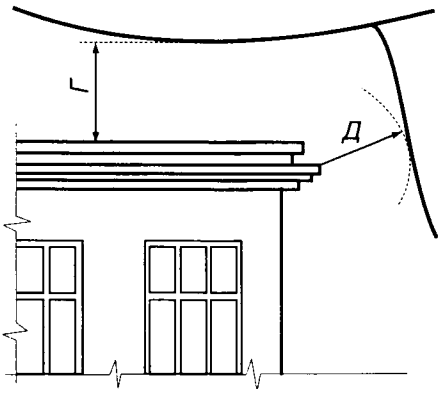


Рис 4.2.10. Найменші відстані між струмовідними частинами та будівлями і спорудами

4.2.61. Прокладати повітряні освітлювальні лінії, повітряні лінії зв'язку і кіл сигналізації над і під струмовідними частинами ВРУ, а також використовувати конструкції ПС з блискавковідводами для прокладання повітряних ліній будь-якого призначення заборонено.

4.2.62. Відстані від установлених просто неба електротехнічних пристроїв до водоохолоджувачів ПС для розрахункової температури зовнішнього повітря в діапазоні від мінус 20 °С до мінус 36 °С повинні бути не меншими від значень, наведених у табл. 4.2.2.

Для районів з розрахунковою температурою зовнішнього повітря, нижчою від мінус 36 °С, наведені в табл. 4.2.2 відстані потрібно збільшувати на 25%, а з температурою, вищою від мінус 20 °С, – зменшувати на 25%. Для об'єктів реконструкції наведені в табл. 4.2.2 відстані дозволено зменшувати не більше ніж на 25%.

Таблиця 4.2.2. **Найменші відстані від установлених просто неба електротехнічних установок до водоохолоджувачів ПС**

Водоохолоджувачі	Відстань, м
Бризкальні пристрої і відкриті градирні	80
Баштові та одновентиляторні градирні	30
Секційні вентиляторні градирні	42

4.2.63. Відстань від складів водню до ВРУ, трансформаторів, синхронних компенсаторів повинна бути не меншою ніж 50 м; до опор ПЛ – не меншою ніж 1,5 висоти опори; до будівель ПС за кількості балонів, які зберігають на складі, до 500 шт – не меншою ніж 20 м, понад 500 шт – не меншою ніж 25 м, до зовнішньої огорожі ПС – не меншою ніж 5,5 м.

4.2.64. Протипожежні відстані від маслонаповненого устаткування з масою масла в одиниці устаткування 60 кг і більше до виробничих і складських будівель з категорією за пожежною небезпекою В, Г і Д на території ПС повинні бути не меншими ніж:

– 16 м – за ступенів вогнестійкості I і II;

– 20 м – за ступенів вогнестійкості III, IIIа, IIIб;

– 24 м – за ступенів вогнестійкості IV, IVа і V.

Зазначені вище вимоги не розповсюджуються на випадки, наведені в 4.2.65.

Відстані від будівлі ЗРУ до інших виробничих і складських будівель ПС повинні бути не меншими ніж 7 м. Зазначені відстані не виконують за умови, якщо стіну ЗРУ, яку звернуто в бік іншої будівлі, виконано протипожежною з межею вогнестійкості REI 150.

Відстані від маслонаповненого устаткування РУ ПС до будівель ЗРУ та інших технологічно пов'язаних будівель і споруд (щитів, КВ, СТК тощо) визначають технологічними вимогами.

Відстані від маслонаповненого електроустаткування до вибухонебезпечних зон і приміщень потрібно приймати відповідно до НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок».

4.2.65. У разі встановлення біля стіни будівлі виробничого або складського призначення категорії Г и Д масляних силових трансформаторів з масою масла понад 60 кг, що обслуговують ці будівлі, на відстані від них, більшої ніж 10 м, спеціальні вимоги до стін, вікон і дверей будинків не пред'являють. У разі встановлення зазначених трансформаторів на відстані, меншій ніж 10 м від стіни, і в межах ділянок шириною *Б* (рис. 4.2.11) потрібно дотримуватися таких вимог:

– у межах першого поверху в стінах будівлі не повинно бути вікон і дверей;

– на другому і третьому поверхах у стінах будівлі дозволено мати протипожежні вікна з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 60. Вище третього поверху дозволено мати вікна, які відчиняються всередину приміщення, з прорізами, захищеними зовні металевою сіткою з отворами розміром, не більшим ніж 25 мм × 25 мм;

– стіну будівлі з боку силових трансформаторів потрібно виконувати протипожежною з межею вогнестійкості REI 150. Стіна повинна перевищувати покрівлю будівлі не менше ніж на 0,6 м, якщо хоча б один з елементів покриття, за винятком покрівлі, виконано з матеріалів груп горючості Г3 або Г4; на 0,3 м, якщо хоча б один з елементів покриття, за винятком покрівлі, виконано з матеріалів груп горючості Г1 або Г2. Протипожежна стіна може не перевищувати покрівлю, якщо всі елементи, за винятком покрівлі, виконано з негорючих матеріалів;

– виконувати вентиляційні прийомні отвори в стіні будівлі заборонено; витяжні отвори з викидом незабрудненого повітря дозволено виконувати на висоті вище першого поверху. Виконувати вентиляційні отвори в огороджувальних конструкціях кабельних приміщень із боку трансформаторів на ділянці шириною Б заборонено;

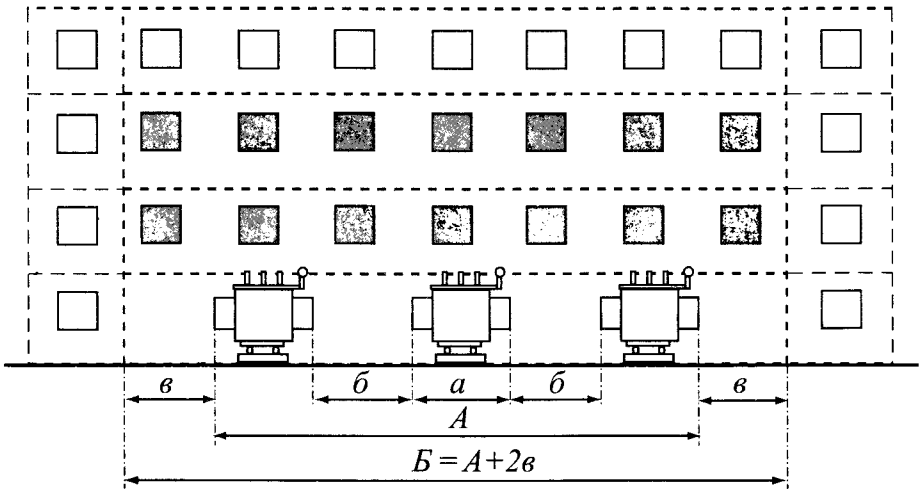
– відстань у просвіті між найбільш виступаючими частинами трансформаторів і стіною будівлі повинна бути не меншою ніж 0,8 м;

– уздовж усіх основних силових трансформаторів потрібно передбачати проїзд шириною, не меншою ніж 3,5 м, або пожежний під'їзд до кожного з них.

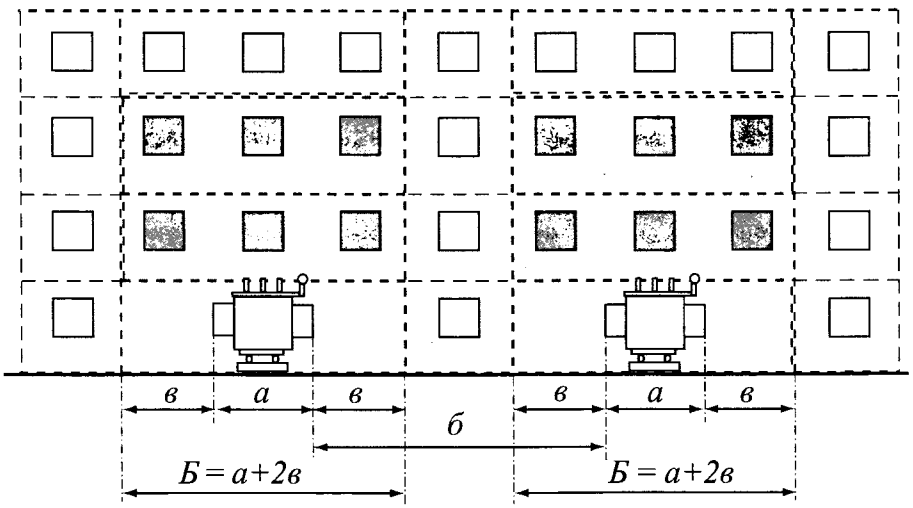
Наведені на рисунку 4.2.11 розміри *а*, *б* і *А* приймають до найбільш виступаючих частин трансформаторів на висоті до 1,9 м від поверхні землі. За одиничної потужності силових трансформаторів до 1,6 МВ • А відстань *в* приймають не меншою ніж 1,5 м, а для трансформаторів за одиничної потужності понад 1,6 МВ • А – не меншою ніж 2,0 м. Відстань *б* приймають згідно з 4.2.112.

Вимоги цього пункту поширюються також на КТП, установлені просто неба.

Перший варіант



Другий варіант



звичайне вікно; вікно, яке не відчиняють, з армованим склом; вікно, яке відчиняють усередину будинку, з металевою сіткою зовні

Рис. 4.2.11. Вимоги до відкритого встановлення масляних силових трансформаторів біля виробничих будівель з виробничими приміщеннями категорій Г і Д

4.2.66. Відстані від житлових і громадських будинків до ПС потрібно приймати відповідно до вимог державних будівельних норм з містобудування та санітарних норм.

4.2.67. Для запобігання розтіканню масла і поширенню пожежі під час пошкодження маслонаповнених силових трансформаторів (шунтувальних реакторів) з кількістю масла понад 1 т в одиниці (в одному баку) потрібно застосовувати маслоприймачі з відведенням масла масловідводами в маслозбірники. Для трансформаторів (реакторів) потужністю до 10 МВ · А і маслонаповнених бакових вимикачів на напругу 110 кВ і вище дозволено виконувати маслоприймачі без відведення масла.

Об'єм маслоприймача з відведенням масла потрібно розраховувати на приймання 100% масла, залитого в трансформатор (реактор).

Об'єм маслоприймача без відведення масла потрібно розраховувати на приймання 100% масла, залитого в трансформатор (реактор), і 80% води засобів пожежогасіння з розрахунку зрошення площ маслоприймача і бічної поверхні трансформатора (реактора) з інтенсивністю 0,2 л/см^2 протягом 30 хв.

Об'єм маслоприймача для бакових вимикачів потрібно розраховувати на приймання 80% масла, що знаходиться в одному баку.

Габарити маслоприймача повинні виступати за габарити одиничного устаткування не менше ніж на 0,6 м за маси масла до 2 т; 1,0 м – за маси масла понад 2 т до 10 т; 1,5 м – за маси понад 10 т до 50 т; 2,0 м – за маси понад 50 т. У цьому разі габарит маслоприймача дозволено приймати меншим на 0,5 м з боку стіни або перегородки, розташовуваної від трансформатора (реактора) на відстані менше ніж 2,0 м.

Маслоприймачі з відведенням масла може бути виконано як заглибленого типу (дно – нижче рівня навколишнього планування землі), так і незаглибленого типу (дно – на рівні навколишнього планування землі).

Незаглиблений маслоприймач потрібно виконувати у вигляді бортових огорож маслонаповненого електроустаткування. Висота бортових огорож повинна бути не меншою ніж 0,25 м і не більшою ніж 0,5 м над рівнем навколишнього планування землі.

У разі виконання заглибленого маслоприймача облаштування бортових огорож дозволено не виконувати.

Дно маслоприймача (заглибленого і незаглибленого) повинне мати ухил, не менший ніж 0,005, у бік приямка і бути засипаним чистим гравієм чи промитим гранітним щебенем або непористим щебенем іншої породи із частками розміром від 30 мм до 70 мм. Товщина засипки повинна бути не меншою ніж 0,25 м.

Верхній рівень гравію (щебеню) повинен бути не менше ніж на 7,5 см нижчим від верхнього краю борта (у разі улаштування маслоприймачів з бортовими огородженнями) або рівня навколишнього планування (у разі улаштування маслоприймачів без бортових огороджень).

Дозволено не засипати дно маслоприймачів по всій площі гравієм. У цьому разі на системах відведення масла від трансформаторів (реакторів) потрібно передбачати установлення вогнезагороджувачів.

Маслоприймачі без відведення масла в маслозбірник потрібно виконувати заглибленої конструкції з металевою решіткою, поверх якої потрібно насипати шар чистого гравію, промитого гранітного щебеню або непористого щебеню іншої породи із частками розміром від 30 мм до 70 мм товщиною, не меншою ніж 0,25 м. Крім того, потрібно передбачати пристрої для видалення масла і води з маслоприймачів і контролю наявності масла і води в маслоприймачі.

Облаштування маслоприймачів і масловідводів повинне унеможливлювати витікання масла чи масло-водяної емульсії з одного маслоприймача в інший, розтікання масла по кабельних та інших підземних спорудах, поширення пожежі, засмічення масловідводу і забивання його снігом, льодом тощо.

Масловідводи повинні забезпечувати відведення з маслоприймача масла і води, застосовуваної для гасіння пожежі автоматичними стаціонарними установками, в об'ємі 50% масла і повного об'єму води за час, не більший ніж 15 хв, на безпечну в пожежному відношенні відстань від устаткування і споруд (але не меншу ніж 10 м). Масловідводи дозволено виконувати у вигляді підземних трубопроводів або відкритих кюветів і лотків.

Об'єм маслозбірників залежно від групи електричних ПС (додаток А) повинен становити:

– для відкритих ПС I групи – 100% об'єму масла одиничного устаткування, яке вміщує найбільшу кількість масла, і 80% розрахункового об'єму води, застосовуваної для автоматичного пожежогасіння силового трансформатора (реактора);

– для закритих ПС I групи – 100% об'єму масла одиничного устаткування, яке вміщує найбільшу кількість масла, і 100% розрахункового об'єму води, застосовуваної для автоматичного пожежогасіння силового трансформатора;

– для відкритих ПС II групи – 100% об'єму масла одиничного устаткування, яке вміщує найбільшу кількість масла, і 80% розрахункового об'єму води, застосовуваної для пожежогасіння із пожежних гідрантів;

– для закритих ПС II групи – 100% об'єму масла одиничного устаткування, яке вміщує найбільшу кількість масла, і 80% розрахункового об'єму води, застосовуваної для внутрішнього пожежогасіння будівлі ЗПС;

– для ПС III групи – 100% об'єму масла одиничного устаткування, яке вміщує найбільшу кількість масла, і додатково 20 м^3 (запас).

Маслозбірники потрібно передбачати закритого типу.

Вимоги цього пункту не поширюються на силові трансформатори (реактори) з елегазовим наповненням.

4.2.68. На ПС з установленими просто неба силовими трансформаторами на напругу 110 кВ і 150 кВ, одиничною потужністю 63 МВ • А і більше, з трансформаторами на напругу 220 кВ і вище незалежно від потужності, на ПС із синхронними компенсаторами, а також на закритих ПС напругою 110 кВ і вище з трансформаторами одиничною потужністю, меншою ніж 63 МВ • А, для гасіння пожежі потрібно передбачати протипожежний водопровід. Як джерело постачання води для протипожежного водопроводу потрібно використовувати існуючі зовнішні водопровідні мережі, водосховища, річки, ставки тощо, а за їх відсутності – спеціально передбачені резервуари або штучні водоймища.

На ПС із установленими просто неба силовими трансформаторами напругою від 35 кВ до 150 кВ, одиничною потужністю, меншою ніж 63 МВ • А, протипожежного водопроводу і протипожежних резервуарів (водоймищ) не передбачають.

4.2.69. Комплектну розподільчу установку зовнішнього установлення (КРУЗ) і КТП з установленням їх просто неба потрібно розташовувати на спланованій площадці на висоті, не меншій ніж 0,2 м від рівня планування, з виконанням біля шаф площадки для обслуговування. У районах, де можливі сніжні замети, КРУЗ і КТП дозволено установлювати просто неба на висоті, не меншій ніж 1,0 м.

Розташування КРУЗ і КТП повинне забезпечувати зручне викочування і транспортування трансформаторів і викочуваної частини камер.

ЗАКРИТІ РОЗПОДІЛЬЧІ УСТАНОВКИ І ПІДСТАНЦІЇ

4.2.70. ЗРУ і ПС можуть бути розташованими як в окремих будівлях, так і у вбудованих і прибудованих приміщеннях. Прибудовувати ПС (РУ) до існуючої будівлі з використанням стіни будівлі як стіни ПС (РУ) дозволено за умови вжиття заходів, які запобігають порушенню гідроізоляції стику внаслідок осідання прибудованої ПС (РУ).

Додаткові вимоги до спорудження вбудованих і прибудованих ПС у житлових і громадських будинках зазначено в НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок» та в ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення».

4.2.71. ЗРУ різних класів напруг потрібно розміщувати в окремих приміщеннях. Ця вимога не поширюється на КТП напругою 35 кВ і нижче.

Дозволено РУ напругою до 1 кВ розміщувати в одному приміщенні з РУ напругою понад 1 кВ за умови, що ці РУ буде експлуатувати одна організація.

Приміщення РУ, силових трансформаторів, перетворювачів тощо потрібно відділяти від службових та інших допоміжних приміщень.

Приміщення РУ, в якому встановлено КРУЕ або елегазові вимикачі напругою 35 кВ і вище, а також приміщення для їх ревізії та ремонту повинно бути ізольовано від інших приміщень.

4.2.72. У приміщенні ЗРУ напругою 35 кВ і вище і в закритих камерах силових трансформаторів потрібно передбачати стаціонарні пристрої або можливість застосування пересувних чи інвентарних вантажопідйомних пристроїв для механізації ремонтних робіт і технічного обслуговування устаткування.

У приміщенні КРУ потрібно передбачати площадку для ремонту і налагодження викочуваних елементів, якщо для цього не передбачено окремих приміщень.

4.2.73. У разі розміщення в ЗРУ блоків КРУЕ з закритою системою потрібно передбачати площадки для обслуговування блоків на різних рівнях, якщо таких площадок підприємства-виробники не постачають.

4.2.74. Трансформаторні приміщення і ЗРУ заборонено розміщувати:

– безпосередньо над і під приміщеннями з вибухонебезпечними зонами будь-якого класу;

– під приміщенням виробництв із мокрим технологічним процесом, під душовими, вбиральнями, ванними тощо;

– безпосередньо над і під приміщеннями, в яких у межах площі, займаної РУ або приміщеннями з масляними силовими трансформаторами, одночасно можуть перебувати більше ніж 50 осіб. Ця вимога не поширюється на трансформаторні приміщення з трансформаторами сухими або з негорючим, екологічно чистим наповненням.

4.2.75. Ізоляцію уводів, а також ізоляторів гнучких і жорстких відкритих установлених просто неба струмопроводів генераторів напругою від 6 кВ до 10 кВ потрібно вибирати на номінальну напругу 20 кВ, за напруги від 13,8 кВ до 24 кВ – на напругу 35 кВ. У разі розміщення ізоляторів в умовах забрудненої атмосфери їхню номінальну напругу вибирають з урахуванням ступеня забруднення.

4.2.76. Відстані в просвіті між неізольованими струмовідними частинами різних фаз, від неізольованих струмовідних частин до заземлених конструкцій і огорож, підлоги і рівня землі, а також між необгородженими струмовідними частинами різних кіл повинні бути не менше значень, наведених у табл. 4.2.3 (рис. 4.2.12–4.2.15).

Гнучкі шини в ЗРУ на їхнє зближення під дією струмів КЗ потрібно перевіряти згідно з 4.2.53.

Таблиця 4.2.3. **Найменші відстані в просвіті від неізольованих струмовідних частин до різних елементів ЗРУ (ЗПС) напругою від 3 кВ до 330 кВ, захищених РВ (у чисельнику) або ОПН (у знаменнику)**

Рисунок	Найменування відстані	Позначення	Ізоляційна відстань, мм, для номінальної напруги, кВ								
			3	6	10	20	35	110	150	220	330
4.1.12	Від струмовідних частин до заземлених конструкцій і частин будівель	$А_{ф-з}$	65	90*	120*	180	290	700/600	1100/800	1700/1200	2400/2000
4.2.12	Між провідниками різних фаз	$А_{ф-ф}$	70	100	130	200	320	800/750	1200/1050	1800/1600	2600/2200
4.2.13	Від струмовідних частин до суцільних огороджень	Б	95	120	150	210	320	730/630	1130/830	1730/1230	2430/2030
4.2.13 4.2.14	Від струмовідних частин до сітчастих огороджень	В	165	190	220	280	390	800/700	1200/900	1800/1300	2500/2100
4.2.14	Між необгородженими струмовідними частинами різних кіл	Г	2000	2000	2000	2200	2200	2900/2800	3300/3000	3800/3400	4600/4200
4.2.15	Від необгороджених струмовідних частин до підлоги	Д	2500	2500	2500	2700	2700	3400/3300	3700/3400	4200/3700	5000/4500
4.2.15	Від необгороджених виводів зі ЗРУ до землі в разі виходу їх не на територію ВРУ та за відсутності проїзду транспорту під виводами	Е	4500	4500	4500	4750	4750	5500/5400	6000/5700	6500/6000	7200/6800
4.2.14	Від контакту і ножа роз'єднувача у вимкненому положенні до ошиновки, приєднаної до другого контакту	Ж	80	110	150	220	350	900/850	1300/1150	2000/1800	3000/2500

* *Для апаратів ОПН відстань дозволено зменшувати за висотою на 10 мм.*

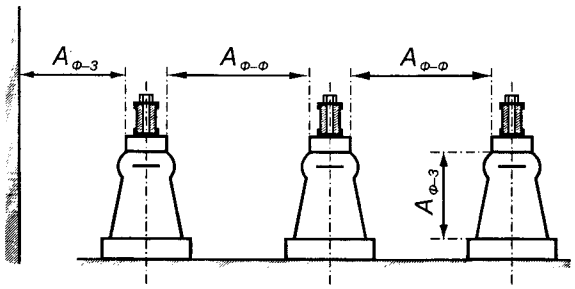


Рис. 4.2.12. Найменші відстані в просвіті між неізольованими струмовідними частинами різних фаз у ЗРУ та між ними і заземленими частинами

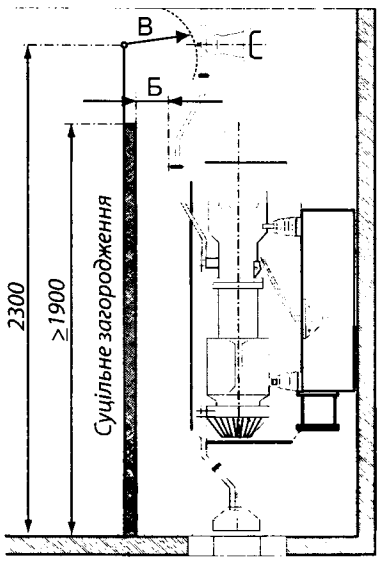


Рис. 4.2.13. Найменші відстані між неізольованими струмовідними частинами в ЗРУ і суцільними загорожами

4.2.77. Відстань від рухомих контактів роз'єднувачів у вимкненому положенні до неізольованої ошиновки своєї фази, приєднаної до другого контакту, повинна бути не меншою від розміру *Ж* табл. 4.2.3 (рис.4.2.14).

4.2.78. Неізольовані струмовідні частини для їх захисту від випадкових доторкань потрібно розміщувати у камерах або обгороджувати сітками тощо.

У разі розміщення неізольованих струмовідних частин поза камерами і розташування їх нижче від розміру *Д* згідно з табл. 4.2.3 від підлоги їх потрібно відгороджувати. Висота проходу під горизонтальним загородженням повинна бути не меншою ніж 1,9 м (рис. 4.2.15).

Струмовідні частини, розташовані вище загородження до висоти 2,3 м від підлоги, потрібно розташовувати від площини загородження на відстанях, наведених у табл. 4.2.3 для розміру *В* (рис. 4.2.14).

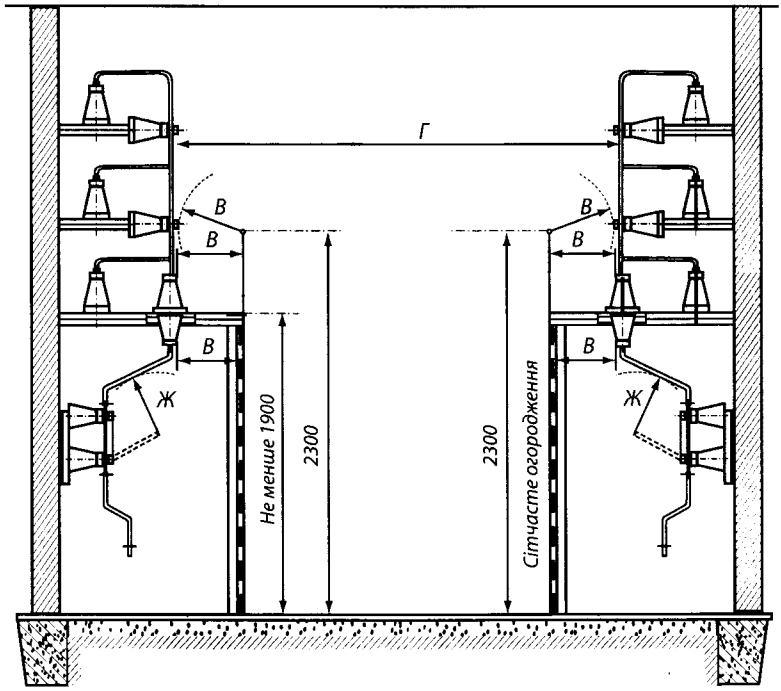


Рис. 4.2.14. Найменші відстані від неізольованих струмовідних частин в ЗРУ до сітчастих загорож і між необгородженими струмопровідними частинами різних кіл

Необгороджені струмовідні частини, які з'єднують конденсатор пристроїв високочастотного зв'язку, телемеханіки і захисту з фільтром, потрібно розміщувати на висоті, не меншій ніж 2,2 м. У цьому разі фільтр потрібно встановлювати на висоті, яка дає змогу виконувати ремонт (настройку) фільтра без зняття напруги з устаткування приєднань.

Апарати, в яких нижній край фарфору (полімерного матеріалу) ізоляторів розташовано над підлогою на висоті 2,2 м і більше, дозволено не обгороджувати, якщо виконання наведених вище вимог дотримано.

Застосовувати бар'єри як загородження струмовідних частин у обгороджених камерах заборонено.

4.2.79. Необгороджені неізольовані струмовідні частини різних кіл, які перебувають на висоті, яка перевищує розмір *Д* згідно з табл. 4.2.3, потрібно розташовувати на такій відстані одна від одної, щоб після вимикання будь-якого кола (наприклад, секції шин) було забезпечене його безпечне обслуговування за наявності напруги на сусідніх колах. Зокрема, відстань між необгородженими струмовідними частинами, розташованими із двох боків коридору обслуговування, повинна відповідати розміру *Г* згідно з табл. 4.2.3 (рис. 4.2.14).

4.2.80. Ширина коридору обслуговування ЗРУ (за винятком ЗРУ з установленням КРУ з викочуваними елементами) повинна забезпечувати зручне обслуговування установки і переміщення устаткування. У цьому разі його ширина в

просвіті між вертикальними площинами, проведеними через максимально виступаючі частини КРУ або приводи комутаційних апаратів РУ, повинна бути не меншою ніж:

– 1,0 м – у разі однобічного розташування устаткування;

– 1,2 м – у разі двобічного розташування устаткування.

Ширина вибухового коридору повинна бути не меншою ніж 1,2 м.

Дозволено місцеве звуження коридору обслуговування, а також вибухового коридору будівельними конструкціями не більше ніж на 0,2 м.

4.2.81. Ширина коридору обслуговування КРУ з викочуваними елементами і КТП повинна забезпечувати зручність обслуговування, переміщення і розвертання устаткування та його ремонту.

У разі встановлення КРУ і КТП в окремих приміщеннях ширину коридору потрібно визначати з урахуванням таких вимог:

– у разі однорядного встановлення – довжина найбільшого з візків КРУ (з усіма виступаючими частинами) плюс не менше ніж 0,6 м;

– у разі дворядного встановлення – довжина найбільшого з візків КРУ (з усіма виступаючими частинами) плюс не менше ніж 0,8 м.

У всіх випадках ширина проходу повинна бути не меншою ніж 1 м і не меншою від розміру візка по діагоналі. У цьому разі місцеве звуження проходу навпроти викочуваних візків заборонено.

За наявності коридору обслуговування поза КРУ і КТП ширина коридору повинна бути не меншою ніж 0,8 м; дозволено окремі місцеві звуження не більше ніж на 0,2 м.

4.2.82. У разі відкритого встановлення КРУ і КТП у виробничих приміщеннях ширину вільного проходу вздовж КРУ і КТП потрібно визначати з урахуванням розташування виробничого устаткування, можливості транспортування найбільших елементів КРУ і КТП, але в кожному разі ширина вільного проходу повинна бути не меншою ніж 1,0 м.

4.2.83. Висота приміщення повинна бути не меншою від висоти КРУ, КТП, рахуючи від шинних уводів, перемичок або виступаючих частин шаф, плюс 0,8 м до стелі або 0,3 м до балок.

Дозволено мати меншу висоту приміщення, якщо забезпечено зручність і безпека заміни, ремонт та налагодження устаткування КРУ, КТП, шинних уводів і перемичок.

4.2.84. У разі повітряних уводів у ЗРУ, КТП і ЗПС, які не перетинають проїздів або місця, де можливий рух транспорту, відстані від нижчої точки проводу до поверхні землі повинні бути не меншими від розміру *Е* (табл. 4.2.3 і рис. 4.2.15).

За менших відстаней від проводу до рівня землі територію на відповідній ділянці під уводами потрібно обгороджувати огорожею висотою 1,6 м, у цьому разі відстань від рівня землі до проводу в площині огорожі повинна бути не меншою від розміру *Е*.

У разі повітряних уводів, які перетинають проїзди або місця, де можливий рух транспорту, відстані від нижчої точки проводу до рівня землі потрібно приймати згідно з табл. 2.5.33 глави 2.5 цих Правил.

У разі повітряних виводів зі ЗРУ на територію ВРУ зазначені відстані потрібно приймати згідно з табл. 4.2.1 для розміру *Г* (рис. 4.2.4).

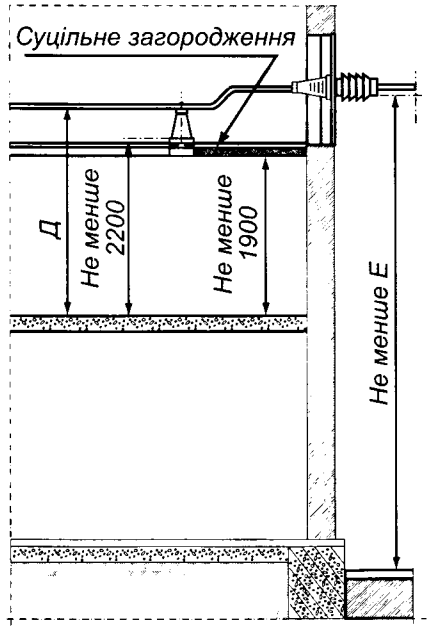


Рис. 4.2.15. Найменші відстані від підлоги до необгороджених неізольованих струмовідних частин і нижнього краю фарфору (полімерного матеріалу) ізолятора і висота проходу в ЗРУ. Найменші відстані від поверхні землі до необгороджених лінійних виводів зі ЗРУ поза територією ВРУ та за відсутності проїзду транспорту під виводами

Відстані між суміжними лінійними уводами двох кіл повинні бути не меншими від значень, наведених у табл. 4.2.1 для розміру *Д*, якщо не передбачено перегородки між уводами сусідніх кіл.

На покрівлі будівлі ЗРУ над повітряними уводами потрібно передбачати огорожу висотою, не меншою ніж 0,8 м, яка виходить у плані не менше ніж по 0,5 м від осей крайніх фаз, а також улаштування над уводами козирків тих самих габаритів у плані.

4.2.85. Виходи із ЗРУ потрібно виконувати з дотриманням таких вимог:

– за довжини РУ до 7 м дозволено мати один вихід;

– за довжини РУ понад 7 м до 60 м потрібно передбачати два виходи по його кінцях; дозволено розташовувати виходи із РУ на відстані 7 м від його торців;

– за довжини РУ понад 60 м, крім виходів по його кінцях, потрібно передбачати додаткові виходи з таким розрахунком, щоб відстань від будь-якої точки коридору обслуговування, керування або вибухового коридору до виходу була не більшою ніж 30 м.

Виходи може бути виконано назовні, на сходову клітку або в інше виробниче чи складське приміщення категорії Г або Д, а також в інші відсіки РУ, відділені від даного протипожежними дверима з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 30. У багатоповерхових РУ другий і додатковий виходи може бути передбачено також на балкон із зовнішніми пожежними сходами.

Ворота камер із шириною стулки, більшою ніж 1,4 м, повинні мати хвіртку, якщо їх використовують для виходу.

4.2.86. Вибухові коридори великої довжини потрібно розділяти на відсіки довжиною, не більшою ніж 60 м, перегородками з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 45, із дверима, виконаними згідно з 4.2.88, з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 30. Вибухові коридори повинні мати виходи назовні або на сходову клітку.

4.2.87. Підлоги приміщень РУ потрібно виконувати по всій площі кожного поверху на одній позначці. Конструкція підлог повинна унеможливлювати утворення цементного пилу. Застосовувати пороги в дверях між окремими приміщеннями і в коридорах заборонено (як виняток див. у 4.2.90, 4.2.93, 4.2.95 і 4.2.96).

4.2.88. Двері з РУ повинні відчинятися в напрямку інших приміщень або назовні та мати самозамикальні замки, що відкриваються без ключа з боку РУ.

Двері між відсіками одного РУ або суміжними приміщеннями двох РУ повинні мати пристрій, який фіксує двері в зачиненому положенні і не перешкоджає відчиненню дверей в обох напрямках.

Двері між приміщеннями (відсіками) РУ різних напруг повинні відчинятися в бік РУ з нижчою напругою.

4.2.89. Замки у дверях приміщень РУ однієї напруги повинні відмикатися тим самим ключем; ключі від вхідних дверей РУ та інших приміщень не повинні підходити до замків камер.

Вимоги щодо застосування самозамикальних замків не поширюються на РУ міських і сільських розподільчих електричних мереж напругою до 10 кВ.

4.2.90. Приміщення ЗРУ на територіях без охорони потрібно споруджувати без вікон. В інших випадках, у разі потреби в природному освітленні, дозволено мати вікна із склоблоків або армованого скла.

У приміщенні ЗРУ вікна не повинні відчинятися.

Вікна повинні бути захищені сітками з отворами розміром, не більшим ніж 25 мм × 25 мм, установлюваними ззовні. У цьому разі, дозволено використовувати вікна, які відчиняються в середину приміщення.

У верхній частині приміщення ЗРУ напругою від 110 кВ до 220 кВ з установленням маслонаповненого комутаційного устаткування та маслонаповнених силових трансформаторів потрібно передбачати віконні прорізи із заскленням площею, яка дорівнює 30% площі однієї найбільшої зовнішньої стіни відповідно до НАПБ В. 01.056-2005/111 «Правила будови електроустановок. Протипожежний захист електроустановок».

4.2.91. В одному приміщенні з РУ напругою до 1 кВ і вище дозволено установлювати один масляний силовий трансформатор потужністю до 0,63 МВ • А або два масляних силових трансформатори потужністю кожний до 0,4 МВ • А, відділені від іншої частини приміщення перегородкою з межею вогнестійкості EI 45, висотою, не меншою від висоти трансформатора, включаючи уводи ВН. У цьому разі неізольовані струмовідні частини напругою понад 1 кВ потрібно обгороджувати згідно з 4.2.78.

4.2.92. Апарати пускових пристроїв електродвигунів, синхронних компенсаторів тощо (вимикачі, пускові реактори, трансформатори тощо) дозволено встановлювати в загальній камері без перегородок між ними.

4.2.93. У камерах РУ, які мають виходи у вибуховий коридор, дозволено встановлювати силові трансформатори з масою масла до 600 кг.

Трансформатори напруги незалежно від маси масла в них дозволено встановлювати в обгороджених камерах РУ. У цьому разі в камері потрібно передбачати поріг або пандус, розрахований на утримання повного об'єму масла, що знаходиться у вимірювальному трансформаторі.

4.2.94. У вибухових коридорах не дозволено встановлювати устаткування з відкритими струмовідними частинами.

4.2.95. У закритих окремо розташованих, прибудованих і вбудованих у виробничі приміщення ПС, у камерах силових трансформаторів, масляних вимикачів та інших маслонаповнених апаратів з масою масла або іншого екологічно безпечного рідинного діелектрика в одному баку до 600 кг у разі розташування камер на першому поверсі потрібно виконувати поріг або пандус для утримання повного об'єму рідини.

За маси масла або негорючого екологічно безпечного рідинного діелектрика в одному баку понад 600 кг потрібно влаштовувати приймач рідини, розрахований на повний об'єм рідини, або на утримання 20% рідини з відведенням у маслозбірник. Облаштування приймача рідини потрібно виконувати згідно з 4.2.96, переліки в) і г).

Потрібно передбачати заходи проти розтікання рідини через дверні прорізи, кабельні споруди, прорізи вентиляційних каналів тощо.

4.2.96. У разі спорудження камер над підвалом, на другому поверсі і вище (див. також 4.2.117), а також у разі облаштування виходу з камер у вибуховий коридор під маслонаповненими силовими трансформаторами або трансформаторами з іншим екологічно безпечним рідинним діелектриком, масляними вимикачами та іншими маслонаповненими апаратами потрібно виконувати приймачі рідини за одним із таких способів:

а) за маси масла в одному баку до 60 кг потрібно виконувати поріг або пандус для утримання повного об'єму масла;

б) за маси масла від 60 кг до 600 кг під трансформатором (апаратом) потрібно виконувати маслоприймач, розрахований на повний об'єм масла, або біля виходу з камери – поріг або пандус для утримання повного об'єму масла;

в) за маси масла в одному баку понад 600 кг потрібно виконувати:

– маслоприймач, який вміщує не менше 20% повного об'єму масла трансформатора або апарата, з відведенням масла в маслозбірник. Масловідвідні труби від маслоприймача під трансформаторами повинні мати діаметр, не менший ніж 10 см. З боку маслоприймачів масловідвідні труби потрібно захищати сітками;

– маслоприймач без відведення масла в маслозбірник. У цьому разі маслоприймач потрібно перекривати решіткою із шаром чистого промитого гранітного (або іншої непористої породи) гравію товщиною 25 см або щебеню фракцією від 30 мм до 70 мм; він має бути розрахованим на повний об'єм масла; рівень масла повинен бути на 5 см нижче решітки. Верхній рівень гравію в маслоприймачі під трансформатором повинен бути на 7,5 см нижче отвору повітропідвідного вентиляційного каналу. Площа маслоприймача повинна бути більшою від площі основи трансформатора або апарата.

Дно маслоприймача повинне мати ухил 2% у бік приямка;

г) у разі встановлення устаткування із заповненням негорючим екологічно безпечним рідинним діелектриком потрібно виконувати заходи, зазначені в переліках а)–в) для масла, за винятком перекривання приймача рідини гравієм.

4.2.97. Вентиляційна система приміщень силових трансформаторів і реакторів повинна забезпечувати відведення теплоти в таких кількостях, щоб за номінального навантаження з урахуванням перевантажувальної здатності і максимальної розрахункової температури навколишнього середовища нагрівання трансформаторів і реакторів не перевищувало максимально припустимого для них значення.

Вентиляцію приміщень силових трансформаторів і реакторів потрібно виконувати таким чином, щоб різниця температур повітря, яке виходить із приміщення та входить до нього, не перевершувала: 15 °С – для трансформаторів; 30 °С – для реакторів на струм до 1000 А; 20 °С – для реакторів на струм понад 1000 А.

За неможливості забезпечити теплообмін природною вентиляцією потрібно передбачати примусову. У цьому разі потрібно контролювати її роботу за допомогою сигнальних апаратів.

У всіх інших електроприміщеннях вентиляцію передбачають з урахуванням кількості тепла, яке виділяє електроустаткування, ошиновка тощо.

У приміщеннях ЗРУ з установленням шаф КРУ потрібно передбачати заходи для унеможливлення утворення роси на ізоляції електроустаткування (штучне підігрівання, вентиляція тощо).

4.2.98. У будівлях ЗРУ та ПС із застосуванням обладнання КРУЕ необхідно передбачати допоміжні приміщення відповідно до вимог ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила» та приміщення для зберігання балонів з елегазом. Приміщення КРУЕ, а також допоміжні приміщення треба відокремлювати одне від одного.

Приміщення з установленим обладнанням КРУЕ та для зберігання балонів повинні бути обладнаними сигналізаторами наявності елегазу та припливно-витяжною вентиляцією. Контроль наявності елегазу та увімкнення припливно-витяжної вентиляції необхідно здійснювати згідно з ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила» та СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-69:2012 «Виконання робіт з елегазом. Настанова».

Рівень спрацювання приладу контролю і сигналізації наявності елегазу в приміщенні має бути не вищим від значень гранично допустимої концентрації елегазу в повітрі робочої зони згідно з ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

4.2.99. Вибухові коридори, а також коридори для обслуговування обгороджених камер або КРУ, які містять устаткування, заповнене маслом або елегазом, потрібно обладнувати аварійною витяжною вентиляцією, яка вмикається ззовні і яку не пов'язано з іншими вентиляційними пристроями. Аварійну вентиляцію потрібно розраховувати на п'ятикратний обмін повітря за годину.

Припливні та витяжні вентиляційні отвори потрібно забезпечувати утепленими клапанами, які відкриваються ззовні.

4.2.100. У приміщеннях, в яких виробничий (електротехнічний) персонал перебуває протягом 6 год і більше, потрібно забезпечувати температуру повітря, не нижчу ніж 18 °С і не вищу ніж 28 °С.

У ремонтній зоні ЗРУ на час проведення ремонтних робіт потрібно забезпечувати температуру, не нижчу ніж 5 °С.

На ПС без постійного виробничого (електротехнічного) персоналу в приміщеннях технологічних щитів та в приміщеннях ЗРУ потрібно забезпечувати температуру згідно з технічними вимогами до устаткування та апаратів.

У приміщеннях з елегазовим устаткуванням заборонено застосовувати обігрівальні прилади з температурою нагрівальної поверхні, яка перевищує 250 °С.

4.2.101. Отвори в огороджувальних конструкціях будівель і приміщень після прокладання струмопроводів та інших комунікацій потрібно зашпаровувати матеріалом, який забезпечує вогнестійкість, не нижчу ніж вогнестійкість самої обгороджувальної конструкції, але не меншу ніж EI 60.

Інші отвори в зовнішніх стінах для запобігання проникненню тварин і птахів потрібно захищати металевими сітками або решітками з отворами розміром 10 мм × 10 мм.

4.2.102. Перекриття кабельних каналів і подвійних підлог потрібно виконувати знімними плитами з негорючих матеріалів у рівень із підлогою приміщення. Маса окремої плити перекриття не повинна перевищувати 50 кг.

4.2.103. Прокладати в камерах апаратів і силових трансформаторів транзитні кабелі і проводи заборонено. У виняткових випадках їх дозволено прокладати в металевих трубах.

Прокладати кола освітлення, керування і вимірювання дозволено всередині камер або поблизу неізольованих струмовідних частин лише на коротких ділянках і в обсязі, необхідному для виконання з'єднань (наприклад, з вимірювальними трансформаторами).

4.2.104. Прокладати в приміщенні РУ потрібні для РУ (нетранзитні) трубопроводи опалення дозволено за умови застосування цільних зварених металевих труб без фланців, вентилів тощо, а вентиляційних зварених коробів – без люків, засувок, фланців та інших подібних пристроїв. Дозволене також транзитне прокладання металевих трубопроводів опалення за умови, що кожен трубопровід укладено в суцільну водонепроникну оболонку.

УСТАНОВЛЕННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ І РЕАКТОРІВ

4.2.105. Вимоги, викладені в 4.2.106–4.2.137, поширюються на стаціонарне установлення в приміщеннях і просто неба силових трансформаторів (автотрансформаторів (АТ), регулювальних трансформаторів і шунтувальних і заземлювальних реакторів з ВН 3 кВ і вище.

Трансформатори, автотрансформатори і реактори, зазначені в цьому підрозділі, пойменовано в 4.2.106–4.2.137 терміном «трансформатори», крім спеціально оговорених.

Установлення допоміжного устаткування трансформаторів (електродвигунів системи охолодження, засобів вимірювальної техніки, пристроїв керування та пристроїв із запобігання вибуху бака масляних трансформаторів) належить виконувати за вимогами цієї глави Правил.

Вимоги 4.2.111, 4.2.112, 4.2.118 і 4.2.119 не поширюються на установлення трансформаторів, які входять до складу КТП із ВН до 10 кВ і ЩТП з ВН до 35 кВ.

4.2.106. Установлення трансформатора повинне забезпечувати зручні та безпечні умови його огляду без зняття напруги.

Для спостереження за рівнем масла в покажчиках на ПС, де передбачено загальне освітлення, у темний період доби потрібно установлювати додаткове освітлення покажчиків, якщо загального освітлення недостатньо.

4.2.107. До газового реле трансформаторів і пристроїв із запобігання вибуху бака масляних трансформаторів потрібно забезпечувати безпечний доступ для спостереження і відбирання проб газу без зняття напруги. Для цього трансформатори, які мають висоту від рівня головки рейки до кришки бака 3 м і більше, потрібно обладнувати стаціонарними металевими сходами.

4.2.108. Для трансформаторів, які мають котки, у фундаментах потрібно передбачати напрямні. Для закріплення трансформатора на напрямних передбачають упори, які потрібно установлювати по обидва боки трансформатора.

Трансформатори масою до 2 т, не обладнані котками, дозволено встановлювати безпосередньо на фундаменті.

На фундаментах трансформаторів потрібно передбачати місця для встановлення домкратів.

У сейсмічних районах трансформатори потрібно встановлювати безпосередньо на фундаменті із кріпленням їх до заставних елементів фундаменту для запобігання їхнім зсувам у горизонтальному і вертикальному напрямках.

4.2.109. Трансформатори, обладнані пристроями газового захисту, потрібно встановлювати так, щоб кришка мала підйом у напрямку до газового реле не менше ніж 1%, а маслопровід до розширника – не менше ніж 2%.

4.2.110. Уздовж ряду встановлених просто неба основних трансформаторів (шунтувальних реакторів) потрібно передбачати проїзд шириною, не меншою ніж 3,5 м. Дозволено виконувати під'їзд шириною, не меншою ніж 3,5 м до кожного трансформатора окремо.

4.2.111. Уздовж шляхів перекочування, а також біля фундаментів трансформаторів масою понад 20 т потрібно передбачати анкери, які дають змогу закріплювати за них лебідки, напрямні блоки, поліспасти, що використовують під час перекочування трансформаторів в обох напрямках. У місцях зміни напрямку переміщення трансформатора потрібно передбачати площадки для встановлення домкратів.

4.2.112. Відстані в просвіті між установленими просто неба трансформаторами визначають за технологічними вимогами і повинні бути не меншими ніж 1,25 м.

Зазначену відстань приймають від найбільш виступаючих частин трансформаторів, розташованих на висоті до 1,9 м від поверхні землі.

4.2.113. Між установленими просто неба силовими трансформаторами напругою 110 кВ і вище з одиничною потужністю 63 МВ · А і більше, а також між ними і трансформаторами іншого призначення (резервних фаз однофазних трансформаторів, регулювальних, власних потреб будь-якої потужності тощо) потрібно передбачати розділювальні перегородки, якщо відстань у просвіті між трансформаторами, установленими на ПС, є меншою ніж 15 м. Для силових трансформаторів, установлених уздовж зовнішніх стін будівель електростанцій на відстані від стін, меншій ніж 40 м, розділювальні перегородки передбачають, якщо відстань у просвіті між трансформаторами становить менше ніж 25 м.

Розділювальні перегородки повинні мати межу вогнестійкості – не меншу ніж EI 90, ширину – не меншу ширини маслоприймача (гравійної підсипки) і висоту – не меншу ніж висота уводів ВН. Перегородки потрібно встановлювати за межами маслоприймача. Відстань у просвіті між трансформатором і перегородкою повинна бути не меншою ніж 1,5 м.

Якщо трансформатори резервних фаз однофазних, власних потреб, регулювальні встановлено біля силових трансформаторів, обладнаних автоматичними установками пожежогасіння, і знаходяться в зоні дії захисту від внутрішніх пошкоджень силового трансформатора, то дозволено замість розділювальної перегородки виконувати автоматичну установку пожежогасіння трансформаторів резервних фаз, власних потреб або регулювального, об'єднану з установкою пожежогасіння силового трансформатора; у цьому разі дозволено споруджувати загальний маслоприймач.

4.2.114. Регулювальні трансформатори потрібно встановлювати в безпосередній близькості від автотрансформаторів, напругу яких регулюють, за винятком випадків, коли між автотрансформатором і регулювальним трансформатором передбачене установлення струмообмежувального реактора. Дозволено передбачати можливість перекочування силових і регулювальних трансформаторів по загальній колії.

4.2.115. Автоматичними установками пожежогасіння обладнують:

– масляні силові трансформатори на напругу 500 кВ і 750 кВ, незалежно від потужності, та на напругу 220 кВ і 330 кВ з одиничною потужністю 200 МВ • А і більше;

– масляні силові трансформатори на напругу 110 кВ і вище потужністю 63 МВ • А і більше, установлювані в закритих камерах.

Автоматичні установки пожежогасіння не застосовують у разі встановлення силових трансформаторів з елегазовим наповненням.

4.2.116. Пуск установки пожежогасіння має здійснюватися автоматично. Автоматичний пуск установки пожежогасіння потрібно дублювати дистанційним пуском зі щита керування і місцевим пуском. Пристрій місцевого пуску установки пожежогасіння потрібно розташовувати поблизу установки в безпечному під час пожежі місці.

Вмикання установки пожежогасіння групи однофазних трансформаторів потрібно забезпечувати тільки на пошкоджені фази.

Технологічні установки автоматичного пожежогасіння та схеми керування установками пожежогасіння влаштовують з урахуванням вимог НАПБ В.01.056-2005/111 «Правила побудови електроустановок. Протипожежний захист електроустановок».

4.2.117. Кожен масляний трансформатор, розташований усередині приміщення, потрібно встановлювати в окремій камері (як виняток див. 4.2.91), розташованій на першому поверсі та ізольованій від інших приміщень будівлі. Дозволено установлювати масляні трансформатори на другому поверсі за умови забезпечення можливості транспортування трансформаторів назовні і видалення масла в аварійних випадках відповідно до вимог 4.2.96, перелік в), як для трансформаторів з об'ємом масла понад 600 кг.

За необхідності встановлення трансформаторів усередині приміщень вище другого поверху і нижче рівня підлоги першого поверху вони повинні бути з негорючим екологічно чистим діелектриком або сухими залежно від умов навколишнього середовища і технології виробництва. Сухі трансформатори і трансформатори з негорючим заповненням установлюють відповідно до вимог 4.2.74.

У разі розміщування трансформаторів нижче рівня підлоги першого поверху необхідно забезпечувати унеможливлення їх підтоплення ґрунтовими і повеневими водами та внаслідок пошкодження водопровідних або каналізаційних мереж.

Дозволено встановлювати в одній загальній камері два масляні трансформатори потужністю, не більшою ніж 1 МВ • А кожний, які мають загальне призначення, керування, захист і які розглядають як один агрегат.

Сухі трансформатори або трансформатори з негорючим екологічно чистим діелектриком дозволено встановлювати в загальній камері в кількості до шести одиниць, якщо це не викликає ускладнень щодо експлуатації під час проведення ремонтних робіт.

Кожна камера масляних трансформаторів повинна мати окремий вихід назовні або в суміжне приміщення з негорючими підлогою, стінами і перекриттями, які не містять вогне- і вибухонебезпечних предметів, апаратів і виробництв.

4.2.118. У разі закритого встановлення трансформаторів потрібно застосовувати трансформатори переважно з винесеною системою охолодження типу групової охолоджувальної установки (ГОУ).

4.2.119. Для трансформаторів, установлюваних усередині приміщень, відстані в просвіті від найбільш виступаючих частин трансформаторів, розташованих на висоті до 1,9 м від підлоги, повинні бути не меншими ніж:

– до задньої і бічної стін – 0,3 м для трансформаторів потужністю до 0,63 МВ • А і 0,6 м – для трансформаторів більшої потужності;

– до полотна дверей або виступаючих частин стіни з боку входу – 0,6 м для трансформаторів потужністю 0,63 МВ • А; 0,8 м – для трансформаторів понад 0,63 МВ • А до 1,6 МВ • А і 1,0 м – для трансформаторів потужністю понад 1,6 МВ • А.

4.2.120. Підлога камер трансформаторів з рідинним наповненням повинна мати ухил 2% у бік приймача рідини.

4.2.121. Двері (ворота) камер трансформаторів потрібно виконувати відповідно до вимог відповідних чинних НД з протипожежного захисту.

Безпосередньо за дверима камери дозволено встановлювати бар'єр (для огляду трансформатора з порога, без заходження в камеру) відповідно до вимог 4.2.26.

4.2.122. У камерах трансформаторів дозволено встановлювати устаткування, яке належить до них (роз'єднувачі, ОПН, вентильні розрядники, дугогасні заземлювальні реактори тощо), а також устаткування системи охолодження.

4.2.123. Відстань по горизонталі від прорізу воріт трансформаторної камери вбудованої або прибудованої ПС до прорізу найближчого вікна або дверей приміщення цієї ПС повинна бути не меншою ніж 1,0 м.

Викочувати трансформатори потужністю, більшою ніж 0,1 МВ • А, з камер у внутрішні проїзди шириною, меншою ніж 5 м між будинками, заборонено. Ця вимога не поширюється на камери, які виходять у проходи і проїзди всередині виробничих приміщень.

4.2.124. Вентиляційна система камер трансформаторів повинна забезпечувати відведення тепла (див. 4.2.97) і не повинна бути пов'язаною з іншими вентиляційними системами.

Стінки вентиляційних каналів і шахт потрібно виконувати з негорючих матеріалів з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 30. Вентиляційні шахти і прорізи потрібно розташовувати таким чином, щоб у разі утворення або попадання в них вологи вона не могла стікати на трансформатори, або застосовувати заходи щодо захисту трансформатора від попадання вологи з шахти.

Вентиляційні прорізи потрібно закривати сітками з розміром отворів 1,0 см × 1,0 см і захищати від попадання через них дощу і снігу.

4.2.125. Витяжні шахти камер трансформаторів, прибудованих до будівель з негорючими стінами та які мають покрівлю із горючого матеріалу, потрібно віддаляти від стін будівлі не менше ніж на 1,5 м або ж конструкції покрівлі із горючого матеріалу потрібно захищати парапетом з негорючого матеріалу висотою, не меншою ніж 0,6 м. Виведення шахт вище покрівлі будівлі в цьому разі дозволено не виконувати.

Не дозволено розташовувати отвори витяжних шахт проти віконних прорізів будівель. У разі облаштування вихідних вентиляційних отворів безпосередньо в стіні камери їх не потрібно розташовувати під виступаючими елементами покрівлі з горючого матеріалу або під прорізами в стіні будівлі, до якої камера примикає.

Якщо над дверима або вихідним вентиляційним отвором камери трансформатора є вікно, то під вікном потрібно влаштовувати козирок з негорючого матеріалу з вильотом, не меншим ніж 0,7 м. Довжина козирка повинна бути більшою від ширини вікна не менше ніж на 0,8 м у кожен бік.

4.2.126. Трансформатори з примусовим охолоджуванням потрібно забезпечувати пристроями для автоматичного пуску і зупинки пристрою системи охолоджування.

Автоматичний пуск потрібно здійснювати залежно від температури верхніх шарів масла, а також залежно від струму навантаження трансформатора.

4.2.127. У разі застосування виносних охолоджувальних пристроїв їх потрібно розміщувати так, щоб не перешкоджати викочуванню трансформатора з фундаменту і дозволяти можливість проведення їхнього ремонту на працюючому трансформаторі. Потік повітря від вентиляторів дуття не повинен бути спрямованим на бак трансформатора.

4.2.128. Розташування засувок охолоджувальних пристроїв повинне забезпечувати зручний доступ до них, можливість від'єднання трансформатора від системи охолодження або окремого охолоджувача від системи і викочування трансформатора без зливання масла чи іншого рідинного заповнювача з охолоджувачів.

4.2.129. Охолоджувальні колонки, адсорбери та інше устаткування в системі охолоджування трансформатора з примусовою циркуляцією води та масла з ненаправленим потоком масла Ц (OFWF) потрібно розташовувати в приміщенні, температура в якому не може бути нижче ніж 5 °С. У цьому разі потрібно забезпечувати заміну адсорбера в цьому ж приміщенні.

4.2.130. Зовнішні трубопроводи систем охолоджування трансформатора з примусовою циркуляцією повітря і масла ДЦ (OFAF) та води і масла Ц (OFWF) потрібно виконувати з нержавіючої сталі або матеріалів, стійких щодо корозії.

Розташування трубопроводів системи охолоджування біля трансформатора не повинне затрудняти обслуговування трансформатора та охолоджувачів і повинне забезпечувати мінімальні трудовитрати під час викочування трансформатора. За потреби передбачають площадки і сходи, які забезпечували б зручний доступ до засувок і вентиляторів дуття.

4.2.131. У разі застосування виносної системи охолодження, складеної з окремих охолоджувачів, усі охолоджувачі (одиничні або здвоєні), розташовані в один ряд, потрібно встановлювати на загальний фундамент.

Групові охолоджувальні установки дозволено розміщувати як безпосередньо на фундаменті, так і на рейках, покладених на фундамент, якщо викочування цих установок передбачене на котках.

4.2.132. Шафи керування електродвигунами системи охолоджування ДЦ (OFAF) і Ц (OFWF), а також системи охолоджування трансформатора з примусовою циркуляцією повітря та масла з направленим потоком масла НДЦ (ODAF) потрібно встановлювати за межами маслоприймача. Дозволено навішувати шафи керування системою охолоджування трансформатора з примусовою циркуляцією повітря і природною циркуляцією масла Д (ONAF) на бак трансформатора, якщо шафа та встановлюване в ній устаткування розраховане на роботу в умовах вібрації, створюваної трансформатором.

4.2.133. Трансформатори з примусовою системою охолоджування потрібно обладнувати сигналізацією про припинення циркуляції масла (або іншого рідинного заповнювача), охолоджувальної води або зупинку вентиляторів дуття, а також про автоматичне вмикання резервного охолоджувача або резервного джерела живлення.

4.2.134. На ПС, де температура навколишнього повітря може бути нижче допустимої для апаратури установок керування роботою трансформатора (шаф автоматичного керування системами охолоджування, шаф приводу пристрою регулювання напруги під навантаженням тощо) потрібно передбачати електричне підігрівання з автоматичним керуванням для забезпечення надійного функціонування апаратури.

4.2.135. У разі встановлення трансформаторів просто неба вздовж машинного залу електростанції потрібно забезпечувати можливість перекочування трансформатора до місця ремонту без демонтажу елементів трансформатора і розбирання підтримувальних конструкцій струмопроводів, порталів, шинних мостів тощо.

4.2.136. Ремонтне обслуговування трансформаторів на ПС потрібно передбачати на місці їхнього встановлення за допомогою пересувних кранів або інвентарних пристроїв. Для цього поруч із кожним трансформатором потрібно передбачати площадку, розраховану на розміщення елементів, знятих з трансформатора, який ремонтують, такелажного оснащення та устаткування, необхідного для ремонтних робіт.

У стиснених умовах ПС дозволено передбачати одну ремонтну площадку зі спорудженням до неї колії для перекочування.

4.2.137. На ПС за наявності під'їзної залізниці або в разі передбачення аварійного введення в роботу резервної фази автотрансформатора перекочуванням потрібно споруджувати поздовжні шляхи перекочування трансформаторів.

РОЗПОДІЛЬЧІ УСТАНОВКИ І ПІДСТАНЦІЇ У ВИРОБНИЧИХ ПРИМІЩЕННЯХ

4.2.138. Вимоги, наведені в 4.2.139–4.2.148, поширюються на РУ та ПС напругою до 35 кВ, розташованих у виробничих приміщеннях.

4.2.139. На ПС може бути встановлено сухі, масляні силові трансформатори або трансформатори з негорючим екологічно чистим діелектриком.

У виробничих приміщеннях, які мають вибухонебезпечені чи пожежонебезпечні зони, РУ і ПС потрібно виконувати відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок».

РУ і ПС із маслонаповненим устаткуванням дозволено розміщувати на першому і другому поверхах у основних і допоміжних виробничих приміщеннях, які належать до категорії Г або Д будівель I або II ступеня вогнестійкості, як в окремих приміщеннях, так і поза ними (далі – відкрите встановлення).

Розміщувати ПС з маслонаповненим устаткуванням у виробничих приміщеннях категорії В за пожежною небезпекою дозволено за погодженням з органами державного пожежного нагляду. Розміщення ПС без маслонаповненого устаткування такого погодження не потребує.

ПС дозволено встановлювати в запилених виробничих приміщеннях і приміщеннях з хімічно активним середовищем за умов застосування заходів, які забезпечують надійну роботу їх електроустаткування (див. 4.2.144).

4.2.140. У виробничих приміщеннях силові трансформатори і РУ дозволено встановлювати в камерах, в окремих приміщеннях, а також і відкрито. У разі відкритого встановлення струмовідні частини трансформатора потрібно огороджувати, а РУ розміщувати в шафах захищеного або закритого виконання.

4.2.141. Установлювати КТП або силові трансформатори у виробничому приміщенні потрібно з дотриманням таких вимог:

а) на кожній відкрито встановленій ПС дозволено застосовувати масляні трансформатори із сумарною потужністю до 3,2 МВ • А. Відстань у просвіті між масляними трансформаторами різних КТП, а також між обгородженими камерами масляних трансформаторів повинна бути не меншою ніж 10 м;

б) в одному приміщенні ПС потрібно встановлювати переважно одну КТП (дозволено встановлювати не більше трьох КТП) з масляними трансформаторами сумарною потужністю, не більшою ніж 6,5 МВ • А.

У разі розташування у виробничому приміщенні закритої камери масляного трансформатора маса масла повинна бути не більшою ніж 6,5 т.

Відстань між окремими приміщеннями різних КТП або між закритими камерами масляних трансформаторів, розташованих усередині виробничої будівлі, не обмежують.

Обгороджувальні конструкції приміщення ПС, в якому встановлюють КТП із масляними трансформаторами, а також закритих камер масляних трансформаторів і апаратів з масою масла понад 60 кг, потрібно виконувати з негорючих матеріалів з межею вогнестійкості, не меншою ніж EI 60.

Вимоги, наведені в переліку б), поширюються також на прибудовані та вбудовані ПС, які передбачають викочування масляного трансформатора всередину будівлі;

в) сумарна потужність масляних трансформаторів ПС, установлених на другому поверсі, не повинна перевищувати 1 МВ • А. Установлення КТП із масляними трансформаторами та масляних трансформаторів вище другого поверху заборонено;

г) для ПС із сухими трансформаторами або з негорючим рідким екологічно чистим діелектриком їх потужність, кількість, відстані між ними, а також поверх установлення не обмежують.

4.2.142. Під кожним силовим трансформатором і апаратом з масою рідинного наповнювача (масла або негорючого екологічно чистого діелектрика) понад 60 кг потрібно влаштовувати приймач рідини з дотриманням вимог 4.2.96, перелік в), як для трансформаторів і апаратів з масою масла понад 600 кг.

4.2.143. Вимикачі ПС, розташовані у виробничих приміщеннях, повинні бути безмасляними.

Установлення бакових масляних вимикачів дозволено лише в закритих камерах у разі дотримання таких умов:

– кількість вимикачів на ПС повинна бути не більше трьох;

– маса масла в кожному вимикачі не повинна перевищувати 60 кг.

4.2.144. Вентиляція ПС, розташованих в окремих приміщеннях, повинна відповідати 4.2.97–4.2.99.

У разі облаштування вентиляції камер трансформаторів і приміщень ПС (КТП), розташованих у виробничих приміщеннях з нормальним повітряним середовищем, дозволено забирати повітря безпосередньо з цеху.

Для вентиляції камер трансформаторів і приміщень ПС (КТП), розташованих у приміщеннях з повітрям, що містить пил, електропровідні або роз'їдаючі суміші, повітря потрібно забирати ззовні або очищати фільтрами.

У виробничих будівлях з перекриттями із негорючих матеріалів повітря з камер трансформаторів і приміщень ПС (КТП), розміщених усередині цеху, дозволено відводити безпосередньо в цех.

У виробничих будівлях з перекриттями із горючих матеріалів повітря з камер трансформаторів і приміщень ПС (КТП), споруджених усередині цеху, потрібно відводити по витяжних шахтах, виведених вище покрівлі будівлі не менш ніж на 1,0 м (див. також 4.2.125).

4.2.145. Керування примусовою вентиляцією камер силових трансформаторів виконують відповідно до технологічних функцій цієї вентиляції та з урахуванням вимог пожежної безпеки.

4.2.146. Підлога вбудованої у виробниче приміщення і прибудованої ПС повинна бути не нижче від рівня підлоги виробничого приміщення (цеху).

4.2.147. Відкрито встановлені в цеху КТП і КРУ повинні мати сітчасту конструкцію огорожі. Усередині огорожі потрібно передбачати проходи, не менші від зазначених у 4.2.82.

КТП і КРУ потрібно розміщувати в межах «мертвої зони» роботи цехових підйомно-транспортних механізмів. У разі розташування ПС і РУ в безпосередній близькості від шляхів проїзду внутрішньоцехового транспорту, руху підйомно-транспортних механізмів потрібно вживати заходів щодо захисту ПС і РУ від випадкових пошкоджень (відбійні конструкції, світлова сигналізація тощо).

4.2.148. Ширину проходів і висоту приміщень для встановлення КРУ і КТП потрібно виконувати згідно з вимогами 4.2.81–4.2.83.

ЩОГЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ І СЕКЦІЙНІ ПУНКТИ

4.2.149. Вимоги, наведені в 4.2.150–4.2.160, стосуються особливостей ЩТП з ВН до 35 кВ і низькою напругою (НН) до 1 кВ (у тому числі у виконанні КТП з ВН до 10 кВ), секційних пунктів (СП) напругою до 35 кВ, установлених просто неба.

В усьому іншому, що не обумовлено в 4.2.150–4.2.160, потрібно керуватися вимогами інших пунктів цієї глави.

4.2.150. Приєднання силового трансформатора до мережі ВН 6 кВ або 10 кВ потрібно виконувати за допомогою запобіжників і роз'єднувача (вимикача навантаження), комбінованого апарату «запобіжник-роз'єднувач». У мережах 35 кВ таке приєднання виконують вимикачем (реклоузером) через роз'єднувач з боку можливої подачі напруги.

4.2.151. Роз'єднувач (вимикач, навантаження), комбінований апарат «запобіжник-роз'єднувач» ЩТП потрібно встановлювати на кінцевій (відгалужувальній) опорі ПЛ.

Роз'єднувач КТП та СП дозволено встановлювати безпосередньо як на кінцевій (відгалужувальній) опорі ПЛ, так і на їх конструкціях.

Роз'єднувачі, через які виконано приєднання ЩТП, КТП та СП, повинні мати заземлюючі ножі. Приводи комутаційних апаратів повинні бути керованими, як правило, з поверхні землі та обладнаними пристроями для замикання на замок.

4.2.152. На ЩТП і СП без огорожі відстань по вертикалі від поверхні землі до неізольованих струмовідних частин за відсутності руху транспорту під повітряними уводами повинна бути не менше ніж 3,5 м для напруги до 1 кВ; 4,5 м – для напруги 6 кВ і 10 кВ та 4,75 м – для напруги 35 кВ.

На СП з огорожею висотою, не меншою ніж 1,8 м, вищезазначені відстані до неізольованих струмовідних частин напругою 6 кВ, 10 кВ і 35 кВ може бути зменшено до розміру *Г*, зазначеного в табл. 4.2.1. У цьому разі в площині огорожі відстань від нижнього проводу до верхнього краю огорожі повинна бути не менше від розміру *Д*, зазначеного в тій самій таблиці.

4.2.153. У разі повітряних уводів на ЩТП і СП, які пересікають проїзди або місця, де можливий рух транспорту, відстань від нижнього проводу до рівня землі потрібно приймати згідно з табл. 2.5.33 глави 2.5 цих Правил.

4.2.154. Для обслуговування ЩТП потрібно обладнувати площадку обслуговування на висоті, не меншій ніж 3 м, з поручнями. Для підіймання на площадку рекомендовано застосовувати сходи з пристроєм, який забороняє підіймання по них за увімкнутого комутаційного апарата.

Для ЩТП, розміщених на одностоякових опорах, облаштування площадок та сходів дозволено не виконувати.

4.2.155. Елементи ЩТП, які залишаються під напругою за вимкненого комутаційного апарата, повинні перебувати поза зоною досяжності з рівня площадки обслуговування. Вимкнене положення комутаційного апарата має бути видимим з площадки обслуговування.

4.2.156. З боку НН силового трансформатора потрібно встановлювати апарат, який забезпечує видимий розрив.

4.2.157. Електричні провідники в ЩТП між силовим трансформатором і низьковольтним щитом, а також між щитом і ПЛ НН потрібно захищати від механічних пошкоджень (трубою, швелером тощо).

4.2.158. ЩТП потрібно розташовувати на відстані, не меншій ніж 3 м, від будівель I, II, III, IIIa, IIIб ступенів вогнестійкості і не меншій ніж 5 м – від будівель IV, IVa і V ступенів вогнестійкості.

Також необхідно дотримуватися вимог, наведених у 4.2.64.

4.2.159. Опори ПЛ, використані як конструкції ЩТП (СП), повинні бути анкерними або кінцевими.

4.2.160. У місцях можливого наїзду транспорту на ЩТП, СП потрібно захищати відбійними тумбами.

ЗАХИСТ ВІД ГРОЗОВИХ ПЕРЕНАПРУГ

4.2.161. РУ, РП і ПС повинні мати захист від прямих ударів блискавки та грозових хвиль, які можуть прийти з приєднаних ПЛ. Цей захист виконують з урахуванням кількості грозових годин на рік за допомогою стрижньових, тросових

блискавковідводів і захисних апаратів (ЗА), установлених у РУ, а також грозозахисних тросів і ЗА, установлених на підходах ПЛ до РУ. До ЗА належать ОПН, РВ, розрядники довгоіскрові (РДІ), захисні іскрові проміжки (ІП).

Дозволено застосовувати ОПН сумісно з РВ в одній РУ під час реконструкції існуючих ПС із заміною РВ на ОПН за умови, що залишкова напруга на ОПН для класів напруг від 110 кВ до 750 кВ за номінального розрядного струму становить менше 90% залишкової напруги на відповідному РВ, а залишкова напруга на ОПН для класів напруг від 6 кВ до 35 кВ є не більшою від залишкової напруги на відповідному РВ. На різних фазах одного приєднання потрібно встановлювати ЗА одного типу (трифазний комплект ОПН).

У разі встановлення додаткових ОПН під час реконструкції існуючого РУ з ОПН усі ЗА цього РУ потрібно координувати між собою за номінальною і залишковою напругами, а також за питомою енергоємністю.

4.2.162. ВРУ напругою від 15,75 кВ до 750 кВ і ПС напругою від 35 кВ до 750 кВ, а також будівлі ЗРУ і ЗПС потрібно захищати від прямих ударів блискавки. Улаштування блискавкозахисту ВРУ, ЗРУ та ЗПС необхідно виконувати з урахуванням технологічних особливостей об'єктів та вимог чинного ДСТУ Б В.2.5-38 «Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд».

На відкритих ПС напругою 35 кВ з трансформаторами одиничною потужністю до 1,6 МВ · А незалежно від кількості таких трансформаторів, а також на відкритих ПС напругою від 3 кВ до 10 кВ з трансформаторами будь-якої потужності захист від прямих ударів блискавки не виконують.

Захист будівель ЗРУ і ЗПС, які мають металеві покриття покрівлі, потрібно виконувати заземленням цих покриттів. За наявності залізобетонної покрівлі і безперервного електричного зв'язку окремих її елементів захист виконують заземленням її арматури.

Захист будівель ЗРУ і ЗПС, дах яких не має металевих або залізобетонних покриттів з безперервним електричним зв'язком окремих її елементів, потрібно виконувати стрижньовими блискавковідводами або укладанням грозозахисної сітки безпосередньо на дах будівлі.

У разі встановлення стрижньових блискавковідводів на будівлі, яку захищають, від кожного блискавковідводу потрібно прокладати не менше двох заземлювальних провідників переважно по протилежних боках будівлі.

Грозозахисну сітку потрібно виконувати зі сталевого, алюмінієвого, мідного провідника мінімальним перерізом 50, 70, 35 мм^2 відповідно і укладати на покрівлю безпосередньо або під шар негорючих утеплювача або гідроізоляції. Сітка повинна мати крок чарунки 5, 10 та 20 м для рівнів блискавкозахисту I, II–III, та IV відповідно. Вузли сітки потрібно з'єднувати зварюванням, паянням, допускається також вставка в затискний наконечник або болтове кріплення. Заземлювальні провідники, що з'єднують грозозахисну сітку із заземлювачем ПС, потрібно прокладати не менше ніж у двох місцях (переважно з протилежних боків будівлі) і на відстані не більше ніж через 10, 15, 20 та 25 метрів (для рівнів блискавкозахисту I, II, III та IV відповідно) один від одного по периметру будівлі. Заземлювальні провідники повинні мати роз'ємне (болтове) з'єднання, розташоване на висоті не більше 1 м від рівня планування, доступне для оглядання та приєднання апаратів, приладів.

Як заземлювальні провідники дозволено використовувати металеві та залізобетонні (за наявності хоча б частини ненапруженої арматури) конструкції будівель. У цьому разі безперервний електричний зв'язок потрібно забезпечувати від блискавкоприймача (грозозахисної сітки або стрижньового блискавковідводу) до заземлювача. Металеві елементи будівлі (труби, вентиляційні пристрої тощо) потрібно з'єднувати з металевою покрівлею або грозозахисною сіткою. У разі введення ПЛ у ЗРУ і ЗПС через прохідні ізолятори, розташовані на відстані, меншій ніж 10 м від інших струмопроводів та пов'язаних з ними струмовідних частин, ці ізолятори потрібно захищати ОПН.

Захист допоміжних будівель і споруд (насосна станція, прохідна тощо), розташованих на території ПС, потрібно захищати від прямих ударів блискавки і їх вторинних проявів відповідно до вимог чинних НД з улаштування блискавкозахисту будівель і споруд.

4.2.163. Захист ВРУ напругою 15,75 кВ і вище від прямих ударів блискавки потрібно виконувати окремо встановленими чи установленими на конструкціях стрижньовими блискавковідводами. Дозволено використовувати захисну дію високих споруд, які є блискавкоприймачами (опори ПЛ, прожекторні щогли, радіощогли тощо).

На конструкціях ВРУ напругою 15,75 кВ і вище стрижньові блискавковідводи дозволено установлювати за еквівалентного питомого опору землі в грозовий сезон, а саме:

– до 500 Ом • м – незалежно від площі заземлювача ПС;

– понад 500 Ом • м – за площі заземлювача ПС 10 000 м^2 і більше.

Від стояків конструкцій ВРУ напругою від 15,75 кВ до 150 кВ із блискавковідводами потрібно забезпечувати розтікання струму блискавки по заземлювачу не менше ніж у двох напрямках з кутом, не меншим ніж 90°, між сусідніми напрямками. Крім того, потрібно встановлювати не менше двох вертикальних електродів довжиною від 3 м до 5 м для ВРУ напругою 15,75 кВ і 35 кВ або одного вертикального електрода такої самої довжини для ВРУ напругою 110 кВ і 150 кВ на відстані, яка є не меншою довжини електрода, від місця з'єднання заземлювального провідника стояка і заземлювача, але не більшою ніж 10 м від точки з'єднання. Якщо точки приєднання до заземлювача стояків двох сусідніх блискавковідводів розташовано одна від одної на відстані до 20 м по заземлювачу, дозволено встановлювати один вертикальний електрод на два стояки.

На ВРУ напругою 220 кВ і вище із блискавковідводами дозволено забезпечувати розтікання струму блискавки по заземлювачу без установлення вертикальних електродів.

На порталах ВРУ напругою 15,75 кВ і 35 кВ із стрижньовими блискавковідводами потрібно застосовувати ізоляційні підвіси на напругу 110 кВ з урахуванням 4.2.49 і глави 1.9 цих Правил.

У разі встановлення блискавковідводів на кінцевих опорах ПЛ напругою 110 кВ і вище спеціальні вимоги до виконання ізоляційних підвісів не застосовують.

У разі застосування ізоляційних підвісів із полімерних ізоляторів їх довжина для зазначених вище умов повинна бути не меншою від довжини ізоляційних підвісів із підвісних ізоляторів.

Установлювати блискавковідводи на кінцевих опорах ПЛ напругою 6 кВ і 10 кВ заборонено.

Відстань повітрям від конструкцій ВРУ з блискавковідводами до струмовідних частин повинна бути не меншою від довжини ізоляційного підвісу.

Місце приєднання конструкції із стрижньовими або тросовим блискавковідводом до заземлювача ПС потрібно розміщувати на відстані, не меншій ніж 15 м, по заземлювачу від місця приєднання до заземлювача силових трансформаторів (шунтувальних реакторів (ШР) і конструкцій КРУЗ напругою 6 кВ і 10 кВ.

Відстань у землі між точкою приєднання блискавковідводу до заземлювача і точкою приєднання нейтралі чи бака силового трансформатора до заземлювача повинна бути не меншою ніж 3 м.

4.2.164. На трансформаторних порталах, порталах шунтувальних реакторів і конструкціях ВРУ, віддалених від силових трансформаторів або реакторів по заземлювачу на відстань, меншу за 15 м, блискавковідводи дозволено встановлювати тільки за еквівалентного питомого опору землі в грозовий сезон не більше ніж 350 Ом • м і за дотримання таких умов:

– безпосередньо на всіх виводах обмоток СН і НН напругою від 3 кВ до 35 кВ силових трансформаторів або на відстані, не більшій ніж 5 м від них по ошиновці, з урахуванням відгалужень до ЗА, потрібно встановлювати ОПН;

– потрібно забезпечувати розтікання струму блискавки по заземлювачу від стояка конструкції з блискавковідводом у трьох-чотирьох напрямках з кутом між ними, не меншим ніж 90°;

– на кожному напрямку, на відстані від 3 м до 5 м від краю фундаменту стояка з блискавковідводом потрібно встановлювати по одному вертикальному електроду довжиною від 3 м до 5 м;

– на ПС з ВН 35 кВ у разі встановлення блискавковідводу на трансформаторному порталі опір заземлювача не повинен перевищувати 4 Ом без урахування заземлювачів, розміщених поза заземлювачем ВРУ;

– точки приєднання заземлювальних провідників ОПН і силових трансформаторів потрібно розміщувати поблизу одна від одної або розміщувати так, щоб місце приєднання ОПН до заземлювача знаходилось між точками приєднання заземлювальних провідників порталу з блискавковідводом і трансформатора. Заземлювальні провідники вимірювальних трансформаторів струму потрібно приєднувати до заземлювача РУ в найбільш віддалених точках від приєднання до нього заземлювальних провідників ОПН.

4.2.165. Захист від прямих ударів блискавки ВРУ, на конструкціях яких установлювати блискавковідводи не дозволено, потрібно виконувати блискавковідводами, що стоять окремо, відстань повітрям від яких $S_{СВ}$, у метрах, до струмовідних частин повинна становити:

$$S_{СВ} \geq A_{Ф-З.Г} + 0,12 \times R, \qquad (4.2.6)$$

де $A_{Ф-З.Г}$ – найменша відстань в просвіті за гнучких шинах між струмовідними та заземленими частинами, м (см. 4.2.52);

R – опір заземлення блискавковідводу, що стоїть окремо, Ом, який визначають згідно з табл. 2.5.29 глави 2.5 цих Правил.

Відстань $S_З$, у метрах, між відокремленим заземлювачем блискавковідводу і заземлювачем ВРУ (ПС) повинна становити (але не менше ніж 5 м):

$$S_з > 0,2 \times R, \qquad (4.2.7)$$

Відстань повітрям $S_{п.в.}$, у метрах, між блискавковідводом, що стоїть окремо, з відокремленим заземлювачем та заземленими конструкціями або устаткуванням ВРУ (ПС) повинна становити (але не менше ніж 5 м):

$$S_{п.в.} > 0,12 \times R + 0,1 \times H, \qquad (4.2.8)$$

де H – висота заземленої конструкції або устаткування ВРУ (ПС) над рівнем землі, м.

Блискавковідводи, що стоять окремо, з відокремленими заземлювачами, які не відповідають вимогам формул (4.2.7), (4.2.8), мають бути приєднаними до заземлювача ВРУ (ПС) з дотриманням зазначених у 4.2.163 умов для встановлення блискавковідводів на конструкціях ВРУ.

Приєднувати заземлювачі блискавковідводів, що стоять окремо, до заземлювача ВРУ (ПС) дозволено на віддалі, меншій ніж 15 м, по заземлювачу від місця приєднання до заземлювача силового трансформатора (реактора), якщо дотримано вимоги та умови, зазначені в 4.2.164, для встановлення блискавковідводів на трансформаторних порталах.

Заземлювачі блискавковідводів, установлених на прожекторних щоглах, потрібно приєднувати до заземлювача ПС. У разі неможливості виконання умов, зазначених в 4.2.163, додатково до загальних вимог приєднання заземлювачів блискавковідводів, що стоять окремо, потрібно дотримуватися таких умов:

– у радіусі 5 м від краю фундаменту блискавковідводу потрібно встановлювати три вертикальних електроди довжиною від 3 м до 5 м;

– якщо відстань по заземлювачу між місцем приєднання заземлювального провідника блискавковідводу до заземлювача ВРУ (ПС) і місцем приєднання до заземлювача ВРУ (ПС) силового трансформатора (ШР) перевищує 15 м, але є меншою ніж 40 м, то на виводах обмоток напругою до 35 кВ трансформатора потрібно встановлювати ОПН.

Не дозволено встановлювати блискавковідводи на конструкціях ВРУ, що знаходяться на відстані, меншій ніж 15 м від силових трансформаторів, до яких відкритими струмопроводами приєднано обертові машини, а також на конструкціях відкритих струмопроводів, до яких приєднано обертові машини. У цих випадках для блискавкозахисту потрібно застосовувати блискавковідводи, що стоять окремо, або блискавковідводи, встановлені на інших конструкціях.

4.2.166. Тросові блискавковідводи ПЛ напругою 110 кВ і вище можна приєднувати до заземлених конструкцій ВРУ (ЗПС).

Від стояків конструкцій ВРУ напругою 110 кВ і вище, до яких приєднано тросові блискавковідводи, потрібно забезпечувати розтікання струму блискавки по заземлювачу не менше ніж в двох-трьох напрямках з кутом, не меншим ніж 90°, між ними.

Тросові блискавковідводи, які захищають підходи ПЛ напругою 35 кВ, дозволено приєднувати до заземлених конструкцій ВРУ за еквівалентного питомого опору землі в грозовий сезон, а саме:

– до 500 Ом • м – незалежно від площі заземлювача ПС;

– понад 500 Ом • м – за площі заземлювача ПС 10000 м^2 і більше.

Від стояків конструкцій ВРУ напругою 35 кВ, до яких приєднано тросові блискавковідводи, з'єднання із заземлювачем ВРУ потрібно виконувати не менше ніж в двох-трьох напрямках з кутом, не меншим ніж 90°, між ними. Крім того, на кожному напрямку потрібно встановлювати по одному вертикальному електроду довжиною від 3 м до 5 м на відстані, не меншій ніж 5 м, від краю фундаменту стояка.

Опір заземлювачів найближчих до ВРУ опор ПЛ напругою 35 кВ не повинен перевищувати 10 Ом.

Тросові блискавковідводи на підходах ПЛ напругою 35 кВ до тих ВРУ, до яких не дозволено їх приєднувати, повинні закінчуватися на найближчій до ВРУ опорі. Перший від ВРУ безтросовий прогін цих ПЛ потрібно захищати стрижньовими блискавковідводами, установленими на ПС, опорах ПЛ або біля ПЛ.

4.2.167. У разі використання прожекторних щогл як блискавковідводів електропроводку до них на ділянці від точки виходу з кабельної споруди до щогли й далі по ній потрібно виконувати кабелями з металевою оболонкою або кабелями без металевої оболонки в металевих трубах. Біля конструкції з блискавковідводом ці кабелі потрібно прокладати безпосередньо в землі на довжині, не меншій ніж 10 м.

У місці введення кабелів у кабельну споруду металеву оболонку кабелів, броню і металеву трубу потрібно приєднувати до заземлювача ПС.

4.2.168. ПЛ напругою 35 кВ і вище повинні мати грозозахисні підходи до ПС. Грозозахисний підхід ПЛ до ПС, як правило, виконують грозозахисним тросом (тросами); дозволяється захищати підхід до підстанції ЗА, встановленими на опорах, за умови забезпечення достатнього згладжування фронту імпульсної напруги і струму в ЗА на РУ. Довжина грозозахисних підходів, виконаних тросом, залежить від відстані між найближчим ОПН та силовим трансформатором (табл. 4.2.5–4.2.8) і становить:

– від 1 км до 2 км – для ПЛ напругою 35 кВ;
– від 1 км до 3 км – для ПЛ напругою 110 кВ;
– від 2 км до 3 км – для ПЛ напругою від 150 кВ до 330 кВ;
– до 4 км – для ПЛ напругою 500 кВ і 750 кВ.

Захисні кути грозозахисних тросів та опір заземлювачів опор підходів ПЛ повинні відповідати значенням, наведеним відповідно у 2.5.119 і 2.5.127 глави 2.5 цих Правил.

На кожній опорі підходу ПЛ, за винятком випадків, передбачених у 2.5.120 глави 2.5 цих Правил, трос потрібно приєднувати до заземлювача опори.

Якщо виконання заземлювачів з вертикальними електродами виявляється неможливим, застосовують горизонтальні заземлювачі, які прокладають уздовж осі ВЛ від опори до опори з приєднанням до заземлювальних спусків опор.

У п'ятому та шостому районах кліматичних умов з ожеледі, у гірській місцевості з характеристичним значенням навантаження від ожеледі понад 30 Н/м і в районах з еквівалентним питомим опором землі, більшим ніж 500 Ом • м, захист підходів ПЛ до РУ (ПС) дозволено виконувати стрижньовими блискавковідводами, що стоять окремо з використанням залізобетонних фундаментів стояків як заземлювачів, опір заземлювальних пристроїв яких не нормується.

Для ПС напругою 35 кВ з одним трансформатором потужністю до 1,6 МВ • А без резервного живлення дозволено зменшувати довжину грозозахисного підходу ПЛ до 0,5 км за умови застосування опор ПЛ напругою 35 кВ з горизонтальним розташуванням проводів і з двома тросами.

4.2.169. На першій опорі грозозахисного підходу ПЛ напругою 35 кВ і 110 кВ на відстані від ПС, обумовленій табл. 4.2.5, потрібно встановлювати комплект відповідних ЗА у разі, якщо:

– лінію на всій довжині, включаючи грозозахисний підхід, побудовано на дерев'яних опорах;

– лінію побудовано на дерев'яних опорах, грозозахисний підхід лінії побудовано на металевих або залізобетонних опорах;

– захист грозозахисного підходу ПЛ напругою 35 кВ на дерев'яних опорах до ПС напругою 35 кВ виконано за спрощеною схемою згідно з 4.2.178.

Установлювати ЗА на початку підходів ПЛ, побудованих на всій довжині на металевих або залізобетонних опорах, не потрібно.

Опір заземлююча опор ПЛ із ЗА повинен бути не більшим ніж 10 Ом за питомого опору землі, не вищого ніж 500 Ом • м і не більшого ніж 15 Ом за більш високого питомого опору землі. На дерев'яних опорах ПЛ заземлювальні провідники від цих ЗА потрібно прокладати по двох стояках або з обох боків одного стояка.

На ПЛ напругою 35 кВ та існуючих ПЛ напругою 110 кВ, які мають захист тросом не на всій довжині, і в грозовий сезон може бути тривало вимкнене живлення з одного боку, потрібно встановлювати комплект ЗА2 на вхідних порталах або на першій від ПС опорі того кінця ПЛ, який може бути вимкненим. За наявності на вимкненому кінці ПЛ трансформаторів напруги як ЗА потрібно встановлювати ОПН.

Відстань від ЗА2 до вимкненого кінця лінії (апарата) повинна бути не більшою ніж 60 м для ПЛ напругою 110 кВ і не більшою ніж 40 м – для ПЛ напругою 35 кВ.

4.2.170. На ПЛ, які працюють на зниженій щодо класу ізоляції напрузі, на першій опорі грозозахисного підходу її до ПС, рахуючи з боку лінії, тобто на відстані від ПС, обумовленій табл. 4.2.5 і 4.2.6, залежно від віддалення ОПН від устаткування, яке захищають, потрібно встановлювати ІП класу напруги, який відповідає класу напруги лінії.

Дозволено встановлювати захисні проміжки або шунтувати перемичками частину ізоляторів у ізоляційних підвісах на декількох суміжних опорах (за відсутності забруднення ізоляції промисловими, солончаковими, морськими та іншими видами забруднень). Кількість ізоляторів у ізоляційних підвісах, які залишаються незашунтованими, повинна відповідати робочій напрузі ПЛ.

На ПЛ з ізоляцією, посиленою за умови забруднення атмосфери, якщо початок грозозахисного підходу до ПС відповідно до табл. 4.2.5 і 4.2.6 знаходиться на ділянці з посиленою ізоляцією, на першій опорі грозозахисного підходу (з боку ПЛ) потрібно встановлювати комплект ЗА, які відповідають робочій напрузі ПЛ.

4.2.171. На грозозахисних підходах ПЛ на напругу від 3 кВ до 35 кВ з дерев'яними опорами в заземлювальних провідниках захисних іскрових проміжків, у разі їх застосування, потрібно встановлювати додаткові захисні іскрові проміжки на висоті, не меншій ніж 2,5 м від рівня землі. Розміри захисних проміжків наведено в табл. 4.2.4.

4.2.172. На новозбудованих ПС на напругу від 35 кВ до 750 кВ, а також під час реконструкції ПС (РУ) напругою від 35 кВ до 750 кВ вентильні розрядники як ЗА від перенапруг не застосовують. Захисні апарати від перенапруг потрібно вибирати з урахуванням координації їх захисних характеристик з характеристиками ізоляції устаткування, що захищають, відповідності найбільшої робочої напруги

ЗА до найбільшої робочої напруги мережі, з урахуванням вищих гармонік, а також дозволеного підвищення напруги протягом часу дії резервних релейних захистів у разі однофазного замикання на землю, одностороннього увімкнення лінії або перехідного резонансу на вищих гармоніках.

Таблиця 4.2.4. **Розміри основних і додаткових захисних проміжків**

Номінальна напруга ПЛ, кВ	Розміри захисних проміжків, мм	
	основних	додаткових
3	20	5
6	40	10
10	60	15
35	250	30

За збільшених відстаней між ЗА та устаткуванням, що захищають, з метою скорочення кількості встановлюваних апаратів можна застосовувати ОПН із більш низьким рівнем залишкової напруги, ніж це потрібно за умов координації ізоляції.

Відстані по ошиновці від ОПН до трансформаторів та іншого устаткування, включаючи відгалуження і висоту ОПН, повинні бути не більшими від зазначених у табл. 4.2.5–4.2.8 (див. також 4.2.164).

Таблиця 4.2.5. **Найбільші захисні відстані від ОПН до електроустаткування напругою від 35 кВ до 220 кВ**

Напруга мережі, кВ	Кількість приєднаних ПЛ	Довжина грозозахисного підходу ПЛ, км	Відстань від найближчого ОПН, м			
			до силових трансформаторів за кількості ОПН		до іншого устаткування за кількості ОПН	
			1 ОПН	2 ОПН	1 ОПН	2 ОПН
1	2	3	4	5	6	7
35	1 ПЛ	1,0	20	30	45	60
		1,5	35	55	60	90
		2,0 і більше	45	70	70	125
	2 ПЛ	1,0	35	45	55	110
		1,5	55	65	85	125
		2,0 і більше	70	90	90	165
	Понад 2 ПЛ	1,0	40	55	55	110
		1,5	65	70	85	125
		2,0 і більше	90	100	90	165
110	1 ПЛ	1,0	30	60	95	125
		2,0	80	135	165	210
		3,0 і більше	135	225	210	290

Продовження табл. 4.2.5

1	2	3	4	5	6	7
110	2 ПЛ	1,0	40	85	135	200
		2,0	80	165	260	300
		3,0 і більше	145	280	260	290
	Від 3 ПЛ до 6 ПЛ	1,0	50	115	135	200
		2,0	105	205	260	290
		3,0 і більше	155	280	260	290
	Понад 6 ПЛ	1,0	50	115	515	515
		2,0	105	205		
		3,0 і більше	155	280		
150	1 ПЛ	2,0	15	45	90	150
		2,5	20	85	115	210
		3,0 і більше	50	105	170	275
	2 ПЛ	2,0	45	75	115	180
		2,5	80	105	170	260
		3,0 і більше	100	130	210	345
	Від 3 ПЛ до 5 ПЛ	2,0	55	80	115	180
		2,5	95	105	170	260
		3,0 і більше	115	150	210	345
	Понад 5 ПЛ	2,0	55	80	525	525
		2,5	95	105		
		3,0 і більше	115	150		
220	1 ПЛ	2,0	15	40	85	155
		2,5	20	85	115	215
		3,0 і більше	45	115	165	275
	2 ПЛ	2,0	40	75	115	175
		2,5	80	115	165	265
		3,0 і більше	105	135	215	355
	3 ПЛ	2,0	55	80	115	175
		2,5	95	115	165	265
		3,0 і більше	125	155	215	355
	Понад 3 ПЛ	2,0	55	80	785	785
		2,5	95	115		
		3,0 і більше	125	155		

Таблиця 4.2.6. **Найбільші захисні відстані від ОПН до електроустаткування напругою 330 кВ**

Характеристика РУ	Кількість ОПН		Довжина грозозахисного підходу ПЛ, км	Відстань від найближчого ОПН, м		
	біля силових трансформаторів	в ланці приєднання ПЛ		до силових трансформаторів*	до трансформаторів напруги*	до іншого устаткування
Блок ПЛ + АТ	1	–	2,5	Грозозахист не забезпечений		
			3,0	25	35	145
			4,0 і більше	70	110	175
	1	1	2,5	Грозозахист не забезпечений		
			3,0	25	125	370**
			4,0 і більше	125	310	460**
Блок ПЛ + два АТ	2	–	2,5	Грозозахист не забезпечений		
			3,0	30	40	155
			4,0 і більше	75	120	185
Трикутник 2 ПЛ + АТ	1	–	2,5	70	145	480
			3,0 і більше	115	190	525
Чотирикутник 2 ПЛ + 2 АТ	2	–	2,5	115	405	925
			3,0 і більше	195	600	
3 ПЛ + 2 АТ	2	–	2,5	115	665	
			3,0 і більше	195	925	
ПЛ + АТ	1	–	2,5	95	245	
			3,0 і більше	140	925	

* *У разі застосування на грозозахисних підходах ПЛ опор із горизонтальним розташуванням проводів дозволено збільшувати відстані:*
– від ОПН до силових трансформаторів – у 2 рази;
– від ОПН до трансформаторів напруги – у 1,5 рази.
** *Відстань від ОПН, установленого біля силового трансформатора.*

Таблиця 4.2.7. **Найбільші захисні відстані від ОПН до електроустаткування напругою 500 кВ**

Характеристика РУ	Кількість ОПН		Відстань від найближчого ОПН, м		
	біля силових трансформаторів	у ланці приєднання ПЛ	до силових трансформаторів	до трансформаторів напруги	до іншого устаткування
1	2	3	4	5	6
Блок ПЛ + АТ	1	1	160	230*	275*

Продовження табл. 4.2.7

1	2	3	4	5	6
Трикутник 2 ПЛ + АТ	1	1	225	535*	625*
Чотирикутник 2 ПЛ + 2 АТ	2	–	275	535	1045
3 ПЛ + 2 АТ	2	–	405	680	
3 ПЛ + АТ	2	–	300	605	
* *Відстань від ОПН у ланці приєднання ПЛ.*					

Таблиця 4.2.8. **Найбільші захисні відстані від ОПН до електроустаткування напругою 750 кВ**

Характеристика РУ	Кількість ОПН			Відстань від найближчого ОПН, м		
	біля силових трансформаторів	біля ШР	у ланці приєднання ПЛ	до силових трансформаторів і ШР	до трансформаторів напруги	до іншого устаткування
ПЛ + АТ + ШР	1	1	1	120	330	1000
ПЛ + АТ + 2 ШР	1	2	–	120	230	580
ПЛ + АТ + 2 ШР	1	2	1	230	380	1000
ПЛ + 2 АТ + ШР	2	1	–	80	230	580
Те саме	2	1	1	210	380	1000
2 ПЛ + АТ + 2 ШР	1	2	–	160	200	580
2 ПЛ + 2 АТ + 2 ШР	2	2	–	200	200	580

Зазначені в табл. 4.2.5–4.2.8 найбільші дозволені захисні відстані до електроустаткування відповідають базовим параметрам, наведеним у табл. 4.2.9.

Таблиця 4.2.9. **Значення базових параметрів таблиць 4.2.5–4.2.8**

Напруга мережі, кВ	Хвиля струму 8/20 мкс, кА	Залишкова напруга ОПН U_0, кВ	Випробувальна напруга $U_в$, кВ, для устаткування:		
			силових трансформаторів	трансформаторів напруги	іншого устаткування
35	5	125	190	190	185
110	5	240	480	480	425
150	5	335	550	650	585
220	5	450	750	950	835
330	10	680	950	1050	1050
500	10	930	1300	1425	1425
750	10	1350	1800	1950	1950

У разі потреби збільшення допустимих захисних відстаней дозволено виконувати такі заходи:

– додатково встановлювати ЗА на шинах або лінійних приєднаннях;

– застосовувати конструкцію грозозахисних підходів ПЛ напругою від 35 кВ до 330 кВ на опорах із горизонтальним розташуванням проводів і двома тросами;

– встановлювати ОПН із залишковими напругами, меншими від базових (табл. 4.2.9), із перерахуванням відстані за формулою:

$$L_X = L_0 \times \frac{U_В - U_X}{U_В - U_0}, \qquad (4.2.9)$$

де L_X – найбільша захисна відстань у разі встановлення ОПН із залишковою напругою, відмінною від базової, м;

L_0 – найбільша захисна відстань (базова відстань) згідно з табл. 4.2.5–4.2.8, м;

U_0 – залишкова напруга базового ОПН згідно з табл. 4.2.9, кВ;

U_X – залишкова напруга ОПН, який установлюють на струм відповідно 5 кА або 10 кА, кВ;

$U_В$ – випробувальна напруга устаткування згідно з табл. 4.2.9, кВ.

У разі застосування ОПН із залишковою напругою, більшою від базового значення U_0, захисну відстань потрібно скоригувати за формулою 4.2.9.

Найбільші дозволені відстані між ЗА та устаткуванням, яке захищають, визначають з урахуванням кількості ліній і ЗА, приєднаних за нормального режиму роботи ПС.

Кількість і місце встановлення ЗА потрібно вибирати з огляду на прийняті на розрахунковий період схеми електричних з'єднань, кількість ПЛ і силових трансформаторів. У цьому разі відстані від устаткування, яке захищають, до ОПН повинні бути в межах дозволених також на проміжних етапах розвитку ПС із тривалістю, не меншою від тривалості грозового сезону. Аварійні та ремонтні режими роботи в цьому разі не враховують.

4.2.173. ОПН у колах трансформаторів і ШР потрібно встановлювати без комутаційних апаратів між ними та обладнанням, яке захищають. ЗА під час знаходження устаткування під напругою повинні бути постійно увімкненими.

4.2.174. У разі приєднання трансформатора кабельною лінією напругою 35 кВ і вище до РУ, що має ПЛ, у місці приєднання кабелю до шин РУ потрібно встановлювати комплект ОПН.

Заземлювальний затискач ОПН, металеві оболонки кабелю (екран кабелю), корпус кабельної муфти треба з'єднувати між собою найкоротшим шляхом. Заземлювальний затискач ОПН треба з'єднувати із заземлювачем окремим провідником.

У разі приєднання до шин РУ декількох кабелів, безпосередньо з'єднаних із силовими трансформаторами, на шинах РУ встановлюють один комплект ОПН. Місце їх установлення потрібно вибирати якнайближче до місця приєднання кабелів.

За довжини кабелю, більшої від подвоєної відстані, зазначеної в табл. 4.2.5–4.2.8, біля силового трансформатора додатково потрібно встановлювати ОПН з такою самою залишковою напругою, як і в ЗА, на початку кабелю.

4.2.175. Обмотки НН і СН силових трансформаторів (АТ), які не використовують для живлення електроприймачів, а також обмотки, які тимчасово від'єднано

від шин РУ в грозовий період, потрібно з'єднувати за схемою «в зірку» або «у трикутник» і захищати ОПН, які вмикають між уводами кожної фази і землею. Захист обмоток НН, які не використовують для живлення електроприймачів, розташованих першими від магнітопроводу, можна виконувати заземленням однієї з вершин за схемою «у трикутник», однієї з фаз або нейтралі за схемою «у зірку» чи встановленням ОПН відповідного класу напруги на кожній фазі.

Захист обмоток, які не використовують для живлення електроприймачів, не виконують у разі постійного приєднання до них кабельної лінії довжиною, не меншою ніж 30 м, що має заземлену оболонку чи броню.

4.2.176. Нейтралі АТ і нейтралі обмоток напругою 110 кВ і вище силових трансформаторів повинні мати постійне заземлення.

У нейтралі обмоток ВН силових трансформаторів напругою 110 кВ і вище, для яких дозволено режим роботи з ізольованою нейтраллю, потрібно передбачати встановлення комутаційних заземлювальних апаратів (з ручним або автоматичним керуванням) і спеціальних ОПН з рівнем обмеження напруг, скоординованих з рівнем ізоляції нейтралі.

4.2.177. РУ напругою 3 кВ, 6 кВ і 10 кВ, до яких приєднано ПЛ, потрібно захищати ОПН, установленими на шинах або біля силових трансформаторів. ОПН у одній камері РУ із трансформатором напруги потрібно приєднувати перед запобіжником трансформатора напруги.

У разі конструктивного виконання з'єднання силових трансформаторів з шинами РУ напругою 3 кВ, 6 кВ і 10 кВ просто неба (повітряний зв'язок) відстані від ОПН до устаткування, яке захищають, не повинні перевищувати 60 м для ПЛ на дерев'яних опорах і 90 м – для ПЛ на залізобетонних і металевих опорах.

У разі приєднання силових трансформаторів до шин кабелями відстані від установлених на шинах ОПН до трансформаторів не обмежують.

Захист блискавковідводами підходів ПЛ напругою 6 кВ і 10 кВ до ПС за умовами грозозахисту не виконують.

На підходах до ПС ПЛ напругою 6 кВ і 10 кВ із дерев'яними опорами потрібно встановлювати комплект ЗА1 на відстані від 200 м до 300 м від ПС. На ПЛ напругою 6 кВ і 10 кВ, які в грозовий сезон можуть бути тривало вимкненими з одного боку, потрібно встановлювати ЗА2 на конструкції ПС або на кінцевій опорі того кінця ПЛ, який може бути тривало вимкненим. Як ЗА1 і ЗА2 застосовують обмежувачі перенапруги нелінійні. Відстань від ЗА2 до вимкненого вимикача по ошиновці не повинна перевищувати 15 м. За потужності силового трансформатора до 0,63 МВ • А ЗА на підходах ПЛ напругою 6 кВ і 10 кВ з дерев'яними опорами встановлювати не дозволено. У разі неможливості витримати зазначені відстані, а також за наявності на вимкненому кінці ПЛ трансформаторів напруги як ЗА2 повинно бути встановлено ОПН. Відстань від ОПН до устаткування, яке захищають, не повинна перевищувати 10 м. У разі застосування ОПН із залишковою напругою, меншою від базового значення U_0, захисну відстань потрібно скоригувати за формулою 4.2.9.

У разі встановлення ОПН на всіх уводах ПЛ, на ПС і їхньому віддаленні від підстанційного устаткування в межах дозволених значень за умовами грозозахисту ЗА на шинах ПС можна не встановлювати. Опір заземлення ЗА1 і ЗА2 не повинен перевищувати 10 Ом за питомого опору землі до 500 Ом • м і 15 Ом – за більш високого питомого опору землі.

На підходах ПЛ напругою 6 кВ і 10 кВ із металевими і залізобетонними опорами до ПС установлювати ЗА не потрібно. У разі застосування на ПЛ напругою 6 кВ і 10 кВ ізоляції, посиленої більше ніж на 30% (наприклад, через забруднення атмосфери), на відстані від 200 м до 300 м від ПС і на уведенні ПЛ потрібно встановлювати ЗА з захисними характеристиками, які координуються з характеристиками ізоляції ПЛ і обладнання ПС.

Металеві та залізобетонні опори на відстані від 200 м до 300 м підходу до ПС потрібно заземлювати з опором, не більшим від наведеного в табл. 2.5.29 глави 2.5 цих Правил.

Захист ПС напругою 6 кВ і 10 кВ із НН до 1 кВ, до яких приєднано ПЛ напругою 6 кВ і 10 кВ, потрібно виконувати ОПН, установлюваними з боку ВН і НН ПС.

У разі приєднання ПЛ напругою 6 кВ і 10 кВ до ПС за допомогою кабельної вставки довжиною понад 50 м для її захисту необхідно встановлювати комплект ОПН у місці приєднання кабелю до ПЛ, а також на шинах ПС, до яких приєднано кабельну вставку. За довжини кабельної вставки до 50 м потрібно встановлювати комплект ОПН тільки в місці приєднання кабелю до шин РУ. У цьому разі заземлювальний затискач ОПН, металеву оболонку кабелю (екран кабелю) з'єднують найкоротшим шляхом. Заземлювальний затискач ОПН треба безпосередньо приєднувати до заземлювача окремими заземлювальним провідником.

Опір заземлювача ЗА повинен бути не більшим значень, наведених у табл. 2.5.29 глави 2.5 цих Правил. Якщо ПЛ виконано на дерев'яних опорах, на ПЛ на відстані від 200 м до 300 м від кінця кабелю потрібно встановлювати комплект ЗА.

Грозозахист струмопроводів напругою 6 кВ і 10 кВ здійснюють як грозозахист ПЛ напругою 6 кВ і 10 кВ відповідно.

4.2.178. Захист ПС напругою 35 кВ і 110 кВ із силовими трансформаторами потужністю до 40 МВ · А, приєднаних до відгалужень довжиною, меншою ніж 1 км, від існуючих ПЛ, які не захищено тросом, дозволено виконувати за спрощеною схемою (рис. 4.2.16) за таких умов:

– ОПН установлюють на відстані від силового трансформатора, не більшій ніж 15 м. Відстань від ОПН до іншого устаткування не повинна перевищувати 50 м;

– тросові блискавковідводи підходу до ПС виконують на всій довжині відгалуження; за довжини відгалуження, меншій ніж 150 м, потрібно додатково захищати існуючу ПЛ тросовими або стрижньовими блискавковідводами по одному прогону в обидва боки від відгалуження;

– комплекти ЗА1 і ЗА2 (опір заземлювачів кожного комплекту повинен бути не більшим ніж 10 Ом) встановлюють на підходах ПЛ з дерев'яними опорами: ЗА2 встановлюють на першій опорі із тросом з боку ПЛ або на межі ділянки, яка захищається, стрижньовими блискавковідводами; ЗА1 – на незахищеній ділянці ПЛ на відстані від 150 м до 200 м від ЗА2.

За довжини підходу, більшого ніж 500 м, комплект ЗА1 не установлюють.

Захист ПС, на яких відстані між ОПН і силовим трансформатором перевищують відстань 15 м, виконують з дотриманням вимог, наведених у 4.2.172.

Спрощену схему захисту ПС згідно з викладеними вище вимогами можна виконувати також у разі приєднання ПС до діючої ПЛ за допомогою коротких заходів (рис. 4.2.17). У цьому разі силові трансформатори повинні бути захищені ОПН.

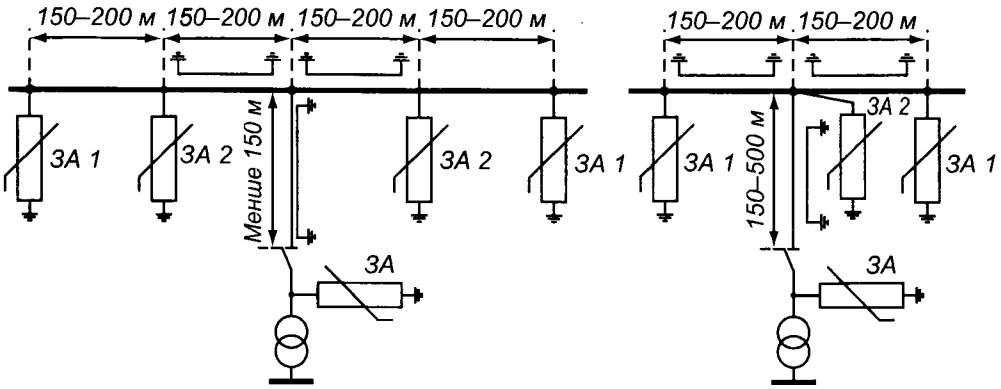


Рис. 4.2.16. Схеми спрощеного захисту від грозових перенапруг ПС, приєднаних до ПЛ відгалуженнями

Для ПС, яку приєднують до новозбудованої ПЛ, виконаної за вимогами глави 2.5 цих Правил, схему спрощеного захисту не застосовують.

У районах з питомим опором землі 500 Ом • м і більше опір заземлювача ЗА1 та ЗА2 не повинен перевищувати 30 Ом. У цьому разі заземлювач ЗА2 потрібно з'єднувати із заземлювачем ПС.

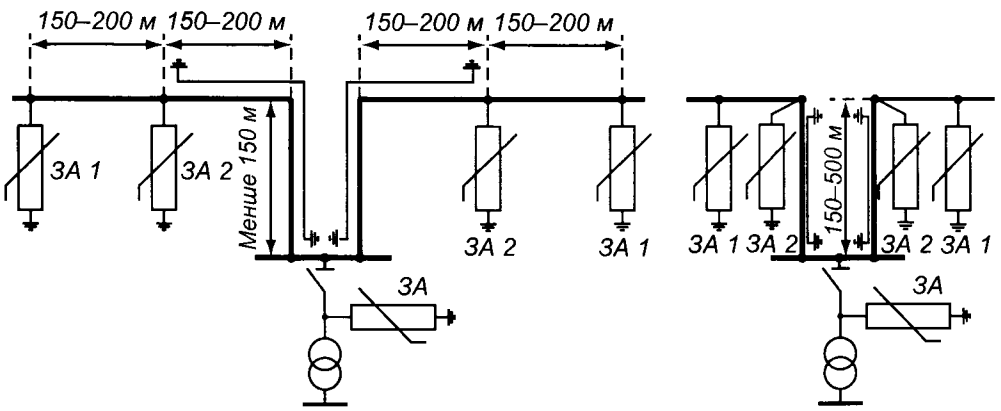


Рис. 4.2.17. Схеми захисту від грозових перенапруг ПС, приєднаних до ПЛ за допомогою заходів

4.2.179. Комутаційні апарати, які встановлюють на опорах існуючих ПЛ напругою до 110 кВ, захищених тросом не по всій довжині, потрібно захищати ЗА, які встановлюють на тих самих опорах з боку споживача. Якщо комутаційний апарат може бути тривало вимкнений, ЗА потрібно встановлювати на тій самій опорі з кожного боку комутаційного апарата, що перебуває під напругою.

У разі встановлення комутаційних апаратів на відстані до 25 м по довжині ПЛ від місця приєднання лінії до ПС або РП ЗА на опорі не установлюють. Якщо комутаційні апарати в грозовий сезон нормально вимкнено, то з боку ПЛ на опорі потрібно встановлювати ЗА.

На ПЛ напругою до 10 кВ із залізобетонними і металевими опорами дозволено не встановлювати ЗА для захисту комутаційних апаратів, які мають ізоляцію такого самого класу, як і ПЛ.

Установлювати комутаційні апарати в межах захищених тросом підходів ПЛ, зазначених у 4.2.178, дозволено на першій опорі з боку лінії, а також на наступних опорах підходу за умови однакового рівня ізоляції підходу.

Опір заземлювачів апаратів повинен задовольняти вимогам, наведеним у 2.5.127 глави 2.5 цих Правил.

4.2.180. Відгалуження від ПЛ, виконане на металевих і залізобетонних опорах, потрібно захищати тросом на всій довжині, якщо його приєднано до ПЛ, захищеної тросом на всій довжині.

4.2.181. На кінцевій опорі кожної ПЛ напругою 6 кВ і 10 кВ з дерев'яними опорами, приєднаної до СП напругою 6 кВ і 10 кВ, потрібно встановлювати по одному комплекту ЗА. У цьому разі заземлювальні провідники ЗА потрібно приєднувати до заземлювача СП.

4.2.182. У разі приєднання до шин ПС (РП) електричних двигунів напругою понад 1 кВ потрібно передбачати такі заходи щодо їх захисту від грозових перенапруг:

а) у разі приєднання електродвигуна потужністю понад 3 МВт до шин РУ, які мають приєднання ПЛ, для захисту електродвигуна застосовують кабельні вставки на ПЛ з установленням ЗА (ОПН) на шинах РУ, на ПЛ і на кабелі з боку ПЛ та з установленням захисних ємностей на шинах РУ. Опір заземлення ЗА не повинен перевищувати 10 Ом, а захисна ємність повинна становити не менше ніж 0,5 мкФ на фазу;

б) у разі приєднання електродвигуна потужністю до 3 МВт до шин РУ, які мають приєднання ПЛ, для захисту електродвигуна вживають заходи, зазначені в переліку а), за винятком установлення ОПН на ПЛ;

в) у разі приєднання електродвигуна будь-якої потужності до шин РУ, які не мають приєднання ПЛ, та за відсутності відкритого струмопроводу в колі приєднання електродвигуна до шин РУ спеціальних заходів щодо захисту електродвигуна від грозових перенапруг не передбачають.

У разі використання відкритого струмопроводу в колі приєднання електродвигуна до шин РУ струмопровід потрібно захищати від прямих ударів блискавки блискавковідводами ПС, блискавковідводами, що стоять окремо або грозозахисними тросами (підвішеними на окремих опорах) з кутом захисту, не меншим ніж 20°. Блискавковідводи повинні мати відокремлені заземлювачі, які виконують з дотриманням вимог 4.2.165.

Дозволено приєднувати відокремлений заземлювач до заземлювача ПС. Місце приєднання відокремленого заземлювача до заземлювача ПС повинне бути віддаленим від місця приєднання конструкцій струмопроводу до заземлювача ПС на відстань, не меншу ніж 15 м.

ЗАХИСТ ВІД ВНУТРІШНІХ ПЕРЕНАПРУГ

4.2.183. Для обмеження внутрішніх перенапруг, небезпечних для ізоляції електрообладнання, потрібно застосовувати ОПН, вимикачі з резисторами попереднього вмикання, електромагнітні та антирезонансні трансформатори напруги,

резисторні дільники напруги тощо. Ці заходи доцільно поєднувати із заходами обмеження тривалого підвищення напруги за 4.2.187.

4.2.184. В електричних мережах напругою від 6 кВ до 35 кВ із застосуванням компенсації ємнісних струмів однофазних замикань на землю за допомогою дугогасних заземлювальних реакторів потрібно вирівнювати ємності фаз мережі відносно землі. Несиметрія ємностей по фазах відносно землі не повинна перевищувати 0,75%.

В електричних мережах напругою від 6 кВ до 35 кВ потрібно застосовувати автоматичне регулювання компенсації ємнісного струму.

Дугогасні заземлювальні реактори не дозволено встановлювати на ПС, яка пов'язана з компенсованою електричною мережею тільки однією лінією передавання, а також приєднувати до нейтралі трансформатора, який захищено запобіжниками.

4.2.185. Потрібно запобігати самовільним зміщенням нейтралі та ферорезонансним процесам в електричних мережах і електроустановках напругою від 6 кВ до 35 кВ, в яких відсутня компенсація ємнісного струму однофазного замикання на землю або відсутні генератори і синхронні компенсатори з безпосереднім водяним охолодженням обмоток статора, а також у тих електричних мережах, де є компенсація ємнісного струму однофазного замикання на землю, але можливе відділення дугогасних реакторів у автоматичному чи оперативному режимах.

За необхідності в електроустановках застосовують будь-які з таких заходів запобігання розвитку ферорезонансних процесів:

– у коло з'єднаної в розімкнений трикутник вторинної обмотки трансформаторів напруги від 6 кВ до 35 кВ, яку використовують для контролю ізоляції, потрібно вмикати резистор опором 25 Ом (розрахований на тривале проходження струму 4 А). У схемі блоку генератор-трансформатор потрібно додатково передбачати другий такий же резистор, який автоматично шунтує постійно увімкнутий резистор у разі появи ферорезонансного процесу;

– у коло з'єднаної в розімкнений трикутник вторинної обмотки трансформаторів напруги від 6 кВ до 35 кВ, яку використовують для контролю ізоляції, потрібно вмикати пристрій для тимчасового вмикання низькоомного резистора на час усунення ферорезонансного процесу;

– в електроустановках, в яких не здійснюють вимірювання фазних напруг відносно землі (контроль ізоляції) або напруг нульової послідовності, потрібно застосовувати трансформатори напруги, первинні обмотки яких не мають з'єднання з землею. За необхідності вимірювання фазних напруг відносно землі (контроль ізоляції) або напруг нульової послідовності потрібно використовувати вимірювальні блоки, приєднані до ТН з первинними обмотками, увімкненими на лінійну напругу, та ємнісні (резистивні тощо) подільники напруги;

– заземлювати нейтраль через високоомний резистор;

– інші заходи запобігання розвитку ферорезонансних процесів.

4.2.186. Обмотки силових трансформаторів (АТ), а також ШР потрібно захищати від внутрішніх перенапруг за допомогою ОПН, які встановлюють поблизу трансформаторів (АТ) відповідно до 4.2.173.

4.2.187. Потрібно передбачати заходи з обмеження тривалого підвищення напруги в РУ напругою від 330 кВ до 750 кВ застосуванням ШР, схемних рішень, системної автоматики та автоматики захисту від підвищення напруги.

Допустимі підвищення напруги для устаткування напругою від 330 кВ до 750 кВ потрібно приймати залежно від тривалості їх дії.

4.2.188. Рівень обмеження комутаційних перенапруг визначають на підставі вимог з координації ізоляції. Основними параметрами координації ізоляції є випробувальні напруги ізоляції електроустаткування і залишкова напруга ЗА, яку визначають за струмів комутаційного імпульсу (від 0,5 кА до 2,0 кА для номінальних напруг від 6 кВ до 750 кВ). Рівень комутаційних обмежуваних перенапруг з урахуванням особливостей мережі, а також залишкову напругу потрібно визначати відповідними розрахунками.

4.2.189. Для РУ напругою від 110 кВ до 500 кВ з повітряними і елегазовими вимикачами потрібно передбачати заходи щодо запобігання ферорезонансним перенапругам, які виникають у разі послідовного вмикання електромагнітних трансформаторів напруги та ємнісних подільників напруги вимикачів.

ЗАХИСТ ВІД ДІЇ ЕЛЕКТРИЧНОГО ТА МАГНІТНОГО ПОЛІВ

4.2.190. У зонах перебування виробничого (електротехнічного) персоналу (маршрути обходу, робочі місця) на ПС та у ВРУ напругою 330 кВ і вище напруженість електричного (ЕП) та магнітного (МП) полів повинна бути в межах дозволених рівнів, установлених відповідними чинними НД.

4.2.191. Допустимі рівні напруженості ЕП і МП у зонах перебування виробничого (електротехнічного) персоналу потрібно забезпечувати конструктивно-компонувальними рішеннями з використанням стаціонарних, інвентарних та індивідуальних пристроїв екранування.

4.2.192. На ПС та у ВРУ напругою 330 кВ і вище, щоб зменшити час перебування виробничого (електротехнічного) персоналу в зоні впливу ЕП, потрібно:

– застосовувати металоконструкції ВРУ, захищені від корозії способами, які не потребують регулярного поновлення покриття (оцинковування, алюмінування тощо) або конструкції з алюмінієвих елементів;

– розташовувати сходи для підйому на траверси металевих порталів усередині їхніх стояків (сходи, розміщені зовні, повинно бути обгороджено екрануючими пристроями, які забезпечують усередині допустимі рівні напруженості ЕП і МП);

– розміщувати блоки приводів рухомих контактів підвісних роз'єднувачів і трапи обслуговування всередині траверс порталів;

– застосовувати ізолюючі підвіси з ізоляторів, які не потребують періодичних випробовувань ізоляторів на електричну міцність (скляні або полімерні ізолятори);

– розміщувати шафи керування вимикачами і роз'єднувачами, шафи вторинних кіл, а також збірки напругою до 1000 В переважно в зоні дії екранів над маршрутами обходу;

– розміщувати устаткування таким чином, щоб сигнальні лампи, манометри, маслопокажчики і повітряосушувачі маслонаповнених апаратів тощо, а також електромагнітні пристрої ємнісних трансформаторів напруги були звернуті в бік маршрутів обходу.

4.2.193. На ВРУ напругою 330 кВ і вище для зниження рівня напруженості ЕП не можна дозволяти сусідство однойменних фаз у суміжних ланках.

4.2.194. На ПС напругою 330 кВ і вище виробничі будівлі дозволено розміщувати в зоні впливу ЕП за умови забезпечення екранування підходів до входів у ці будівлі.

Екранування підходів дозволено не виконувати, якщо вхід у будівлю, розташований в зоні впливу, знаходиться на боці будівлі, протилежному струмовідним частинам.

СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНІ РОЗПОДІЛЬЧИХ УСТАНОВОК І ПІДСТАНЦІЙ

4.2.195. Вимоги 4.2.196–4.2.226 поширюються на схеми РУ ПС і РП електричних мереж.

У цьому підрозділі поняття «підстанція» і «розподільчий пункт» поіменовано одним терміном – «підстанція», якщо це не оговорено окремо.

Застосовувати схеми на центральні трансформаторні підстанції (ЦПС) вітроелектростанцій (ВЕС) та сонячних станцій (СЕС), а також на пункти приєднання генеруючих установок ВЕС і СЕС до внутрішньої електричної мережі цих електростанцій потрібно відповідно з вимогами СОУ-НН ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

4.2.196. Побудову схеми електричної ПС потрібно виконувати з урахуванням призначення, ролі та положення ПС в електричній мережі енергосистеми.

Електричну схему ПС і окремих РУ розробляють на підставі робіт з розвитку електричних мереж (енергосистеми, району або об'єкта).

4.2.197. З огляду на функції ПС в електричній мережі електрична схема повинна:

– забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності незалежних резервних джерел живлення;

– забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до його значення для конкретної ділянки мережі;

– ураховувати поетапний розвиток ПС, динаміку зміни навантаження мережі тощо. Дотримуватися принципу поетапного розвитку ПС і її головної схеми треба виходячи з найбільш простого та економічного розвитку ПС без значних робіт з реконструкції діючих об'єктів і з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;

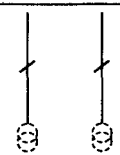
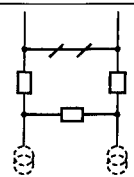
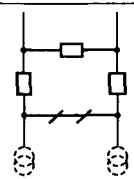
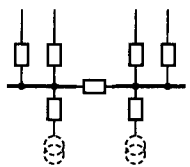
– ураховувати вимоги протиаварійної автоматики.

4.2.198. З огляду на експлуатаційні якості електрична схема РУ повинна бути обґрунтовано простою, наочною та забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі роботи засобами автоматики.

4.2.199. Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в табл. 4.2.10–4.2.13. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, які сприяють підвищенню надійності функціонування і безпечності обслуговування ПС, належить виконувати відповідно до вимог СОУ-НН ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

Дозволено застосовувати електричні схеми РУ, відмінні від наведених у табл. 4.2.10 і 4.2.12, за відповідного обґрунтування, а також під час реконструкції діючих ПС.

Таблиця 4.2.10. **Перелік схем електричних РУ напругою від 35 кВ до 750 кВ і сфера їх застосування**

Шифр	Найменування	Умовне зображення схеми	Сфера застосування			
			Напруга РУ, кВ	Сторона	Кількість ліній	Умови та особливості застосування
1	2	3	4	5	6	7
110-1 150-1 220-1 330-1	Два блоки лінія-трансформатор з роз'єднувачами		110 150 220 330	ВН	2	Тупикові ПС у разі живлення одного трансформатора від однієї лінії, яка не має відгалужень
110-3 150-3 220-3	Місток з вимикачами в колах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній		110 150 220	ВН	2	Прохідні ПС, за необхідності секціонування ліній, за потужності трансформаторів до 63 МВ • А
35-4 110-4 150-4 220-4	Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів		35 110 150 220	ВН	2	Прохідні ПС, за необхідності секціонування ліній і збереження транзиту в разі пошкодження трансформатора, за потужності трансформаторів до 63 МВ • А
35-5	Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин		35	ВН СН НН	Понад 2	Для ВН вузлових ПС мережі напругою 35 кВ та СН і НН на ПС напругою 110 кВ і 220 кВ. Дозволено на першому етапі розвитку схеми приєднання двох ліній, по одній на кожну секцію

Продовження табл. 4.2.10

1	2	3	4	5	6	7
110-6 150-6 220-6	Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин		110 150 220	ВН	3–6	Вузлові ПС напругою 110 кВ і 220 кВ за кількості нерезервованих ліній не більше однієї на кожній із секцій
110-7 150-7 220-7	Дві робочі і обхідна системи шин		110 150 220	СН	До 12	1) ПС з АТ потужністю до 2 × 200 (2 × 400) МВ • А. 2) ПС з АТ потужністю 4 × 200 (4 × 250) МВ • А. Дозволено застосовувати дві окремі РУ (по одній на кожну пару АТ)
110-8 150-8 220-8	Дві робочі, секціоновані вимикачами, і обхідна системи шин з двома обхідними й двома шиноз'єднувальними вимикачами		110 150 220	СН	Понад 12	1) За необхідності зниження струмів КЗ. 2) ПС з АТ потужністю 4 × 200 (4 × 250) МВ • А
220-9 330-9 500-9 750-9	Чотирикутник		220 330 500 750	ВН	2	За потужності трансформаторів 125 МВ • А і більше для напруги 220 кВ і будь-якої потужності для напруги 330 кВ і вище
330-10 500-10 750-10	Трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі		330 500 750	ВН СН	Для 330 і 500 кВ – до 4; 750 кВ – 3	Вузлові ПС мережі напругою від 330 кВ до 750 кВ

Продовження табл. 4.2.10

1	2	3	4	5	6	7
330-11 500-11 750-11	Полуторна		330 500 750	ВН СН	За кількістю приєднань	За кількості приєднань понад 7
Примітка. На схемах умовно показано тільки ті роз'єднувачі, які використовують як комутаційні апарати.						

Таблиця 4.2.11. **Перелік схем РУ 6 кВ і 10 кВ для ПС з ВН иапругою від 35 кВ до 330 кВ і сфера їх застосування**

Шифр	Найменування	Умовне зображення	Кількість ліній	Додаткові умови застосування
1	2	3	4	5
10-1	Одна секціонована вимикачем система шин		Без обмеження	За двох трансформаторів з нерозщепленими обмотками напругою 6 кВ і 10 кВ без струмообмежувальних реакторів або з одинарними реакторами
10-2	Дві секціоновані вимикачами системи шин		Без обмеження	За двох трансформаторів з розщепленими обмотками напругою 6 кВ і 10 кВ без струмообмежувальних реакторів або з одинарними реакторами, чи з нерозщепленими обмотками і подвоєними реакторами

Продовження табл. 4.2.11

1	2	3	4	5
10-3	Чотири секціоновані вимикачами системи шин		Без обмеження	За двох трансформаторів з розщепленими обмотками напругою 6 кВ і 10 кВ і з подвоєними струмообмежувальними реакторами
Примітка. У схемах 10-1–10-3 дозволено встановлювати струмообмежувальні реактори в лінійних приєднаннях на ПС промислових підприємств.				

Таблиця 4.2.12. **Перелік схем РУ напругою 6 кВ і 10 кВ для ПС з ВН 6 кВ і 10 кВ і сфера їх застосування**

Шифр	Найменування	Умовне зображення	Кількість ліній	Додаткові умови застосування
1	2	3	4	5
10-4	Блок лінія-трансформатор		1	1) Тупикові ПС та відгалужувальні ПС. 2) Дозволено замість роз'єднувача застосовувати вимикач навантаження
10-5	Два блоки лінія-трансформатор		2	1) Тупикові ПС. 2) Дозволено замість роз'єднувачів застосовувати вимикачі навантаження

Продовження табл. 4.2.12

1	2	3	4	5
10-6	Одна несекціонована система шин		2	1) Прохідні ПС з одностороннім живленням. 2) Дозволено у колі трансформатора замість роз'єднувача застосовувати вимикач навантаження
10-7	Одна секціонована роз'єднувачами система шин		4	1) Прохідні ПС з двостороннім живленням. 2) Дозволено замість секційних роз'єднувачів і роз'єднувачів у колах трансформаторів застосовувати вимикачі навантаження
10-8	Одна секціонована вимикачем система шин		До 10	1) ПС напругою 6/0,4 кВ і 10/0,4 кВ з функціями РП. 2) Дозволено замість вимикачів у колах трансформаторів застосовувати запобіжники
Примітка. На схемах 10-4–10-8 умовно показано тільки ті роз' єднувачі, які використовують як комутаційні апарати.				

Таблиця 4.2.13. **Схеми РУ напругою 6 кВ, 10 кВ, 15,75 і 35 кВ для живлення трансформаторів власних потреб ПС і сфера їх застосування**

Шифр	Умовне зображення	Додаткові умови застосування
НН-1		1) Живлення власних потреб ПС з ВН від 220 кВ до 750 кВ за відсутності сторонніх споживачів на НН ПС. 2) Дозволено застосовувати варіант схеми з одним приєднанням власних потреб

4.2.200. У схемі 1 (два блоки лінія-трансформатор без комутаційного устаткування або з роз'єднувачем) для захисту лінії, устаткування РУ і трансформатора потрібно передбачати надійне передавання сигналу для вимикання вимикача в голові лінії. Для захисту лінії, устаткування напругою від 110 кВ до 220 кВ і силових трансформаторів потужністю, меншою ніж 63 МВ • А, дозволено використовувати релейний захист лінії з боку живильного кінця лінії.

4.2.201. У схемі 2 – схема «місток» (два блоки лінія-трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній) в умовах інтенсивного забруднення ізоляції за обмеженої площі забудови тощо дозволено перемичку не застосовувати.

4.2.202. Як перший етап розвитку схем містка дозволено застосовувати:

– схему «блок лінія-трансформатор» з одним вимикачем за однієї лінії і одного трансформатора;

– схему «місток» з установленням одного або двох вимикачів (залежно від схеми мережі) за двох ліній і одного трансформатора.

4.2.203. Схему «чотирикутник» на напрузі 220 кВ застосовують замість схеми «місток» у разі, якщо застосовувати ремонтні перемички неприпустимо через підвищення напруги на вимкненому кінці або за умови релейного захисту.

4.2.204. Як перший етап розвитку схеми «чотирикутник» дозволено застосовувати:

– схему «блок лінія-трансформатор» з двома взаєморезервованими вимикачами за однієї лінії і одного трансформатора;

– схему «у трикутник» за двох ліній і одного трансформатора.

4.2.205. У РУ напругою від 110 кВ до 220 кВ за схемами 6, 7 і 8 з використанням КРУЕ обхідну систему шин дозволено не виконувати.

4.2.206. На етапі розвитку РУ від схеми «чотирикутник» до схеми «трансформатори-шини з приєднанням лінії через два вимикачі» виникає питання щодо збереження або демонтажу роз'єднувачів у колі ліній, яке вирішують в конкретному проекті ПС.

4.2.207. На етапі розвитку РУ від схеми «трансформатори-шини з приєднанням лінії через два вимикачі» до полуторної схеми дозволено застосовувати схему «трансформатори-шини з полуторним приєднанням ліній».

4.2.208. У схемі «трансформатори-шини з полуторним приєднанням ліній» і полуторній схемі за кількості лінійних приєднань понад 6 і в схемах «трансформатори-шини з приєднанням ліній через два і півтора вимикачі» за чотирьох АТ потрібно розглядати необхідність секціонування збірних шин з урахуванням умов збереження стійкості енергосистеми. Парні лінії і трансформатори потрібно приєднувати до різних систем шин і до різних ланок.

4.2.209. Кількість вимикачів, які спрацьовують одночасно в межах РУ однієї напруги, має бути не більшою ніж:

– два – у разі пошкодження лінії;

– чотири – у разі пошкодження трансформатора напругою до 500 кВ;

– три – у разі пошкодження трансформатора напругою 750 кВ.

4.2.210. У схемах з приєднанням ПЛ через два вимикачі в колі ПЛ дозволено установлювати трансформатори струму для комерційного обліку електроенергії.

4.2.211. Трансформатор напруги, установлений на лінійному приєднанні напругою 330 кВ і вище, потрібно приєднувати безпосередньо до ошиновки (без комутаційного апарата).

4.2.212. На НН ПС напругою від 35 кВ до 750 кВ потрібно передбачати роздільну роботу силових трансформаторів.

4.2.213. Установлення запобіжників на ВН силових трансформаторів 35 кВ і вище заборонено.

4.2.214. На ПС нового будівництва установлювати відокремлювачі і короткозамикачі заборонено. Під час реконструкції діючих ПС відокремлювачі і короткозамикачі потрібно заміняти на вимикачі.

4.2.215. На ПС потрібно встановлювати трифазні трансформатори.

За відсутності трифазного трансформатора необхідної потужності, а також у разі транспортних обмежень дозволено застосовувати групу однофазних трансформаторів або два трифазних трансформатори однакової потужності.

4.2.216. На ПС напругою від 35 кВ до 750 кВ потрібно встановлювати два основні трансформатори. У початковий період експлуатації дозволено установлювати один трансформатор за умови забезпечення вимог до надійності електропостачання споживачів.

Більше двох основних трансформаторів установлюють:

– у разі потреби у двох СН на ПС;

– за відсутності трифазного трансформатора необхідної потужності;

– у разі транспортних обмежень.

У разі встановлення більше двох основних трансформаторів трансформатори приєднують на ВН по два в одне приєднання через один вимикач із застосуванням роз'єднувача в колі кожного трансформатора, а на СН і НН – на різні секції СН і НН. У цьому разі керування роз'єднувачами на ВН потрібно включати в схему автоматики.

У разі встановлення по одному трансформатору з різними напругами на СН їх приєднують на ВН як різні приєднання.

4.2.217. У разі встановлення на ПС однієї групи однофазних трансформаторів потрібно передбачати резервну фазу.

За двох груп однофазних трансформаторів доцільність установлення резервної фази визначають відповідним обґрунтуванням.

Резервну фазу однофазного трансформатора потрібно встановлювати замість пошкодженої перекочуванням.

4.2.218. Вибір параметрів трансформаторів потрібно виконувати відповідно до режимів їхньої роботи. У цьому разі треба враховувати режими тривалого і короткочасного електронавантаження, поштовхи електронавантаження, а також можливі в експлуатації тривалі перевантаження. Ця вимога стосується всіх обмоток багатообмоткових трансформаторів.

Для заданих умов необхідно вибирати трансформатори граничної потужності. Дроблення потужності та установлення декількох трансформаторів замість одного допустиме тільки за умовами 4.2.215.

У разі потреби збільшення потужності трансформаторів на ПС таке збільшення здійснюють заміною трансформаторів на більш потужніші. Установлення додаткових трансформаторів потрібно обґрунтовувати.

4.2.219. АТ не можна застосовувати в електричних мережах з ізольованою нейтраллю та в мережах, заземлених через дугогасні заземлювальні реактори, тому що в них можуть виникати небезпечні підвищення потенціалу нейтралі АТ. Застосовувати АТ у мережах, що мають постійний фазовий зсув, недопустимо.

4.2.220. На ПС напругою 35 кВ і вище потрібно встановлювати трансформатори з пристроєм регулювання напруги під навантаженням (РПН). Дозволено застосовувати трансформатори без РПН, якщо регулювання напруги на ПС виконують іншими засобами.

4.2.221. У разі живлення споживачів електроенергії (крім власних потреб ПС) від обмотки НН основних АТ для незалежного регулювання напруги треба передбачати встановлення лінійних регулювальних трансформаторів на НН, за винятком випадків, коли регулювання напруги забезпечують іншими засобами.

У разі живлення споживачів електроенергії від обмоток СН і НН АТ із РПН для забезпечення незалежного регулювання напруги дозволено, за потреби, передбачати встановлення лінійного регулювального трансформатора на одній із сторін автотрансформатора.

4.2.222. У разі встановлення на ПС однієї групи однофазних ШР потрібно передбачати резервну фазу реактора на кожній напрузі.

Резервну фазу однофазного реактора потрібно встановлювати замість пошкодженої перекочуванням.

4.2.223. Для обмеження струмів КЗ в РУ напругою 6 кВ,10 кВ і 15,75 кВ передбачають:

– установлення силових трансформаторів з підвищеним опором між обмотками;

– установлення трансформаторів з розщепленими обмотками напругою 6 кВ і 10 кВ;

– застосування струмообмежувальних реакторів у колах приєднань 6 кВ, 10 кВ і 15,75 кВ.

4.2.224. За необхідності компенсації ємнісних струмів у мережах напругою від 6 кВ до 35 кВ на ПС потрібно встановлювати дугогасні заземлювальні реактори з плавним або ступінчастим регулюванням індуктивності.

Дугогасні реактори напругою 35 кВ приєднують до нульових уводів відповідних обмоток трансформаторів через розгалуження з роз'єднувачів до кожного із трансформаторів. Дугогасні реактори на напругу 6 кВ і 10 кВ приєднують через роз'єднувач до нейтрального виводу окремого трансформатора, приєднаного до збірних шин через вимикач.

4.2.225. На всіх ПС напругою 110 кВ і вище, а також на двотрансформаторних ПС напругою 35 кВ потрібно встановлювати не менше двох трансформаторів власних потреб, які приєднують до різних секцій шин РУ або до уводів різних основних трансформаторів.

На двотрансформаторних ПС напругою 35 кВ і вище в початковий період їх роботи з одним силовим трансформатором, а також на однотрансформаторних ПС напругою 110 кВ і вище потрібно встановлювати два трансформатори власних потреб із живленням одного з них від незалежного джерела живлення. На ПС напругою 330 кВ і вище потрібно передбачати резервування живлення власних потреб від третього незалежного джерела живлення.

У разі приєднання одного з трансформаторів власних потреб до зовнішнього незалежного джерела живлення потрібно виконувати перевірку на відсутність зсуву фаз.

Живлення сторонніх споживачів від мережі власних потреб ПС заборонене.

4.2.226. На ПС із постійним оперативним струмом трансформатори власних потреб потрібно приєднувати до шин РУ НН, а за відсутності таких РУ – безпосередньо до виводів НН основних трансформаторів (див. табл. 4.2.13).

На ПС зі змінним і випрямленим оперативним струмом трансформатори власних потреб потрібно приєднувати на ділянці між виводами НН основного трансформатора і його вимикачем.

У разі живлення оперативних кіл змінного струму або випрямленого струму від трансформаторів напруги, приєднаних до живильної ПЛ, трансформатори власних потреб приєднують до шин НН ПС. У разі живлення оперативних кіл змінного струму від трансформаторів власних потреб останні потрібно приєднувати до ПЛ, які живлять ПС.

Додаток А
до глави 4.2 «Розподільчі установки
і підстанції напругою понад 1 кВ»

ГРУПИ ЕЛЕКТРИЧНИХ ПІДСТАНЦІЙ ВІДПОВІДНО ДО ПРОТИПОЖЕЖНИХ ЗАХОДІВ

Група	Характеристика ПС	Потужність силового трансформатора
I	Відкриті ПС напругою 500 кВ і 750 кВ	Незалежно від потужності
	Відкриті ПС напругою 220 кВ і 330 кВ	200 МВ • А і більше
	ЗПС напругою 110 кВ і вище	63 МВ • А і більше
II	Відкриті ПС напругою 220 кВ і 330 кВ	Від 40 МВ • А до 125 МВ • А
	ЗПС напругою 220 кВ	40 МВ • А
	Відкриті ПС напругою 110 кВ і 150 кВ	63 МВ • А і більше
III	ПС напругою 220 кВ	Менше ніж 40 МВ • А
	ПС напругою 110 кВ і 150 кВ	Менше ніж 63 МВ • А
	ПС напругою 35 кВ	Менше ніж 80 МВ • А

ГЛАВА 4.3
ПЕРЕТВОРЮВАЛЬНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА УСТАНОВКИ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ, ВИЗНАЧЕННЯ

4.3.1. Ця глава Правил поширюється на стаціонарні перетворювальні підстанції і установки з напівпровідниковими перетворювальними агрегатами потужністю 100 кВт і більше в одиниці, призначені для живлення промислових споживачів.

Правила не поширюються на тягові підстанції електрифікованих залізниць і на спеціальні перетворювальні установки, наприклад для газоочищення, лабораторій тощо.

4.3.2. Перетворювальні підстанції та установки мають задовольняти вимогам інших розділів тією мірою, якою вони не змінені цією главою.

4.3.3. **Перетворювальним агрегатом** називається комплект устаткування, що складається з одного або декількох напівпровідникових перетворювачів, трансформатора, а також приладів і апаратури, необхідних для пуску і роботи агрегату.

Напівпровідниковим перетворювачем називається комплект напівпровідникових вентилів (некерованих або керованих), змонтованих на рамах або в шафах, із системою повітряного або водяного охолодження, а також приладів і апаратури, необхідних для пуску і роботи перетворювача.

4.3.4. Клас напруги окремих елементів перетворювального агрегату, відповідно до якого встановлюються допустимі найменші відстані між частинами, що перебувають під напругою, від цих частин до землі, огорож, а також ширину проходів, необхідність улаштування блокувань дверей визначають:

1) для трансформаторів, автотрансформаторів, реакторів – за найбільшим значенням наявної напруги між кожними двома виводами, а також між кожним виводом і заземленими деталями цих апаратів;

2) для напівпровідникового перетворювача – за найбільшим значенням наявної напруги між кожними двома виводами з боку змінного струму.

Клас напруги комплектного пристрою, що складається з перетворювача, трансформатора, реакторів тощо і змонтованого в загальному корпусі, визначається найбільшими значеннями напруги, зазначеної в пунктах 1 і 2.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

4.3.5. На перетворювальних підстанціях і установках, призначених для живлення промислових споживачів, слід застосовувати напівпровідникові перетворювачі.

4.3.6. На перетворювальних підстанціях і установках слід передбачати заходи щодо обмеження:

– впливу підстанції (установки) на якість електричної енергії в живильній мережі до значень згідно з ГОСТ 13109-67**;

* ГОСТ 13109-67* замінено.

– радіоперешкод, що створюються підстанцією (установкою), до значень згідно із загальносоюзними нормами індустріальних допустимих радіоперешкод.

4.3.7. На перетворювальних підстанціях і установках слід передбачати пристрої для компенсації реактивної потужності в обсязі, що визначається техніко-економічним розрахунком.

4.3.8. Ступінь резервування живлення власних потреб перетворювальних підстанцій та установок має відповідати ступеню резервування живлення перетворювальних агрегатів.

4.3.9. Перетворювальні підстанції та установки мають бути обладнаними телефонним зв'язком, а також пожежною сигналізацією та іншими видами сигналізації, які потрібні за умовами їх роботи.

4.3.10. Перетворювальні підстанції та установки мають бути обладнаними пристроями для продування електроустаткування сухим, очищеним від пилу і вільним від масла стислим повітрям тиском, не більшим 0,2 МПа, від пересувного компресора або від мережі стиснутого повітря, а також промисловими пересувними пилососами.

4.3.11. Для монтажу, розбирання і складання перетворювачів та іншого устаткування слід, як правило, передбачають інвентарні (застосовувані стаціонарно або пересувні) підйомно-транспортні пристрої.

4.3.12. На перетворювальних підстанціях і установках мають бути передбаченими пункти живлення для переносних електроінструментів, машин для прибирання приміщень і переносних світильників. Для живлення переносних світильників слід застосовувати напругу не вище 42 В.

ЗАХИСТ ПЕРЕТВОРЮВАЛЬНИХ АГРЕГАТІВ

4.3.13. Трансформатор перетворювального агрегату залежно від типової потужності та первинної напруги має бути обладнаним такими пристроями захисту:

1. Максимальним струмовим захистом миттєвої дії від багатофазних замикань в обмотках і на виводах трансформатора і, якщо це можливо, від КЗ у перетворювачі, що діє на вимкнення.

Захист має бути відрегульованим за струмом спрацьовування від поштовхів струму намагнічення під час увімкнення ненавантаженого трансформатора і від можливих поштовхів струму навантаження; захист, як правило, має бути селективним щодо до автоматичних вимикачів із боку випрямленої напруги і запобіжників напівпровідникових перетворювачів.

Має бути забезпеченим спрацьовування захисту за всіх передбачених значень вторинної напруги трансформатора для можливих значень коефіцієнта трансформації.

В установках з первинною напругою вище 1 кВ, максимальний струмовий захист, як правило, має виконуватися двофазним у трирелейному виконанні.

В установках з первинною напругою до 1 кВ захист трансформатора слід виконувати автоматичним вимикачем, що має максимальні струмові розчіплювачі у двох фазах за ізольованої нейтралі і в трьох фазах – за глухозаземленої нейтралі мережі первинної напруги.

2. Газовим захистом від внутрішніх пошкоджень і зниження рівня масла в трансформаторі.

Газовий захист має встановлюватися на трансформаторах потужністю 1 МВ • А і більше, а для внутрішньоцехових перетворювальних підстанцій і установок – на трансформаторах потужністю 0,4 МВ • А і більше. Газовий захист має діяти на сигнал у разі слабких газоутворень і знижень рівня масла і на вимкнення у разі інтенсивного газоутворення.

Залежно від наявності персоналу або термінів його прибуття після появи сигналу, а також від конструкції газового реле може передбачатися дія захисту на вимкнення за подальшого зниження рівня масла. Для захисту від зниження рівня масла може бути застосованим окреме реле рівня в розширювачі трансформатора.

3. Захистом від підвищення тиску (реле тиску) герметичних трансформаторів з дією його на сигнал для трансформаторів потужністю до 0,63 МВ • А і з дією на вимкнення для трансформаторів потужністю понад 0,63 МВ • А.

4. Захистом від перенапружень з боку вторинної напруги трансформатора за випрямленої напруги 600 В і вище.

5. Пробивним запобіжником, установленим в нейтралі або фазі на базі нижчої напруги трансформатора, за вторинної напруги до 1 кВ.

Пристрої захисту з дією на вимкнення мають діяти на вимикач, установлений з боку первинної напруги трансформатора, і за необхідності – на автоматичний вимикач на базі випрямленого струму перетворювального агрегату.

4.3.14. Напівпровідниковий перетворювач залежно від потужності, значення випрямленої напруги, типу, призначення і режиму роботи додатково до захисту за 4.3.13 має бути обладнаним:

1. Швидкодійними запобіжниками в кожній паралельній гілці для захисту окремих або декількох послідовно з'єднаних вентилів. У разі перегорання двох і більше запобіжників має проводитися автоматичне вимкнення перетворювального агрегату. Слід передбачати сигналізацію, що реагує на перегорання запобіжників.

2. Швидкодійним неполяризованим автоматичним вимикачем в одному полюсі з боку випрямленої напруги для захисту від міжполюсних замикань за перетворювачем і для захисту від перекидання інвертора в реверсивних перетворювальних агрегатах під час роботи за схемою блок – перетворювач – споживач.

Кількість автоматичних вимикачів, необхідних для захисту перетворювача, визначається, крім того, схемою силових кіл перетворювача і споживача.

3. Захистом зняття імпульсів керування або зрушення імпульсів керування в бік збільшення кута регулювання перетворювачів тиристорів для запобігання надструмам.

4. Швидкодійним неполяризованим автоматичним вимикачем в одному полюсі під час роботи одного або паралельної роботи декількох напівпровідникових перетворювачів на загальні збірні шини.

5. Захистом від внутрішніх і зовнішніх перенапруг.

4.3.15. Перетворювальний агрегат має бути обладнаним пристроями захисту, контролю і сигналізації, що діють за таких ненормальних режимів роботи:

1. Перевищення допустимої температури масла або негорючої рідини трансформатора.

2. Перевищення допустимої температури води, що охолоджує напівпровідниковий перетворювач.

3. Перегорання запобіжника в силовому колі напівпровідникового вентиля.

4. Припинення дії повітряного або водяного охолодження.

5. Тривале перевантаження перетворювального агрегату.

6. Відсутність керівних імпульсів.

7. Пошкодження (зниження рівня) ізоляції установки.

8. Порушення роботи в інших пристроях власних потреб перетворювального агрегату, що перешкоджають його нормальній роботі.

4.3.16. На перетворювальних підстанціях (установках) з чергуванням персоналу або за контролю їх роботи диспетчером пристрої захисту, контролю і сигналізації, зазначені в 4.3.15, пп. 1–5, 7 і 8, мають діяти на сигнал, а зазначені в 4.3.15, п. 6, – на вимкнення перетворювального агрегату.

На перетворювальних підстанціях (установках) без чергування персоналу і без передавання сигналів на диспетчерський пункт пристрої захисту, контролю і сигналізації, перераховані в 4.3.15, мають діяти на вимкнення перетворювального агрегату.

В окремих випадках виходячи з місцевих умов допускається дія пристроїв, зазначених у 4.3.15, пункт 1, на сигнал.

РОЗМІЩЕННЯ УСТАТКУВАННЯ, ЗАХИСНІ ЗАХОДИ

4.3.17. Трансформатор, регулювальний автотрансформатор, зрівняльні реактори, анодні дільники і фільтрові реактори, що належать до одного перетворювального агрегату, можна установлювати в загальній камері.

Установлювати маслонаповнене устаткування слід відповідно до вимог гл. 5.1. На комплектні перетворювальні підстанції та установки поширюються також вимоги, зазначені в 4.2.111, 4.2.112*.

4.3.18. Напівпровідникові перетворювачі допускається встановлювати спільно з іншим устаткуванням електротехнічних або виробничих приміщень, якщо цьому не перешкоджають умови навколишнього середовища (сильні магнітні поля, температура, вологість, запиленість тощо).

4.3.19. У виробничих приміщеннях напівпровідникові перетворювачі слід установлювати в шафах.

4.3.20. Двері шаф перетворювачів за випрямленої напруги, вищої 1 кВ, незалежно від місця встановлення шаф (електротехнічне чи виробниче приміщення) повинні мати забезпечене блокування, що вимикає перетворювач з боку змінного і з боку випрямленого струму і не дає змоги увімкнути його за відкритих дверей. Двері шаф перетворювачів, установлюваних ззовні електроприміщень, мають бути забезпеченими внутрішніми замками, що відмикаються спеціальними ключами.

4.3.21. Відкриті напівпровідникові перетворювачі, тобто такі, які мають доступні для дотику частини, що знаходяться під напругою, слід установлювати тільки в електроприміщеннях. При цьому перетворювачі вище 1 кВ повинні мати суцільну або сітчасту огорожу заввишки не менше 1,9 м. Чарунки сітки огорожі мають бути розміром, не більшими 25 × 25 мм. Двері огорож повинні мати блокування, що вимикає перетворювач без витримки часу як з боку змінного, так і з боку випрямленого струму під час відкриття дверей.

* Нумерацію пунктів глави 4.2 змінено.

4.3.22. Відкриті перетворювачі до 1 кВ можуть установлюватися:

1. На ділянках підлоги, ізольованих від землі. При цьому підлога має бути вкритою шаром ізоляції під самим перетворювачем і в зоні до 1,5 м від проекції перетворювача. Шар ізоляції має бути механічно достатньо міцним і розрахованим на 10-кратну робочу напругу випрямленого струму. Стіни та заземлені предмети, розташовані на відстані по горизонталі, меншій 1,5 м від проекції перетворювача, мають бути покритими таким самим шаром ізоляції на висоту 1,9 м або захищеними ізольованими від землі огорожами.

Перетворювач має бути захищеним поручнями або шнуром з ізольованих матеріалів на ізольованих стояках. Ширина проходу в просвіті від перетворювача до ізольованих від землі огорож, стін та інших предметів має бути не меншою 1 м.

2. На неізольованій підлозі. При цьому перетворювачі повинні мати суцільні або сітчасті індивідуальні огорожі заввишки не менше 1,9 м. Двері огорожі повинні мати блокування, аналогічне зазначеному в 4.3.20 блокуванню дверей шаф, або закриватися на замок. У останньому випадку над дверима огорожі або на стіні має бути виконано сигналізацію про вимкнення перетворювача як з боку змінної, так і з боку випрямленої напруги.

Вимірювальні прилади, установлені на корпусі перетворювача, мають бути розташованими й змонтованими так, щоб персонал міг стежити за показами приладів, не заходячи за огорожу перетворювача.

4.3.23. Декілька відкритих перетворювачів, що належать до одного перетворювального агрегату, допускається захищати однією загальною огорожею.

4.3.24. У разі встановлення відкритих перетворювачів до 1 кВ на неізольованій підлозі в електроприміщеннях відстані по горизонталі мають бути не меншими:

1) за частини перетворювача, що знаходяться під напругою, до заземлених огорож, стін тощо з боку, де не потрібне обслуговування перетворювачів, 50 мм;

2) за частини одного перетворювача, що знаходяться під напругою, до заземлених частин іншого перетворювача, заземлених огорож, стін тощо з боку обслуговування 1,5 м;

3) між заземленими частинами різних перетворювачів, а також від заземлених частин перетворювача до заземлених огорож, стін тощо з боку обслуговування 0,8 м;

4) між частинами, що знаходяться під напругою, різних перетворювачів з боку обслуговування 2,0 м.

Відстані, зазначені в пунктах 2–4, установлено за умови забезпечення заходження обслуговуючого персоналу всередину огорож без зняття напруги з перетворювачів.

У разі встановлення відкритих перетворювачів вище 1 кВ в електроприміщеннях відстані по горизонталі мають бути не меншими:

– за частини перетворювача, що знаходяться під напругою, до огорож, стін тощо з боку, де не потрібне обслуговування перетворювачів: за напруги 3 кВ – 165 мм, 6 кВ – 190 мм, 10 кВ – 220 мм;

– між заземленими частинами різних перетворювачів, а також від заземлених частин перетворювача до огорож, стін тощо з боку обслуговування – 0,8 м; цю відстань установлено за умови забезпечення обслуговування перетворювача за відсутності напруги.

4.3.25. В установках, у яких перетворювальний агрегат складається з двох або більше перетворювачів і, крім того, потрібна робота частини перетворювачів за відсутності напруги на останніх, електричні з'єднання окремих елементів мають бути виконаними так, щоб була можливість вимкнення кожного перетворювача з боку змінної та з боку випрямленої напруги.

4.3.26. У разі встановлення шаф з електроустаткуванням перетворювальних агрегатів у один ряд ширина проходу з боку дверей або знімних стінок має бути не меншою 1 м; за відчинених на 90° дверей шафи допускається звужувати прохід до 0,6 м.

У разі дворядного розташування шаф ширина проходу обслуговування між шафами має бути не меншою 1,2 м; за відчинених на 90° дверей двох шаф, розташованих одна проти одної, між дверима має залишатися прохід завширшки не менше 0,6 м.

Під час установлення електроустаткування в шафах на висувних візках ширина проходів має бути не меншою:

– за однорядного розміщення шаф – довжини візка плюс 0,6 м;

– за дворядного розміщення – довжини візка плюс 0,8 м.

У всіх випадках ширина проходів має бути не меншою від розміру візка по діагоналі.

4.3.27. Аноди перетворювачів та їх охолоджувачі мають бути забарвленими в яскравий колір, відмінний від кольору решти частин перетворювача.

4.3.28. На корпусі перетворювача мають бути нанесені застережливі знаки із зазначенням напруги перетворювача за неробочого ходу.

4.3.29. В установках з напівпровідниковими перетворювачами ізоляція кіл, пов'язаних з вентильними обмотками перетворювальних трансформаторів, кіл керування і «сіткового» захисту, а також кіл, які можуть потрапити під потенціал вентильних обмоток у разі пробою ізоляції, має витримувати протягом 1 хв таку випробувальну напругу змінного струму частотою 50 Гц:

Номінальна напруга кіл, В	До 60	220	500	Вище 500
Випробувальна напруга, кВ	1	1,5	2	$2{,}5\,U_{d0}+1$, але не менша ніж 3

U_{d0} – випрямлена напруга неробочого ходу.

За номінальну напругу ізоляції беруть найбільшу з номінальної напруги (діюче значення), що впливає на ізоляцію в колі, яке перевіряють.

4.3.30. Первинні кола випрямленого струму повинні мати ізоляцію, відповідну до їх робочої напруги.

ОХОЛОДЖЕННЯ ПЕРЕТВОРЮВАЧІВ

4.3.31. Для забезпечення температурного режиму перетворювачів, що його вимагає завод-виробник, мають бути передбачатися пристрої для їх охолодження. Способи охолодження, температура охолоджувальної води або повітря та їх витрати задаються заводом-виробником.

4.3.32. У разі повітряного охолодження перетворювачів вміст пилу в повітрі не має перевищувати 0,7 мг/м^3. За більшої концентрації пилу має бути передбачене очищення повітря.

4.3.33. У разі повітряного охолодження перетворювачів повітровід кожного перетворювача повинен мати заслінку (шибер), що забезпечує припинення подавання повітря до перетворювача незалежно від подавання повітря до інших перетворювачів.

4.3.34. Якщо перетворювачі охолоджують водою, то, як правило, слід застосовувати замкнуту циркуляційну систему. Вода за своїми хімічними і фізичними властивостями (хімічний склад, електропровідність, твердість, вміст механічних домішок) має відповідати вимогам заводу-виробника.

4.3.35. Якщо перетворювачі охолоджують водою по проточній і по циркуляційній системах, трубопроводи, що підводять і відводять охолоджувальну воду, мають бути ізольованими від охолоджувальної системи, що має потенціал перетворювача.

Ізоляція має бути виконаною у вигляді ізоляційних труб або шлангів між перетворювачем і теплообмінником (за циркуляційної системи) або між перетворювачем і водопроводом (за проточної системи). Довжина ізоляційних труб і шлангів має бути не меншою, ніж та, що задається заводом-виробником перетворювачів. За проточної системи охолодження ізоляцію між перетворювачем і стічною трубою допускається здійснювати за допомогою струменя води, яка вільно падає в приймальну лійку.

4.3.36. У разі застосування як охолоджувальної рідини антикорозійних розчинів, що мають високу провідність, устаткування охолоджувальної установки (теплообмінник, насос, підігрівачі), що має в цьому випадку потенціал корпусу перетворювача, має бути встановленим на ізоляторах, а трубопроводи між охолоджувальною установкою і перетворювачем у разі доступності їх для дотику за працюючого перетворювача мають виконуватися з ізоляційних труб або шлангів. Охолоджувальну воду слід подавати в теплообмінник через ізоляційну вставку (шланг або трубу). Якщо охолоджувальну установку розташовано поза огорожею перетворювача, вона повинна мати сітчасту або суцільну огорожу, що відповідає вимогам 4.3.22, пункт 2, при цьому блокування дверей огорожі має забезпечувати вимкнення насоса і підігрівача теплообмінника в разі відкривання дверей.

4.3.37. Вентилі для регулювання кількості охолоджувальної води слід установлювати в безпечному і зручному для обслуговування місці. Залежно від місця розташування вони мають бути ізольованими від землі або заземленими.

4.3.38. Ступінь резервування забезпечення перетворювальної підстанції (установки) водою має відповідати ступеню резервування живлення її електроенергією.

4.3.39. Для контролю за роботою охолоджувальних пристроїв має бути встановлено достатню кількість контрольно-вимірювальних приладів і апаратури (термометри, манометри, реле тиску і протікання, витратоміри тощо).

ОПАЛЮВАННЯ, ВЕНТИЛЯЦІЯ І ВОДОПОСТАЧАННЯ

4.3.40. У приміщеннях перетворювальних підстанцій та установок має бути передбаченим опалювання.

4.3.41. У холодний час за непрацюючого устаткування опалювання має забезпечувати температуру, не нижчу ніж: у приміщенні перетворювальних агрегатів

+16 °С, у приміщеннях теплообмінників +10 °С. У решті приміщень має бути забезпечено температуру, зазначену в санітарних нормах.

4.3.42. У літній період температура повітря в робочій зоні приміщень перетворювальних підстанцій і установок не має перевищувати температуру зовнішнього повітря більш ніж на 5 °С, при цьому найбільша температура має бути не вищою ніж плюс 40 °С.

4.3.43. У приміщеннях підстанції (установки) має бути вжито заходів для видалення надмірної теплоти, що виділяється перетворювальними агрегатами, апаратурою, резисторами та іншим устаткуванням під час роботи установки.

4.3.44. У пристрої загальнообмінної вентиляції, що використовується для видалення надмірної теплоти з приміщень, слід передбачати очищення повітря від пилу.

4.3.45. Рекомендовано передбачати роздільні системи вентиляції для першого поверху, підвалу та інших ізольованих приміщень. Допускається влаштовувати загальну систему вентиляції за наявності керованих заслінок (шиберів), що дають змогу припиняти подавання повітря в окремі приміщення на випадок пожежі.

4.3.46. Перетворювальні підстанції та установки мають бути забезпеченими водою виходячи з потреби для охолодження перетворювальних агрегатів і для санітарно-технічних пристроїв.

4.3.47. Водопровід має бути обладнаним сітчастими фільтрами, що унеможливлюють попадання великих вкраплень у систему охолодження перетворювачів.

БУДІВЕЛЬНА ЧАСТИНА

4.3.48. Будівлі перетворювальних підстанцій і приміщення перетворювальних установок слід зараховувати до виробництв категорії Г за відповідним СНиП.

4.3.49. Стіни приміщень перетворювачів мають бути оштукатуреними і пофарбованими до стелі світлою олійною фарбою, а стелі – побіленими. Фарбування й оброблення решти приміщень проводять відповідно до їх призначення.

4.3.50. Підлоги приміщень перетворювачів повинні мати покриття, що не допускає утворення пилу (наприклад, цемент з мармуровою крихтою, метласька плитка).

4.3.51. У перекриттях і стінах приміщень слід передбачати монтажні люки або отвори для транспортування важкого і громіздкого устаткування. Люки мають бути розташовані в зоні дії вантажопідйомного пристрою. Перекриття люка повинне мати той самий ступінь вогнестійкості, що й перекриття приміщення, в якому люк розташований.

4.3.52. Підвал приміщень повинен мати гідроізоляцію і дренажний пристрій.

4.3.53. Кабельні тунелі, що входять у будівлі перетворювальних підстанцій або приміщення перетворювальних установок, у місці їх прилягання до будівель (приміщень) мають бути відокремленими від них перегородками, що мають межу вогнестійкості 0,75 год, і дверима, що мають межу вогнестійкості, не меншу 0,6 год. Двері мають відкриватися в бік приміщення підстанції (установки) і мати самозамикальний замок, що відмикається без ключа з боку тунелю.

ГЛАВА 4.4
АКУМУЛЯТОРНІ УСТАНОВКИ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

4.4.1. Ця глава Правил поширюється на стаціонарні установки кислотних акумуляторних батарей. Правила не поширюються на установки акумуляторних батарей спеціального призначення.

4.4.2. Приміщення акумуляторних батарей, в яких проводиться заряд акумуляторів за напруги понад 2,3 В на елемент, належать до вибухонебезпечних класу В-Іа (див. також 4.4.29 і 4.4.30).

Приміщення акумуляторних батарей, що працюють у режимі постійного підзаряду і заряду з напругою до 2,3 В на елемент, є вибухонебезпечними тільки в періоди формування батарей і заряду після їх ремонту з напругою понад 2,3 В на елемент. В умовах нормальної експлуатації з напругою до 2,3 В на елемент ці приміщення не є вибухонебезпечними.

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА

4.4.3. Вибір електронагрівальних пристроїв, світильників, електродвигунів вентиляції та електропроводок для основних і допоміжних приміщень акумуляторних батарей, а також установлення і монтаж зазначеного електроустаткування мають проводитися відповідно до вимог, наведених у гл. 7.3*.

4.4.4. Зарядний пристрій повинен мати потужність і напругу, достатні для заряду акумуляторної батареї на 90% номінальної ємності протягом не більше 8 год за попереднього 30-хвилинного розряду.

4.4.5. Акумуляторна установка має бути обладнаною вольтметром з перемикачем і амперметрами в колах зарядного, підзарядного пристроїв і акумуляторної батареї.

4.4.6. Для зарядних і підзарядних двигунів-генераторів мають передбачатися пристрої для їх вимкнення в разі появи зворотного струму.

4.4.7. У колі акумуляторної батареї, як правило, має встановлюватися автоматичний вимикач, селективний щодо захисних апаратів мережі.

4.4.8. Підзарядний пристрій має забезпечувати стабілізацію напруги на шинах батареї в межах ±2%.

4.4.9. Акумуляторні установки, в яких застосовується режим заряду батарей з напругою, не більшою 2,3 В на елемент, повинні мати пристрій, що не допускає самочинного підвищення напруги до рівня, вищого 2,3 В на елемент.

4.4.10. Випрямні установки, що застосовуються для заряду і підзаряду акумуляторних батарей, мають приєднуватися з боку змінного струму через роздільний трансформатор.

4.4.11. Шини постійного струму мають бути забезпеченими пристроєм для постійного контролю ізоляції, що дає змогу оцінювати значення опору ізоляції та що діє на сигнал у разі зниженні опору ізоляції одного з полюсів: до 20 кОм – у мережі 220 В, 10 кОм – у мережі 110 В, 5 кОм – у мережі 48 В і 3 кОм – у мережі 24 В.

* Главу 7.3 скасовано.

4.4.12. Для акумуляторної батареї слід передбачати блокування, що не допускає проведення заряду батареї з напругою, більшою ніж 2,3 В на елемент, за вимкненої вентиляції.

4.4.13. У приміщенні акумуляторної батареї один світильник має бути приєднаним до мережі аварійного освітлення.

4.4.14. Акумулятори мають установлюватися на стелажах або на полицях шафи. Відстані по вертикалі між стелажами або полицями шафи мають забезпечувати зручне обслуговування акумуляторної батареї. Акумулятори можуть установлюватися в один ряд у разі одностороннього їх обслуговування або у два ряди – у разі двостороннього.

У разі застосування здвоєних скляних посудин їх розглядають як один акумулятор.

4.4.15. Стелажі для встановлення акумуляторів мають бути виконаними, випробуваними та маркованими відповідно до вимог ГОСТ або технічних умов; вони мають бути захищеними від дії електроліту стійким покриттям.

4.4.16. Акумулятори мають бути ізольованими від стелажів, а стелажі – від землі за допомогою ізолювальних підкладок, стійких проти дії електроліту і його пари. Стелажі для акумуляторних батарей напругою, не вищою 48 В, можуть встановлюватися без ізолювальних підкладок.

4.4.17. Проходи для обслуговування акумуляторних батарей мають бути шириною в просвіті між акумуляторами, не меншою 1 м за двостороннього розташування акумуляторів та 0,8 м – за одностороннього. Розміщування акумуляторних батарей має проводитися з дотриманням вимог ГОСТ на стелажі для стаціонарних установок електричних акумуляторів.

4.4.18. Відстань від акумуляторів до опалювальних приладів має бути не меншою 750 мм. Цю відстань може бути зменшено за умови встановлення теплових екранів з вогнетривких матеріалів, що унеможливлюють місцеве нагрівання акумуляторів.

4.4.19. Відстані між струмовідними частинами акумуляторів мають бути не меншими 0,8 м за напруги, вищої 65 В до 250 В у період нормальної роботи (незарядки), і не меншими 1 м – за напруги, вищої ніж 250 В.

Під час установлення акумуляторів у два ряди без проходу між рядами напруга між струмовідними частинами сусідніх акумуляторів різних рядів не має перевищувати 65 В у період нормальної роботи (незарядки).

Електроустаткування, а також місця з'єднання шин і кабелів треба розташовувати на відстані, не меншій 1 м від негерметичних акумуляторів, і не меншій 0,3 м – нижче найнижчої точки стелі.

4.4.20. Ошинування акумуляторних батарей треба виконувати мідними або алюмінієвими неізольованими шинами або одножильними кабелями з кислотостійкою ізоляцією.

З'єднання і відгалуження мідних шин і кабелів мають виконуватися зварюванням або паянням, алюмінієвих – тільки зварюванням. З'єднання шин із прохідними стрижнями вивідної плити має виконуватися зварюванням.

Місця приєднання шин і кабелів до акумуляторів мають лудитися.

Електричні з'єднання від вивідної плити з приміщення акумуляторної батареї до комутаційних апаратів і розподільного щита постійного струму треба виконувати одножильними кабелями або неізольованими шинами.

4.4.21. Неізольовані провідники мають бути двічі пофарбованими кислотостійкою без спирту фарбою по всій довжині, за винятком місць з'єднання шин, приєднання до акумуляторів та інших з'єднань. Нефарбовані місця мають бути змащеними технічним вазеліном.

4.4.22. Відстань між сусідніми неізольованими шинами визначається розрахунком на динамічну стійкість. Зазначена відстань, а також відстань від шин до частин будівлі та інших заземлених частин має бути в просвіті не менше 50 мм.

4.4.23. Шини мають прокладатися на ізоляторах і закріплюватися на них шинотримачами.

Прогін між опорними точками шин визначається розрахунком на динамічну стійкість (з урахуванням 4.4.22), але має бути не більше 2 м. Ізолятори, їх арматура, деталі для кріплення шин і підтримувальні конструкції мають бути електрично- і механічностійкими проти тривалої дії пари електроліту. Заземлення підтримувальних конструкцій не потрібне.

4.4.24. Вивідна плита з приміщення акумуляторної батареї має бути стійкою проти дії пари електроліту. Рекомендовано застосовувати плити з просоченого парафіном азбоцементу, ебоніту тощо. Застосовувати для плит мармур, а також фанеру й інші матеріали шаруватої структури не допускається.

У разі встановлення плит у перекритті площина плити має підноситися над ним не менше ніж на 100 мм.

4.4.25. Під час вибору і розрахунку акумуляторної батареї слід враховувати зменшення її ємності за температури в приміщенні акумуляторної батареї нижче +15 °С.

БУДІВЕЛЬНА ЧАСТИНА

4.4.26. Стаціонарні акумуляторні батареї мають установлюватися в спеціально призначених для них приміщеннях. Допускається установлювати в одному приміщенні декілька кислотних батарей.

4.4.27. Приміщення акумуляторних батарей належать до виробництв категорії Е і їх треба розміщувати в будівлях не нижче II ступеня вогнестійкості за протипожежними вимогами СНиП II-2 Держбуду СРСР.

Двері та віконні рами можуть бути дерев'яними.

4.4.28. Акумуляторні батареї рекомендовано встановлювати в приміщеннях з природним освітленням; для вікон необхідно застосовувати матове або покрите білою клейовою фарбою скло.

Приміщення акумуляторних батарей допускається виконувати без природного освітлення; допускається також розміщення їх у сухих підвальних приміщеннях. У цих випадках не вимагається застосовувати панелі, що легко скидаються.

4.4.29. Переносні акумулятори закритого типу (наприклад, стартери), що застосовуються для живлення стаціонарних електроустановок, а також відкриті акумуляторні батареї до 60 В загальною ємністю, не більшою 72 А • год, можуть установлюватися як в окремому приміщенні з вентиляцією, що має природне увімкнення, так і в загальному виробничому невибухо- і непожежонебезпечному приміщенні, у вентильованих металевих шафах з видаленням повітря поза приміщенням. Переносні акумулятори закритого типу, що працюють у режимі розрядки

або постійної підзарядки, зарядка яких проводиться поза місцем їх установлення, можуть бути встановленими і в металевих шафах з жалюзі без видалення повітря поза приміщенням.

За дотримання зазначених умов клас приміщень щодо вибухо- і пожежонебезпечності не змінюється.

4.4.30. Герметичні стаціонарні акумулятори, зарядка яких проводиться за напруги, не вищої 2,3 В на елемент, можуть установлюватися в загальному виробничому невибухо- і непожежонебезпечному приміщенні за умови встановлення над ними вентиляційної парасольки. При цьому клас приміщень щодо вибухо- і пожежонебезпечності не змінюється.

4.4.31. Приміщення акумуляторної батареї має бути:

– розташованим якомога ближче до зарядних пристроїв і розподільного щита постійного струму;

– ізольованим від потрапляння до нього пилу, випаровувань і газу, а також від проникнення води через перекриття;

– легкодоступним для обслуговуючого персоналу.

Крім того, приміщення акумуляторної батареї не слід розміщувати поблизу джерел вібрації і трясіння.

4.4.32. Вхід до приміщення акумуляторної батареї має здійснюватися через тамбур. Улаштовувати вхід з побутових приміщень не допускається.

Тамбур повинен мати такі розміри, щоб двері з приміщення акумуляторної батареї до тамбура можна було відкривати і закривати в разі закритих дверей з тамбура в суміжне приміщення; площа тамбура має бути не меншою ніж 1,5 м^2. Двері тамбура мають відчинятися назовні і забезпечуватися самозамикальними замками, що відмикаються без ключа зсередини.

На дверях мають бути написи: «Акумуляторна», «Вогненебезпечно», «З вогнем не входити», «Палити заборонено».

4.4.33. При приміщеннях акумуляторних батарей має бути окрема кімната для зберігання кислоти, сепараторів, приладдя і для приготування електроліту площею не менше 4 м^2.

4.4.34. Стелі приміщень акумуляторних батарей мають бути, як правило, горизонтальними і гладкими. Допускаються стелі з конструкціями, що виступають, або похилі за умови виконання вимог 4.4.43.

4.4.35. Підлоги приміщень акумуляторних батарей мають бути тільки горизонтальними, на бетонній основі з кислотостійким покриттям (керамічні кислотостійкі плитки із заповненням швів кислотостійким матеріалом або асфальт).

У разі встановлення стелажів на асфальтовому покритті мають застосовуватися опорні майданчики з міцного кислотостійкого матеріалу. Установлювати стелажі безпосередньо на асфальтове покриття не допускається.

Усередині приміщень акумуляторної батареї і кислотної, а також біля дверей цих приміщень має бути влаштованим плінтус із кислотостійкого матеріалу.

4.4.36. Стіни, стелі, двері та віконні рами, вентиляційні короби (із зовнішньої і внутрішньої сторін), металеві конструкції та інші частини приміщень акумуляторних батарей мають фарбуватися кислотостійкою фарбою.

4.4.37. У разі розміщення акумуляторів у витяжних шафах внутрішня поверхня шаф має бути пофарбованою кислотостійкою фарбою.

4.4.38. У приміщеннях акумуляторних батарей з номінальною напругою понад 250 В у проходах для обслуговування треба установлювати дерев'яні ґрати, що ізолюють персонал від підлоги.

4.4.39. У разі застосування інвентарних вентиляційних пристроїв мають бути передбачатися місця для їх установлення і виводи до них коробів припливно-витяжної вентиляції приміщення акумуляторної батареї.

САНІТАРНО-ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

4.4.40. Приміщення акумуляторних батарей, у яких проводиться заряд акумуляторів за напруги понад 2,3 В на елемент, мають бути обладнаними стаціонарною примусовою припливно-витяжною вентиляцією.

Для приміщень акумуляторних батарей, що працюють у режимі постійного підзаряду і заряду за напруги до 2,3 В на елемент, має бути передбачатися застосування стаціонарних або інвентарних пристроїв примусової припливно-витяжної вентиляції на період формування батарей та контрольних перезарядів.

Необхідний обсяг свіжого повітря V, м^3/год, визначають за формулою:

$$V = 0{,}07 I_{зар} n,$$

де $I_{зар}$ – найбільший зарядний струм, А;

n – кількість елементів акумуляторної батареї; при цьому концентрація сірчаної кислоти в повітрі приміщення акумуляторної батареї має бути не більшою зазначеної в СН 245-71* «Санітарні норми проектування промислових підприємств» Держбуду СРСР.

Крім того, для вентиляції приміщень акумуляторних батарей слід виконувати природну витяжну вентиляцію, яка забезпечує не менше ніж одноразовий обмін повітря за 1 годину. У тих випадках, коли природна вентиляція не може забезпечити необхідну кратність обміну повітря, треба застосовувати примусову витяжну вентиляцію.

4.4.41. Вентиляційна система приміщень акумуляторної батареї має обслуговувати тільки акумуляторні батареї та кислотну. Викид газів має проводитися через шахту, підняту над дахом будівлі не менше ніж на 1,5 м. Шахта має бути захищеною від попадання в неї атмосферних опадів. Вмикати вентиляцію в димарі або в загальній системі вентиляції будівлі заборонено.

4.4.42. У разі улаштування примусової витяжної вентиляції вентилятор повинен мати вибухобезпечне виконання.

4.4.43. Відсмоктування газів має проводитися як з верхньої, так і з нижньої частини приміщення з боку, протилежного притоку свіжого повітря.

Якщо стеля має конструкції, що виступають, або нахил, то має передбачатися витяжка повітря відповідно з кожного відсіку або з верхньої частини простору під стелею.

Відстань від верхньої кромки верхніх вентиляційних отворів до стелі має бути не більше 100 мм, а від нижньої кромки нижніх вентиляційних отворів до підлоги – не більше 300 мм.

Потік повітря з вентиляційних каналів не має бути спрямованим безпосередньо на поверхню електроліту акумуляторів.

Металеві вентиляційні короби не мають розташовуватися над відкритими акумуляторами.

Застосовувати інвентарні вентиляційні короби в приміщеннях акумуляторних батарей не допускається.

Швидкість повітря в приміщеннях акумуляторних батарей і кислотних у разі роботи вентиляційних пристроїв має відповідати вимогам СН 245-71*.

4.4.44. Температура в приміщеннях акумуляторних батарей у холодний період на рівні розташування акумуляторів має бути не нижче +10 °С.

На підстанціях без постійного чергування персоналу, якщо акумуляторну батарею вибрано з розрахунку роботи тільки на увімкнення і вимкнення вимикачів, допускається приймати зазначену температуру не нижче 0 °С.

4.4.45. Опалювати приміщення акумуляторної батареї рекомендовано за допомогою калориферного пристрою, що розташовується поза цим приміщенням і подає тепле повітря через вентиляційний канал. У разі застосування електропідігрівання має бути вжито заходів проти занесення іскор через канал.

У разі улаштування парового або водяного опалювання воно має виконуватися в межах приміщення акумуляторної батареї гладкими трубами, з'єднаними зварюванням. Фланцеві з'єднання й установлення вентилів забороняються.

4.4.46. На електростанціях, а також на підстанціях, обладнаних водопроводом, поблизу приміщення акумуляторної батареї треба встановлювати водопровідний кран і раковину. Над раковиною має бути напис: «Кислоту та електроліт не зливати».

РОЗДІЛ 5

ЕЛЕКТРОСИЛОВІ УСТАНОВКИ

Глави 5.1–5.3, 5.6. ПУЕ-86 (шосте видання, перероблене і доповнене). Міністерство енергетики і електрифікації СРСР, 1986 р.

Глава 5.4. Електроустаткування кранів. Скасована згідно з наказом Міністерства праці та соціальної політики України від 21.06.2001 р. № 272.

Глава 5.5. Електроустаткування ліфтів. Скасована згідно з наказом Міністерства праці та соціальної політики України від 21.06.2001 р. № 272.

Зміна № 3. 1999 р.

ГЛАВА 5.1
ЕЛЕКТРОМАШИННІ ПРИМІЩЕННЯ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ, ВИЗНАЧЕННЯ

5.1.1. Ця глава Правил поширюється на улаштування електромашинних приміщень і встановлення в них електроустаткування. Якщо потужність найбільшої встановленої в них машини або перетворювача менша ніж 500 кВт, виконувати вимоги 5.1.8–5.1.10, 5.1.12, 5.1.13, 5.1.20, 5.1.33 і 5.1.34 не обов'язково.

5.1.2. **Електромашинними приміщеннями (ЕМП)** називаються приміщення, у яких спільно можна встановлювати електричні генератори, обертові або статичні перетворювачі, електродвигуни, трансформатори, розподільчі установки, щити і пульти керування, а також допоміжне устаткування, що належить до них, і обслуговування яких проводиться персоналом, що відповідає вимогам гл. 1.1.

5.1.3. Установлення електроустаткування, що розглядається в даній главі, має відповідати вимогам відповідних інших глав Правил тією мірою, якою їх не змінено згідно з цією главою.

Установлення електроустаткування вище ніж 1 кВ в частині, не зазначеній у цій главі, має відповідати вимогам гл. 4.2 щодо внутрішньо-цехових підстанцій.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

5.1.4. Електромашинні приміщення слід зараховувати до групи приміщень з виробництвом категорії Г за відповідним СНиП Держбуду СРСР.

5.1.5. Електромашинні приміщення мають бути обладнаними телефонним зв'язком і пожежною сигналізацією, а також іншими видами сигналізації, потрібними за умовами роботи.

5.1.6. У ЕМП допускається розміщувати редуктори і шестерінчасті кліті механізмів, пов'язаних з електродвигунами, які встановлені в цьому ЕМП.

5.1.7. Обертові частини встановленого в ЕМП устаткування, розташовані на доступній висоті, мають бути захищеними від випадкових дотиків відповідно до чинних вимог безпеки.

5.1.8. У ЕМП мають бути передбачені мережі живлення зварювальних трансформаторів, переносних світильників і електроінструменту, а також машин для прибирання приміщень. Для живлення переносних світильників має застосовуватися напруга, не вища ніж 42 В.

5.1.9. Електромашинні приміщення мають бути обладнаними пристроями для продування електроустаткування сухим, чистим, стиснутим повітрям тиском, не більшим ніж 0,2 МПа, від пересувного компресора або від мережі стиснутого повітря з фільтрами й осушувачами. Електромашинні приміщення мають бути також обладнаними промисловим пересувним пилососом для збирання пилу.

5.1.10. Для транспортування і монтажу, розбирання і складання електричних машин, перетворювачів та інших робіт мають бути, як правило, передбаченими інвентарні (стаціонарні або пересувні) підйомні та транспортні пристрої.

РОЗМІЩЕННЯ І ВСТАНОВЛЕННЯ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ

5.1.11. Компонування ЕМП на всіх відмітках має допускати зручне транспортування і монтаж устаткування. У підвалі ЕМП за його довжини понад 100 м мають бути передбаченими проїзди для електрокарів або транспортних візків.

Відстань у просвіті між елементами устаткування, що транспортуються, і елементами будівлі або устаткування має бути не меншою ніж 0,3 м по вертикалі та 0,5 м – по горизонталі.

5.1.12. Ширина проходів між фундаментами або корпусами машин, між машинами і частинами будівлі або устаткування має бути не меншою ніж 1 м у просвіті; допускаються місцеві звуження проходів між виступаючими частинами машин і будівельними конструкціями до 0,6 м на довжині, не більшій ніж 0,5 м.

5.1.13. Відстань у просвіті між корпусом машини і стіною будівлі або між корпусами, а також між торцями машин, що стоять поряд, за наявності проходу з другого боку машин має бути не меншою ніж 0,3 м за висоти машин до 1 м від рівня підлоги і не меншою 0,6 м – за висоти машин понад 1 м.

Ширина проходу обслуговування між машинами і фасадом (лицьовою стороною обслуговування) пульта керування або щита керування має бути не меншою 2 м. У разі встановлення щитів у шафі ця відстань вибирається від машини до закритих дверей або стінки шафи.

Зазначені вимоги не стосуються постів місцевого керування приводами.

Ширина проходу між корпусом машини і торцем пульта керування або щита керування має бути не меншою ніж 1 м.

5.1.14. Ширина проходу обслуговування у просвіті між рядом шаф з електроустаткуванням напругою до 1 кВ і частинами будівлі або устаткування має бути не меншою ніж 1 м, а за відкритих дверцят шафи – не меншою ніж 0,6 м; у разі дворядного розташування шаф ширина проходу у просвіті між ними має бути не меншою ніж 1,2 м, а між відкритими протилежними дверцятами – не меншою ніж 0,6 м.

Допускається установлювати машини потужністю до 10 кВт і малогабаритне устаткування в проходах обслуговування за розподільчими щитами, стелажами, пультами та іншими подібними елементами РУ до 1 кВ за рахунок місцевого звуження проходів у просвіті до значення не меншого ніж 0,6 м, при цьому відстань від корпусу машини або апарата до струмовідних частин щита має бути не меншою за зазначену в 4.1.21, пункт 2[1].

Розміри проходів обслуговування для РУ, щитів та іншого устаткування мають задовольняти вимогам, наведеним у 4.1.21–4.1.23 і 4.2.86[1].

У підвальному поверсі ЕМП слід передбачати виконання кабельного поверху або кабельного тунелю за відкритої прокладки понад 350 силових і контрольних кабелів або понад 150 силових кабелів у найбільш завантаженому кабелями перерізі підвалу.

Ширина проходів у кабельних спорудах має прийматися відповідно до 2.3.123 і 2.3.125[1]. Ряди кабельних конструкцій з кабелями в цих спорудах не мають утворювати тупиків завдовжки понад 7 м. Щоб уникнути утворення тупиків, допускається влаштовувати прохід під кабелями заввишки в просвіті не менше ніж 1,5 м від підлоги. Над таким проходом допускається зменшувати відстань між полицями, що забезпечує можливість демонтажу кабелів, але не менше ніж на 100 мм.

5.1.15. Безпосередньо у ЕМП допускається відкрито встановлювати:

1. Маслонаповнені пускові та пускорегулювальні пристрої для електричних машин до і вище 1 кВ (автотрансформатори, реактори, реостати тощо) за маси масла до 600 кг.

2. Трансформатори потужністю до 1,6 МВ·А, автотрансформатори, вимірювальні трансформатори та інші апарати з масою масла до 2 т, які мають підвищену міцність баків і ущільнення, що унеможливлюють течі масла, а також (для трансформаторів і автотрансформаторів) газовий захист або реле тиску, що працює на сигнал.

Допускається спільне встановлення групи, що складається не більше ніж із двох зазначених трансформаторів (апаратів), за відстані між окремими групами, не меншої ніж 10 м у просвіті.

3. Трансформатори сухі або наповнені негорючими рідинами без обмеження потужності та кількості.

4. Металеві КРУ, підстанції до 1 кВ і вище, батареї конденсаторів або окремі конденсатори.

5. Акумуляторні батареї закритого типу за умови влаштування витяжного пристрою або зарядки в спеціальних приміщеннях чи шафах.

6. Напівпровідникові перетворювачі.

[1] Нумерацію пунктів глав 2.3 і 4.1 змінено.

7. Щити керування, захисту, вимірювання, сигналізації, а також щити блоків і станцій керування зі встановленими на них апаратами, що мають на лицьовій або задній стороні відкриті струмовідні частини.

8. Неізольовані струмопроводи до 1 кВ і вище.

9. Устаткування охолодження електричних машин.

5.1.16. У разі розташування в ЕМП маслонаповненого електроустаткування в закритих камерах з викочуванням усередину ЕМП маса масла в устаткуванні, встановленому в одній камері або в групі суміжних камер, має бути не більшою ніж 6,5 т, а відстань у просвіті між двома камерами або групами камер – не меншою ніж 50 м.

Якщо цю відстань не може бути витримано або якщо маса масла в одній камері або в групі суміжних камер більша ніж 6,5 т, то маслонаповнене електроустаткування треба розміщувати в камерах з викочуванням назовні або в коридор, спеціально призначений для цієї мети, або у виробниче приміщення з виробництвом категорій Г або Д за відповідним СНиП Держбуду СРСР.

5.1.17. Відмітка верхньої поверхні фундаментних плит обертових машин, не пов'язаних з механічним устаткуванням (перетворювальні, збуджувальні, зарядні агрегати тощо), має бути вищою за відмітку чистої підлоги не менше ніж на 50 мм. Відмітка верхньої поверхні фундаментних плит обертових машин, пов'язаних з механічним устаткуванням, визначається вимогами, що ставляться до його установлення.

5.1.18. Наскрізний прохід через ЕМП трубопроводів, що містять вибухонебезпечні гази, горючі або легкозаймисті рідини, не допускається. У ЕМП дозволено прокладати тільки трубопроводи, що безпосередньо належать до встановленого в них устаткування. Холодні трубопроводи повинні мати захист від запотівання. Гарячі трубопроводи повинні мати теплову вогнетривку ізоляцію в тих місцях, де це необхідно для захисту персоналу або устаткування. Трубопроводи повинні мати відмітне забарвлення.

5.1.19. У випадках, коли верхня відмітка фундаментної плити машини знаходиться вище або нижче за відмітку підлоги ЕМП більш ніж на 400 мм, то навколо машини має передбачатися вогнетривкий майданчик завширшки не менше ніж 600 мм з поручнями і сходами. Майданчики обслуговування, розташовані на висоті до 2 м над рівнем підлоги, мають захищатися поручнями, а на висоті понад 2 м — поручнями і бортовими бар'єрами. Для входу на майданчики слід передбачати сходинки.

5.1.20. За наявності на підприємстві залізничної мережі, пов'язаної із залізницею загального користування, і в разі доставки великовагового устаткування залізницею рекомендовано передбачати залізничну лінію нормальної колії з тупиковим заходженням до ЕМП. Довжина тупикового заходження має забезпечувати можливість зняття устаткування з відкритої платформи за допомогою вантажопідйомних пристроїв ЕМП.

Якщо доставка устаткування проводиться автотранспортом, рекомендовано передбачати можливість заїзду автотранспорту до ЕМП, у зону дії вантажопідйомних пристроїв.

5.1.21. Електричні машини треба встановлювати так, щоб їх робота не викликала шуму і вібрації самої машини, фундаменту або частин будівлі понад допустимі межі.

5.1.22. Для провадження монтажних і ремонтних робіт в ЕМП мають передбачатися спеціальні майданчики (монтажні майданчики) або використані вільні майданчики між устаткуванням, розраховані на найбільш важке, практично можливе навантаження від устаткування і розташовані в зоні дії вантажопідйомних пристроїв ЕМП. Зовнішні контури підлоги монтажного майданчика мають бути позначеними фарбою або метлаською плиткою, що відрізняються кольором від інших частин підлоги.

Ділянки ЕМП, по яких транспортується устаткування, мають бути розрахованими на навантаження устаткування, що транспортується. Контури цих ділянок слід позначати фарбою або плиткою.

Розміри монтажних майданчиків визначаються за габаритом найбільшої деталі (в упаковці), для розміщення якої вони призначені, із запасом в 1 м у бік. Місця встановлення стояків для розміщення якорів великих електричних машин на монтажних майданчиках мають бути розрахованими на навантаження від ваги цих якорів і стояків і мати відмітне забарвлення. На монтажних майданчиках має бути нанесено написи з вказівкою значення найбільшого допустимого навантаження.

5.1.23. Електричні світильники в ЕМП не слід розташовувати над відкритими шинами РУ і відкритими струмопроводами. Електричні світильники, що обслуговуються з підлоги, не слід розташовувати над обертовими машинами.

ЗМАЩУВАННЯ ПІДШИПНИКІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МАШИН

5.1.24. Системи циркуляційного змащування електричних машин і технологічних механізмів рекомендовано об'єднувати за умови, що застосовуваний сорт масла придатний для тих і інших і що технологічні механізми не є джерелом засмічення масла металевим пилом, водою або іншими шкідливими домішками.

5.1.25. Устаткування централізованих систем змащування, у тому числі призначеного тільки для електричних машин, слід установлювати ззовні ЕМП.

5.1.26. Система змащування електричних машин потужністю понад 1 МВт має бути забезпеченою покажчиками рівня масла і приладами контролю температури масла та підшипників, а за наявності циркуляційного масла, крім того, – приладами контролю протікання масла.

5.1.27. Трубопроводи масла і води можуть прокладатися до підшипників відкрито або в каналах зі знімними покриттями з вогнетривких матеріалів. У необхідних випадках допускається також приховане прокладання трубопроводів у землі або бетоні.

З'єднувати труби з арматурою допускається фланцями.

Діафрагми та вентилі мають установлюватися безпосередньо біля місць підведення масла до підшипників електричних машин.

Труби, що підводять масло до підшипників, електрично ізольованих від фундаментної плити, мають бути електрично ізольованими від підшипників та інших деталей машини. Кожна труба повинна мати не менше ніж два ізоляційних проміжки або ізолюючу вставку, завдовжки не меншу ніж 0,1 м.

5.1.28. У необхідних випадках ЕМП мають бути обладнані резервуарами і системою трубопроводів для спускання брудного масла з маслонаповненого електроустаткування. Спускати масло в каналізацію заборонено.

ВЕНТИЛЯЦІЯ Й ОПАЛЮВАННЯ

5.1.29. Для ЕМП мають бути передбаченими заходи щодо видалення надмірної теплоти, яка виділяється електричними машинами, резисторами і апаратурою.

Температура повітря в ЕМП, у яких працюють люди, має відповідати санітарним нормам.

Температура повітря для охолодження працюючих електричних машин не повинна перевищувати плюс 40 °С. Повітря для охолодження електричних машин має бути очищеним від пилу. Повітря, що надходить у зупинені електричні машини, повинне мати температуру не менше ніж +5 °С.

Для машин з розімкненим циклом вентиляції мають бути передбаченими на підвідних і відвідних повітропроводах жалюзі, що закриваються, для запобігання всмоктуванню навколишнього повітря в зупинену машину.

Електромашинні приміщення мають бути обладнаними приладами контролю температури.

5.1.30. Приміщення відкритої акумуляторної батареї та конденсаторної установки, розташовані всередині ЕМП, повинні мати окремі системи вентиляції згідно з вимогами, наведеними відповідно в гл. 4.4 і 5.6.

5.1.31. У місцевостях із забрудненим повітрям будівлі ЕМП слід виконувати так, щоб забезпечувалася можливість потрапляння до них тільки очищеного повітря. Для цього двері, ворота та інші отвори повинні мати ущільнення. Ці будівлі рекомендовано виконувати без вікон і ліхтарів або з пилонепроникними світловими отворами, наприклад із заповненням склоблоками. Система загальної вентиляції будівлі ЕМП має запобігати можливості підсмоктування неочищеного повітря.

5.1.32. У вентиляційних камерах і каналах санітарно-технічної вентиляції прокладати кабелі і проводи не дозволяється. Допускається тільки перетинати камери і канали проводами і кабелями, прокладеними в сталевих трубах.

У камерах і каналах вентиляції електричних машин допускається прокладати проводи і кабелі з оболонками з вогнетривких і важкоспалимих матеріалів, а також неізольованих шин. Установлювати у вентиляційних каналах і камерах машин кабельні муфти та інше електроустаткування не допускається.

5.1.33. У ЕМП рекомендовано передбачати роздільні системи вентиляції для першого поверху, підвалу та інших ізольованих приміщень. Допускається влаштовувати загальну систему вентиляції за наявності керованих заслінок, що дають змогу відсікати подання повітря в окремі приміщення на випадок пожежі.

У ЕМП не слід розміщувати установки для вентиляції суміжних пожежонебезпечних приміщень (наприклад, маслопідвалів).

БУДІВЕЛЬНА ЧАСТИНА

5.1.34. У ЕМП з постійним чергуванням персоналу слід передбачати комфортні приміщення для чергового персоналу, обладнані необхідними засобами сигналізації, вимірювання і зв'язку з подаванням кондиціонованого повітря, і

санвузол для обслуговуючого персоналу, а також опалювання відповідно до чинних санітарних вимог.

5.1.35. Стіни ЕМП до висоти, не меншої ніж 2 м, треба фарбувати світлою масляною фарбою, а решта поверхні – світлою клейовою фарбою відповідно до вказівок щодо раціонального кольорового оброблення виробничих приміщень. Вентиляційні канали, у тому числі канали у фундаментах машин, по всій внутрішній поверхні мають фарбуватися світлою фарбою, яка не підтримує горіння, або бути фанерованими глазурованими плитками чи пластикатовим покриттям, що не підтримує горіння.

Електроустаткування в ЕМП має бути пофарбованим відповідно до вказівок щодо раціонального кольорового оброблення устаткування.

Підлоги ЕМП повинні мати покриття, що не допускає утворення пилу (наприклад, цементне з мармуровою крихтою, з метласької плитки).

5.1.36. Як опори для перекриття підвалу ЕМП допускається використовувати фундаменти машин за дотримання вимог СНиП Держбуду СРСР на проектування фундаментів машин з динамічними навантаженнями.

У перекриттях ЕМП слід передбачати монтажні люки або отвори для транспортування важкого і громіздкого устаткування з одного поверху на інший. Люки мають розташовуватися в зоні дії вантажопідйомного пристрою. Перекриття люка повинне мати той самий ступінь вогнестійкості, що й перекриття, у якому розташовано люк.

5.1.37. Підвал ЕМП повинен мати дренажний пристрій, а в разі високого рівня грунтових вод, крім того, і гідроізоляцію.

5.1.38. Кабельні тунелі, що входять до ЕМП, у місці прилягання до ЕМП мають бути відокремлені від них перегородками з межею вогнестійкості не менше ніж 0,75 год, або дверима з межею вогнестійкості не менше ніж 0,6 год. Двері мають відчинятися в обидва боки і мати самозамикальний замок, що відмикається без ключа з боку тунелю.

ГЛАВА 5.2
ГЕНЕРАТОРИ ТА СИНХРОННІ КОМПЕНСАТОРИ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

5.2.1. Ця глава Правил поширюється на стаціонарне встановлення в спеціальних приміщеннях (машинних залах) або на відкритому повітрі генераторів теплових і гідравлічних електростанцій, а також синхронних компенсаторів. Зазначені установки мають відповідати також вимогам, наведеним у гл. 5.1, за винятком 5.1.2, 5.1.14, пункти 8, 5.1.17, 5.1.31–5.1.33. Установлення допоміжного устаткування генераторів і синхронних компенсаторів (електродвигунів, РУ і пускорегулювальної апаратури, щитів тощо) має відповідати вимогам відповідних глав цих Правил.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

5.2.2. Генератори, синхронні компенсатори та їх допоміжне устаткування, що встановлюються на відкритому повітрі, повинні мати спеціальне виконання.

5.2.3. Конструкція генераторів і синхронних компенсаторів має забезпечувати їх нормальну експлуатацію протягом 20–25 років з можливістю заміни деталей, що зношуються і пошкоджуються, та вузлів за допомогою основних вантажопідйомних механізмів і засобів малої механізації без повного розбирання машини.

Конструкціями гідрогенератора і системи його водопостачання має бути передбачено можливість повного видалення води і відсутності застійних зон під час ремонту в будь-яку пору року.

5.2.4. Генератори і синхронні компенсатори мають бути обладнаними контрольно-вимірювальними приладами відповідно до гл. 1.6, пристроями керування, сигналізації, захисту відповідно до 3.2.34–3.2.50 і 3.2.72–3.2.90, пристроями АГП захисту ротора від перенапружень, АРЗ відповідно до 3.3.52–3.3.60, а також пристроями автоматики для забезпечення автоматичного пуску, роботи і зупину агрегату. Крім того, турбогенератори потужністю 100 МВт і більше та синхронні компенсатори з водневим охолодженням мають бути обладнаними пристроями дистанційного контролю вібрації підшипників. Турбо- і гідрогенератори потужністю 300 МВт і більше мають бути обладнаними також осцилографами із записом передаварійного процесу.

5.2.5. Панелі керування, релейного захисту, автоматики, збудження і безпосереднього водяного охолодження гідрогенератора мають, як правило, розміщуватися в безпосередній близькості від нього.

5.2.6. Електричні та механічні параметри потужних турбо- і гідрогенераторів мають, як правило, прийматися оптимальними з погляду навантажувальної здатності. За необхідності забезпечення сталості роботи параметри генераторів можуть прийматися відмінними від оптимальних з погляду навантажувальної здатності під час обгрунтування техніко-економічними розрахунками.

5.2.7. Напруга генераторів має прийматися на основі техніко-економічних розрахунків за погодженням із заводом-виробником і відповідно до чинних вимог ГОСТ.

5.2.8. Установлення додаткового устаткування для використання гідрогенераторів як синхронних компенсаторів має бути обгрунтованим техніко-економічними розрахунками.

5.2.9. Для монтажу, розбирання і складання генераторів, синхронних компенсаторів та їх допоміжного устаткування мають передбачатися стаціонарні, пересувні або інвентарні підйомно-транспортні пристосування і механізми.

5.2.10. У разі застосування зовнішніх вантажопідйомних кранів гідроелектростанцій мають передбачатися прості заходи для унеможливлення дії дощів та снігу на устаткування за тривалого розкриття приміщень і монтажних майданчиків.

5.2.11. Електростанції повинні мати приміщення для зберігання резервних стрижнів обмотки статора. Приміщення мають бути сухими, опалюваними, з температурою, не нижчою ніж +5 °С, обладнаними спеціальними стелажами.

ОХОЛОДЖЕННЯ І ЗМАЩУВАННЯ

5.2.12. Під час живлення морською або прісною водою з агресивним впливом газоохолоджувачі, теплообмінники і маслоохолоджувачі, трубопроводи та арматура до них мають виконуватися з матеріалів, стійких до дії корозії.

5.2.13. Генератори та синхронні компенсатори з розімкненою системою охолодження і гідрогенератори потужністю 1 МВт і більше з частковим відбором повітря для опалювання мають бути забезпеченими фільтрами для очищення повітря, що входить до них ззовні, а також пристроями для швидкого припинення його подавання в разі займання генератора або синхронного компенсатора.

5.2.14. Для генераторів і синхронних компенсаторів із замкненою системою повітряного охолодження мають бути виконаними такі заходи:

1. Камери холодного і гарячого повітря повинні мати щільно засклені оглядові лючки, що зачиняються.

2. Двері камер холодного і гарячого повітря мають бути сталевими, такими, що щільно зачиняються, відкриваються назовні, й мати самозамикальні замки, що відмикаються без ключа зсередини камер.

3. Усередині камер холодного і гарячого повітря має бути обладнаним освітлення з вимикачами, винесеними назовні.

4. Короби гарячого повітря, а також конденсатори і водопроводи парових турбін, якщо вони містяться в камерах охолодження, мають бути покритими тепловою ізоляцією, щоб уникнути підігрівання холодного повітря і конденсації вологи на поверхні труб.

5. У камерах холодного повітря мають бути влаштованими кювети для видалення води, що сконденсувалася на повітроохолоджувачах. Для турбогенераторів кінець труби, що виводить воду в дренажний канал, має забезпечуватися гідравлічним затвором, при цьому рекомендовано установлювати пристрій сигналізації, що реагує на появу води в зливній трубі.

6. Корпус, стики, повітровід та інші ділянки мають ретельно ущільнюватися для запобігання присисанню повітря в замкнену систему вентиляції. У дверях камер холодного повітря турбогенераторів і синхронних компенсаторів має бути виконаним організоване присисання повітря через фільтр, який установлюється в зоні розрідження (після повітроохолоджувача).

7. Стіни камер і повітряних коробів мають бути щільними, вони мають бути пофарбованими світлою, такою, що не підтримує горіння, фарбою або фанерованими глазурованими плитками чи пластиковим покриттям, що не підтримує горіння. Підлоги камер і фундаменти повинні мати покриття, що не допускає утворення пилу (наприклад, цементне з мармуровою крихтою, з керамічної плитки).

5.2.15. Турбогенератори і синхронні компенсатори з водневим охолодженням мають бути обладнані:

1. Установкою централізованого постачання воднем з механізацією навантаження і розвантаження газових балонів, газопроводами підживлення газом і приладами контролю за параметрами газу (тиск, чистота тощо) в генераторі та синхронному компенсаторі.

Для подавання водню від газових резервуарів до машинного залу передбачається одна магістраль (за необхідності може бути прокладено дві). Схема газопроводів

виконується кільцевою секціонованою. Для синхронних компенсаторів виконується одна магістраль.

Для попередження утворення вибухонебезпечної газової суміші на живильних водневих лініях і на лініях подавання повітря має бути забезпечено можливість створення видимих розривів перед турбогенератором і синхронним компенсатором.

2. Установкою централізованого постачання інертним газом (вуглекислим газом або азотом) з механізацією навантаження і розвантаження газових балонів для витіснення водню або повітря з генератора (синхронного компенсатора), для продування і гасіння пожежі в головному масляному баку турбіни, в опорних підшипниках генератора і в струмопроводах.

3. Основним, резервним, а турбогенератори, крім того, і аварійними джерелами маслопостачання водневих ущільнень, демпферним баком для живлення торцевих ущільнень маслом протягом часу, необхідного для аварійного зупину генератора зі зривом вакууму турбіни, для турбогенераторів потужністю 60 МВт і більше. Резервне і аварійне джерела маслопостачання мають автоматично вмикатися в роботу в разі вимкнення робочого джерела маслопостачання, а також у разі зниження тиску масла.

4. Автоматичними регуляторами тиску масла на водневих ущільненнях турбогенераторів. У схемі маслопостачання обхідні вентилі регуляторів мають бути регульованими, а не запірними для унеможливлення стрибків тиску масла під час переходів з ручного регулювання на автоматичне і назад.

5. Пристроями для осушування водню, увімкненими в контур циркуляції водню в генераторі або синхронному компенсаторі.

6. Попереджувальною сигналізацією, що діє в разі несправностей газомасляної системи водневого охолодження і відхилення її параметрів (тиск, чистота водню, перепад тиску масло – водень) від заданих значень.

7. Контрольно-вимірювальними приладами і реле автоматики для контролю та керування газомасляною системою водневого охолодження, при цьому не допускається розміщувати газові та електричні прилади на одній закритій панелі.

8. Вентиляційними установками в місцях скупчення газу головного масляного бака, масляних камер на зливі, основних підшипників турбогенератора тощо.

У фундаментах турбогенераторів і синхронних компенсаторів не має бути замкнутих просторів, в яких можливе скупчення водню. За наявності обсягів, обмежених будівельними конструкціями (балки, ригелі тощо), в яких можливе скупчення водню, з найбільш високих точок цих обсягів має забезпечуватися вільний вихід водню вгору (наприклад, шляхом закладення труб).

9. Дренажними пристроями для зливання води і масла з корпусу.

Система дренажу має унеможливлюватись перетікання гарячого газу у відсіки холодного газу.

10. Покажчиком появи рідини в корпусі турбогенератора (синхронного компенсатора).

11. Джерелом стиснутого повітря з надмірним тиском, не меншим ніж 0,2 МПа, з фільтром і осушувачем повітря.

5.2.16. Ґенератори та синхронні компенсатори з водяним охолодженням обмоток мають бути обладнані:

1. Трубопроводами подачі і зливу дистиляту, виконаними з матеріалів, стійких до дії корозії.

2. Основним і резервним насосами дистиляту.

3. Механічними, магнітними та іонітними фільтрами дистиляту і пристроями для очищення дистиляту від газових домішок. Дистилят не повинен мати домішок солей та газів.

4. Розширювальним баком із захистом дистиляту від зовнішнього середовища.

5. Основним і резервним теплообмінниками для охолодження дистиляту.

Як первинна охолоджувальна вода в теплообмінниках має застосовуватися: для гідрогенераторів і синхронних компенсаторів – технічна вода, для турбогенераторів – конденсат від конденсатних насосів турбіни і як резерв – технічна вода від циркуляційних насосів газоохолоджувачів генераторів.

6. Попереджувальною сигналізацією і захистом, що діє в разі відхилень від нормального режиму роботи системи водяного охолодження.

7. Контрольно-вимірювальними приладами і реле автоматики для контролю та керування системою водяного охолодження.

8. Пристроями виявлення витоку водню в тракт водяного охолодження обмоток статора.

9. Контрольними трубками з кранами, виведеними назовні з вищих точок зливного і напірного колекторів дистиляту, для видалення повітря з системи водяного охолодження обмотки статора під час заповнення її дистилятом.

5.2.17. У кожній системі трубопроводів, що підводять воду до газоохолоджувачів, теплообмінників і маслоохолоджувачів, слід установлювати фільтри, при цьому має передбачатися можливість їх очищення і промивання без порушення нормальної роботи генератора та синхронного компенсатора.

5.2.18. Кожна секція газоохолоджувачів і теплообмінників повинна мати засувки для вимкнення її від напірного і зливного колекторів та для розподілу води по окремих секціях.

На загальному трубопроводі, що відводить воду зі всіх секцій охолоджувачів кожного генератора, треба встановлювати засувку для регулювання витрати води через усі секції охолоджувача. Для турбогенераторів штурвальний привід цієї засувки рекомендовано виводити на рівень підлоги машинного залу.

5.2.19. Кожна секція газоохолоджувачів і теплообмінників у найвищій точці повинна мати крани для випуску повітря.

5.2.20. У системі охолодження газу або повітря турбогенераторів і синхронних компенсаторів має передбачатися регулювання температури охолоджувальної води за допомогою рециркуляційних пристроїв.

5.2.21. У схемі подання охолоджувальної води треба передбачати автоматичне увімкнення резервного насоса в разі вимкнення працюючого, а також під час зниження тиску охолоджувальної води. У синхронних компенсаторах має передбачатися резервне живлення від надійного постійно діючого джерела охолоджувальної води (система технічної води, баки тощо).

5.2.22. На живильних трубопроводах технічного водопостачання генераторів мають установлюватися витратоміри.

5.2.23. На площадці турбіни, з'єднувальної з турбогенератором, який має водяне або водневе охолодження, мають установлюватися: манометри,

що показують тиск охолоджувальної води в напірному колекторі, тиск водню в корпусі турбогенератора, тиск вуглекислого газу (азоту) в газопроводі до генератора; пристрої сигналізації зниження тиску води в напірному колекторі; пост газового керування; щити керування газомасляним і водяним господарствами.

5.2.24. На місці встановлення насосів газоохолоджувачів, теплообмінників і маслоохолоджувачів треба установлювати манометри на напірному колекторі та на насосах.

5.2.25. На напірних і зливних трубопроводах газоохолоджувачів, теплообмінників і маслоохолоджувачів мають бути вбудованими гільзи для ртутних термометрів.

5.2.26. Для синхронних компенсаторів, що встановлюються на відкритому повітрі, треба передбачати можливість зливання води з охолоджувальної системи під час зупину агрегату.

5.2.27. Газова система має задовольняти вимогам нормальної експлуатації водневого охолодження і проведення операцій щодо заміни охолоджувального середовища в турбогенераторі та синхронному компенсаторі.

5.2.28. Газова мережа має виконуватися з суцільнотягнутих труб із застосуванням газощільної арматури. Газопроводи мають бути доступними для огляду і ремонту і мати захист від механічних пошкоджень.

5.2.29. Трубопроводи циркуляційних систем мастила і водневих ущільнень турбогенераторів і синхронних компенсаторів з водневим охолодженням треба виконувати із суцільнотягнутих труб.

5.2.30. У турбогенераторах потужністю 3 МВт і більше підшипники з боку, протилежного турбіні, підшипники збуджувача і водневі ущільнення мають бути електрично ізольованими від корпусу та маслопроводів.

Конструкція ізольованого підшипника і водневих ущільнень має забезпечувати проведення періодичного контролю їх ізоляції під час роботи агрегату. У синхронному компенсаторі підшипники мають бути електрично ізольованими від корпусу компенсатора і маслопроводів. У синхронному компенсаторі з безпосередньо приєднаним збуджувачем допускається ізолювати тільки один підшипник (з боку, протилежного збуджувачу).

У гідрогенераторах підп'ятники і підшипники, розташовані над ротором, мають бути електрично ізольованими від корпусу.

5.2.31. На кожному маслопроводі електрично ізольованих підшипників турбогенераторів, синхронних компенсаторів і горизонтальних гідрогенераторів слід установлювати послідовно два електрично ізольованих фланцевих з'єднання.

5.2.32. Підшипники турбогенераторів, синхронні компенсатори та їх збуджувачі, а також водневі ущільнення, масляні ванни підшипників і підп'ятників гідрогенераторів треба виконувати так, щоб унеможливлювалося розбризкування масла і потрапляння масла та його пари на обмотки, контактні кільця і колектори.

Зливні патрубки підшипників з циркуляційним маслом і водневих ущільнень повинні мати оглядові скельця для спостереження за струменем масла, що виходить. Для освітлення оглядових скелець треба застосовувати світильники, приєднані до мережі аварійного освітлення.

5 2.33. Для турбогенераторів з безпосереднім водневим охолодженням обмоток мають бути встановленими автоматичні газоаналізатори контролю наявності водню в картерах підшипників і закритих струмопроводах.

5.2.34. Змішані системи охолодження генераторів і синхронних компенсаторів мають відповідати вимогам 5.2.13–5.2.15.

СИСТЕМИ ЗБУДЖЕННЯ

5.2.35. Вимоги, наведені в 5.2.36–5.2.52, поширюються на стаціонарні установки систем збудження турбо- і гідрогенераторів та синхронних компенсаторів.

5.2.36. Системою збудження називається сукупність устаткування, апаратів і пристроїв, об'єднаних відповідними колами, яка забезпечує необхідне збудження генераторів і синхронних компенсаторів у нормальних і аварійних режимах, передбачених ГОСТ і технічними умовами.

До системи збудження генератора (синхронного компенсатора) входять: збуджувач (генератор постійного струму, генератор змінного струму або трансформатор з перетворювачем), автоматичний регулятор збудження, комутаційна апаратура, вимірювальні прилади, засоби захисту ротора від перенапружень і захисту устаткування системи збудження від пошкоджень.

5.2.37. Електроустаткування і апаратура систем збудження мають відповідати вимогам ГОСТ на синхронні генератори і компенсатори та технічним умовам на це устаткування та апаратуру.

5.2.38. Системи збудження, у яких значення експлуатаційної напруги або тривалої діючої перенапруги (наприклад, у разі форсування збудження) перевищує 1 кВ, слід виконувати відповідно до вимог цих Правил, що ставлять до електроустановок вище 1 кВ. У разі визначення перенапруг для вентильних систем збудження враховуються і комутаційні перенапруги.

5.2.39. Системи збудження треба обладнувати пристроями керування, захисту, сигналізації та контрольно-вимірювальними приладами в обсязі, що забезпечує автоматичний пуск, роботу в усіх передбачених режимах, а також зупинення генератора і синхронного компенсатора на електростанціях і підстанціях без постійного чергування персоналу.

5.2.40. Пульти і панелі керування, прилади контролю і апаратура сигналізації системи охолодження, а також силові перетворювачі тиристорних чи інших напівпровідникових збуджувачів треба розміщувати в безпосередній близькості один від одного. Допускається встановлювати теплообмінники в іншому приміщенні, при цьому панель керування теплообмінником має встановлюватися поряд з ним.

Пульт (панель), з якого може проводитися керування збудженням, має бути обладнаним приладами контролю збудження.

5.2.41. Випрямні установки систем збудження генераторів і синхронних компенсаторів треба обладнувати сигналізацією і захистом, що діють у разі підвищення температури охолоджувального середовища або вентилів понад допустиму, а також забезпеченими приладами для контролю температури охолоджувального середовища і сили струму установки. За наявності у випрямній установці декількох груп випрямлячів треба контролювати силу струму кожної групи.

5.2.42. Системи збудження мають бути обладнані пристроями контролю ізоляції, що дають змогу здійснювати вимірювання ізоляції в процесі роботи, а також сигналізувати про зниження опору ізоляції нижче від норми. Допускається не виконувати таку сигналізацію для безщіткових систем збудження.

5.2.43. Кола систем збудження, пов'язані з анодами і катодами випрямних установок, мають виконуватися з рівнем ізоляції, що відповідає випробувальній напрузі анодних і катодних кіл.

Зв'язки анодних кіл випрямлячів, катодних кіл окремих груп, а також інших кіл за наявності пульсуючих чи змінних струмів, що не компенсуються, мають виконуватися кабелем без металевих оболонок.

Кола напруги обмотки збудження генератора або синхронного компенсатора для вимірювання і підключення пристрою АРВ мають виконуватися окремим кабелем з підвищеним рівнем ізоляції без заходу через звичайні ряди затискачів. Приєднання до обмотки збудження має здійснюватися через рубильник.

5.2.44. У разі застосування пристроїв АГП з розривом кола ротора, а також у разі використання статичних збуджувачів з перетворювачами обмотка ротора має бути захищеною розрядником багатократної дії. Допускається застосовувати розрядник однократної дії. Розрядник має бути підключеним паралельно ротору через активний опір, розрахований на тривалу роботу в разі пробою розрядника в режимі з напругою збудження, що дорівнює 110% від номінальної.

5.2.45. Розрядники, зазначені в 5.2.44, повинні мати сигналізацію спрацьовування.

5.2.46. Система збудження генераторів і синхронних компенсаторів має виконуватися так, щоб:

– вимкнення будь-якого з комутаційних апаратів у колах АРЗ і керування збуджувачем не призводило до помилкових форсувань у процесі пуску, зупину і роботи генератора на неробочому ході;

– зникнення напруги оперативного струму в колах АРЗ і керування збуджувачем не призводило до порушення роботи генератора і синхронного компенсатора;

– була можливість проводити ремонтні та інші роботи на випрямлячах та їх допоміжних пристроях під час роботи турбогенератора на резервному збуджувачі. Ця вимога не стосується безщіткових систем збудження;

– унеможливлювалось пошкодження системи збудження в разі КЗ в колах ротора і на його контактних кільцях. У разі застосування статичних перетворювачів допускається захищати їх автоматичними вимикачами і плавкими запобіжниками.

5.2.47. Тиристорні системи збудження мають передбачати можливість гасіння поля генераторів і синхронних компенсаторів переведенням перетворювача в інверторний режим.

У системах збудження зі статичними перетворювачами, виконаними за схемою самозбудження, а також у системах збудження з електромашинними збуджувачами треба застосовувати пристрій АГП.

5.2.48. Усі системи збудження (основні й резервні) повинні мати пристрої, що забезпечують під час подавання імпульсу на гасіння поля повне роззбудження (гасіння поля) синхронного генератора або компенсатора незалежно від спрацьовування АГП.

5.2.49. Система водяного охолодження збуджувача має забезпечувати можливість повного спуску води з системи, випуску повітря в разі заповнення системи водою, періодичного очищення теплообмінників.

Закривання і відкривання засувок системи охолодження на одному зі збуджувачів не мають призводити до зміни режиму охолодження на іншому збуджувачі.

5.2.50. Підлогу приміщень випрямних установок з водяною системою охолодження треба виконувати такою, щоб у разі витоків води унеможливлювалося потрапляння її на струмопроводи, КРУ та інше електроустаткування, розташоване нижче за систему охолодження.

5.2.51. Електромашинні збуджувачі постійного струму (основні під час роботи без АРЗ і резервні) повинні мати релейне форсування збудження.

5.2.52. Турбогенератори повинні мати резервне збудження, схема якого має забезпечувати перемикання з робочого збудження на резервне і назад без вимкнення генераторів від мережі. Для турбогенераторів потужністю 12 МВт і менше необхідність резервного збудження встановлює головний інженер енергосистеми.

На гідроелектростанціях резервні збуджувачі не встановлюються.

5.2.53. На турбогенераторах з безпосереднім охолодженням обмотки ротора перемикання з робочого збудження на резервне і назад має проводитися дистанційно.

5.2.54. Система збудження гідрогенератора має забезпечувати можливість його початкового збудження за відсутності змінного струму в системі власних потреб гідроелектростанції.

5.2.55. На вимогу замовника система збудження має бути розрахованою на автоматичне керування в разі зупину в резерв синхронних генераторів і компенсаторів і пуску тих, що перебувають у резерві.

5.2.56. Усі системи збудження на час виходу з ладу АРВ повинні мати засоби, що забезпечують нормальне збудження, роззбудження і гасіння поля синхронної машини.

РОЗМІЩЕННЯ ТА ВСТАНОВЛЕННЯ ГЕНЕРАТОРІВ І СИНХРОННИХ КОМПЕНСАТОРІВ

5.2.57. Відстані від генераторів і синхронних компенсаторів до стін будівель, а також відстані між ними мають визначатися за технологічними умовами, проте вони мають бути не меншими від наведених у 5.1.11–5.1.13.

Розміри машинного залу мають обиратися з урахуванням:

1) можливості монтажу і демонтажу агрегатів без зупину працюючих агрегатів;

2) застосування кранів зі спеціальними, переважно жорсткими захоплювальними пристроями, що дають змогу повністю використовувати хід крана;

3) відмови від підіймання і опускання краном окремих довгих, але відносно легких деталей агрегату (штанги, тяга) з їх монтажем спеціальними підйомними пристроями;

4) можливості розміщення вузлів і деталей під час монтажу і ремонту агрегату.

5.2.58. Фундамент і конструкція генераторів і синхронних компенсаторів мають бути виконаними так, щоб під час роботи устаткування вібрація устаткування, фундаменту і будівлі не перевищувала значень, установлених нормами.

5.2.59. Поблизу гідрогенераторів допускається встановлювати повітрозбірники стиснутого повітря.

5.2.60. Турбогенератори і синхронні компенсатори з повітряним охолодженням і гідрогенератори повинні мати пристрої для гасіння пожежі водою. Можна також застосовувати інші пристрої.

На гідрогенераторах автоматизованих гідростанцій, а також на синхронних компенсаторах з повітряним охолодженням, установлених на підстанціях без постійного чергування персоналу, пожежегасіння має проводитися автоматично. Уведення в дію запірних пристроїв впускання води в машину здійснюється або безпосередньо від диференціального захисту, або в разі одночасного спрацьовування диференціального захисту і спеціальних датчиків пожежегасіння.

Підведення води має бути виконаним так, щоб повністю унеможливити просочування води до генератора і синхронного компенсатора в експлуатаційних умовах.

5.2.61. Система пожежегасіння гідрогенераторів має передбачати відведення використаної води в дренажну систему.

5.2.62. Для гасіння пожежі в турбогенераторах і синхронних компенсаторах з непрямим водневим охолодженням під час роботи машини на повітрі (період налагодження) треба передбачати можливість використання вуглекислотної (азотної) установки, що виконується відповідно до вимог 5.2.15, пункт 2.

5.2.63. Балони з вуглекислим газом (азотом), що встановлюються в центральній вуглекислотній (азотній) установці, мають зберігатися в умовах, що визначені правилами Держгіртехнагляду СРСР.

ГЛАВА 5.3
ЕЛЕКТРОДВИГУНИ ТА ЇХ КОМУТАЦІЙНІ АПАРАТИ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

5.3.1. Ця глава Правил поширюється на електродвигуни та їх комутаційні апарати в стаціонарних установках виробничих та інших приміщень різного призначення. На ці установки поширюються також вимоги, наведені в 5.1.11, 5.1.13, 5.1.17, 5.1.19, і відповідні вимоги інших глав тією мірою, якою їх не змінено згідно з цією главою.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

5.3.2. Заходи щодо забезпечення надійності живлення треба вибирати відповідно до вимог гл. 1.2 залежно від категорії відповідальності електроприймачів. Ці заходи можна застосовувати не до окремих електродвигунів, а до трансформаторів, що їх живлять, і перетворювальних підстанцій, розподільчих установок та пунктів.

Резервувати лінію, що безпосередньо живить електродвигун, необхідно незалежно від категорії надійності електропостачання.

5.3.3. Якщо необхідно забезпечити безперервність технологічного процесу в разі виходу з ладу електродвигуна, його комутаційної апаратури або лінії, що безпосередньо живить електродвигун, то резервування слід здійснювати шляхом установлення резервного технологічного агрегату або іншими способами.

5.3.4. Електродвигуни та їх комутаційні апарати треба вибирати і встановлювати таким чином і в необхідних випадках забезпечувати такою системою охолодження, щоб температура їх під час роботи не перевищувала допустимої (див. також 5.3.20).

5.3.5. Електродвигуни та апарати треба встановлювати так, щоб вони були доступні для огляду і заміни, а також по можливості – для ремонту на місці встановлення. Якщо електроустановка містить електродвигуни або апарати масою 100 кг і більше, то треба передбачати пристрої для їх такелажу.

5.3.6. Частини електродвигунів і обертові частини, що з'єднують електродвигуни з механізмами (муфти, шківи), повинні мати захисні засоби від випадкових дотиків.

5.3.7. Електродвигуни та їх комутаційні апарати треба заземлювати або занулювати відповідно до вимог гл. 1.7.

5.3.8. Виконання електродвигунів має відповідати умовам навколишнього середовища.

ВИБІР ЕЛЕКТРОДВИГУНІВ

5.3.9. Електричні та механічні параметри електродвигунів (номінальні потужність, напруга, частота обертання, відносна тривалість робочого періоду, пусковий, мінімальний, максимальний моменти, межі регулювання частоти обертання тощо) мають відповідати параметрам механізмів, що приводяться ними в дію, у всіх режимах їх роботи в цій установці.

5.3.10. Для механізмів, збереження яких у роботі після короткочасних перерв живлення або пониження напруги, зумовлених вимкненням КЗ, дією АПВ або АВЗ, необхідне за технологічними умовами і допустиме за умовами техніки безпеки, має бути забезпеченим самозапуск їх електродвигунів.

Застосовувати для механізмів із самозапуском електродвигуни і трансформатори більшої потужності, ніж це потрібно для їх нормальної тривалої роботи, як правило, не потрібно.

5.3.11. Для приводу механізмів, що не потребують регулювання частоти обертання, незалежно від їх потужності рекомендовано застосовувати, синхронні або асинхронні електродвигуни з короткозамкнутим ротором.

Для приводу механізмів, що мають важкі умови пуску або роботи чи які потребують зміни частоти обертання, слід застосовувати електродвигуни з найбільш простими і економічними методами пуску або регулювання частоти обертання, можливими в цій установці.

5.3.12. Синхронні електродвигуни, як правило, повинні мати пристрої форсування збудження або компаундування.

5.3.13. Синхронні електродвигуни у випадках, коли вони за своєю потужністю можуть забезпечити регулювання напруги або режиму реактивної потужності в даному вузлі навантаження, повинні мати АРЗ згідно з 3.3.39.

5.3.14. Електродвигуни постійного струму допускається застосовувати тільки в тих випадках, коли електродвигуни змінного струму не забезпечують необхідних характеристик механізму або неекономічні.

5.3.15. Електродвигуни, що встановлюються в приміщеннях з нормальним середовищем, як правило, повинні мати виконання IP00 або IP20.

5.3.16. Електродвигуни, що встановлюються на відкритому повітрі, повинні мати виконання не менше ніж IP44, або спеціальне, відповідно до умов їх роботи (наприклад, для відкритих хімічних установок, для особливо низьких температур).

5.3.17. Електродвигуни, що встановлюються в приміщеннях, де можливе осідання на їх обмотках пилу та інших речовин, що порушують природне охолодження, повинні мати виконання, не менше ніж IP44, або продувне з підведенням чистого повітря. Корпус продувного електродвигуна, повітроводи і всі з'єднання та стики мають бути ретельно ущільненими для запобігання присисанню повітря в систему вентиляції.

Під час виконання продувного електродвигуна рекомендовано передбачати засувки для запобігання всмоктуванню навколишнього повітря під час зупину електродвигуна. Підігрівати зовнішнє (холодне) повітря не потрібно.

5.3.18. Електродвигуни, що встановлюються в місцях сирих або особливо сирих, повинні мати виконання не менше ніж IP43 та ізоляцію, розраховану на дію вологи і пилу (зі спеціальним обмазуванням, вологостійку тощо).

5.3.19. Електродвигуни, що встановлюються в місцях з хімічно активними парою або газами, повинні мати виконання не менше ніж IP44, або продувні з підведенням чистого повітря за дотримання вимог, наведених у 5.3.17. Допускається також застосовувати електродвигуни виконання не менше ніж IP33, але з хімічно стійкою ізоляцією та із закриванням відкритих неізольованих струмоведучих частин ковпаками або іншим способом.

5.3.20. Для електродвигунів, що встановлюються в приміщеннях із температурою повітря понад +40 °С, мають виконуватися заходи, що унеможливлюють їх неприпустимий нагрів (наприклад, примусова вентиляція з підведенням охолоджувального повітря, зовнішнє обдування тощо).

5.3.21. За замкненої примусової системи вентиляції електродвигунів слід передбачати прилади контролю температури повітря й охолоджувальної води.

5.3.22. Електродвигуни, забезпечені закладеними в обмотки або магнітопроводи термоіндикаторами, повинні мати виводи від останніх на спеціальні щитки, що забезпечують зручність проведення періодичних вимірювань. Щитові вимірювальні прилади для цього, як правило, не передбачаються.

УСТАНОВЛЕННЯ ЕЛЕКТРОДВИГУНІВ

5.3.23. Електродвигуни мають бути вибраними і встановленими так, щоб було унеможливленим потрапляння на їх обмотки і струмознімні пристрої води, масла, емульсії тощо, а вібрація устаткування, фундаментів і частин будівлі не перевищувала допустимих значень.

5.3.24. Шум, створюваний електродвигуном спільно з механізмом, що приводиться ним, не має перевищувати рівня, допустимого санітарними нормами.

5.3.25. Проходи обслуговування між фундаментами або корпусами електродвигунів, між електродвигунами і частинами будівлі або устаткування мають бути не меншими від зазначених у гл. 5.1.

5.3.26. Електродвигуни і апарати, за винятком тих, що мають ступінь захисту, не меншу ніж IP44, а резистори і реостати – всіх виконань мають бути встановленими на відстані, не меншій ніж 1 м від конструкцій будівель, виконаних зі спалимих матеріалів.

5.3.27. Синхронні електричні машини потужністю 1 МВт і більше і машини постійного струму потужністю 1 МВт і більше повинні мати електричну ізоляцію одного з підшипників від фундаментної плити для запобігання утворенню замкненого кола струму через вал і підшипники машини. При цьому в синхронних машинах мають бути ізольованими підшипник з боку збуджувача і всі підшипники збуджувача. Маслопроводи цих електричних машин мають бути ізольованими від корпусів їх підшипників.

5.3.28. Електродвигуни вище 1 кВ дозволяється встановлювати безпосередньо у виробничих приміщеннях, дотримуючись таких умов:

1. Електродвигуни, що мають виводи під статором або потребують спеціальних пристроїв для охолодження, слід установлювати на фундаменті з камерою (фундаментною ямою).

2. Фундаментна яма електродвигуна має задовольняти вимогам, що ставляться до камер ЗРУ вище 1 кВ (див. гл. 4.2).

3. Розміри фундаментної ями мають бути не меншими від допустимих для напівпрохідних кабельних тунелів (див. 2.3.125)[1].

5.3.29. Кабелі і проводи, що приєднуються до електродвигунів, установлених на віброізолювальних основах, на ділянці між рухомою і нерухомою частинами основи повинні мати гнучкі мідні жили.

КОМУТАЦІЙНІ АПАРАТИ

5.3.30. Для групи електродвигунів, що слугують для приводу однієї машини або ряду машин, які здійснюють єдиний технологічний процес, слід, як правило, застосовувати загальний апарат або комплект комутаційних апаратів, якщо це

[1] Нумерацію пунктів глави 2.3 змінено.

виправдовується вимогами зручності або безпеки експлуатації. У решті випадків кожен електродвигун повинен мати окремі комутаційні апарати.

Комутаційні апарати в колах електродвигунів мають вимикати від мережі одночасно всі провідники, що знаходяться під напругою. У колі окремих електродвигунів допускається мати апарат, що вимикає не всі провідники, якщо в загальному колі групи таких електродвигунів установлено апарат, що вимикає всі провідники.

5.3.31. За наявності дистанційного або автоматичного керування електродвигуном якого-небудь механізму поблизу останнього має бути встановленим апарат аварійного вимикання, що унеможливлює дистанційний або автоматичний пуск електродвигуна до примусового повернення цього апарата в початкове положення.

Не потрібно встановлювати апарати аварійного вимкнення біля механізмів:

а) розташованих у межах видимості з місця керування;

б) доступних тільки кваліфікованому обслуговуючому персоналу (наприклад, вентилятори, що встановлюються на дахах, вентилятори і насоси, що встановлюються в окремих приміщеннях);

в) конструктивне виконання яких унеможливлює випадковий дотик до рухомих обертових частин; біля цих механізмів має бути передбаченим вивішування плакатів, що застерігають про можливість дистанційного або автоматичного пуску;

г) що мають апарат місцевого керування з фіксацією команди на вимкнення.

Доцільність установлення апаратів місцевого керування (пуск, зупин) поблизу дистанційно або автоматично керованих механізмів має визначатися під час проектування залежно від вимог технології, техніки безпеки й організації керування цією установкою.

5.3.32. Кола керування електродвигунами допускається живити як від головних кіл, так і від інших джерел електроенергії, якщо це викликано технічною необхідністю.

Щоб уникнути раптових пусків електродвигуна в разі відновлення напруги в головних колах, має бути передбаченим блокувальний зв'язок, що забезпечує автоматичне вимкнення головного кола в усіх випадках зникнення напруги в ньому, якщо не передбачається самозапуск.

5.3.33. На корпусах апаратів керування і роз'єднувальних апаратах мають бути нанесеними чіткі знаки, що дають змогу легко розпізнавати увімкнене і вимкнене положення рукоятки керування апаратом. У випадках, коли оператор не може визначити за станом апарата керування, увімкнено чи вимкнено головне коло електродвигуна, рекомендовано передбачати світлову сигналізацію.

5.3.34. Комутаційні апарати мають без пошкоджень і ненормального зносу комутувати найбільші струми нормальних режимів роботи керованого ними електродвигуна (пусковий, гальмівний, реверсу, робочий). Якщо реверси і гальмування не мають місця в нормальному режимі, але можливі за неправильних операцій, то комутаційні апарати в головному колі мають комутувати ці операції без руйнування.

5.3.35. Комутаційні апарати мають бути стійкими до розрахункових струмів КЗ (див. гл. 1.4).

5.3.36. Комутаційні апарати за своїми електричними і механічними параметрами мають відповідати характеристикам привідного механізму в усіх режимах його роботи в цій установці.

5.3.37. Використовувати устромлювальні контактні з'єднувачі для керування переносними електродвигунами допускається тільки за потужності електродвигуна, не більшої 1 кВт.

Устромлювальні контактні з'єднувачі, що служать для приєднання пересувних електродвигунів потужністю понад 1 кВт, повинні мати блокування, за якого вимкнення й увімкнення з'єднання можливі тільки за вимкненого положення пускового апарата в головному (силовому) колі електродвигуна.

5.3.38. Увімкнення обмоток магнітних пускачів, контакторів і автоматичних вимикачів у мережі до 1 кВ із заземленою нейтраллю може проводитися на міжфазну або фазну напругу.

У разі увімкнення обмоток зазначених вище апаратів на фазну напругу треба передбачати одночасне вимкнення всіх трьох фаз відгалуження до електродвигуна автоматичним вимикачем, а в разі захисту запобіжниками – спеціальними пристроями, що діють на вимкнення пускача або контактора в разі згорання запобіжників у одній або будь-яких двох фазах.

Під час увімкнення обмотки на фазну напругу її нульовий вивід має бути надійно приєднаним до нульового робочого провідника живильної лінії або окремого ізольованого провідника, приєднаного до нульової точки мережі.

5.3.39. Комутаційні апарати електродвигунів, що живляться за схемою блока трансформатор–електродвигун, слід, як правило, встановлювати на уводі від мережі, що живить блок, без установлення їх на уводі до електродвигуна.

5.3.40. За наявності дистанційного або автоматичного керування механізмами має бути передбачати попередню (перед пуском) сигналізацію або звукове сповіщення про майбутній пуск. Таку сигналізацію і таке сповіщення не потрібно передбачати біля механізмів, поблизу яких установлення апарата аварійного вимкнення не потрібне (див. 5.3.31).

5.3.41. Проводи і кабелі, які з'єднують пускові реостати з фазними роторами асинхронних електродвигунів, мають вибиратися за тривало допустимим струмом для таких умов:

– робота із замиканням кілець електродвигуна накоротко: у разі пускового статичного моменту механізму, що не перевищує 50% від номінального моменту електродвигуна (легкий пуск), – 35% від номінального струму ротора, в решті випадків – 50% від номінального струму ротора;

– робота без замикання кілець електродвигуна накоротко – 100% номінального струму ротора.

5.3.42. Пуск асинхронних електродвигунів із короткозамкненим ротором і синхронних електродвигунів має проводитися, як правило, безпосереднім увімкненням у мережу (прямий пуск). У разі неможливості прямого пуску слід застосовувати пуск через реактор, трансформатор або автотрансформатор. В особливих випадках допускається застосовувати пуск з підйомом частоти мережі з нуля.

ЗАХИСТ АСИНХРОННИХ І СИНХРОННИХ ЕЛЕКТРОДВИГУНІВ НАПРУГОЮ ПОНАД 1 кВ

5.3.43. На електродвигунах треба передбачати захист від багатофазних замикань (див. 5.3.46) і у випадках, зазначених нижче, захист від однофазних замикань на землю (див. 5.3.48), захист від струмів перевантаження (див. 5.3.49) та захист мінімальної напруги (див. 5.3.52 і 5.3.53). На синхронних електродвигунах треба, крім того, передбачати захист від асинхронного режиму (див. 5.3.50 і 5.3.51), який може бути поєднаним із захистом від струмів перевантаження.

Захист електродвигунів зі змінною частотою обертання має виконуватися для кожної частоти обертання у вигляді окремого комплекту, що діє на свій вимикач.

5.3.44. На електродвигунах, що мають примусове змащування підшипників, слід установлювати захист, що діє на сигнал і вимкнення електродвигуна за підвищення температури або припинення дії змащування.

На електродвигунах, що мають примусову вентиляцію, слід установлювати захист, що діє на сигнал і вимкнення електродвигуна за підвищення температури або припинення дії вентиляції.

5.3.45. Електродвигуни з водяним охолодженням обмоток і активної сталі статора, а також із вбудованими повітроохолоджувачами, що охолоджуються водою, повинні мати захист, що діє на сигнал у разі зменшення потоку води, нижчого від заданого значення, і на вимкнення електродвигуна в разі його припинення. Крім того, треба передбачати сигналізацію, що діє за появи води в корпусі електродвигуна.

5.3.46. Для захисту електродвигунів від багатофазних замикань у випадках, коли не застосовуються запобіжники, слід передбачати:

1. Струмову однорелейну відсічку без витримки часу, відрегульовану від пускових струмів за виведених пускових пристроїв, з реле прямої або непрямої дії, увімкненим на різницю струмів двох фаз, – для електродвигунів потужністю, меншою ніж 2 МВт.

2. Струмову дворелейну відсічку без витримки часу, відрегульовану від пускових струмів за виведених пускових пристроїв, з реле прямої або непрямої дії – для електродвигунів потужністю 2 МВт і більше, що мають захист, який діє на вимкнення, від однофазних замикань на землю (див. 5.3.48), а також для електродвигунів потужністю, меншою ніж 2 МВт, коли захист за п. 1 не задовольняє вимогам чутливості або коли дворелейна відсічка виявляється доцільною за виконанням комплектного захисту або застосовуваного приводу з реле прямої дії.

За відсутності захисту від однофазних замикань на землю струмова відсічка електродвигунів потужністю 2 МВт і більше має виконуватися трирелейною з трьома трансформаторами струму. Допускається захист у двофазному виконанні з доповненням захисту від подвійних замикань на землю, виконаний за допомогою трансформатора струму нульової послідовності та струмового реле.

3. Подовжній диференціальний струмовий захист – для електродвигунів потужністю 5 МВт і більше, а також менше 5 МВт, якщо установлення струмових відсічок за пунктами 1 і 2 не забезпечує виконання вимог чутливості; подовжній

диференціальний захист електродвигунів за наявності на них захисту від замикань на землю повинен мати двофазне виконання, а за відсутності цього захисту – трифазне, з трьома трансформаторами струму. Допускається захист у двофазному виконанні з доповненням захисту від подвійних замикань на землю, виконаний за допомогою трансформатора струму нульової послідовності і струмового реле.

Для електродвигунів потужністю 5 МВт і більше, виконаних без шести виводів обмотки статора, має передбачатися струмова відсічка.

5.3.47. Для блоків трансформатор (автотрансформатор) – електродвигун має передбачатися загальний захист від багатофазних замикань:

1. Струмова відсічка без витримки часу, відрегульована від пускових струмів за виведених пускових пристроїв (див. також 5.3.46), – для електродвигунів потужністю до 2 МВт. За схеми з'єднання обмоток трансформатора зірка – трикутник відсічка виконується з трьох струмових реле: двох реле, увімкнених на фазні струми, і одного реле, увімкненого на суму цих струмів.

За неможливості встановлення трьох реле (наприклад, за обмеженої кількості реле прямої дії) допускається схема з двома реле, увімкненими на з'єднані трикутником вторинні обмотки трьох трансформаторів струму.

2. Диференціальна відсічка в дворелейному виконанні, відрегульована від стрибків струму намагнічення трансформатора, – для електродвигунів потужністю понад 2 МВт, а також 2 МВт і менше, якщо захист за п. 1 не задовольняє вимогам чутливості в разі міжфазного КЗ на виводах електродвигуна.

3. Подовжній диференціальний струмовий захист у дворелейному виконанні з проміжними насичуваними трансформаторами струму – для електродвигунів потужністю понад 5 МВт, а також 5 МВт і менше, якщо встановлення відсічок за пп. 1 і 2 не задовольняє вимогам чутливості.

Оцінка чутливості має проводитися відповідно до 3.2.19 і 3.2.20 в разі КЗ на виводах електродвигуна.

Захист має діяти на вимкнення вимикача блока, а в синхронних електродвигунах – також на пристрій АГП, якщо він передбачений.

Для блоків з електродвигунами потужністю понад 20 МВт, як правило, має передбачатися захист від замикання на землю, що охоплює не менше ніж 85% витків обмотки статора електродвигуна і діє на сигнал з витримкою часу.

Вказівки щодо виконання решти видів захисту трансформаторів (автотрансформаторів) (див. 3.2.51 і 3.2.53) і електродвигунів у разі роботи їх роздільно дійсні і в тому разі, коли вони об'єднані в блок трансформатор (автотрансформатор) – електродвигун.

5.3.48. Захист електродвигунів потужністю до 2 МВт від однофазних замикань на землю за відсутності компенсації має передбачатися за струмів замикання на землю 10 А і більше, а за наявності компенсації – якщо залишковий струм у нормальних умовах перевищує це значення. Такий захист для електродвигунів потужністю понад 2 МВт треба передбачати за струмів 5 А і більше.

Струм спрацьовування захистів електродвигунів від замикань на землю має бути не більшим ніж: для електродвигунів потужністю до 2МВт – 10 А і для

електродвигунів потужністю понад 2 МВт – 5 А. Рекомендовано менші струми спрацьовування, якщо це не ускладнює виконання захисту.

Захист слід виконувати без витримки часу (за винятком електродвигунів, для яких потрібне уповільнення захисту за умовою відрегулювання від перехідних процесів) з використанням трансформаторів струму нульової послідовності, установлених, як правило, у РУ. У тих випадках, коли встановлення трансформаторів струму нульової послідовності в РУ неможливе або може викликати збільшення витримки часу захисту, допускається встановлювати їх біля виводів електродвигуна у фундаментній ямі.

Якщо захист за умовою відрегулювання від перехідних процесів повинен мати витримку часу, то для забезпечення швидкодійного вимкнення подвійних замикань на землю в різних точках слід установлювати додаткове струмове реле з первинним струмом спрацьовування близько 50–100 А.

Захист має діяти на вимкнення електродвигуна, а в синхронних електродвигунах – також на пристрій АГП, якщо він передбачений.

5.3.49. Захист від перевантаження треба передбачати на електродвигунах, схильних до перевантаження з технологічних причин, і на електродвигунах з особливо важкими умовами пуску і самозапуску (тривалість прямого пуску безпосередньо від мережі 20 с і більше), перевантаження яких можливе за надмірного збільшення тривалості пускового періоду внаслідок зниження напруги в мережі.

Захист від перевантаження слід передбачати в одній фазі із залежною або незалежною від струму витримкою часу, відрегульованою від тривалості пуску електродвигуна в нормальних умовах і самозапуску після дії АВР і АПВ. Витримка часу захисту від перевантаження синхронних електродвигунів, щоб уникнути зайвих спрацьовувань за тривалого форсування збудження, має бути по можливості близькою до найбільшої допустимої за тепловою характеристикою електродвигуна.

На електродвигунах, схильних до перевантаження з технологічних причин, захист, як правило, треба виконувати з дією на сигнал і автоматичне розвантаження механізму.

Дія захисту на вимкнення електродвигуна допускається:

– на електродвигунах механізмів, для яких відсутня можливість своєчасного розвантаження без зупину, або на електродвигунах, що працюють без постійного чергування персоналу;

– на електродвигунах механізмів з важкими умовами запуску або самозапуску.

Для електродвигунів, які захищаються від струмів КЗ запобіжниками, що не мають допоміжних контактів для сигналізації про їх перегорання, треба передбачати захист від перевантаження у двох фазах.

5.3.50. Захист синхронних електродвигунів від асинхронного режиму можна здійснювати за допомогою реле, що реагує на збільшення струму в обмотках статора; він має бути відрегульованим за часом від пускового режиму і струму за дії форсування збудження.

Захист, як правило, має виконуватися з незалежною від струму характеристикою витримки часу. Допускається застосовувати захист із залежною від струму характеристикою на електродвигунах з відношенням КЗ, більшим ніж 1.

Під час виконання схеми захисту треба уживати заходів щодо запобігання відмовам захисту в разі биття струму асинхронного режиму. Допускається застосовувати інші способи захисту, що забезпечують надійну дію захисту в разі виникнення асинхронного режиму.

5.3.51. Захист синхронних електродвигунів від асинхронного режиму має діяти з витримкою часу на одну зі схем, що передбачають:

1) ресинхронізацію;

2) ресинхронізацію з автоматичним короткочасним розвантаженням механізму до такого навантаження, за якого забезпечується втягування електродвигуна в синхронізм (у разі допустимості короткочасного розвантаження за умовами технологічного процесу);

3) вимкнення електродвигуна і повторний автоматичний пуск;

4) вимкнення електродвигуна (за неможливості його розвантаження або ресинхронізації, за відсутності необхідності автоматичного повторного пуску і ресинхронізації за умовами технологічного процесу).

5.3.52. Для полегшення умов відновлення напруги після вимкнення КЗ та забезпечення самозапуску електродвигунів відповідальних механізмів слід передбачати вимкнення захистом мінімальної напруги електродвигунів невідповідальних механізмів сумарною потужністю, що визначається можливостями джерела живлення і мережі щодо забезпечення самозапуску.

Витримки часу захисту мінімальної напруги треба обирати в межах від 0,5 до 1,5 с – на ступінь, більший за час дії швидкодійних захистів від багатофазних КЗ, а уставки за напругою мають бути, як правило, не вищими 70% номінальної напруги.

За наявності синхронних електродвигунів, якщо напруга на вимкненій секції затухає поволі, з метою прискорення дії АВР і АПВ можна застосовувати гасіння поля синхронних електродвигунів відповідальних механізмів за допомогою захисту мінімальної частоти або інших способів, що забезпечують якнайшвидшу фіксацію втрати живлення.

Ці самі засоби можна використовувати для вимкнення невідповідальних синхронних електродвигунів, а також для попередження несинхронного увімкнення вимкнених двигунів, якщо струми вимкнення перевищують допустимі значення.

В електроустановках промислових підприємств у випадках, коли не може бути здійсненим одночасний самозапуск усіх електродвигунів відповідальних механізмів (див. 5.3.10), слід застосовувати вимкнення частини таких відповідальних механізмів та їх автоматичний повторний пуск після закінчення самозапуску першої групи електродвигунів. Змикати наступні групи можна за струмом, напругою або часом.

5.3.53. Захист мінімальної напруги з витримкою часу не більше 10 с і вставкою за напругою, як правило, не вище ніж 50% від номінальної напруги (крім випадків, наведених у 5.3.52), має встановлюватися на електродвигунах відповідальних механізмів також у випадках, коли самозапуск механізмів після зупину недопустимий за умовами технологічного процесу або за умовами безпеки і, крім того, коли не можна забезпечити самозапуск усіх електродвигунів відповідальних механізмів (див. 5.3.52). Крім зазначених випадків, цей захист слід використовувати також для забезпечення надійності пуску АВР електродвигунів взаєморезервованих механізмів.

На електродвигунах зі змінною частотою обертання відповідальних механізмів, самозапуск яких допустимий і доцільний, захисти мінімальної напруги мають проводити автоматичне перемикання на нижчу частоту обертання.

5.3.54. На синхронних електродвигунах треба передбачати автоматичне гасіння поля. Для електродвигунів потужністю 2 МВт і більше АГП здійснюється шляхом уведення опору в коло обмотки збудження. Для електродвигунів потужністю, меншою 2 МВт, АГП допускається здійснювати шляхом введення опору в коло обмотки збудження збуджувача. Для синхронних електродвигунів менше ніж 0,5 МВт АГП, як правило, не потрібний. На синхронних електродвигунах, які забезпечено системою збудження, виконаною на керованих напівпровідникових елементах, АГП незалежно від потужності двигуна можна здійснювати інвертуванням, якщо воно забезпечується схемою живлення. В іншому випадку АГП треба здійснювати введенням опору в коло обмотки збудження.

ЗАХИСТ ЕЛЕКТРОДВИГУНІВ НАПРУГОЮ ДО 1 кВ (АСИНХРОННИХ, СИНХРОННИХ І ПОСТІЙНОГО СТРУМУ)

5.3.55. Для електродвигунів змінного струму треба передбачати захист від багатофазних замикань (див. 5.3.56), у мережах із глухозаземленою нейтраллю – також від однофазних замикань, а у випадках, передбачених у 5.3.57 і 5.3.58, – крім того, захист від струмів перевантаження і захист мінімальної напруги. На синхронних електродвигунах (за неможливості втягування в синхронізм із повним навантаженням) додатково треба передбачати захист від асинхронного режиму згідно з 5.3.59.

Для електродвигунів постійного струму треба передбачати захисти від КЗ. У разі необхідності додатково можна установлювати захисти від перевантаження і від надмірного підвищення частоти обертання.

5.3.56. Для захисту електродвигунів від КЗ слід застосовувати запобіжники або автоматичні вимикачі.

Номінальні струми плавких вставок запобіжників і розчіплювачів автоматичних вимикачів треба вибирати так, щоб забезпечувалося надійне вимкнення КЗ на затискачах електродвигуна (див. 1.7.79 і 3.1.8) і разом з тим щоб електродвигуни за нормальних для даної електроустановки поштовхів струму (піків технологічних навантажень, пускових струмів, струмів самозапуску тощо) не вимикалися цим захистом. Із цією метою для електродвигунів механізмів з легкими умовами пуску відношення пускового струму електродвигуна до номінального струму плавкої вставки має бути не більшим ніж 2,5, а для електродвигунів механізмів з важкими умовами пуску (велика тривалість розгону, часті пуски тощо) це відношення має дорівнювати 2,0–1,6.

Для електродвигунів відповідальних механізмів з метою особливого надійного відрегулювання запобіжників від поштовхів струму допускається приймати це відношення таким, що дорівнює 1,6 незалежно від умов пуску електродвигуна, якщо кратність струму КЗ на затискачах електродвигуна не менша за зазначену в 3.1.8.

Допускається здійснювати захист від КЗ одним загальним апаратом для групи електродвигунів за умови, що цей захист забезпечує термічну стійкість пускових

апаратів і апаратів захисту від перевантажень, застосованих у колі кожного електродвигуна цієї групи.

На електростанціях для захисту від КЗ електродвигунів власних потреб, пов'язаних з основним технологічним процесом, мають застосовуватися автоматичні вимикачі. За недостатньої чутливості електромагнітних розчіплювачів автоматичних вимикачів у системі власних потреб електростанцій можуть застосовуватися виносні струмові реле з дією на незалежний розчіплювач вимикача.

Для надійного забезпечення селективності захистів у живильній мережі власних потреб електростанцій як захист електродвигунів від КЗ рекомендовано застосовувати електромагнітні розчіплювачі-відсічки.

5.3.57. Захист електродвигунів від перевантаження слід встановлювати у випадках, коли з технологічних причин можливе перевантаження механізму, а також коли за особливо важких умов пуску чи самозапуску необхідно обмежувати тривалість пуску за зниженої напруги. Захист слід виконувати з витримкою часу його можна здійснювати також реле або іншими пристроями.

Захист від перевантаження має діяти на вимкнення, на сигнал або на розвантаження механізму, якщо розвантаження можливе.

Застосовувати захист від перевантаження не обов'язково для електродвигунів з повторно-короткочасним режимом роботи.

5.3.58. Захист мінімальної напруги слід встановлювати:

– для електродвигунів постійного струму, які не допускають безпосереднього ввімкнення в мережу;

– для електродвигунів механізмів, самозапуск яких після зупину недопустимий за умовами технологічного процесу або за умовами безпеки;

– для частини інших електродвигунів відповідно до умов, наведених у 5.3.52.

Для відповідальних електродвигунів, для яких необхідний самозапуск, якщо їх увімкнення проводиться за допомогою контакторів і пускачів з утримувальною обмоткою, слід застосовувати в колі керування механічні або електричні пристрої витримки часу, що забезпечують увімкнення електродвигуна за відновлення напруги протягом заданого часу. Для таких електродвигунів, якщо це допустимо за умовами технологічного процесу та умовами безпеки, можна також замість кнопок керування застосовувати вимикачі, з тим щоб коло утримувальної обмотки залишалося замкнутим, крім допоміжних контактів пускача, і цим забезпечувалося автоматичне зворотне увімкнення за відновлення напруги незалежно від часу перерви живлення.

5.3.59. Для синхронних електродвигунів захист від асинхронного режиму треба, як правило, здійснювати за допомогою захисту від перевантаження за струмом статора.

5.3.60. Захист від КЗ в електродвигунах змінного і постійного струму має передбачатися:

1) в електроустановках із заземленою нейтраллю – у всіх фазах або полюсах;

2) в електроустановках з ізольованою нейтраллю:

– у разі захисту запобіжниками – у всіх фазах або полюсах;

– у разі захисту автоматичними вимикачами – не менше ніж у двох фазах або одному полюсі, при цьому в межах однієї й тієї самої електроустановки захист слід здійснювати в одних і тих самих фазах або полюсах.

Захист електродвигунів змінного струму від перевантажень слід виконувати:

– у двох фазах у разі захисту електродвигунів від КЗ запобіжниками;

– в одній фазі у разі захисту електродвигунів від КЗ автоматичними вимикачами.

Захист електродвигунів постійного струму від перевантажень слід виконувати в одному полюсі.

5.3.61. Апарати захисту електродвигунів мають задовольняти вимогам гл. 3.1. Усі види захисту електродвигунів від КЗ, перевантаження, мінімальної напруги слід здійснювати приладами, дія яких застосована на різних принципах.

5.3.62. Спеціальні види захисту від роботи на двох фазах допускається застосовувати як виняток на електродвигунах, що не мають захисту від перевантаження, для яких існує підвищена ймовірність втрати однієї фази, що призводить до виходу електродвигуна з ладу з тяжкими наслідками.

ГЛАВА 5.6
КОНДЕНСАТОРНІ УСТАНОВКИ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ, ВИЗНАЧЕННЯ

5.6.1. Ця глава Правил поширюється на конденсаторні установки до 500 кВ (незалежно від їх виконання), що приєднуються паралельно індуктивним елементам електричних систем змінного струму частотою 50 Гц і призначені для компенсації реактивної потужності електроустановок і регулювання напруги. Розділ не поширюється на конденсаторні установки для подовжньої компенсації, фільтрові та спеціальні.

Конденсаторні установки напругою до 1 кВ і вище мають також відповідати вимогам гл. 4.1 і 4.2.

5.6.2. **Конденсаторною установкою** називається електроустановка, що складається з конденсаторів, допоміжного електроустаткування (вимикачів, роз'єднувачів, розрядних резисторів, пристроїв регулювання, захисту тощо), що належать до них, та ошиновки.

Конденсаторна установка може складатися з однієї чи декількох конденсаторних батарей або з одного або декількох окремо встановлених одиничних конденсаторів, приєднаних до мережі через комутаційні апарати.

5.6.3. **Конденсаторною батареєю** називається група одиничних конденсаторів, електрично з'єднаних між собою.

5.6.4. **Одиничним конденсатором** називається конструктивне з'єднання одного або декількох конденсаторних елементів у загальному корпусі із зовнішніми виводами.

Термін «конденсатор» використовується тоді, коли немає необхідності підкреслювати різні значення термінів «одиничний конденсатор» і «конденсаторна батарея».

5.6.5. **Конденсаторним елементом** (секцією) називається неподільна частина конденсатора, що складається зі струмопровідних обкладок (електродів), розділених діелектриком.

5.6.6. **Послідовним рядом** у разі паралельно-послідовного з'єднання конденсаторів у фазі батареї називається частина батареї, що складається з паралельно увімкнених конденсаторів.

СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ, ВИБІР УСТАТКУВАННЯ

5.6.7. Конденсаторні установки можна приєднувати до мережі через окремий апарат, призначений для увімкнення і вимкнення тільки конденсаторів, або через загальний апарат із силовим трансформатором, асинхронним електродвигуном чи іншим електроприймачем. Ці схеми можна застосовувати за будь-якої напруги конденсаторної установки.

5.6.8. Конденсаторні батареї на напругу, вищу ніж 10 кВ, складаються з однофазних конденсаторів шляхом їх паралельно-послідовного з'єднання. Число послідовних рядів конденсаторів вибирається так, щоб у нормальних режимах роботи струмове навантаження на конденсатори не перевищувало номінального значення. Число конденсаторів у ряді має бути таким, щоб у разі вимкнення одного з них через перегорання запобіжника напруга на решті конденсаторах ряду не перевищувала 110% номінальної.

5.6.9. Конденсаторні батареї на напругу 10 кВ і нижчу треба складати, як правило, з конденсаторів із номінальною напругою, яка дорівнює номінальній напрузі мережі. При цьому допускається тривала робота одиничних конденсаторів з напругою, не більшою ніж 110% від номінальної.

5.6.10. У трифазних батареях однофазні конденсатори з'єднуються в трикутник або зірку. Може застосовуватися також послідовне або паралельно-послідовне з'єднання однофазних конденсаторів у кожній фазі трифазної батареї.

5.6.11. Під час вибору вимикача конденсаторної батареї слід враховувати наявність паралельно увімкнених (наприклад, на загальні шини) конденсаторних батарей. За необхідності треба виконувати пристрої, що забезпечують зниження поштовхів струму в момент вмикання батареї.

5.6.12. Роз'єднувач конденсаторної батареї повинен мати заземлювальні ножі з боку батареї, що блокуються зі своїм роз'єднувачем. Роз'єднувачі конденсаторної батареї мають блокуватися з вимикачем батареї.

5.6.13. Конденсатори повинні мати розрядні пристрої.

Одиничні конденсатори для конденсаторних батарей рекомендовано застосовувати із вбудованими розрядними резисторами. Допускається встановлювати конденсатори без вбудованих розрядних резисторів, якщо на виводи одиничного конденсатора або послідовного ряду конденсаторів постійно підключено розрядний пристрій. Розрядні пристрої можуть не встановлюватися на батареях до 1 кВ, якщо вони приєднані до мережі через трансформатор і між батареєю та трансформатором відсутні комутаційні апарати.

Як розрядні пристрої можуть застосовуватися:

– трансформатори напруги або пристрої з активно-індуктивним опором – для конденсаторних установок понад 1 кВ;

– пристрої з активним або активно-індуктивним опором – для конденсаторних установок до 1 кВ.

5.6.14. Для досягнення найбільш економічного режиму роботи електричних мереж зі змінним графіком реактивного навантаження слід застосовувати автоматичне регулювання потужності конденсаторної установки шляхом увімкнення і вимкнення її в цілому або окремих її частин.

5.6.15. Апарати і струмовідні частини в колі конденсаторної батареї мають допускати тривале проходження струму, що становить 130% від номінального струму батареї.

ЗАХИСТ

5.6.16. Конденсаторні установки в цілому повинні мати захист від струмів КЗ, що діє на вимкнення без витримки часу. Захист має бути відрегульованим від струмів увімкнення установки і поштовхів струму за перенапруг.

5.6.17. Конденсаторна установка в цілому повинна мати захист від підвищення напруги, що вимикає батарею в разі підвищення значення діючої напруги понад допустиме. Вимкнення установки слід проводити з витримкою часу 3–5 хв. Повторне увімкнення конденсаторної установки допускається після зниження напруги в мережі до номінального значення, але не раніше ніж через 5 хв після її вимкнення. Захист не потрібний, якщо батарею вибрано з урахуванням максимального можливого значення напруги кола, тобто так, що за підвищення напруги до одиничного конденсатора не може бути тривало прикладено напругу понад 110% номінальної.

5.6.18. У випадках, коли можливе перевантаження конденсаторів струмами вищих гармонік, має бути передбачено релейний захист, що вимикає конденсаторну установку з витримкою часу за діючого значення струму для одиничних конденсаторів, що перевищує 130% номінального.

5.6.19. Для конденсаторної батареї, що має дві або більше паралельні гілки, рекомендовано застосовувати захист, який спрацьовує в разі порушення рівності струмів гілок.

5.6.20. На батареях із паралельно-послідовним увімкненням конденсаторів кожен конденсатор вище 1,05 кВ має бути захищений зовнішнім запобіжником, що спрацьовує в разі пробою конденсатора. Конденсатори 1,05 кВ і нижче повинні мати вбудовані всередину корпусу плавкі запобіжники по одному на кожну секцію, що спрацьовують у разі пробою секції.

5.6.21. На батареях, зібраних за схемою електричних з'єднань з декількома секціями, слід застосовувати захист кожної секції від струмів КЗ незалежно від захисту конденсаторної установки в цілому. Такий захист секції не обов'язковий, якщо кожен одиничний конденсатор захищено окремим зовнішнім або вбудованим запобіжником. Захист секції має забезпечувати її надійне вимкнення за найменших і найбільших значень струму КЗ в даній точці мережі.

5.6.22. Схему електричних з'єднань конденсаторних батарей і запобіжники треба вибирати такими, щоб пошкодження ізоляції окремих конденсаторів не призводило до руйнування їх корпусів, підвищення напруги вище тривало допустиму на конденсаторах, що залишилися в роботі, та вимкнення батареї в цілому.

Для захисту конденсаторів понад 1 кВ слід застосовувати запобіжники, що обмежують значення струму КЗ. Зовнішні запобіжники конденсаторів повинні мати покажчики їх перегорання.

5.6.23. Захист конденсаторних установок від грозових перенапруг має передбачати в тих випадках і за допомогою тих самих засобів, які передбачено в гл. 4.2.

ЕЛЕКТРИЧНІ ВИМІРЮВАННЯ

5.6.24. Ємності фаз конденсаторної установки мають контролюватися стаціонарними пристроями вимірювання струму в кожній фазі.

Для конденсаторних установок потужністю до 400 квар допускається вимірювати струм тільки в одній фазі.

5.6.25. Реактивну енергію, видану в мережу конденсаторами, треба облі-ковувати згідно з вимогами гл. 1.5.

УСТАНОВКИ КОНДЕНСАТОРІВ

5.6.26. Конструкція конденсаторної установки має відповідати умовам навколишнього середовища.

5.6.27. Конденсаторні установки із загальною масою масла понад 600 кг у кожній треба розташовувати в окремому приміщенні, що відповідає вимогам вогнестійкості, наведеним у 4.2.76[1], з виходом назовні або до загального приміщення.

Конденсаторні установки із загальною масою масла до 600 кг в кожній, а також конденсаторні установки, що складаються з конденсаторів з негорючою рідиною, можна розміщувати в приміщеннях РУ до 1 кВ і вище або в основних і допоміжних приміщеннях виробництв, віднесених до категорій Г і Д за протипожежними вимогами СНиП Держбуду СРСР.

5.6.28. У разі розташування всередині приміщення конденсаторної установки вище 1 кВ із загальною масою масла понад 600 кг під установкою має бути влаштовувати маслоприймач, розрахований на 20% загальної маси масла в усіх конденсаторах і виконаний відповідно до вимог, наведених у 4.2.101[1]. У разі зовнішнього розташування влаштовувати маслоприймачі під конденсаторами не потрібно.

5.6.29. Конденсаторні установки, розміщені в загальному приміщенні, повинні мати сітчасті огорожі або захисні кожухи. Мають бути також виконаними пристрої, що запобігають розтіканню синтетичної рідини по кабельних каналах і підлозі приміщення в разі порушення герметичності корпусів конденсаторів і забезпечують видалення пари рідини з приміщення.

5.6.30. Відстань між одиничними конденсаторами має бути не меншою ніж 50 мм і вибиратися за умови охолодження конденсаторів і забезпечення ізоляційних відстаней.

5.6.31. Покажчики перегорання зовнішніх запобіжників конденсатора мають бути доступними для огляду під час роботи батареї.

5.6.32. Температура повітря, що оточує конденсатори, не має виходити за верхню і нижню межі, установлені ГОСТ або технічними умовами на конденсатори відповідного типу.

---

[1] Нумерацію пунктів глави 4.2 змінено.

Приміщення або шафи конденсаторної установки повинні мати окрему систему природної вентиляції; якщо вона не забезпечує зниження температури повітря в приміщенні до найбільшої допустимої, необхідно застосовувати штучну вентиляцію.

5.6.33. Для конденсаторів, що встановлюються на відкритому повітрі, має враховуватися наявність сонячного випромінювання. Конденсатори на відкритому повітрі рекомендовано встановлювати так, щоб негативна дія на них сонячної радіації була найменшою.

5.6.34. З'єднання виводів конденсаторів між собою і приєднання їх до шин мають виконуватися гнучкими перемичками.

5.6.35. Конструкції, на яких установлюються конденсатори, мають виконуватися з вогнетривких матеріалів. Під час вибору способу кріплення конденсаторів необхідно враховувати теплове розширення корпусу конденсатора.

5.6.36. У разі зовнішнього встановлення відстані від конденсаторів, заповнених маслом, до іншого устаткування, а також протипожежні відстані від них до будівель і споруд треба приймати за 4.2.67 і 4.2.68[1].

5.6.37. У разі зовнішнього встановлення маслонаповнені конденсатори треба встановлювати згідно з протипожежними вимогами групами потужністю, не більшою 30 Мвар кожна. Відстань у просвіті між групами однієї конденсаторної установки має бути не меншою ніж 4 м, а між групами різних конденсаторних установок – не меншою ніж 6 м.

5.6.38. У одному приміщенні з конденсаторами допускається установлювати розрядні резистори, що належать до них, роз'єднувачі, вимикачі навантаження, малооб'ємні вимикачі і вимірювальні трансформатори.

5.6.39. У разі поділу конденсаторної батареї на частини рекомендовано розташовувати їх так, щоб було забезпечено безпеку робіт на кожній із частин за вимкнених решти.

5.6.40. На конденсаторній установці треба передбачати пристосування для заземлення несучих металевих конструкцій, які можуть перебувати під напругою під час роботи установки.

[1] Нумерацію пунктів глави 4.2 змінено.

РОЗДІЛ 6

ЕЛЕКТРИЧНЕ ОСВІТЛЕННЯ

Глави 6.1–6.6. Затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 22 серпня 2014 року № 597.

МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ

НАКАЗ

22 серпня 2014 р. м. Київ № 597

Про внесення змін та доповнень до розділу 6 Правил улаштування електроустановок

Відповідно до Закону України «Про електроенергетику» та Положення про Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, затвердженого Указом Президента України від 06.04.2011 № 382, враховуючи розвиток науково-технічного прогресу щодо улаштування електроустановок,

НАКАЗУЮ:

1. Внести зміни та доповнення до розділу 6. Електричне освітлення Правил улаштування електроустановок, шляхом викладення у новій редакції глав 6.1–6.6 (далі – розділ 6 ПУЕ), що додається.

2. Розділ 6 ПУЕ набирає чинності через 90 днів з дати підписання цього наказу.

3. Об'єднанню енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики» у встановленому порядку внести розділ 6 ПУЕ до реєстру бази даних документів Міненерговугілля України.

4. Державному підприємству «Національна енергетична компанія «Укренерго» (Ущаповський К.В.) забезпечити:

видання необхідної кількості примірників розділу 6 ПУЕ, відповідно до замовлень;

подальший науково-технічний супровід впровадження розділу 6 ПУЕ.

5. З дня набрання чинності розділом 6 ПУЕ визнати таким, що втратив чинність, наказ Мінпаливенерго України від 09.03.2006 № 70 «Про затвердження та введення в дію нової редакції розділу 6 Правил улаштування електроустановок».

6. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступника Міністра Улиду В.Ю.

Міністр **Ю. Продан**

ЗАТВЕРДЖЕНО:
Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 22.08.2014 р. № 597

ГЛАВА 6.1
ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

6.1.1. Цей розділ Правил поширюється на установки електричного освітлення будинків, приміщень і споруд, зовнішнього освітлення міст, селищ і сільських населених пунктів, територій підприємств і закладів, установки світлової реклами, світлові знаки та ілюмінаційні установки.

6.1.2. Електричне освітлення має відповідати вимогам цього розділу, ДБН В.2.5-28-2006 «Природне і штучне освітлення», правил і нормативних документів. Засоби електричного освітлення повинні відповідати вимогам стандартів, чинних в Україні.

ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

У цих Правилах використано терміни, установлені ДБН В.2.5-28 «Природне і штучне освітлення»: *аварійне освітлення, евакуаційне освітлення, освітлення безпеки, робоче освітлення.*

Нижче подано терміни, які вжито в цьому розділі, та визначення позначених ними понять:

6.1.3. Лампа.

Електричне джерело світла.

6.1.4. Світильник.

Прилад для розподілу, фільтрації і перетворення світла від лампи або ламп, який включає необхідні компоненти для їхнього захисту, кріплення і постачання електроенергією.

6.1.5. Світлове середовище.

Сукупність показників освітлення, які мають потенційний вплив на організм людини.

6.1.6. Живильна освітлювальна мережа.

Мережа від розподільчого пристрою підстанції або відгалуження від повітряних ліній електропередачі до ввідного пункту (ВП), ввідно-розподільчого пункту (ВРП), головного розподільчого щита (ГРЩ).

6.1.7. Розподільча мережа.

Мережа від ВП, ВРП, ГРЩ до розподільчих пунктів, щитків і пунктів живлення освітлення.

6.1.8. Групова мережа.

Мережа від щитків до світильників, штепсельних розеток та інших електроприймачів.

6.1.9. Пункт живлення зовнішнього освітлення.

Електричний розподільчий пристрій для приєднання групової мережі зовнішнього освітлення до джерела живлення.

6.1.10. Фаза нічного режиму.

Фаза живильної або розподільчої мережі зовнішнього освітлення, яка не вимикається в нічні години.

6.1.11. Каскадна система керування зовнішнім освітленням.

Система, яка здійснює почергове увімкнення (вимкнення) ділянок групової мережі зовнішнього освітлення.

6.1.12. Проводи заряджання світильника.

Проводи, які прокладаються всередині світильника від установлених у ньому контактних затискачів або штепсельних з'єднувачів для приєднання до мережі (для світильника, який не має всередині контактних затискачів або штепсельного з'єднувача, – проводи або кабелі від місця приєднання світильника до мережі до апаратів пускорегулювальної апаратури та лампових патронів, установлених у світильнику).

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

6.1.13. Для створення належного світлового середовища важливо, щоб на додаток до необхідного рівня освітленості задовольнялися кількісні і якісні показники освітлення, а саме:

– розподіл яскравості;
– засліпленість;
– спрямованість освітлення;
– кольоропередавання джерел світла;
– пульсація світлового потоку.

Значення рівня освітленості, рівномірності освітленості, індексу передачі кольору і коефіцієнта пульсації освітленості та інші якісні показники освітлювальних установок, види та системи освітлення мають відповідати вимогам чинних в Україні нормативних документів та санітарних норм і правил.

Світильники мають відповідати вимогам чинних норм пожежної безпеки, екології, санітарних норм і вимогам цих Правил.

6.1.14. Для електричного освітлення треба застосовувати газорозрядні лампи низького тиску (люмінесцентні), лампи високого тиску (наприклад, металогалогенні типів ДРІ, ДРІЗ, натрієві типу ДНаТ, ксенонові типів ДКсТ, ДКсТЛ, ртутні типу ДРЛ), світлодіодні та індукційні лампи.

У разі застосування в освітлювальних установках люмінесцентних ламп треба дотримуватися таких умов за звичайного виконання світильників:

– температура повітря має бути не нижчою ніж 5 °С;

– напруга на освітлювальних приладах має бути не меншою ніж 90% номінальної.

Для усунення зорового стробоскопічного ефекту люмінесцентні світильники загального освітлення рекомендовано вмикати на підвищену частоту мережі або на різні фази напруги.

Дозволено застосовувати люмінесцентні світильники зі спеціальними лампами та схемами їх вмикання, які забезпечують їх нормальну роботу за температури повітря мінус 15 °С.

Світлодіодні світильники та електричні лампи, призначені для використання в мережах змінного струму з метою освітлення, мають відповідати вимогам постанови Кабінету Міністрів України від 15.10.2012 № 992 «Про затвердження вимог до світлодіодних світлотехнічних пристроїв та електричних ламп, що використовуються в мережах змінного струму з метою освітлення».

Застосовувати лампи розжарювання дозволено в окремих випадках, коли за умов технології, середовища або вимог до оформлення інтер'єру використовувати газорозрядні джерела світла неможливо або недоцільно.

6.1.15. Для аварійного освітлення рекомендовано застосовувати світильники з компактними люмінесцентними та світлодіодними лампами.

Газорозрядні лампи високого тиску дозволено використовувати в разі забезпечення їх миттєвого засвічування або перезасвічування в приміщеннях з висотою підвішування світильників понад 3 м.

6.1.16. Для живлення освітлювальних приладів загального внутрішнього та зовнішнього освітлення, як правило, треба застосовувати напругу, не вищу ніж 220 В змінного або постійного струму. У приміщеннях без підвищеної небезпеки для всіх стаціонарно встановлених освітлювальних приладів незалежно від висоти їх установлення можна застосовувати напругу 220 В.

Напругу 380 В для живлення освітлювальних приладів загального внутрішнього та зовнішнього освітлення дозволено використовувати в разі введення в освітлювальний прилад незалежного, не вмонтованого в прилад, пускорегулювального апарата; його треба обладнувати проводами або кабелем з ізоляцією на напругу, не меншу ніж 660 В.

Вводити в освітлювальний прилад два або три проводи різних фаз системи 660/380 В не дозволено.

6.1.17. У приміщеннях з підвищеною небезпекою і особливо небезпечних за висоти встановлення світильників загального освітлення над підлогою або площадкою обслуговування, меншої ніж 2,5 м, застосовувати світильники класу захисту 0 не дозволено, необхідно застосовувати світильники класу захисту 2 або 3. Дозволено використовувати світильники класу захисту 1. У цьому разі електричне коло обладнують пристроєм захисного вимикання (ПЗВ) зі струмом спрацьовування до 30 мА.

Вищезазначені вимоги не поширюються на світильники, які обслуговують із кранів. У цьому разі відстань від світильника до настилу моста крана має бути не меншою ніж 1,8 м або світильники потрібно підвішувати не нижче нижнього пояса ферм перекриття, а обслуговувати їх з кранів належить із дотриманням вимог техніки безпеки.

6.1.18. В установках для освітлення фасадів будинків, скульптур, монументів, для підсвічування зелені з використанням освітлювальних приладів, установлених від поверхні землі або площадки обслуговування нижче ніж 2,5 м, дозволено застосовувати напругу до 380 В, якщо ступінь захисту освітлювальних приладів є не нижчим від IP 54.

В установках для освітлення фонтанів і басейнів номінальна напруга живлення освітлювальних приладів, занурюваних у воду, має бути не вищою ніж 12 В.

6.1.19. У приміщеннях з підвищеною небезпекою та особливо небезпечних дозволена напруга має становити до 220 В; у цьому разі необхідно передбачати захисне вимкнення лінії за струму витікання до 30 мА або живлення кожного світильника за допомогою розділового трансформатора (розділовий трансформатор може мати кілька електрично не пов'язаних вторинних обмоток).

Для живлення світильників місцевого освітлення з трубчастими та компактними люмінесцентними лампами дозволено застосовувати напругу, не більшу ніж 220 В. У цьому разі у вогких приміщеннях, особливо вогких, жарких і з хімічно активним середовищем необхідно застосовувати люмінесцентні лампи для місцевого освітлення лише в арматурі спеціальної конструкції.

Лампи типів ДРЛ, ДРІ, ДРІЗ і ДНаТ дозволено застосовувати для місцевого освітлення за напруги, не вищої ніж 220 В, в арматурі, спеціально передбаченій для місцевого освітлення.

6.1.20. Для живлення переносних світильників у приміщеннях з підвищеною небезпекою та особливо небезпечних слід застосовувати напругу, не вищу ніж 24 В.

За наявності особливо несприятливих умов, коли небезпека ураження електричним струмом збільшується через тісноту, незручне положення, у разі дотикання до великих металевих, добре заземлених поверхонь (наприклад, робота в котлах), у зовнішніх установках для живлення ручних світильників слід застосовувати напругу, не вищу ніж 12 В.

Переносні світильники, передбачені для підвішування, настільні, встановлювані на підлозі тощо, під час вибору напруги прирівнюють до стаціонарних світильників місцевого стаціонарного освітлення (6.1.19).

Для переносних світильників, установлених на пересувних стояках на висоті 2,5 м і більше, допускається застосовувати напругу до 380 В.

6.1.21. Живлення світильників напругою до 42 В треба виконувати від розділових трансформаторів або автономних джерел живлення.

6.1.22. Допустимі відхилення та коливання напруги на освітлювальних приладах становлять не менше ніж 95% і не більше ніж 105%; вони не мають перевищувати норм, зазначених у ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

6.1.23. Живлення силових і освітлювальних електроприймачів за напруги 380/220 В рекомендовано виконувати від загальних трансформаторів за умови дотримання вимог 6.1.22.

АВАРІЙНЕ ОСВІТЛЕННЯ

6.1.24. Аварійне освітлення забезпечує мінімально необхідні зорові умови для продовження роботи після припинення робочого освітлення. Аварійне освітлення розділяють на освітлення безпеки та евакуаційне. Світильники аварійного освітлення повинні відрізнятися від світильників робочого освітлення згідно з пунктом 4.78 ДБН В.2.5-28-2006 «Природне і штучне освітлення».

Освітлення безпеки застосовують для продовження роботи під час аварійного тривалого вимкнення робочого освітлення.

Освітлення безпеки має створювати мінімальну освітленість на робочій поверхні, що становить 5% від освітленості, яка нормується для робочого освітлення, але не меншу ніж 2 лк усередині споруд і не меншу ніж 1 лк – для території.

Евакуаційне освітлення має забезпечувати освітленість на підлозі головних проходів і на сходах не менше ніж 1 лк від газорозрядних і світлодіодних ламп.

Живлення світильників аварійного освітлення у виробничих і громадських будівлях і на відкритих площах має бути незалежним від живлення світильників робочого освітлення і виконуватися: у разі двох вводів у будинок або споруду – від різних вводів, у разі одного вводу – самостійними лініями, починаючи від увідного розподільчого пристрою.

6.1.25. Світильники і світлові покажчики евакуаційного освітлення у виробничих будівлях з природним освітленням і в громадських та житлових будівлях приєднують до мережі, яку не пов'язано з мережею робочого освітлення (6.1.24).

6.1.26. Живлення світильників і світлових покажчиків евакуаційного освітлення у виробничих будівлях без природного освітлення треба виконувати так само, як і живлення світильників освітлення безпеки (6.1.24).

У виробничих будівлях без природного освітлення в приміщеннях, де одночасно можуть перебувати 20 осіб і більше, незалежно від наявності освітлення безпеки передбачають евакуаційне освітлення основних проходів і установлення світлових покажчиків «Вихід», які автоматично перемикаються в разі припинення їх живлення на третє незалежне або автономне зовнішнє або місцеве джерело (акумуляторна батарея, дизель-генераторна установка тощо), яке не використовують у нормальному режимі для живлення робочого освітлення.

У разі використання акумуляторної батареї як джерела стаціонарного резервного живлення її ємність має забезпечувати роботу систем сигналізації протягом доби в режимі «чергування» і не менше трьох годин – у режимі «тривога».

6.1.27. У разі віднесення всіх або частини світильників освітлення безпеки та евакуаційного освітлення до особливої групи першої категорії з надійності електропостачання необхідно виконувати додаткове живлення цих світильників від третього незалежного джерела.

6.1.28. Світильники евакуаційного освітлення, світлові покажчики евакуаційних і (або) запасних виходів у будинках будь-якого призначення, які живляться в аварійному режимі від автономних джерел, у нормальному режимі можуть живитися від мереж будь-якого виду освітлення, які не вимикають під час функціонування будинку.

6.1.29. Згідно з ДБН В.2.5-28 «Природне і штучне освітлення» в приміщеннях, в яких постійно перебувають люди або які призначено для постійного переміщення персоналу чи сторонніх осіб і в яких необхідне освітлення безпеки або евакуаційне освітлення, потрібно забезпечувати можливість увімкнення зазначених видів освітлення протягом усього часу, коли ввімкнено робоче освітлення, або освітлення безпеки і евакуаційне освітлення має вмикатися автоматично в разі аварійного вимкнення робочого освітлення.

6.1.30. Застосовувати для робочого освітлення, освітлення безпеки і (або) евакуаційного освітлення спільні групові щитки, а також установлювати апарати керування робочим освітленням, освітленням безпеки та (або) евакуаційним освітленням, за винятком апаратів допоміжних кіл (наприклад, сигнальних ламп, ключів керування), у загальних шафах не дозволено.

Дозволено виконувати живлення освітлення безпеки та евакуаційного освітлення від спільних щитів.

6.1.31. Використовувати мережі, які живлять силові електроприймачі, для живлення освітлення безпеки та евакуаційного освітлення у виробничих будівлях без природного освітлення не дозволено.

6.1.32. Дозволено замість стаціонарних світильників (будинки та приміщення без постійного перебування людей, будинки площею забудови, не більшою ніж 250 м^2) застосовувати ручні освітлювальні прилади з акумуляторами або сухими елементами для тимчасового освітлення безпеки та евакуаційного освітлення.

ВИКОНАННЯ ТА ЗАХИСТ ОСВІТЛЮВАЛЬНИХ МЕРЕЖ

6.1.33. Освітлювальні мережі треба виконувати відповідно до вимог глав 1.7, 2.1, 2.2, 2.3, 2.4 та 6.2–6.4 цих Правил, ДНАОП 0.00-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок»*, ДБН В.2.5-27-2006 «Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд » та вимог відповідних будівельних норм і правил. Освітлювальні мережі дозволено виконувати з такими системами заземлення: TN-C-S, TN-S, TT та IT.

6.1.34. Переріз нейтральних провідників трифазних живильних і групових ліній з люмінесцентними лампами, лампами типів ДРЛ, ДРІ, ДРІЗ, ДНаТ у разі одночасного вимкнення всіх фазних проводів лінії слід вибирати таким:

– для ділянок мережі, по яких протікає струм від ламп з компенсованими пускорегулювальними апаратами, – який дорівнює фазному;

– для ділянок мережі, по яких протікає струм від ламп з некомпенсованими пускорегулювальними апаратами, – який дорівнює фазному, у разі перерізів фазних провідників, менших від 16 мм^2 або які дорівнюють 16 мм^2, – для мідних і 25 мм^2 – для алюмінієвих проводів і не менших ніж 50% перерізу фазних провідників за більших перерізів, але не менших ніж 16 мм^2, – для мідних і 25 мм^2 – для алюмінієвих проводів.

6.1.35. Якщо трифазні освітлювальні живильні і групові лінії захищено запобіжниками або однополюсними автоматичними вимикачами за будь-яких джерел світла, переріз N-провідників слід брати таким, який дорівнює перерізу фазних провідників.

6.1.36. Захист освітлювальних мереж виконують відповідно до вимог глави 3.1 ПУЭ з доповненнями, наданими в 6.1.37, 6.1.38, 6.2.10–6.2.12, 6.3.40, 6.4.10.

Під час вибору струмів апаратів захисту необхідно враховувати пускові струми в разі ввімкнення потужних ламп типів ДРЛ, ДРІ, ДРІЗ, ДНаТ, ДКсТ.

Апарати захисту та пускорегулювальні апарати по можливості розміщують групами в доступних для обслуговування місцях. Розосереджено встановлювати апарати захисту дозволено в разі живлення освітлення від шинопроводів (6.2.7).

6.1.37. Апарати захисту незалежно від вимог 6.2.7 і 6.2.8 у живильній освітлювальній мережі треба установлювати на вводах у будинки.

6.1.38. Трансформатори, які використовують для живлення світильників напругою до 50 В, мають бути захищеними з боку високої напруги. Захист треба передбачати також на відхідних лініях низької напруги.

* ДНАОП 0.00-1.32-01 замінено на НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок» *(Прим. редакції)*.

Якщо трансформатори живляться окремими групами від щитків і апарат захисту на щитку обслуговує не більше ніж три трансформатори, то встановлювати додаткові апарати захисту з боку високої напруги кожного трансформатора не обов'язково.

6.1.39. Установлювати запобіжники, автоматичні та неавтоматичні однополюсні вимикачі в *PEN*-, *PE*-провідниках у мережах із заземленою нейтраллю не дозволено.

ЗАХИСНІ ЗАХОДИ БЕЗПЕКИ

6.1.40. Захисне заземлення установок електричного освітлення треба виконувати відповідно до вимог глави 1.7 цих Правил, а також до додаткових вимог, наведених у 6.1.41–6.1.50, 6.4.9 і ДНАОП 0.00-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок» та ДБН В.2.5-27-2006 «Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд».

6.1.41. Захисне заземлення металевих корпусів світильників загального освітлення з лампами типів ДРЛ, ДРІ, ДРІЗ, ДНаТ, ДКсТ або натрієвими із вмонтованими всередині світильника пускорегулювальними апаратами треба здійснювати:

– у мережах із заземленою нейтраллю – шляхом приєднання до заземлювального гвинта корпусу світильника *PE*-провідника. Заземлювати корпус світильника шляхом відгалуження від *N*-провідника всередині світильника не дозволено;

– у мережах з ізольованою нейтраллю, а також у мережах, які перемикаються на живлення від акумуляторної батареї, – шляхом приєднання захисного провідника до заземлювального гвинта корпусу світильника. У разі введення в світильник проводів, які не мають механічного захисту, захисний провідник має бути гнучким.

6.1.42. Захисне заземлення корпусів світильників загального освітлення з лампами типів ДРЛ, ДРІ, ДРІЗ, ДНаТ, ДКсТ і люмінесцентними лампами низького тиску з винесеними пускорегулювальними апаратами слід здійснювати за допомогою перемички між заземлювальним гвинтом заземленого пускорегулювального апарата та заземлювальним гвинтом світильника.

6.1.43. Металеві відбивачі світильників з корпусами з ізолювальних матеріалів не заземлюють.

6.1.44. Захисне заземлення металевих корпусів світильників місцевого освітлення на напругу, вищу ніж 50 В, має задовольняти таким вимогам:

– якщо захисні провідники приєднують не до корпусу світильника, а до металевої конструкції, на якій світильник установлено, то між цією конструкцією, кронштейном і корпусом світильника має бути надійне електричне з'єднання;

– якщо між кронштейном і корпусом світильника немає надійного електричного з'єднання, то його виконують за допомогою спеціально призначеного для цієї мети захисного провідника.

6.1.45. Захисне заземлення металевих корпусів світильників загального освітлення з будь-якими джерелами світла в приміщеннях як без підвищеної небезпеки, так і з підвищеною небезпекою та особливо небезпечних, у будівлях, а також адміністративно-конторських, лабораторних і інших приміщеннях виробничих підприємств (подібних за своїм характером до приміщень громадських будівель) треба здійснювати відповідно до вимог ДНАОП 0.00-1.32-01 «Правила будови елект-

роустановок. Електрообладнання спеціальних установок» та ДБН В.2.5-27-2006 «Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд».

6.1.46. У приміщеннях без підвищеної небезпеки виробничих, житлових і громадських будівель за напруги, вищої ніж 50 В, треба застосовувати переносні світильники класу 1 за ГОСТ 12.2.007.0-75 «ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности».

Групові лінії, які живлять штепсельні розетки, виконують відповідно до вимог ДНАОП 0.00-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок» та ДБН В.2.5-27-2006 «Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд»; у цьому разі в мережах з ізольованою нейтраллю захисний провідник слід підключати до заземлювача.

6.1.47. Захисні провідники в мережах із заземленою нейтраллю в групових лініях, які живлять світильники загального освітлення та штепсельні розетки (6.1.45, 6.1.46), *N*- і *PE*-провідники підключати під загальний контактний затискач не дозволено.

6.1.48. Під час виконання захисного заземлення освітлювальних приладів зовнішнього освітлення треба виконувати приєднання залізобетонних і металевих опор, а також тросів до *PE*-провідника в мережах з ізольованою нейтраллю і до *PEN*-провідника – у мережах із заземленою нейтраллю.

6.1.49. Під час установлення освітлювальних приладів зовнішнього освітлення на залізобетонних і металевих опорах електрифікованого міського транспорту в мережах із заземленою нейтраллю освітлювальні прилади та опори приєднують до *PEN*-провідника лінії.

6.1.50. У разі живлення зовнішнього освітлення повітряними лініями виконують захист від атмосферних перенапруг згідно з главою 2.4 цих Правил.

6.1.51. Під час виконання схем живлення світильників і штепсельних розеток треба керуватися вимогами з установлення ПЗВ, викладеними в ДНАОП 0.00-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок» та ДБН В.2.5-27-2006 «Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд».

6.1.52. Для установок зовнішнього освітлення (фасадів будинків, монументів тощо), зовнішньої світлової реклами та покажчиків у системах заземлення TN-S рекомендовано застосовувати ПЗВ зі струмом спрацьовування до 30 мА; у цьому разі фонове значення струмів витоку повинне бути, принаймні, в три рази меншим від значення струму уставки спрацьовування ПЗВ за диференційним струмом.

ЗАТВЕРДЖЕНО:
Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 22.08.2014 р. № 597

ГЛАВА 6.2
ВНУТРІШНЄ ОСВІТЛЕННЯ

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

6.2.1. Мінімально допустимі значення коефіцієнта потужності для світлотехнічних приладів потужністю до 25 Вт мають становити не менше ніж 0,8, для світлотехнічних приладів потужністю більше ніж 25 Вт – не менше 0,9.

Мінімально допустимі значення коефіцієнтів корисної дії допоміжних електронних пристроїв для світлотехнічних пристроїв – світильників становлять:

– потужністю до 10 Вт – не менше ніж 70%;

– потужністю до 25 Вт – не менше ніж 75%;

– потужністю понад 25 Вт – не менше ніж 80%.

Мінімально допустиме значення індексу кольоропередачі світлотехнічних пристроїв для внутрішнього освітлення становить 70.

Для ламп типів ДРЛ, ДРІ, ДРІЗ, ДНаТ можна застосовувати як групову, так і індивідуальну компенсацію реактивної потужності. За наявності техніко-економічних обґрунтувань допускається застосовувати вищезазначені лампи без пристрою компенсації реактивної потужності. За групової компенсації компенсувальні пристрої слід вимикати одночасно з вимиканням ламп.

6.2.2. Живлення світильника місцевого освітлення (з допомогою понижувального трансформатора або без нього) можна здійснювати шляхом відгалуження від силового кола механізму або верстата, для якого передбачено світильник.

У цьому разі окремий захисний апарат у освітлювальному колі можна не встановлювати, якщо захисний апарат силового кола має значення струму уставки, не більше ніж 25 А.

Відгалуження до світильників місцевого освітлення за напруги, вищої ніж 50 В, у межах робочого місця треба виконувати в жорстких кабельних трубопроводах і коробах, стійких до поширення полум'я.

6.2.3. Для виробничих приміщень, де виконують зорові роботи за I, II, III, IV, Va, і Vб розрядами згідно з ДБН В.2.5-28-2006 «Природне і штучне освітлення», застосовують систему комбінованого освітлення. У разі використання для загального освітлення газорозрядних ламп для зниження пульсацій світлового потоку необхідно передбачати їх рівномірне підключення на три фази мережі живлення.

У приміщеннях, де розміщено монітори персональних обчислювальних машин, коефіцієнт пульсацій освітленості в системі загального освітлення має бути

не більшим ніж 5%. В інших виробничих приміщеннях допускається застосовувати коефіцієнт пульсацій, не більший ніж 10%.

ЖИВИЛЬНА ОСВІТЛЮВАЛЬНА МЕРЕЖА

6.2.4. Живлення робочого освітлення рекомендовано виконувати по самостійних лініях від розподільчих пристроїв підстанцій, щитів, шаф, розподільчих пунктів, магістральних і розподільчих шинопроводів.

6.2.5. Живлення робочого освітлення, освітлення безпеки та евакуаційного освітлення дозволено виконувати від загальних ліній з електросиловими установками або від силових розподільчих пунктів (виняток 6.1.28). У цьому разі вимоги до допустимих відхилень і коливань напруги в освітлювальній мережі слід виконувати відповідно до ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

6.2.6. Лінії мережі живлення робочого освітлення, освітлення безпеки та евакуаційного освітлення, а також лінії, які живлять ілюмінаційні установки та світлову рекламу, повинні мати в розподільчих пристроях, від яких ці лінії відходять, самостійні апарати захисту та керування для кожної лінії.

Допускається встановлювати загальний апарат керування для кількох ліній одного виду освітлення або установок, які відходять від розподільчого пристрою. Захист кожної лінії виконують окремим апаратом.

6.2.7. У разі застосування шинопроводів як ліній живлення освітлювальної мережі замість групових щитків можна використовувати окремі апарати захисту і керування для живлення груп світильників, приєднаних до шинопроводу. У цьому разі має бути забезпечено зручний і безпечний доступ до зазначених апаратів.

6.2.8. У місцях приєднання ліній живлення освітлювальної мережі до ліній живлення електросилових установок або до силових розподільчих пунктів (6.2.5) необхідно встановлювати апарати захисту і керування.

У разі живлення освітлювальної мережі від силових розподільчих пунктів, до яких безпосередньо приєднано силові електроприймачі, освітлювальну мережу підключають до ввідних затискачів цих пунктів.

ГРУПОВА МЕРЕЖА

6.2.9. Групові мережі освітлення можуть бути одно-, дво- та трифазними, залежно від їх довжини та кількості світильників, які приєднують до них.

Лінії групової мережі внутрішнього освітлення має бути захищено запобіжниками або автоматичними вимикачами.

6.2.10. Кожна групова лінія, як правило, повинна мати на фазу не більше ніж 20 ламп типів ДРЛ, ДРІ, ДРІЗ, ДНаТ. До цієї кількості також входять штепсельні розетки.

Для групових ліній, які живлять світлові карнизи, світлові стелі тощо з лампами розжарювання, а також світильники з люмінесцентними лампами потужністю до 80 Вт, рекомендовано приєднувати до 60 ламп на фазу; для ліній, які живлять світильники з люмінесцентними лампами потужністю до 40 Вт включно, – до 75 ламп на фазу, потужністю до 20 Вт включно – до 100 ламп на фазу.

Для групових ліній, які живлять багатолампові люстри, кількість ламп будь-якого типу на фазу не обмежується.

У групових лініях, які живлять лампи потужністю 10 кВт і більше, кожна лампа повинна мати самостійний апарат захисту.

6.2.11. На початку кожної групової лінії, у тому числі ліній, які живляться від шинопроводів, слід установлювати апарати захисту у всіх фазних провідниках. Установлювати апарати захисту в *PEN*- і *PE*-провідниках не дозволено.

6.2.12. *N*-провідники групових ліній, у разі застосування металевих труб, необхідно прокладати разом з фазними провідниками в одній трубі, а в разі застосування кабелів або багатожильних проводів – розміщувати в спільну оболонку з фазними провідниками.

6.2.13. Прокладати проводи та кабелі групових ліній робочого освітлення разом з груповими лініями освітлення безпеки та евакуаційного освітлення не рекомендовано. Дозволено їх сумісне прокладання на одному монтажному профілі, в одному коробі, лотку, а також у корпусах і штангах світильників за умови, що вжито спеціальних заходів, які унеможливлюють пошкодження проводів освітлення безпеки та евакуаційного освітлення в разі несправності проводів робочого освітлення.

6.2.14. Живлення світильників робочого освітлення, освітлення безпеки або евакуаційного освітлення допускається виконувати від різних фаз одного трифазного шинопроводу за умови, що до нього буде прокладено самостійні лінії для робочого освітлення, освітлення безпеки або евакуаційного освітлення.

6.2.15 На опорну поверхню з горючих матеріалів дозволено встановлювати світильники, які промарковано символом $\overline{F}$ за ГОСТ 17677-82 «Светильники. Общие технические условия». У разі відсутності такого символу місця прилягання світильника до опорної поверхні повинні мати прокладку з негорючого матеріалу.

ЗАТВЕРДЖЕНО:
Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 22.08.2014 р. № 597

ГЛАВА 6.3
ЗОВНІШНЄ ОСВІТЛЕННЯ

ДЖЕРЕЛА СВІТЛА, УСТАНОВЛЕННЯ ОСВІТЛЮВАЛЬНИХ ПРИЛАДІВ І ОПОР

6.3.1. Для зовнішнього освітлення можна використовувати будь-які джерела світла (6.1.11).

Для охоронного освітлення територій підприємств, якщо охоронне освітлення вмикається автоматично від дії охоронної сигналізації, газорозрядні лампи застосовувати не дозволено.

6.3.2. Освітлювальні прилади зовнішнього освітлення (світильники, прожектори) можна встановлювати на спеціально призначених для такого освітлення опорах, а також на опорах повітряних ліній до 1 кВ, опорах контактної мережі електрифікованого міського транспорту всіх видів струмів напругою до 600 В, стінах і перекриттях будівель і споруд, щоглах (у тому числі щоглах блискавковідводів, які стоять окремо), технологічних естакадах, площадках технологічних установок і димових труб, парапетах та огородженнях мостів і транспортних естакад, на металевих, залізобетонних та інших конструкціях будівель і споруд незалежно від відмітки їх розташування, можна підвішувати їх на тросах, укріплених на стінах будівель, та опорах, а також установлювати на рівні землі та нижче.

У разі необхідності розміщення освітлювальних приладів на існуючих будівлях (спорудах) допустимі вагові навантаження від них та схеми їх розміщення погоджуються з проектувальником будівлі (споруди) або відповідальним виконавцем окремих видів робіт, пов'язаних із створенням об'єктів архітектури, який має відповідний кваліфікаційний сертифікат.

6.3.3. Під час вибору місця розміщення і висоти установлення освітлювального приладу зовнішнього освітлення враховують необхідність безпечного і зручного доступу до них для обслуговування.

Світильники зовнішнього освітлення на опорах ПЛ до 1 кВ установлюють:

– під час обслуговування світильників з телескопічних вишок з ізолювальною ланкою – як правило, вище від проводів ПЛ або на рівні нижчих проводів ПЛ у разі розміщення світильників і проводів ПЛ з різних боків опори. Відстань по горизонталі від світильника до найближчого проводу ПЛ має бути не меншою ніж 0,6 м;

– під час обслуговування світильників з використанням інших засобів – нижче від проводів ПЛ. Відстань по вертикалі від світильника до проводу ПЛ (у просвіті)

повинна бути не меншою ніж 0,2 м, відстань по горизонталі від світильника до опори (у просвіті) – не більшою ніж 0,4 м.

6.3.4. У разі підвішування світильників на тросах потрібно вживати заходів для запобігання розгойдуванню світильників під дією вітру.

6.3.5. Над проїзною частиною вулиць, доріг і площ світильники установлюють на висоті, не меншій ніж 6,5 м.

Над контактною мережею трамваю світильники треба встановлювати на висоті, не меншій ніж 8 м до головки рейки, над контактною мережею тролейбуса – на висоті, не меншій ніж 9 м від рівня проїзної частини. Відстань по вертикалі від проводів ліній вуличного освітлення до поперечок контактної мережі або підвішених до поперечок ілюмінаційних гірлянд має бути не меншою ніж 0,5 м.

6.3.6. Над бульварами та пішохідними доріжками світильники установлюють на висоті, не меншій ніж 3 м.

Найменша висота встановлення освітлювальних приладів для освітлення газонів і фасадів будинків і споруд та для декоративного освітлення не обмежується за умови, що буде дотримано вимоги 6.1.18.

Установлювати освітлювальні прилади в приямках, нижчих від рівня землі, дозволено за наявності дренажних або інших аналогічних пристроїв для видалення води з приямків.

6.3.7. Для освітлення транспортних розв'язок, міських та інших площ світильники можна встановлювати на опорах висотою 20 м і більше за умови гарантованого здійснення заходів безпеки їх обслуговування (наприклад, опускання світильників, улаштування площадок, використання вишок тощо).

6.3.8. Опори установок освітлення площ, вулиць, доріг в межах населених пунктів слід розташовувати відповідно до вимог ДБН В.2.3-5-2001 «Вулиці та дороги населених пунктів», а опори освітлення доріг загального користування – відповідно до вимог пункту 4.5.7 ДБН В.2.3-4:2007 «Автомобільні дороги. Частина 1. Проектування».

На територіях промислових підприємств відстань від опори зовнішнього освітлення до проїзної частини рекомендовано витримувати не меншою ніж 1 м. Допускається зменшувати цю відстань до 0,6 м.

6.3.9. Опори освітлення вулиць і доріг, які мають роздільні смуги шириною 4 м і більше, можна встановлювати в центрі цих смуг.

6.3.10. На вулицях і дорогах, які мають кювети, допускається встановлювати опори за кюветом, якщо відстань від опори до найближчої межі проїзної частини не перевищує 4 м.

Опору не можна встановлювати між пожежним гідрантом і проїзною частиною.

6.3.11. Опори на перетинах і примиканнях вулиць і доріг рекомендовано встановлювати на відстані, не меншій ніж 1,5 м від початку закруглення тротуарів, не порушуючи лінії встановлювання опор.

6.3.12. Опори для світильників освітлення алей і пішохідних доріг треба встановлювати за межами пішохідної частини.

6.3.13. Світильники на вулицях і дорогах з рядковим насадженням дерев необхідно встановлювати поза кронами дерев на подовжених кронштейнах, спрямованих у бік проїзної частини вулиці, або використовувати тросове підвішування світильників.

ЖИВЛЕННЯ УСТАНОВОК ЗОВНІШНЬОГО ОСВІТЛЕННЯ

6.3.14. Живлення установок зовнішнього освітлення можна виконувати безпосередньо від трансформаторних підстанцій, розподільчих пунктів та ввідно-розподільчих пристроїв (ВРП) або спеціальних трансформаторів, якщо це рішення обґрунтоване техніко-економічними розрахунками. Освітлювальні мережі зазвичай виконують із системою заземлення TN-C.

6.3.15. Для живлення світильників вуличного освітлення, а також зовнішнього освітлення промислових підприємств зазвичай потрібно прокладати самостійні лінії. Живлення таких світильників дозволено виконувати від додатково прокладених для цього фазних провідників і *PEN*-провідника повітряної лінії електричної мережі міста, населеного пункту, промислового підприємства.

6.3.16. Освітлювальні установки міських транспортних і пішохідних тунелів, доріг і площ категорії А за надійністю електропостачання відносять до другої категорії, решту зовнішніх освітлювальних установок – до третьої категорії.

6.3.17. Живлення світильників для освітлення територій мікрорайонів виконують безпосередньо від пунктів живлення зовнішнього освітлення або від мереж вуличного освітлення, які проходять поблизу (крім мереж вулиць категорії А), залежно від прийнятої в населеному пункті системи експлуатації. Живлення світильників зовнішнього освітлення територій дитячих ясел-садків, загальноосвітніх шкіл, шкіл-інтернатів, лікарень, госпіталів, санаторіїв, пансіонатів, будинків відпочинку, дитячих таборів дозволено виконувати кабелем як від увідних пристроїв цих будинків або трансформаторних підстанцій, так і від найближчих розподільчих мереж зовнішнього освітлення за умови дотримання вимог 6.5.27.

6.3.18. Живлення освітлення відкритих технологічних установок, відкритих виробничих площадок, відкритих естакад, складів та інших відкритих об'єктів при виробничих будівлях дозволено виконувати від мереж внутрішнього освітлення будівель, до яких ці об'єкти належать.

6.3.19. Живлення світильників охоронного освітлення зазвичай виконують по самостійних лініях.

6.3.20. Живлення освітлювальних приладів під'їздів до протипожежних гідрантів, водоймищ тощо виконують від фаз нічного режиму мережі зовнішнього освітлення.

6.3.21. Світильники, установлені біля входів у будинок, рекомендовано приєднувати до групової мережі внутрішнього освітлення і в першу чергу – до мережі освітлення безпеки або евакуаційного освітлення, яке вмикають одночасно з робочим освітленням.

6.3.22. В установках зовнішнього освітлення світильники з газорозрядними джерелами світла повинні мати індивідуальну компенсацію реактивної потужності. Коефіцієнт потужності повинен бути не нижчим ніж 0,85.

6.3.23. У разі застосування прожекторів з газорозрядними джерелами світла допускається групова компенсація реактивної потужності, за якої необхідно забезпечувати вимикання компенсувальних пристроїв одночасно з вимиканням компенсувальних установок, реактивну потужність яких вони компенсують.

ВИКОНАННЯ ТА ЗАХИСТ МЕРЕЖ ЗОВНІШНЬОГО ОСВІТЛЕННЯ

6.3.24. Мережі зовнішнього освітлення рекомендовано виконувати кабельними або повітряними лініями з використанням самоутримних ізольованих проводів. В обґрунтованих випадках для повітряних розподільчих мереж освітлення вулиць, доріг, площ, територій мікрорайонів і населених пунктів допускається використовувати неізольовані проводи.

6.3.25. По опорах контактної мережі електрифікованого транспорту напругою до 660 В постійного струму, на яких установлено освітлювальні прилади для зовнішнього освітлення, для їх живлення дозволено прокладати кабельні лінії або самоутримні ізольовані проводи.

6.3.26. Повітряні лінії зовнішнього освітлення виконують відповідно до вимог глави 2.4 цих Правил.

Перетини ліній з вулицями та дорогами за довжини прогонів, не більшої ніж 40 м, дозволено виконувати без застосування анкерних опор і подвійного кріплення проводів.

6.3.27. *PEN*-провідники мережі загального користування, виконані неізольованими проводами, у разі використання їх для зовнішнього освітлення розташовують нижче фазних проводів мережі загального користування та фазних проводів мережі зовнішнього освітлення.

У разі використання наявних опор, що належать електромережним організаціям, які не займаються експлуатацією зовнішнього освітлення, фазні проводи мережі зовнішнього освітлення допускається розташовувати нижче *PEN*-провідників мережі загального користування за умови їх виконання самоутримними ізольованими проводами.

6.3.28. У місцях, де кабельні лінії переходять у повітряні, рекомендовано передбачати вимикальні пристрої, які встановлюють на опорах на висоті, не меншій ніж 2,5 м. Установлювати вимикальні пристрої не треба у місцях виходів кабелю з пунктів живлення зовнішнього освітлення на опори, у місцях перетину кабелем доріг, а також у місцях проходження кабелю через перешкоди. Висота підвішування повітряних ліній в місцях перетину з контактною мережею тролейбуса має бути не меншою ніж 10,5 м від рівня дорожнього покриття, а відстань від проводів освітлення до конструкції кріплення контактної мережі – не меншою ніж 1,5 м.

6.3.29. З метою резервування розподільчих кабельних ліній або ліній, які виконують самоутримними ізольованими проводами, між крайніми світильниками сусідніх відрізків для освітлення магістральних вулиць міст рекомендовано передбачати перемички (резервні кабельні лінії), які нормально вимикаються.

Під час застосування зазначених перемичок, у разі відхилення від вимог 6.1.22, зниження напруги на освітлювальних приладах допускається збільшувати до 10% номінального.

6.3.30. Повітряні лінії зовнішнього освітлення виконують без урахування резервування, а їх проводи можуть бути різного перерізу вздовж лінії.

6.3.31. Відгалуження до світильників від кабельних ліній зовнішнього освітлення виконують зазвичай без розрізування жил кабелю. Відгалуження необхідно захищати індивідуальними запобіжниками або автоматичними вимикачами, якщо захисний апарат обслуговує понад 20 світильників на фазу.

Під час прокладання зазначених кабельних ліній на інженерних спорудах треба передбачати заходи для зручності влаштування відгалужень від кабельних ліній до опори та можливість заміни кабелю відрізками.

6.3.32. Уведення кабелю в опори має обмежуватися цоколем опори. Цоколі повинні мати розміри, достатні для розміщення в них кабельних розгалужень і запобіжників або автоматичних вимикачів, які встановлюють на відгалуженнях до освітлювальних приладів, і бути обладнаними дверцятами із замком для обслуговування.

Допускається використовувати спеціальні ящики вводів, які встановлюють на опорах.

6.3.33. Електропроводку всередині опор зовнішнього освітлення виконують ізольованими проводами в захисній оболонці або кабелями. Всередині сумісних опор зовнішнього освітлення та контактних мереж електрифікованого міського транспорту використовують кабелі з ізоляцією на напругу, не меншу ніж 660 В.

6.3.34. Лінії, що живлять світильники, підвішені на тросах, виконують кабелями, які прокладають за допомогою тросів; самоутримними ізольованими проводами або неізольованими проводами, які прокладають на ізоляторах за умови дотримання вимог розділу 2 цих Правил.

6.3.35. Троси для підвішування світильників і живильних ліній мережі допускається кріпити до конструкцій будинків. При цьому троси повинні мати амортизатори.

У разі необхідності розміщення освітлювальних приладів на існуючих будівлях (спорудах) допустимі вагові навантаження від них та схеми їх розміщення погоджуються з проектувальником будівлі (споруди) або відповідальним виконавцем окремих видів робіт, пов'язаних із створенням об'єктів архітектури, який має відповідний кваліфікаційний сертифікат.

6.3.36. У мережах зовнішнього освітлення, які живлять освітлювальні прилади з розрядними лампами, в однофазних колах переріз *PEN*-провідників має дорівнювати фазному.

У трифазних мережах за одночасного вимикання усіх фазних проводів лінії переріз *PEN*-провідників вибирають згідно з 6.1.30.

6.3.37. Лінії, які живлять прожектори, світильники та інше електрообладнання, установлюване на конструкціях з блискавковідводами відкритих розподільчих пристроїв напругою, вищою ніж 1 кВ, прокладають відповідно до вимог глави 4.2 цих Правил.

6.3.38. Коефіцієнт попиту під час розрахунку мережі зовнішнього освітлення приймають таким, що дорівнює 1,0.

6.3.39. На лініях зовнішнього освітлення, які мають понад 20 світильників на фазу, відгалуження до кожного світильника треба захищати індивідуальними запобіжниками або автоматичними вимикачами.

ЗАТВЕРДЖЕНО:
Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 22.08.2014 р. № 597

ГЛАВА 6.4
СВІТЛОВА РЕКЛАМА, ЗНАКИ ТА ІЛЮМІНАЦІЯ

6.4.1. Джерелами світла для світлової реклами, знаків та ілюмінації можуть бути світлодіодні, газосвітні панелі, трубки та світильники.

Для живлення газосвітних трубок слід застосовувати сухі трансформатори в металевому кожусі, які мають вторинну напругу, не більшу ніж 15 кВ. Трансформатори мають тривалий час витримувати роботу за короткого замикання в колі вторинної обмотки.

Відкриті струмовідні частини трансформаторів мають бути віддаленими від горючих матеріалів і конструкцій на відстань, не меншу ніж 50 мм.

6.4.2. Трансформатори для живлення газосвітних трубок установлюють, за можливості, у безпосередній близькості від трубок, які вони живлять, у місцях, не доступних для сторонніх осіб, або в металевих ящиках, сконструйованих таким чином, щоб під час відкривання їх трансформатор можна було вимикати з боку первинної напруги. Ящики рекомендовано використовувати як конструктивну частину самих трансформаторів.

6.4.3. У загальному ящику з трансформатором допускається встановлювати блокувальне та компенсувальне обладнання, а також апарати первинної напруги за умови надійного автоматичного вимкнення трансформатора від мережі за допомогою блокувального пристрою, який спрацьовує під час відкривання ящика.

6.4.4. Магазини та подібні до них вітрини, в яких змонтовано частини високої напруги газосвітного обладнання, мають бути обладнаними блокіровкою, яка спрацьовує лише в разі вимкнення установки з боку первинної напруги під час відкривання вітрин, тобто якщо вітрину закрито, то напругу на обладнання персонал має подавати вручну.

6.4.5. Усі частини газосвітного обладнання, розташовані поза вітринами, які обладнано блокіровкою, треба розміщувати на висоті, не меншій ніж 3 м над рівнем землі і не меншій ніж 0,5 м – від поверхні площадок обслуговування, дахів і інших будівельних конструкцій.

6.4.6. Доступи для сторонніх осіб до частин газосвітного обладнання, які перебувають під напругою, необхідно обгороджувати відповідно до глави 4.2 цих Правил і забезпечувати попереджувальними плакатами.

6.4.7. Відкриті струмовідні частини газосвітних трубок мають бути віддаленими від металевих конструкцій або частин будинку на відстань, не меншу ніж 20 мм, а ізольовані частини – на відстань, не меншу ніж 10 мм.

6.4.8. Відстань між відкритими струмовідними частинами газосвітних трубок, які перебувають під різними потенціалами, має бути не меншою ніж 50 мм.

6.4.9. Відкриті струмовідні частини газосвітної установки зі сторони вищої напруги, а також один із виводів або середня точка вторинної обмотки трансформаторів, яка живить газосвітні трубки, приєднують до *PE*- або *PEN*-провідника.

6.4.10. Трансформатори або групу трансформаторів, які живлять газосвітні трубки, вимикають з боку первинної напруги за допомогою апарата з видимим розривом, а також захищають за допомогою апарата, розрахованого на номінальний струм трансформатора.

Для вимкнення трансформаторів допускається застосовувати пакетні вимикачі з фіксуючим положенням рукоятки.

6.4.11. Електроди газосвітних трубок у місцях приєднання проводів не повинні піддаватися натягу.

6.4.12. Мережу з боку вищої напруги установок рекламного освітлення виконують ізольованими проводами, які мають напругу випробовування, не меншу ніж 15 кВ. У місцях, доступних для механічного впливу або дотику, ці проводи прокладають у сталевих трубах, коробах та інших механічно міцних конструкціях з негорючих матеріалів.

Для перемичок між окремими електродами, які мають довжину, не більшу ніж 0,4 м, допускається застосовувати неізольовані проводи за умови дотримання між ними відстані за 6.4.7.

6.4.13. Рекламні установки на вулицях, дорогах і площах, колір яких збігається з кольором сигналів світлофорів, необхідно розміщувати на висоті, не меншій ніж 8 м від поверхні дороги.

6.4.14. Світлові покажчики, світлові дорожні знаки, світильники для підсвічування дорожніх знаків і світильники для освітлення сходових кліток і зон виходів пішохідних тунелів треба приєднувати до фаз нічного режиму зовнішнього освітлення (виняток за 6.4.16).

Інформаційні світлові табло та покажчики напрямку руху пішоходів у пішохідних тунелях повинні бути ввімкненими цілодобово.

6.4.15. Живлення світлових покажчиків розташування пожежних гідрантів, водоймищ тощо треба виконувати від фаз нічного режиму мережі зовнішнього освітлення або від мережі найближчих будинків.

6.4.16. Приєднувати до мереж освітлення вулиць, доріг і світильників номерних знаків будинків і вітрин не дозволено.

6.4.17. Живлення установок світлової реклами, архітектурного освітлення будинків зазвичай виконують по самостійних лініях – розподільчих або від мережі будинків. Допускається застосовувати установки потужністю, не більшою ніж 2 кВт на фазу, за наявності резерву потужності мережі.

Лінія повинна мати захисний пристрій автоматичного вимикання живлення відповідно до вимог глави 1.7 цих Правил.

ЗАТВЕРДЖЕНО:
Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 22.08.2014 р. № 597

ГЛАВА 6.5
КЕРУВАННЯ ОСВІТЛЕННЯМ

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

6.5.1. Керування зовнішнім освітленням треба здійснювати незалежним від керування внутрішнім освітленням відповідно до ДСТУ Н Б В.2.5-37:2008 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Настанова з проектування, монтування та експлуатації автоматизованих систем моніторингу та управління будівлями і спорудами».

6.5.2. У містах і населених пунктах, на промислових підприємствах необхідно передбачати централізоване керування зовнішнім освітленням (див. також 6.5.25, 6.5.28, 6.5.29). Централізоване керування рекомендовано здійснювати також для загального освітлення великих виробничих приміщень (площею в кілька тисяч квадратних метрів) і окремих приміщень громадських будинків.

Способи та технічні засоби для системи централізованого керування зовнішнім і внутрішнім освітленням визначають на основі техніко-економічних обґрунтувань.

6.5.3. Системи керування зовнішнім освітленням у містах обладнують централізованим керуванням або дистанційним телекеруванням, при цьому у пункті керування передбачають контроль стану (рівня) освітленості. У разі використання в системах централізованого керування зовнішнім і внутрішнім освітленням засобів телемеханіки треба дотримуватися вимог глави 3.3 цих Правил.

6.5.4. Централізоване керування освітленням рекомендовано здійснювати:

– зовнішнім освітленням промислових підприємств – із пункту керування електропостачанням підприємства, а за його відсутності – із місця, де перебуває електротехнічний персонал;

– зовнішнім освітленням міст і населених пунктів – із пункту керування зовнішнім освітленням;

– внутрішнім освітленням – із приміщення, в якому перебуває електротехнічний персонал.

6.5.5. Живлення пристроїв централізованого керування зовнішнім і внутрішнім освітленням рекомендовано передбачати від двох незалежних джерел.

Живлення децентралізованих пристроїв керування допускається виконувати від ліній, які живлять освітлювальні установки.

6.5.6. У системах централізованого керування зовнішнім і внутрішнім освітленням передбачають автоматичне ввімкнення освітлення у випадках аварійного вимкнення живлення основного кола або кола керування та наступне відновлення живлення.

6.5.7. У разі автоматичного керування зовнішнім і внутрішнім освітленням, наприклад, залежно від освітленості, створюваної природним світлом, передбачають можливість ручного керування освітленням без використання засобів автоматики.

6.5.8. Для керування внутрішнім і зовнішнім освітленням можна використовувати апарати керування, які встановлюють у розподільчих пристроях підстанцій, розподільчих пунктах живлення, увідних розподільчих пристроях, групових щитках.

6.5.9. У разі централізованого керування внутрішнім і зовнішнім освітленням передбачають контроль положення комутаційних апаратів (увімкнено, вимкнено), які встановлюють у колі живлення освітлення.

У каскадних схемах централізованого керування зовнішнім освітленням рекомендовано передбачати контроль увімкненого (вимкненого) стану комутаційних апаратів, які встановлюють у колі живлення освітлення. В один каскад допускається вмикати до 15 пунктів живлення в кабельних мережах і до 10 пунктів живлення в повітрянокабельних мережах.

У каскадних контрольованих схемах централізованого керування зовнішнім освітленням (6.1.11, 6.5.29) допускається не більше двох неконтрольованих пунктів живлення.

КЕРУВАННЯ ВНУТРІШНІМ ОСВІТЛЕННЯМ

6.5.10. У разі живлення освітлення будинків від підстанцій і мереж, розташованих поза цими будинками, у кожному ввідному пристрої в будинок установлюють апарат керування.

6.5.11. У разі живлення від однієї лінії чотирьох і більше групових щитків, якщо груп 6 і більше, на вводі до кожного щитка рекомендовано встановлювати апарат керування.

6.5.12. У приміщеннях, які мають зони з різними умовами природного освітлення та неоднаковими режимами роботи, передбачають роздільне керування освітленням зон.

6.5.13. Вимикачі світильників, установлених у приміщеннях з несприятливими умовами середовища, рекомендовано виносити в суміжні приміщення з кращими умовами середовища.

Вимикачі світильників душових і роздягалень при них, гарячих цехів, їдалень установлюють поза цими приміщеннями.

6.5.14. У довгих приміщеннях з кількома входами, які відвідує виробничий (електротехнічний) персонал (наприклад, кабельні, теплофікаційні, водопровідні тунелі), рекомендовано передбачати керування освітленням від кожного входу або частини входів.

6.5.15. У приміщеннях з чотирма та більше світильниками, які не мають освітлення безпеки та евакуаційного освітлення, світильники рекомендовано розподіляти не менше ніж на дві самостійно керовані групи.

6.5.16. Керування освітленням безпеки та евакуаційним освітленням можна виконувати: безпосередньо з приміщення; із групових щитків; із розподільчих пунктів; із ввідних розподільчих пристроїв; із розподільчих пристроїв підстанцій; централізовано з пунктів керування освітленням із використанням системи цен-

тралізованого керування. При цьому апарати керування мають бути доступними лише для електротехнічного персоналу.

6.5.17. Керування світильниками місцевого освітлення треба виконувати індивідуальними вимикачами, які входять до конструктивної частини світильника або які розташовано в стаціонарній частині електропроводки. За напруги до 50 В для керування світильниками допускається використовувати штепсельні розетки.

КЕРУВАННЯ ЗОВНІШНІМ ОСВІТЛЕННЯМ

6.5.18. Система керування зовнішнім освітленням має забезпечувати його вимкнення протягом часу, не більшого ніж 3 хв.

Керування зовнішнім освітленням рекомендовано здійснювати з обмеженої кількості місць.

6.5.19. Для невеликих промислових підприємств і населених пунктів дозволено здійснювати керування зовнішнім освітленням комутаційними апаратами, які встановлюють на лініях живлення освітлення, за умови забезпечення доступу електротехнічного персоналу до цих апаратів.

6.5.20. Централізоване керування зовнішнім освітленням міст і населених пунктів рекомендовано здійснювати:

– телемеханічним – за кількості мешканців понад 50 тис.;

– телемеханічним або дистанційним – за кількості мешканців від 20 до 50 тис.;

– дистанційним – за кількості мешканців до 20 тис.

6.5.21. У разі централізованого керування зовнішнім освітленням промислових підприємств необхідно забезпечувати можливість місцевого керування освітленням.

6.5.22. Керування освітленням відкритих технологічних установок, відкритих складів та інших об'єктів при виробничих будівлях, освітлення яких живиться від мереж внутрішнього освітлення, рекомендовано здійснювати з цих будівель або централізовано.

6.5.23. Керування зовнішнім освітленням міста здійснюють від одного центрального диспетчерського пункту. У великих містах, території яких розділено водними, лісовими або іншими природними перешкодами рельєфу місцевості, можна передбачати районні диспетчерські пункти.

Між центральним і районним диспетчерськими пунктами необхідно мати прямий телефонний зв'язок.

6.5.24. Для зниження освітлення вулиць і площ міст у нічний час необхідно передбачати можливість вимкнення частини світильників. При цьому вимикати два суміжні світильники не допускається.

6.5.25. Перемикання освітлення пішохідних тунелів з денного режиму на вечірній і нічний або з нічного на денний треба виконувати одночасно з увімкненням чи вимкненням зовнішнього освітлення.

6.5.26. Для пішохідних і транспортних тунелів потрібно передбачати роздільне керування світильниками денного, вечірнього та нічного режимів роботи тунелів. Для пішохідних тунелів, крім цього, необхідно забезпечувати можливість місцевого керування. Денний режим освітлення транспортних тунелів установлюють за природної освітленості понад 100 лк за допомогою фотоавтоматичних пристроїв, налаштованих на заданий рівень освітленості.

6.5.27. Керування освітленням територій шкіл-інтернатів, готелів, лікарень, шпиталів, санаторіїв, пансіонатів, будинків відпочинку, парків, садів, стадіонів, виставок тощо рекомендовано здійснювати дистанційно від системи керування зовнішнім освітленням населеного пункту. При цьому необхідно забезпечувати можливість місцевого керування.

У разі живлення освітлення зазначених об'єктів від мереж внутрішнього освітлення будинків місцеве керування зовнішнім освітленням можна здійснювати з цих будинків.

6.5.28. Керування світловим огородженням висотних споруд (щогли, димові труби тощо) рекомендовано передбачати з об'єктів, до яких ці споруди належать.

6.5.29. Централізоване керування мережами зовнішнього освітлення міст, населених пунктів і промислових підприємств здійснюють шляхом використання комутаційних апаратів, установлених у пунктах живлення зовнішнього освітлення.

Керування комутаційними апаратами в мережах зовнішнього освітлення міст і населених пунктів рекомендовано здійснювати зазвичай шляхом каскадного (послідовного) їх увімкнення.

У повітрянокабельних мережах допускається вмикати в один каскад до 10 пунктів живлення, а в кабельних – до 15 пунктів живлення мережі вуличного освітлення.

ЗАТВЕРДЖЕНО:
Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 22.08.2014 р. № 597

ГЛАВА 6.6
ОСВІТЛЮВАЛЬНІ ПРИЛАДИ ТА ЕЛЕКТРОУСТАНОВЛЮВАЛЬНЕ ОБЛАДНАННЯ

ОСВІТЛЮВАЛЬНІ ПРИЛАДИ

6.6.1. Освітлювальні прилади потрібно встановлювати таким чином, щоб забезпечувався доступ до місця їхнього монтажу і безпечного обслуговування з використанням, за необхідності, інвентарних технічних засобів.

У виробничих приміщеннях, обладнаних мостовими кранами, які використовують для безперервного виробничого процесу, а також у безкранових прогонах, в яких доступ до світильників за допомогою підлогових і інших пересувних засобів є неможливим або утрудненим, установлювати світильники та інше обладнання і прокладати електричні мережі можна на спеціальних стаціонарних містках, які виконують із негорючих матеріалів. Ширина містків має бути не меншою ніж 0,6 м. На містках треба установлювати огородження висотою, не меншою ніж 1 м. У приміщеннях з важкими умовами, особливо в цехах металургійних підприємств, доцільно використовувати світильники з газорозрядними лампами типу ДРІ і ДНаТ із вбудованою апаратурою керування, високим ступенем захисту та світильники, обладнані елементами, які запобігають забрудненню зовнішньої поверхні захисного скла, і фільтрами, які захищають внутрішню поверхню відбивача від забруднення.

У громадських будівлях за неможливості використання інших засобів і способів доступу до світильників допускається споруджувати такі містки.

6.6.2. Світильники, які обслуговують зі стаціонарних драбин або з приставних драбин, установлюють на висоті, не більшій ніж 5 м (до низу світильника) над рівнем підлоги. Розташовувати світильники над великим обладнанням, приямками і в інших місцях, де неможливо встановити драбину, не допускається.

6.6.3. Світильники, які застосовують в установках, що піддаються вібраціям і струсам, повинні мати конструкції, які унеможливлюють самовідгвинчування ламп або їх випадання. Допускається встановлювати світильники із застосуванням амортизуючих пристроїв.

6.6.4. Для підвісних світильників загального освітлення допускається влаштовувати звиси довжиною, не більшою ніж 1,5 м. За більшої довжини звисів треба вживати заходи для обмеження розгойдування світильників.

6.6.5. У вибухонебезпечних зонах усі стаціонарно встановлені освітлювальні прилади жорстко закріплюють, щоб не допускати розгойдування.

У разі застосування у вибухонебезпечних зонах щілинних світловодів слід дотримуватися вимог НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок» та ДБН В.2.5-27-2006 «Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд».

Для приміщень, віднесених до пожежонебезпечних зон П-IIа, використовують світильники з розсіювачами з негорючих матеріалів у вигляді суцільного силікатного скла.

6.6.6. Для забезпечення можливості обслуговування освітлювальних приладів їх допускається установлювати на поворотних пристроях за умови жорсткого кріплення їх до цих пристроїв і підведення живлення гнучким кабелем з мідними жилами.

6.6.7. Для освітлення транспортних тунелів у містах і на автомобільних шляхах рекомендовано застосовувати світильники зі ступенем захисту IP 65.

6.6.8. Світильники місцевого освітлення треба закріплювати жорстко або так, щоб після переміщення вони стійко зберігали своє положення.

6.6.9. Пристосування для підвішування світильників протягом 10 хв мають витримувати без пошкодження та залишкових деформацій прикладене до них навантаження, яке дорівнює п'ятикратній масі світильника, а для складних багатолампових люстр масою понад 25 кг – навантаження, яке дорівнює двократній масі люстри плюс 80 кг.

6.6.10. У стаціонарно встановлених світильниках гвинтові струмовідні гільзи патронів для ламп з гвинтовими цоколями в мережах із заземленою нейтраллю приєднують до N-провідника.

Якщо патрон має неструмовідну гвинтову гільзу, N-провідник приєднують до контакту патрона, з яким з'єднують гвинтовий цоколь лампи.

6.6.11 У магазинних вітринах допускається застосовувати світильники з галогенними лампами потужністю, не більшою ніж 100 Вт.

Застосовувати лампи розжарювання дозволено в окремих випадках, якщо використання розрядних ламп неможливе або недоцільне (6.1.14).

6.6.12. Проводи треба вводити в освітлювальну арматуру таким чином, щоб у місці введення вони не піддавалися механічним пошкодженням, а контакти патронів було розвантажено від механічних зусиль.

6.6.13. З'єднувати проводи всередині кронштейнів, підвісів або труб, за допомогою яких установлюють освітлювальну арматуру, не дозволено. З'єднувати проводи треба в місцях, доступних для контролю, наприклад, в основах кронштейнів, у місцях введення проводів у світильники.

6.6.14. Освітлювальну арматуру допускається підвішувати на живильних проводах, якщо їх для цього призначено і виготовлено за спеціальними технічними умовами.

6.6.15. У разі застосування освітлювальної арматури загального освітлення, яка має клемні затискачі для приєднання живильних провідників, проводи і кабелі допускається приєднувати як з мідними, так і алюмінієвими жилами.

Для освітлювальної арматури, яка не має клемних затискачів, і якщо провідники, які вводять в арматуру, безпосередньо приєднують до контактних затискачів лампових патронів, застосовують проводи або кабелі з мідними жилами перерізом, не меншим ніж 0,5 мм^2, усередині будинків і 1 мм^2 – поза будинками. При цьому в

арматурі для ламп типів ДРЛ, ДРІ, ДРІЗ, ДНаТ необхідно застосовувати проводи з ізоляцією, яка допускає температуру їхнього нагрівання, не меншу ніж 100 °С.

Проводи, які вводять у вільно підвішені світильники, повинні мати мідні жили.

Проводи, які прокладають усередині освітлювальної арматури, повинні мати ізоляцію, яка відповідає номінальній напрузі мережі (див. також 6.3.33).

6.6.16. Відгалуження від розподільчих мереж до світильників зовнішнього освітлення виконують гнучкими проводами з мідними жилами перерізом, не меншим ніж 1,5 мм^2, для підвісних світильників, і не меншим ніж 1 мм^2, – для консольних. Відгалуження від повітряних ліній рекомендовано виконувати з використанням спеціальних перехідних відгалужувальних затискачів.

6.6.17. Для приєднання до мережі настільних, переносних і ручних світильників, а також світильників, які підвішують на проводах, світильників місцевого освітлення застосовують шнури і проводи з гнучкими мідними жилами перерізом, не меншим ніж 0,75 мм^2. При цьому переріз жил проводів і шнурів повинен відповідати струмовому навантаженню світильника.

6.6.18. Для заряджання стаціонарних світильників місцевого освітлення застосовують гнучкі проводи з мідними жилами перерізом, не меншим ніж 1 мм^2, – для рухомих конструкцій і не меншим ніж 0,5 мм^2 – для нерухомих.

Ізоляція проводів має відповідати номінальній напрузі мережі.

6.6.19. Заряджати кронштейни освітлювальної арматури місцевого освітлення треба з дотримуванням таких вимог:

– проводи необхідно вводити всередину кронштейна або захищати їх від механічних пошкоджень іншим шляхом; за напруги до 50 В цю вимогу виконувати не обов'язково;

– за наявності шарнірів проводи всередині шарнірних частин не мають піддаватися натягу або перетиранню;

– отвори для проводів у кронштейнах повинні мати діаметр, не менший ніж 8 мм, з допуском місцевих звужень до 6 мм; у місцях уведення проводів треба застосовувати ізолювальні втулки;

– рухомі конструкції освітлювальної арматури не повинні довільно пересуватися або розгойдуватися.

6.6.20. Приєднувати прожектори до мережі треба за допомогою гнучкого кабелю з мідними жилами перерізом, не меншим ніж 1 мм^2, і довжиною, не меншою ніж 1,5 м. Захисне заземлення прожекторів необхідно виконувати окремою жилою.

ЕЛЕКТРОУСТАНОВЛЮВАЛЬНЕ ОБЛАДНАННЯ

6.6.21. Вимоги, викладені в 6.6.22–6.6.28, поширюються на обладнання (вимикачі, перемикачі та штепсельні розетки) з номінальним струмом до 16 А і напругою до 250 В, а також на штепсельні з'єднання із захисним контактом з номінальним струмом до 63 А і напругою до 380 В.

6.6.22. Обладнання, установлене прихованим способом, розміщують у коробки, спеціальні кожухи або отвори залізобетонних панелей, утворених під час виготовлення їх на заводах будівельної індустрії. Кришки, призначені для закривання отворів у панелях, мають бути вогнестійкими.

6.6.23. Штепсельні розетки, установлені в складських приміщеннях, які зачиняються і містять горючі матеріали або матеріали в горючій упаковці, повинні мати ступінь захисту відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.32 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок».

6.6.24. Застосування штепсельних розеток для переносних електроприймачів із захисним контактом (для приєднання *PE*-провідника) має унеможливлювати використання струмовідних контактів як захисних.

З'єднання між захисними контактами вилки і розетки здійснюють до того, як з'єднаються струмовідні контакти; порядок вимкнення має бути зворотнім. Заземлювальні контакти штепсельних розеток і вилок мають бути електрично з'єднаними з їх корпусами, якщо їх виконано зі струмовідних матеріалів.

6.6.25. Вимикачі та перемикачі переносних електроприймачів зазвичай установлюють на самих електроприймачах або в електропроводі, який прокладають нерухомо. На рухомих проводах дозволено встановлювати вимикачі тільки спеціальної конструкції, передбаченої для цієї мети.

6.6.26. У три- або двопровідних однофазних лініях мереж із заземленою нейтраллю можна використовувати однополюсні вимикачі, які треба установлювати в колі фазного проводу, або двополюсні; при цьому вимкнення одного *N*-провідника без вимкнення фазного слід унеможливити.

6.6.27. Штепсельні розетки установлюють:

– у виробничих приміщеннях зазвичай на висоті 0,8–1 м; у разі підведення проводів згори їх допускається встановлювати на висоті до 1,5 м;

– в адміністративно-конторських, лабораторних, житлових та інших приміщеннях – на висоті, зручній для приєднання до них електричних приладів, залежно від призначення приміщень та оформлення інтер'єру, але не більшій ніж 1 м; установлювати штепсельні розетки дозволено в кабельних коробах у призначених для цього місцях;

– у школах і дитячих закладах (у приміщеннях для перебування дітей) – на висоті 1,8 м.

6.6.28. Вимикачі для світильників загального освітлення треба установлювати на висоті від 0,8 до 1,7 м від підлоги, а в школах, дитячих яслах і садках, у приміщеннях для перебування дітей – на висоті 1,8 м від підлоги. Дозволено встановлювати вимикачі під стелею з керуванням за допомогою шнура.

РОЗДІЛ 7

ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ СПЕЦІАЛЬНИХ УСТАНОВОК

Глави 7.5, 7.7. ПУЕ-86 (шосте видання, перероблене та доповнене). Міністерство енергетики і електрифікації СРСР, 1986 р.

Глава 7.1, 7.2, 7.3, 7.4, 7.6 скасовані згідно з наказом Міністерства праці та соціальної політики України від 21.06.2001 р. № 272.

ГЛАВА 7.5
ЕЛЕКТРОТЕРМІЧНІ УСТАНОВКИ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

7.5.1. Ця глава Правил поширюється на виробничі та лабораторні установки електропечей і електротермічних пристроїв (електронагрівальних приладів, апаратів) змінного струму промислової (50 Гц), зниженої (нижче 50 Гц), підвищеної – середньої (до 30 кГц) і високої (вище 30 кГц) частоти та постійного (випрямленого) струму:

– опору прямої та непрямої дії (з будь-яким матеріалом нагрівального елемента: твердим і рідким), у тому числі електрошлакового переплавлення та лиття;

– дугових прямої, непрямої та комбінованої дії (з перетворенням електричної енергії в теплову в електричній дузі і в опорі), у тому числі електропечей рудно-термічних і феросплавних, а також плазмових нагрівальних і плавильних;

– індукційних нагрівних (у тому числі гартівних) і плавильних (у тому числі тигельних і канальних);

– діелектричного нагрівання;

– електронно-променевих.

Ця глава Правил поширюється на всі елементи електроустановок перелічених видів електропечей і електротермічних пристроїв будь-яких конструкцій, при-

значень і режимів роботи, а також з будь-якими середовищами (повітря, вакуум, інертний газ тощо) і тиском у їх робочих камерах.

7.5.2. Електротермічні установки та електротехнічне й інше устаткування, що використовується в них, крім вимог цієї глави, мають задовольняти також вимогам гл. 1–6 тією мірою, якою їх не змінено згідно з цією главою.

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

7.5.3. Електротермічні установки щодо забезпечення надійності електропостачання, як правило, слід відносити до електроприймачів II та III категорій згідно з 1.2.17.

Категорії електроприймачів основного устаткування та допоміжних механізмів, а також обсяг резервування електричної частини мають визначатися з урахуванням особливостей конструкції устаткування електротермічних установок і вимог, що пред'являються чинними стандартами, нормами і правилами до такого устаткування, систем постачання його водою, газами, стиснутим повітрям, створення і підтримання в робочих камерах тиску або розрідження.

До III категорії, як правило, слід відносити електроприймачі електротермічних установок цехів і ділянок несерійного виробництва: ковальських, штампувальних, пресових, механічних, механоскладальних і фарбувальних; цехів і ділянок (відділень і майстерень) інструментальних, зварювальних, збірного залізобетону, деревообробних і деревооздоблювальних, експериментальних, ремонтних, а також лабораторій, випробувальних станцій, гаражів, депо, адміністративних будівель.

7.5.4. Для живлення електроприймачів електротермічних установок від електричних мереж загального призначення залежно від потужності електроприймачів і прийнятої схеми електропостачання (радіальної чи магістральної) треба використовувати жорсткі або гнучкі струмопроводи, кабельні лінії або електропроводки.

7.5.5. Електротермічні установки, в яких електрична енергія перетворюється в теплову на постійному струмі, змінному струмі зниженої, підвищено-середньої або високої частоти, мають містити перетворювальні агрегати, що приєднуються до живильних електричних мереж загального призначення безпосередньо або через самостійні пічні (силові, перетворювальні) трансформатори.

Пічними (силовими) трансформаторами або автотрансформаторами мають бути обладнаними також електротермічні установки промислової частоти з дуговими печами (пристроями) прямої, непрямої та комбінованої дії (незалежно від їх напруги і потужності) та установки з печами (пристроями) індукційними і опору прямої та непрямої дії, що працюють на напрузі, яка відрізняється від напруги електричної мережі загального призначення, або за одиничної потужності печей (пристроїв) індукційних і опору: однофазних – 400 кВт і більше, трифазних – 1,6 МВт і більше.

Перетворювачі та пічні (перетворювальні) трансформатори (автотрансформатори) мають забезпечувати вторинну напругу відповідно до вимог технологічного

процесу, а первинна напруга електротермічної установки має вибиратися з урахуванням техніко-економічної доцільності.

Пічні трансформатори (автотрансформатори) і перетворювачі, як правило, треба забезпечувати пристроями для регулювання напруги відповідно до вимог технологічного процесу. Трансформатори (автотрансформатори) з перемикачами ступенів без навантаження повинні мати блокування, що забороняє виконувати перемикання без зняття напруги.

7.5.6. Електричне навантаження приєднуваних до електричної мережі загального призначення декількох однофазних електроприймачів електротермічних установок слід по можливості рівномірно розподіляти між фазами мережі. У всіх можливих експлуатаційних режимах роботи таких електроприймачів несиметрія напруги, що викликається їх навантаженням, не має перевищувати значень, допустимих чинним стандартом.

У випадках, коли такої умови не дотримуються і при цьому недоцільно (за техніко-економічними показниками) приєднувати однофазні електроприймачі до потужнішої електричної мережі (так би мовити, до точки мережі з більшою потужністю КЗ), слід забезпечувати електротермічну установку симетруючим пристроєм чи параметричним джерелом струму або встановлювати комутаційні апарати, за допомогою яких можливий перерозподіл навантаження однофазних електроприймачів між фазами трифазної мережі (за нечастого виникнення несиметрії в процесі роботи).

7.5.7. Електричне навантаження електротермічних установок не має викликати в електричних мережах загального призначення несинусоїдальності форми кривої напруги, за якої не дотримується вимога чинного стандарту. За необхідності слід забезпечувати пічні підстанції електротермічних установок або цехові (заводські) підстанції, що їх живлять, фільтрокомпенсаційними пристроями чи вживати інших заходів, що зменшують викривлення форми кривої напруги електричної мережі.

7.5.8. Коефіцієнт потужності електротермічних установок, що приєднуються до електричних мереж загального призначення, має бути не нижчим ніж 0,98, якщо енергозабезпечувальною організацією не встановлено іншого нормативу.

Електротермічні установки з одиничною потужністю 400 кВт і більше, природний коефіцієнт потужності яких нижчий від нормованого значення, як правило, повинні мати індивідуальні компенсаційні пристрої. Електротермічні установки не рекомендовано забезпечувати індивідуальними компенсаційними пристроями, якщо техніко-економічними розрахунками виявлено очевидні переваги групової компенсації, а також за надлишку реактивної потужності на підприємстві (у цеху).

7.5.9. Для тих електротермічних установок, що приєднуються до електричних мереж загального призначення, для яких як компенсаційний пристрій використовують конденсаторні батареї, схему вимкнення конденсаторів слід обирати на основі даних техніко-економічних розрахунків, характеру зміни індуктивного навантаження установки та форми кривої напруги (що визначається складом вищих гармонік).

В установках з частими і великими (за амплітудою) змінами індуктивного навантаження конденсатори слід вмикати паралельно з електротермічними електроприймачами, наприклад з пічними трансформаторами (пристрої поперечної компенсації).

Рекомендовано передбачати регулювання ємності конденсаторних батарей.

В обгрунтованих випадках для зменшення коливань напруги, що викликаються змінами індуктивного навантаження, рекомендовано передбачати пристрої статичної та динамічної компенсації реактивної потужності (ПДК) з використанням методів компенсації: прямого (зі ступеневим вимкненням конденсаторів) або непрямого (з плавним регулюванням результуючої індуктивності реактора чи спеціального трансформатора з великою напругою КЗ), причому в усіх випадках зі швидкодійними системами керування.

В установках з повільними змінами індуктивного навантаження допускається як паралельно, так і послідовно з'єднувати (пристрої подовжньої компенсації – ППК) конденсатори як з постійною, так і з регульованою ємністю конденсаторних батарей і електротермічних електроприймачів.

Під час живлення електротермічного устаткування від блока регулювальний трансформатор (автотрансформатор) – пічний знижувальний трансформатор або блока головний трансформатор – послідовний додатковий («вольтододатковий») трансформатор конденсаторну батарею рекомендовано вмикати в коло середньої напруги (якщо при цьому забезпечується електродинамічна стійкість устаткування).

7.5.10. Первинне коло кожної електротермічної установки має містити такі комутаційні і захисні апарати залежно від напруги живильної електромережі промислової частоти:

– до 1 кВ – вимикач (рубильник з дугогасними контактами, пакетний вимикач) на вводі і запобіжники або блок вимикач – запобіжник чи автоматичний вимикач з електромагнітними і тепловими розчіплювачами;

– понад 1 кВ – роз'єднувач (віддільник, роз'ємне контактне з'єднання КРП) на вводі і вимикач оперативно-захисного призначення або роз'єднувач (віддільник, роз'ємне контактне з'єднання КРП) і два вимикачі – оперативний і захисний.

Для увімкнення електротермічного пристрою потужністю, меншою 1 кВт, в електричну мережу до 1 кВ допускається використовувати на вводі вставні роз'ємні контактні з'єднання, що приєднуються до лінії (магістральної або радіальної), захист якої встановлено в силовому (освітлювальному) пункті або щитку.

У первинних колах електротермічних установок до 1 кВ допускається як ввідні комутаційні апарати використовувати рубильники без дугогасних контактів за умови, що комутація ними виконується без навантаження.

Вимикачі понад 1 кВ оперативно-захисного призначення в електротермічних установках мають виконувати операції увімкнення і вимкнення електротермічного устаткування (печей або пристроїв), зумовлені експлуатаційними особливостями його роботи, і захист від КЗ та ненормальних режимів роботи.

Оперативні вимикачі понад 1 кВ електротермічних установок мають виконувати оперативні та частину захисних (наприклад, у разі спрацювання газового захисту) функцій, обсяг яких визначається під час конкретного проектування,

але на них не має покладатися захист від КЗ (крім експлуатаційних), який мають здійснювати захисні вимикачі.

Оперативно-захисні й оперативні вимикачі вище 1 кВ дозволено встановлювати як на пічних підстанціях, так і в цехових (заводських тощо) РУ.

Допускається встановлювати один або два (що приєднуються паралельно і працюють окремо) захисні вимикачі для захисту групи електротермічних установок.

7.5.11. Вимикачі вище 1 кВ, що використовуються в електротермічних установках, мають відповідати вимогам гл. 1.4. При цьому в електричних колах із кількістю комутаційних операцій у середньому п'ять і більше циклів увімкнення – вимкнення на добу треба застосовувати спеціальні вимикачі, що мають підвищену механічну і електричну зносостійкість та відповідають вимогам чинних стандартів і технічних умов.

В електричних колах 6–35 кВ з частими комутаційними операціями як оперативно-захисні й оперативні вимикачі допускається застосовувати маломасляні вимикачі з підвищеною механічною зносостійкістю за умови, що ними до 50 разів на добу вимикаються тільки струми, що не перевищують 10% їх номінального значення, або в середньому не частіше 15 разів на добу вимикаються номінальні струми.

Як оперативні вимикачі в колах вище 1 кВ електротермічних установок допускається застосовувати вимикачі зі зниженою електродинамічною стійкістю (наприклад, вакуумні або безконтактні вимикачі, не здатні витримувати без пошкоджень впливи, створювані струмом КЗ, що проходить через них, за умови застосування заходів, що знижують імовірність КЗ в електричному колі між оперативним вимикачем і пічним трансформатором (автотрансформатором, перетворювачем) та ті, що унеможливлюють виникнення небезпеки для обслуговуючого персоналу, а також за умови, що пошкодження вимикача не призведе до розвитку аварії, вибуху чи пожежі в РУ. Під час використання вимикачів із високою швидкодією (вакуумних, повітряних) мають передбачатися заходи щодо зниження комутаційних перенапруг (наприклад, за рахунок шунтувальних резисторів) і захисту розрядниками обмоток трансформаторів і електричних кіл. Такі вимикачі рекомендовано встановлювати поблизу пічних трансформаторів, щоб комутаційні перенапруги були найменшими.

7.5.12. Напруга внутрішньоцехових пічних підстанцій, кількість і потужність установлюваних у них трансформаторів, автотрансформаторів або перетворювачів, у тому числі з масляним наповненням, висота (відмітка) їх розташування щодо підлоги першого поверху, відстань між камерами масляних трансформаторів різних підстанцій не обмежуються.

Під устаткуванням, що містить масло, мають виконуватися приямки, розраховані на повний об'єм масла, або маслоприймачі згідно з 4.2.101, пункт 2[1], з відведенням масла в збірний бак. Місткість збірного бака має бути не меншою від сумарного об'єму масла в устаткуванні, розташованого спільно в одній камері,

[1] Нумерацію пунктів глави 4.2 змінено.

а в разі приєднання до збірного бака маслоприймачів декількох камер – не меншою за найбільший сумарний об'єм масла устаткування однієї з камер.

Камери з електроустаткуванням з масляним наповненням повинні мати стаціонарні пристрої пожежегасіння за сумарної кількості масла, що перевищує: 10 т – для камер, розташованих на відмітці першого поверху і вище; 0,6 т – для камер, розташованих нижче відмітки першого поверху.

7.5.13. Устаткування електротермічних установок усієї напруги допускається розміщувати безпосередньо у виробничих приміщеннях, у зонах будь-яких класів (див. також 1.1.21, 7.3.1 і 7.4.1[1]).

Виконання устаткування має відповідати умовам середовища в цих приміщеннях, а конструкції та розташування самого устаткування і огорож мають забезпечувати безпеку персоналу і унеможливлювати механічне пошкодження устаткування та випадкові дотикання до струмовідних та обертових частин (див. також 1.1.32).

Якщо довжина електропечі, електронагрівального пристрою або виробу, що нагрівається, така, що виконання огорож струмовідних частин викликає значне ускладнення конструкції або утруднює обслуговування установки, допускається встановлювати навколо печі або пристрою в цілому огорожу заввишки не менше 2 м з блокуванням, що унеможливлює відкриття дверей до вимкнення установки (див. також 1.1.33).

У разі встановлення трансформаторів, перетворювальних агрегатів та іншого електроустаткування електротермічних установок в окремих приміщеннях останні мають бути не нижче II ступеня вогнестійкості згідно зі СНиП.

7.5.14. Силове електроустаткування до 1 кВ і вище, що належить до однієї електротермічної установки-агрегата (пічні трансформатори, статичні перетворювачі, реактори, пічні вимикачі, роз'єднувачі, перемикачі тощо), а також допоміжне устаткування систем охолодження пічних трансформаторів і перетворювачів (насоси замкнутих систем водяного і масляно-водяного охолодження, теплообмінники, абсорбери, вентилятори тощо) допускається встановлювати в загальній камері. Зазначене електроустаткування повинне мати огородження відкритих струмовідних частин, а оперативне керування приводами комутаційних апаратів має бути винесеним за межі камери. Електроустаткування декількох електротермічних установок рекомендовано в обгрунтованих випадках (див. 1.1.26) розташовувати в загальних електроприміщеннях, наприклад в електромашинних приміщеннях, з дотриманням вимог гл. 5.1.

7.5.15. Трансформатори, перетворювальні пристрої та агрегати (двигун-генераторні та статичні – іонні та електронні, у тому числі напівпровідникові пристрої та лампові генератори) електротермічних установок рекомендовано розташовувати на мінімально можливій відстані від приєднаних до них електропечей чи інших електротермічних пристроїв (апаратів).

Мінімальні відстані в просвіті від частин пічного трансформатора, що виступають найбільш і розташовані на висоті до 1,9 м від підлоги, до стінок трансформаторних камер за відсутності в камерах іншого устаткування рекомендовано приймати:

---

[1] Зауваження: глави 7.3 і 7.4 скасовано.

– до передньої стінки камери (з боку печі або іншого електротермічного пристрою): 0,4 м – для трансформаторів з габаритною потужністю, меншою ніж 0,4 МВ • А; 0,6 м – від 0,4 до 12,5 МВ • А і 0,8 м – понад 12,5 МВ • А;

– до бічних і задньої стінок камери: 0,8 м – за габаритної потужності, меншої ніж 0,4 МВ • А; 1,0 м – від 0,4 до 12,5 МВ • А і 1,2 м – понад 12,5 МВ • А.

У разі спільного встановлення в загальній камері пічних трансформаторів та іншого устаткування (згідно з 7.5.14) ширину проходів і відстані між устаткуванням, а також між устаткуванням і стінками камери рекомендовано приймати на 10–20% більшою, ніж зазначено в гл. 4.1, 4.2 і 5.1.

7.5.16. Електротермічні установки повинні мати блокування, що дають можливість безпечного обслуговування електроустаткування і механізмів цих установок, а також правильну послідовність оперативних перемикань. Відкриття дверей, розташованих зовні електроприміщень шаф, а також дверей камер (приміщень), що мають доступні для дотикання струмовідні частини понад 1 кВ, має бути можливим лише після зняття напруги з установки; або двері повинні мати блокування, що миттєво діє на зняття напруги з установки.

7.5.17. Електротермічні установки треба обладнувати пристроями захисту відповідно до гл. 3.1 і 3.2. Вимоги до захисту дугових і руднотермічних печей викладено в 7.5.36, індукційних електропечей – у 7.5.44 (див. також 7.5.28).

7.5.18. Електротермічне устаткування повинне, як правило, мати автоматичні регулятори потужності або режиму роботи (за винятком випадків, коли це недоцільно з технологічних або техніко-економічних причин).

Для установок, у яких під час регулювання потужності (або для захисту від перевантаження) необхідно враховувати значення змінного струму, трансформатори струму рекомендовано встановлювати з боку нижчої напруги.

Допускається встановлювати трансформатори струму з боку вищої напруги. При цьому якщо пічний трансформатор має змінний коефіцієнт трансформації, то, як правило, треба використовувати узгоджувальний вимірювальний орган.

7.5.19. Вимірювальні прилади і апарати захисту, а також апарати керування електротермічними установками слід установлювати так, щоб унеможливлювалося їх перегрівання (від теплових випромінювань тощо).

Щити і пульти (апарати) керування електротермічними установками мають розташовуватися, як правило, у таких місцях, де забезпечено можливість спостереження за виробничими операціями, що проводяться на установках.

Напрямок руху рукоятки апарата керування приводом нахилу печей має відповідати напрямку нахилу.

Якщо електротермічні установки мають значні габарити і огляд з пульта керування недостатній, рекомендовано передбачати оптичні, телевізійні або інші пристрої для спостереження за технологічним процесом.

У необхідних випадках треба установлювати аварійні кнопки для дистанційного вимкнення всієї установки чи окремих її частин.

7.5.20. На щитах керування електротермічними установками має передбачатися сигналізація увімкненого і вимкненого положень оперативних комутаційних апаратів (див. 7.5.10), в установках з одиничною потужністю 0,4 МВт і більше рекомендовано передбачати також сигналізацію положень увідних комутаційних апаратів.

7.5.21. Під час вибору перерізів струмопроводів електротермічних установок на струми понад 1,5 кА промислової частоти і на будь-які струми підвищеної – середньої та високої частоти слід ураховувати нерівномірність розподілу струму як по перерізу шини (кабелю), так і між окремими шинами (кабелями) пакета, зумовлена поверхневим ефектом і ефектом близькості.

Конструкція цих струмопроводів (зокрема, вторинних струмопроводів – «коротких мереж» електропечей) має забезпечувати:

– оптимальні реактивний та активний опори;

– раціональний розподіл струму в провідниках;

– симетрування опорів за фазами відповідно до вимог стандартів або технічних умов на окремі види (типи) трифазних електропечей чи електротермічних пристроїв;

– обмеження втрат електроенергії в металевих кріпленнях шин, конструкціях установок і будівельних елементах будівель.

Навколо одиночних шин і ліній (зокрема, у разі проходження їх через залізобетонні перегородки і перекриття, а також під час улаштування металевих опорних конструкцій, захисних екранів тощо) не повинно бути замкнутих металевих контурів. Якщо цього уникнути не можна, слід застосовувати немагнітні та маломагнітні матеріали і за допомогою розрахунку перевіряти втрати в них і температуру їх нагрівання.

Для струмопроводів змінного струму з частотою 2,4 кГц застосовувати кріпильні деталі з магнітних матеріалів не рекомендовано, а з частотою 4 кГц і більше – не допускається, за винятком вузлів приєднання шин до водоохолоджуваних елементів. Опорні конструкції та захисні екрани таких струмопроводів (за винятком конструкції для коаксіальних струмопроводів) треба виготовляти з немагнітних або маломагнітних матеріалів.

Температура шин і контактних з'єднань з урахуванням нагрівання електричним струмом і зовнішніми тепловими випромінюваннями, як правило, не має перевищувати 90 °С; в установках, що реконструюються, для вторинних струмопідводів допускається: для мідних шин температура 140 °С, для алюмінієвих – 120 °С, при цьому з'єднання шин рекомендовано виконувати зварними.

У необхідних випадках слід передбачати примусове повітряне або водяне охолодження.

7.5.22. В установках електропечей зі спокійним режимом роботи, у тому числі руднотермічних і феросплавних, вакуумних дугових і гарнісажних, індукційних, плазмових, опору прямої та непрямої дії (у тому числі електрошлакового переплалення), електронно-променевих і діелектричного нагрівання для жорстких струмопроводів вторинних струмопідводів, як правило, слід застосовувати шини з алюмінію або з алюмінієвого сплаву (прямокутного чи трубчастого перерізу).

Для жорстких струмопроводів вторинних струмопідводів установок електропечей з ударним навантаженням, зокрема сталеплавильних і чавуноплавильних дугових печей, рекомендовано застосовувати шини з алюмінієвого сплаву з підвищеною механічною міцністю та міцністю від утомленості. Жорсткий струмопровід вторинного струмопідводу в колах змінного струму з багатополюсних

шин рекомендовано виконувати шихтованим з паралельними колами різних фаз або прямого і зворотного напрямків струму, що чергуються.

Для жорстких однофазних струмопроводів підвищеної–середньої частоти рекомендовано застосовувати шихтовані та коаксіальні шинопроводи.

У обґрунтованих випадках допускається виготовляти жорсткі струмопроводи – вторинні струмопідводи з міді.

Гнучкий струмопровід до рухомих елементів електропечей слід виконувати гнучкими мідними кабелями або гнучкими мідними стрічками.

Для гнучких струмопроводів на струми 6 кА і більше промислової частоти та на будь-які струми підвищеної – середньої та високої частот рекомендовано застосовувати водоохолоджувані гнучкі кабелі.

Матеріал шин (алюміній, його сплави або мідь) для ошиновок усередині шаф та інших комплектних пристроїв, призначених для електротермічних установок, має вибиратися згідно з відповідними стандартами або технічними умовами.

7.5.23. Рекомендовані допустимі тривалі струми промислової частоти струмопроводів з шихтованого пакета прямокутних шин наведено в табл. 7.5.1–7.5.4; однофазні струми підвищеної – середньої частоти струмопроводів із двох прямокутних шин – у табл. 7.5.5 та 7.5.6; струмопроводів із двох концентричних труб – у табл. 7.5.7 і 7.5.8; кабелів марки АСГ – у табл. 7.5.9 і марки СГ – у табл. 7.5.10.

Таблиця 7.5.1. **Допустимий тривалий струм промислової частоти однофазних струмопроводів із шихтованого пакета алюмінієвих прямокутних шин**

Розмір смуги, мм	Струм, А, за числа смуг у пакеті							
	2	4	6	8	12	16	20	24
100×10	1250	2480	3705	4935	7380	9850	12315	14850
120×10	1455	2885	4325	5735	8600	11470	14315	17155
140×10	1685	3330	4980	6625	9910	13205	16490	19785
160×10	1870	3705	5545	7380	11045	14710	18375	22090
180×10	2090	4135	6185	8225	12315	16410	20490	24610
200×10	2310	4560	6825	9090	13585	18105	22605	27120
250×10	2865	5595	8390	11185	16640	22185	27730	33275
250×20	3910	7755	11560	15415	23075	30740	38350	46060
300×10	3330	6600	9900	13200	19625	26170	32710	39200
300×20	4560	8995	13440	17880	26790	35720	44605	53485

Примітка. У табл. 7.5.1–7.5.4 струми наведено для нефарбованих шин, установлених на ребро, у разі зазору між шинами: 30 мм – для шин заввишки 300 мм і 20 мм – для шин заввишки 250 мм і менше.

Струми в таблицях прийнято виходячи з температури навколишнього повітря 25 °С, прямокутних шин 70 °С, внутрішньої труби 75 °С, жил кабелів 80 °С.

Рекомендована густина струму у водоохолоджуваних жорстких і гнучких струмопроводах промислової частоти: алюмінієвих і з алюмінієвих сплавів – до 6 А/мм², мідних – до 8 А/мм². Оптимальна густина струму в таких струмопроводах, а також в аналогічних струмопроводах підвищеної – середньої та високої частот має вибиратися за мінімумом приведених витрат.

Таблиця 7.5.2. **Допустимий тривалий струм промислової частоти однофазних струмопроводів із шихтованого пакета мідних прямокутних шин***

Розмір смуги, мм	Струм, А, за числа смуг у пакеті							
	2	4	6	8	12	16	20	24
100×10	1880	3590	5280	7005	10435	13820	17250	20680
120×10	2185	4145	6110	8085	12005	15935	19880	23780
140×10	2475	4700	6920	9135	13585	18050	22465	26930
160×10	2755	5170	7670	10150	15040	19930	24910	29800
180×10	3035	5735	8440	11140	16545	21900	27355	32760
200×10	3335	6300	9280	12220	18140	24065	29985	35910
250×10	4060	7660	11235	14805	21930	29140	36235	43430
300×10	4840	9135	13395	17670	26225	34780	43380	51700

* Див. примітку до табл. 7.5.1.

Таблиця 7.5.3. **Допустимий тривалий струм промислової частоти трифазних струмопроводів із шихтованого пакета алюмінієвих прямокутних шин***

Розмір смуги, мм	Струм, А, за числа смуг у пакеті					
	3	6	9	12	18	24
100×10	1240	2470	3690	4920	7390	9900
120×10	1445	2885	4300	5735	8590	11435
140×10	1665	3320	4955	6605	9895	13190
160×10	1850	3695	5525	7365	11025	14725
180×10	2070	4125	6155	8210	12295	16405
200×10	2280	4550	6790	9055	13565	18080
250×10	2795	5595	8320	11090	16640	22185
250×20	3880	7710	11540	15385	23010	30705
300×10	3300	6600	9815	13085	19625	26130
300×20	4500	8960	13395	17860	26760	35655

* Див. примітку до табл. 7.5.1.

Таблиця 7.5.4. **Допустимий тривалий струм промислової частоти трифазних струмопроводів із шихтованого пакета мідних прямокутних шин***

Розмір смуги, мм	Струм, А, за числа смуг у пакеті					
	3	6	9	12	18	24
100×10	1825	3530	5225	6965	10340	13740
120×10	2105	4070	6035	8000	11940	15885
140×10	2395	4615	6845	9060	13470	17955
160×10	2660	5125	7565	10040	14945	19850
180×10	2930	5640	8330	11015	16420	21810
200×10	3220	6185	9155	12090	18050	23925
250×10	3900	7480	11075	14625	21810	28950
300×10	4660	8940	13205	17485	25990	34545

* Див. примітку до табл. 7.5.1.

Таблиця 7.5.5. **Допустимий тривалий струм підвищеної – середньої частоти струмопроводів із двох алюмінієвих прямокутних шин**

Ширина шини, мм	Струм, А, за частоти, Гц					
	500	1000	2500	4000	8000	10000
25	310	255	205	175	145	140
30	365	305	245	205	180	165
40	490	410	325	265	235	210
50	615	510	410	355	300	285
60	720	605	485	410	355	330
80	960	805	640	545	465	435
100	1160	980	775	670	570	535
120	1365	1140	915	780	670	625
150	1580	1315	1050	905	770	725
200	2040	1665	1325	1140	970	910

Примітки: 1. У табл. 7.5.5 і 7.5.6 струми наведено для нефарбованих шин з розрахунковою товщиною, що дорівнює 1,2 глибини проникнення струму, із зазором між шпильками 20 мм у разі встановлення шин на ребро і прокладання їх у горизонтальній площині.

2. Товщина шин струмопроводів, допустимі тривалі струми яких наведено в табл. 7.5.5 і 7.5.6, має дорівнювати або бути більшою від зазначеної нижче розрахункової товщини; її слід вибирати виходячи з вимог до механічної міцності шин із сортаменту, наведеного в стандартах чи технічних умовах.

3. Глибина проникнення струму і розрахункова товщина алюмінієвих шин залежно від частоти змінного струму дорівнюють:

Частота, Гц	500	1000	2500	4000	8000	10000
Глибина проникнення струму, мм...	4,20	3,00	1,90	1,50	1,06	0,95
Розрахункова товщина шин, мм.....	5,04	3,60	2,28	1,80	1,20	1,14

Таблиця 7.5.6. **Допустимий тривалий струм підвищеної – середньої частоти струмопроводів із двох мідних прямокутних шин**

Ширина шини, мм	Струм, А, за частоти, Гц					
	500	1000	2500	4000	8000	10000
25	355	295	230	205	175	165
30	425	350	275	245	210	195
40	570	465	370	330	280	265
50	705	585	460	410	350	330
60	835	685	545	495	420	395
80	1100	915	725	645	550	515
100	1325	1130	895	785	675	630
120	1420	1325	1045	915	785	735
150	1860	1515	1205	1060	910	845
200	2350	1920	1485	1340	1140	1070

Примітки: 1. Див. примітки 1 і 2 до табл. 7.5.5.

2. Глибина проникнення струму і розрахункова товщина мідних шин залежно від частоти змінного струму такі:

Частота, Гц	500	1000	2500	4000	8000	10000
Глибина проникнення струму, мм	3,30	2,40	1,50	1,19	0,84	0,75
Розрахункова товщина шин, мм	3,96	2,88	1,80	1,43	1,01	0,90

7.5.24. Динамічну стійкість за струмів КЗ жорстких струмопроводів електротермічних установок на номінальний струм 10 кА і більше має бути розраховано з урахуванням можливого збільшення електромагнітних сил у місцях поворотів і перетину шин. Відстані між опорами такого струмопроводу треба перевіряти на можливість виникнення часткового або повного резонансу.

7.5.25. Для струмопроводів електротермічних установок як ізолювальні опори шинних пакетів і прокладки між ними в електричних колах постійного та змінного струму промислової, зниженої і підвищеної – середньої частот напругою до 1 кВ рекомендовано застосовувати колодки або плити (листи) з непросоченого азбестоцементу; напругою вище 1 і до 1,6 кВ – з текстоліту, склотекстоліту або термостійких пластмас. У обгрунтованих випадках допускається застосовувати ці ізоляційні матеріали і за напруги до 1 кВ. За напруги до 500 В допускається застосовувати просочену (проварену в оліфі) деревину. Для електропечей з ударним різкозмінним навантаженням опори (стискачі, прокладки) мають бути вібростійкими (за частоти коливань значень діючого струму 0,5–20 Гц).

Як металеві деталі стискача шинного пакета струмопроводів на 1,5 кА і більше змінного струму промислової частоти і на будь-які струми підвищеної – середньої та високої частот рекомендовано застосовувати гнутий профіль П-подібного перерізу

з листової немагнітної сталі. Допускається також застосовувати зварний профіль і силумінові деталі (крім стискачів для важких багатосмугових пакетів).

Для стискання рекомендовано застосовувати болти і шпильки з немагнітних хромонікелевих, мідноцинкових (латунь) та інших сплавів.

Для струмопроводів напругою, вищою 1,6 кВ, як ізолювальні опори треба застосовувати фарфорові або скляні опорні ізолятори, причому за струмів 1,5 кА і більше промислової частоти та за будь-яких струмів підвищеної – середньої та високої частот арматура ізоляторів, як правило, має бути алюмінієвою; застосовувати ізолятори з чавунною головкою допускається в разі захисту її алюмінієвими екранами або в разі її виконання з маломагнітного чавуну.

Таблиця 7.5.7. **Допустимий тривалий струм підвищеної – середньої частоти струмопроводів із двох алюмінієвих концентричних труб**

Зовнішній діаметр труби, мм		Струм, А, за частоти, Гц					
зовнішньої	внутрішньої	500	1000	2500	4000	8000	10000
150	110	1330	1110	885	770	640	615
	90	1000	835	665	570	480	455
	70	800	670	530	465	385	370
180	140	1660	1400	1095	950	800	760
	120	1280	1075	855	740	620	590
	100	1030	905	720	620	520	495
200	160	1890	1590	1260	1080	910	865
	140	1480	1230	980	845	710	675
	120	1260	1070	840	725	610	580
220	180	2185	1755	1390	1200	1010	960
	160	1660	1390	1100	950	800	760
	140	1425	1185	940	815	685	650
240	200	2310	1940	1520	1315	1115	1050
	180	1850	1550	1230	1065	895	850
	160	1630	1365	1080	930	785	745
260	220	2530	2130	1780	1450	1220	1160
	200	2040	1710	1355	1165	980	930
	180	1820	1530	1210	1040	875	830
280	240	2780	2320	1850	1590	1335	1270
	220	2220	1865	1480	1275	1075	1020
	200	2000	1685	1320	1150	960	930

Примітка. У табл. 7.5.7 і 7.5.8 струми наведено для нефарбованих труб із товщиною стінок 10 мм.

Таблиця 7.5.8. **Допустимий тривалий струм підвищеної – середньої частоти струмопроводів із двох мідних концентричних труб***

Зовнішній діаметр труби, мм		Струм, А, за частоти, Гц					
зовнішньої	внутрішньої	500	1000	2500	4000	8000	10000
150	110	1530	1270	1010	895	755	715
	90	1150	950	750	670	565	535
	70	920	760	610	540	455	430
180	140	1900	1585	1240	1120	945	895
	120	1480	1225	965	865	730	690
	100	1250	1030	815	725	615	580
200	160	2190	1810	1430	1275	1075	1020
	140	1690	1400	1110	995	840	795
	120	1460	1210	955	830	715	665
220	180	2420	2000	1580	1415	1190	1130
	160	1915	1585	1250	1115	940	890
	140	1620	1350	1150	955	810	765
240	200	2670	2200	1740	1565	1310	1250
	180	2130	1765	1395	1245	1050	995
	160	1880	1555	1230	1095	925	875
260	220	2910	2380	1910	1705	1470	1365
	200	2360	1950	1535	1315	1160	1050
	180	2100	1740	1375	1225	1035	980
280	240	3220	2655	2090	1865	1580	1490
	200	2560	2130	1680	1500	1270	1200
	200	2310	1900	1500	1340	1135	1070

* Див. примітку до табл. 7.5.7.

Таблиця 7.5.9. **Допустимий тривалий струм підвищеної – середньої частоти кабелів марки АСГ на напругу 1 кВ**

Переріз струмопровідних жил, мм^2	Струм, А, за частоти, Гц					
	500	1000	2500	4000	8000	10000
1	2	3	4	5	6	7
2×25	100	80	66	55	47	45
2×35	115	95	75	65	55	50
2×50	130	105	84	75	62	60
2×70	155	130	100	90	75	70
2×95	180	150	120	100	85	80
2×120	200	170	135	115	105	90
2×150	225	185	150	130	110	105
3×25	115	95	75	60	55	50

Кінець таблиці 7.5.9

1	2	3	4	5	6	7
3×35	135	110	85	75	65	60
3×50	155	130	100	90	75	70
3×70	180	150	120	100	90	80
3×95	205	170	135	120	100	95
3×120	230	200	160	140	115	110
3×150	250	220	180	150	125	120
3×185	280	250	195	170	140	135
3×240	325	285	220	190	155	150
3×50+1×25	235	205	160	140	115	110
3×70+1×35	280	230	185	165	135	130
3×95+1×50	335	280	220	190	160	150
3×120+1×50	370	310	250	215	180	170
3×150+1×70	415	340	280	240	195	190
3×185+1×70	450	375	300	255	210	205

Таблиця 7.5.10. **Допустимий тривалий струм підвищеної – середньої частоти кабелів марки СГ на напругу 1 кВ**

Переріз струмопровідних жил, мм^2	Струм, А, за частоти, Гц					
	500	1000	2500	4000	8000	10000
2×25	115	95	76	70	57	55
2×35	130	110	86	75	65	60
2×50	150	120	96	90	72	70
2×70	180	150	115	105	90	85
2×95	205	170	135	120	100	95
2×120	225	190	150	130	115	105
2×150	260	215	170	150	130	120
3×25	135	110	90	75	65	60
3×35	159	125	100	90	75	70
3×50	180	150	115	105	90	85
3×70	210	170	135	120	105	95
3×95	295	195	155	140	115	110
3×120	285	230	180	165	135	130
3×150	305	260	205	180	155	145
3×185	340	280	220	200	165	160
3×240	375	310	250	225	185	180
3×50+1×25	290	235	185	165	135	130
3×70+1×35	320	265	210	190	155	150
3×95+1×50	385	325	250	225	190	180
3×120+1×50	430	355	280	250	210	200
3×150+1×70	470	385	310	275	230	220
3×185+1×70	510	430	340	300	250	240

Опір просушеної ізоляції між шинами різної полярності (різних фаз) шинних пакетів з прямокутними або трубчастими провідниками вторинних струмопідводів електротермічних установок, що розміщуються у виробничих приміщеннях, має бути не меншим наведеного в табл. 7.5.11, якщо в стандартах або технічних умовах на окремі види (типи) електропечей чи електротермічних пристроїв не зазначено інших значень.

Як додатковий захід для підвищення надійності роботи і забезпечення нормованого значення опору ізоляції рекомендовано шини вторинних струмопідводів у місцях стискання додатково ізолювати ізоляційним лаком або стрічкою, а між компенсаторами різних фаз (різної полярності) закріплювати ізоляційні прокладки, стійкі до теплової та механічної дій.

7.5.26. Відстані в просвіті (електричний зазор) між шинами різної полярності (різних фаз) жорсткого струмопроводу вторинного струмопідводу змінного або постійного струму мають бути не меншими від зазначених у табл. 7.5.12.

Таблиця 7.5.11. **Опір ізоляції струмопроводів вторинних струмопроводів**

Потужність електропечі або електронагрівального пристрою, МВ • А	Найменший опір ізоляції*, кОм, для струмопроводів			
	до 1 кВ	вище 1 до 1,6 кВ	вище 1,6 до 3 кВ	вище 3 до 15 кВ
До 5	10	20	100	500
Понад 5 до 25	5	10	50	250
Понад 25	2,5	5	25	100

* Опір ізоляції слід вимірювати мегомметром на напруги 1 або 2,5 кВ за струмопроводу, від'єднаного від виводів трансформатора, перетворювача, комутаційних апаратів, нагрівальних елементів печей опору тощо, за піднятих електродів печі та за знятих шлангів системи водяного охолодження.

Таблиця 7.5.12. **Найменша відстань у просвіті між шинами струмопроводу вторинного струмопідводу***

Приміщення, в якому прокладається струмопровід	Відстань, мм, залежно від роду струму, частоти і напруги струмопроводів						
	Постійний		Змінний				
	до 1 кВ	вище 1 до 3 кВ	50 Гц		500–10000 Гц		понад 10000 Гц
			до 1 кВ	вище 1 до 3 кВ	до 1,6 кВ	понад 1,6 до 3 кВ	до 15 кВ
Сухе незапилене	12	20–130	15	20–30	15–20	20–30	30–140
Сухе запилене**	16	30–150	20	25–35	20–25	25–35	35–150

* За висоти шини до 250 мм; за більшої висоти відстань має бути збільшеною на 5–10 мм.
** Пил непровідний.

7.5.27. Мостові, підвісні, консольні та інші подібні крани і талі, що використовуються в приміщеннях, де розміщено установки електротермічних пристроїв опору прямої дії, а також дугових печей комбінованої дії (див. 7.5.1) з перепуском самоспікливих електродів без вимкнення установок, повинні мати ізолювальні прокладки, що унеможливлюють з'єднання із землею (через гак або трос підйомно-транспортних механізмів) елементів установки, що знаходяться під напругою.

7.5.28. Каналізацію води, що охолоджує устаткування, апарати та інші елементи електротермічних установок, має бути виконано з урахуванням можливості контролю за станом охолоджувальної системи.

Рекомендовано установлювати такі реле: тиску, струменевих і температури (останніх два – на виході води з охолоджуваних нею елементів) з роботою їх на сигнал. У разі, коли припинення протоку або перегрів охолоджувальної води можуть призвести до аварійного пошкодження, має бути забезпеченим автоматичне вимкнення установки.

Система водоохолодження – розімкнута (від мережі водопроводу або від мережі оборотного водопостачання підприємства) або замкнута (двоконтурна з теплообмінниками) індивідуальна або групова – має обиратися з урахуванням вимог до якості води, зазначених у стандартах або технічних умовах на устаткування електротермічної установки. Під час вибору системи слід виходити з конкретних умов водопостачання підприємства (цеху, будівлі) і найбільш економічно доцільного варіанту, що визначається за мінімумом наведених витрат.

Водоохолоджувані елементи електротермічних установок за розімкнутої системи охолодження мають бути розрахованими на максимальний тиск води 0,6 МПа (6 кгс/см^2) і мінімальний 0,2 МПа (2 кгс/см^2) за якості води, що, як правило, відповідає вимогам табл. 7.5.13, якщо в стандартах або технічних умовах на устаткування не наведено інших нормативних значень.

Рекомендовано передбачати повторне використання охолоджувальної води на інші технологічні потреби з улаштуванням водозбору і перекачування.

В електротермічних установках, для охолодження елементів яких використовується вода з мережі оборотного водопостачання, рекомендовано передбачати механічні фільтри для зниження вмісту у воді завислих частинок.

Під час вибору індивідуальної замкнутої системи водоохолодження рекомендовано передбачати схему вторинного контуру циркуляції води без резервного насоса, щоб у разі виходу з ладу працюючого насоса на якийсь час, необхідний для аварійної зупинки устаткування, використовувалася вода з мережі водопроводу.

У разі застосування групової замкнутої системи водоохолодження рекомендовано встановлювати один або два резервних насоси з автоматичним увімкненням резерву.

7.5.29. У разі охолодження елементів електротермічної установки, які можуть перебувати під напругою, водою по проточній або циркуляційній системі для запобігання винесенню трубопроводами потенціалу, небезпечного для обслуговуючого персоналу, треба передбачати ізолювальні шланги (рукави). Якщо немає

огорожі, то подавальний і зливний кінці шланга повинні мати заземлені металеві патрубки, що унеможливлюють дотик до них персоналу за увімкненої установки.

Довжина ізолювальних шлангів водяного охолодження, що з'єднують елементи різної полярності, має бути не меншою від зазначеної в технічній документації заводів – виробників устаткування; за відсутності таких даних довжину рекомендовано приймати такою, що дорівнює: за номінальної напруги до 1 кВ – не менше ніж 1,5 м за внутрішнього діаметра шлангів до 25 мм і 2,5 м – за діаметра від 25 мм і до 50 мм; за номінальної напруги понад 1 кВ – 2,5 м і 4 м відповідно.

Довжина шлангів не нормується, якщо між шлангом і стічною трубою є розрив і струмінь води вільно падає в лійку.

Таблиця 7.5.13. **Характеристика води для охолоджування елементів електротермічних установок**

Показник	Вид мережі – джерела водопостачання	
	Господарсько-питний водопровід	Мережа оборотного водопостачання підприємства
Твердість, мг-екв/л, не більше ніж:		
– загальна	7	–
– карбонатна	–	5
Вміст, мг/л, не більше ніж:		
– завислих речовин (каламутність)	3	100
– активного хлору	0,5	Немає
– заліза	0,3	1,5
– pH	6,5–9,5	7–8
Температура, °С, не більше ніж	25	30

7.5.30. Електротермічні установки, устаткування яких вимагає оперативного обслуговування на висоті 2 м і більше від відмітки підлоги приміщення, слід забезпечувати робочими майданчиками, захищеними поручнями, з постійними сходами. Застосовувати рухомі (наприклад, телескопічні) сходи не допускається. У зоні, в якій можливе дотикання персоналу до частин устаткування, що перебувають під напругою, майданчики, огорожі і сходи треба виконувати з вогнетривких матеріалів, настил робочого майданчика повинен мати покриття з діелектричного матеріалу, що не поширює горіння.

7.5.31. Насосно-акумуляторні та маслонапірні установки систем гідроприводу електротермічного устаткування, що містять 60 кг масла і більше, треба розташовувати в приміщеннях, у яких забезпечується аварійне видалення масла.

7.5.32. Застосовувані в електротермічних установках посудини, що працюють під тиском понад 70 кПа (0,7 кгс/см^2), пристрої, що використовують стиснуті гази, а також компресорні установки мають відповідати вимогам чинних правил, затверджених Держгіртехнаглядом СРСР.

7.5.33. Гази з вихлопу вакуумних насосів попереднього розрідження, як правило, треба видаляти назовні, випускати ці гази до виробничих та інших подібних приміщень не рекомендовано.

УСТАНОВКИ ДУГОВИХ ПЕЧЕЙ ПРЯМОЇ, НЕПРЯМОЇ ТА КОМБІНОВАНОЇ ДІЇ (РУДНОТЕРМІЧНІ ТА ФЕРОСПЛАВНІ)

7.5.34. Пічні трансформатори дугових сталеплавильних печей можна приєднувати до електричних мереж загального призначення без виконання спеціальних розрахунків на коливання напруги, якщо дотримується така умова:

$$\sqrt{\sum_{i=1}^{n} S_{Ti}^2 / S_k} \le 0{,}01 ,$$

де S_{Ti} – номінальна потужність пічного трансформатора, МВ • А;

S_K – потужність КЗ «в загальній точці» (у місці приєднання установки дугових печей до електричних мереж загального призначення), МВ • А;

n – число приєднуваних установок дугових печей.

За невиконання цієї умови має бути перевіреним за допомогою розрахунку, що коливання напруги в «загальній точці», викликані роботою електропечей, не перевищують допустимих чинним стандартом значень.

Якщо вимоги стандарту не витримуються, то установки дугових сталеплавильних печей слід приєднувати до точки мережі з більшою потужністю КЗ або забезпечувати виконання заходів щодо зниження рівня коливань напруги (див. також 7.5.9); вибір варіанту – згідно з техніко-економічним обґрунтуванням.

7.5.35. На установках дугових печей, де можуть відбуватися експлуатаційні КЗ, треба вживати заходів щодо обмеження поштовхів струму, що викликаються цими КЗ.

На установках дугових сталеплавильних печей поштовхи струму експлуатаційних КЗ не мають перевищувати 3,5-кратного значення номінального струму.

Під час використання для обмеження струмів КЗ реакторів необхідно передбачати можливість їх шунтування в процесі плавлення, якщо не потрібна їх постійна робота згідно з прийнятою схемою.

7.5.36. Для пічних трансформаторів (пічних трансформаторних агрегатів) установок дугових печей треба передбачати такі види захисту:

1. Максимальний струмовий захист (від струмів КЗ) миттєвої дії, відрегульований за струмом від експлуатаційних КЗ і стрибків струмів під час вмикання установок для трансформаторів будь-якої потужності.

2. Захист від перевантаження трансформатора.

Для виконання цього захисту треба застосовувати максимальні струмові реле, в установках дугових сталеплавильних печей рекомендовано застосовувати реле з обмежено-залежною характеристикою.

Характеристики і витримки часу реле слід обирати з урахуванням швидкості дії автоматичних регуляторів підйому електродів печі, щоб експлуатаційні КЗ

усувалися підняттям електродів і пічний вимикач вимикався тільки за несправного регулятора. Захист від перевантаження має діяти з різними витримками часу на сигнал і на вимкнення.

3. Газовий захист пічних трансформаторів. Він має передбачатися для всіх установок печей з ударним навантаженням незалежно від їх потужності, для установок печей зі спокійним навантаженням – за наявності на пічному трансформаторі перемикача ступенів напруги під навантаженням, для решти установок – згідно з 3.2.53.

4. Захист від однофазних замикань на землю, якщо це потрібно за умовами роботи мережі з великими струмами замикання на землю.

5. Температурні покажчики з дією на сигнал після досягнення максимально допустимої температури і на вимкнення за її перевищення.

6. Покажчики циркуляції масла та води в системі охолодження пічного трансформатора з дією на сигнал у разі масловодяного охолодження пічного трансформатора з примусовою циркуляцією масла і води.

7.5.37. Установки дугових печей треба забезпечувати вимірювальними приладами для контролю активної та реактивної споживаної електроенергії, а також приладами для контролю за технологічним процесом.

Амперметри повинні мати відповідні перевантажувальні шкали.

На установках дугових руднотермічних печей з однофазними пічними трансформаторами треба установлювати прилади для вимірювання фазних струмів трансформатора, а також прилади для вимірювання і реєстрації струмів на електродах. На установках дугових сталеплавильних печей рекомендовано встановлювати прилади, що реєструють 30-хвилинний максимум навантаження.

7.5.38. У разі розташування дугових печей на робочих майданчиках вище за рівень підлоги цеху місце під маданчиками використовувати для розміщення іншого устаткування пічних установок (у тому числі пічних підстанцій).

7.5.39. Для унеможливлення замикань під час перепуску електродів руднотермічних і феросплавних печей крім ізоляційного покриття на робочій (перепускній) площадці (див. 7.5.30) слід передбачати установку між електродами постійних розділових ізолювальних щитів.

УСТАНОВКИ ІНДУКЦІЙНІ ТА ДІЕЛЕКТРИЧНОГО НАГРІВАННЯ

7.5.40. Устаткування установок індукційних та діелектричного нагрівання з трансформаторами, двигун-генераторними, тиристорними та іонними перетворювачами або ламповими генераторами і конденсаторами можна встановлювати в окремих приміщеннях і безпосередньо в цеху в технологічному потоці виробництва категорій Г і Д за будівельними нормами і правилами; зазначені окремі приміщення повинні мати ступінь вогнестійкості, не нижчий II.

7.5.41. Для поліпшення використання трансформаторів і перетворювачів у контурах індукторів мають установлюватися конденсаторні батареї. Для полегшення настроювання в резонанс конденсаторні батареї в установках зі стабілізованою частотою слід поділяти на дві частини – постійно увімкнену і регульовану.

7.5.42. Взаємне розташування елементів установок має забезпечувати найменшу довжину струмопроводів резонансних контурів з метою зменшення активного та індуктивного опорів.

7.5.43. Застосовувати кабелі зі сталевою бронею і прокладати проводи в сталевих трубах для кіл з підвищеною – середньою частотою до 10 кГц допускається тільки в разі обов'язкового використання жил одного кабелю або проводів в одній трубі для прямого і зворотного напрямків струму. Застосовувати кабелі зі сталевою бронею (за винятком спеціальних кабелів) і прокладати проводи в сталевих трубах для кіл із частотою понад 10 кГц не допускається.

Кабелі зі сталевою бронею і проводи в сталевих трубах, що застосовуються в електричних колах промислової, підвищеної – середньої або зниженої частоти, треба прокладати так, щоб броня і труби не нагрівалися від зовнішнього електромагнітного поля.

7.5.44. Для захисту установок від пошкоджень у разі «проїдання» тигля індукційних печей та в разі порушення ізоляції мереж підвищеної – середньої та високої частот щодо корпусу (землі) рекомендовано улаштовувати електричний захист із дією на сигнал або вимкнення.

7.5.45. Двигун-генератори установок частотою 8 кГц і більше слід забезпечувати обмежувачами неробочого ходу, що відключають збудження генератора під час тривалих пауз між робочими циклами, коли зупиняти двигуни-генератори недоцільно.

Для поліпшення завантаження за часом генераторів підвищеної – середньої та високої частот рекомендовано застосовувати режим «очікування» там, де це допускається за умовами технології.

7.5.46. Установки індукційні та діелектричного нагрівання високої частоти повинні мати екранувальні пристрої для зниження рівня напруженості електромагнітного поля на робочих місцях до значень, визначених відповідними чинними діючими санітарними правилами.

7.5.47. У сушильних камерах діелектричного нагрівання (високочастотних сушильних установок) із застосуванням вертикальних сітчастих електродів сітки з обох боків проходів слід заземлювати.

7.5.48. Двері блоків установок індукційних і діелектричного нагрівання високої частоти повинні мати блокування, за якого відкривати двері можна лише в разі вимкнення напруги всіх силових кіл.

7.5.49. Ширина робочих місць біля щитів керування має бути не меншою ніж 1,2 м, а біля нагрівальних пристроїв плавильних печей, нагрівальних індукторів (за індукційного нагрівання) і робочих конденсаторів (за діелектричного нагрівання) – не меншою ніж 0,8 м.

7.5.50. Двигун-генераторні перетворювачі частоти, що створюють шум вище 80 дБ, слід установлюватися в електромашинних приміщеннях, які забезпечують зниження шуму до рівнів, допустимих чинними санітарними нормами.

Для зменшення вібрації двигун-генераторів слід застосовувати віброгасні пристрої, що забезпечують виконання вимог санітарних норм щодо рівня вібрації.

УСТАНОВЛЕННЯ ЕЛЕКТРОПЕЧЕЙ (ЕЛЕКТРОТЕРМІЧНИХ ПРИСТРОЇВ) ОПОРУ ПРЯМОЇ ТА НЕПРЯМОЇ ДІЇ

7.5.51. Пічні знижувальні та регулювальні сухі трансформатори (автотрансформатори), а також трансформатори з негорючою рідиною і панелі керування (якщо на них немає приладів, чутливих до електромагнітних полів) допускається встановлювати безпосередньо на конструкціях самих електропечей (електротермічних пристроїв) опору або безпосередньо близько від них.

Установки електротермічних пристроїв опору прямої дії слід приєднувати до електричної мережі через знижувальні трансформатори; автотрансформатори можуть використовуватися в них тільки як регулювальні, застосовувати їх як знижувальні автотрансформатори не допускається.

7.5.52. Ширина проходів навколо електропечей (електротермічних пристроїв) і відстані між ними, а також від них до щитів і шаф керування обирають залежно від технологічних особливостей установок і відповідно до вимог гл. 4.1.

Допускається встановлювати дві електропечі поряд без проходу між ними, якщо за умовами експлуатації в ньому немає необхідності.

7.5.53. Електричні апарати силових кіл і пірометричні прилади рекомендовано встановлювати на роздільних щитах. На прилади не мають впливати вібрації та удари під час роботи комутаційних апаратів.

У разі встановлення електропечей у виробничих приміщеннях, де мають місце вібрації або поштовхи, пірометричні та інші вимірювальні прилади слід монтувати на спеціальних амортизаторах або панелі щитів з такими приладами мають установлювати в окремих щитових приміщеннях (приміщеннях КВПіА).

Установлювати панелі щитів КВПіА в окремих приміщеннях рекомендовано також у випадках, якщо виробничі приміщення запилені, вологі або сирі (див. 1.1.7, 1.1.8 і 1.1.11).

Не допускається встановлювати панелі щитів з пірометричними приладами (зокрема, з електронними потенціометрами) в місцях, де вони можуть піддаватися різким змінам температури (наприклад, біля в'їзних воріт цеху).

7.5.54. Спільне прокладання в одній трубі проводів пірометричних кіл і проводів контрольних або силових кіл, а також об'єднання зазначених кіл в одному контрольному кабелі не допускається.

7.5.55. Проводи пірометричних кіл рекомендовано приєднувати до приладів безпосередньо, не заводячи їх на збірки затискачів щитів керування.

Компенсаційні проводи пірометричних кіл від термопар до електричних приладів (зокрема до мілівольтметрів) мають бути екранованими від індукційних наведень і заземленими, а екранувальний пристрій по всій довжині має бути надійно з'єднаним у стиках.

7.5.56. Окінцювання проводів і кабелів, що приєднуються безпосередньо до нагрівачів електропечей, слід виконувати опресовуванням наконечників, затискними контактними з'єднаннями, зварюванням або паянням твердим припоєм.

7.5.57. В установках електропечей опору потужністю 100 кВт і більше рекомендовано встановлювати амперметри по одному на кожну зону нагрівання. Для електропечей з керамічними нагрівачами слід установлювати амперметри на кожну фазу.

7.5.58. Для установок електропечей опору потужністю 100 кВт і більше рекомендовано передбачати встановлення лічильників активної енергії (по одному на електропіч).

7.5.59. В установках електропечей опору побічної дії з ручним завантаженням електропечей, якщо за їх конструкції можливе випадкове дотикання обслуговуючого персоналу до нагрівачів, що знаходяться під напругою вище 42 В, слід застосовувати блокування, за якого відчиняти завантажувальні вікна можна лише в разі вимкнення електропечі.

7.5.60. В установках прямого нагрівання, що працюють за напруги вище 42 В змінного струму або вище 110 В постійного струму, робоча площадка, на якій знаходяться устаткування установки й обслуговуючий персонал, має бути ізольованою від землі. Для установок безперервної дії, де під напругою знаходяться змотувальні і намотувальні пристрої, по периметру ізольованої від землі робочої площадки треба установлювати захисні сітки або стінки, що унеможливлюють викидання розмотуваної стрічки або дроту за межі майданчика (див. також 7.5.13). Крім того, такі установки треба забезпечувати пристроєм контролю ізоляції з дією на сигнал.

7.5.61. У разі застосування в установках прямого нагрівання рідинних контактів, що виділяють токсичну пару або перегони з різким запахом, треба забезпечувати герметичність контактних вузлів і надійне уловлювання пару та перегонів.

7.5.62. Струм витоку в установках прямого нагрівання має становити не більше ніж 0,2% номінального струму установки.

ЕЛЕКТРОННО-ПРОМЕНЕВІ УСТАНОВКИ

7.5.63. Перетворювальні агрегати електронно-променевих установок, що приєднуються до електричної мережі до 1 кВ, повинні мати захист від пробоїв ізоляції кіл нижчої напруги і електричної мережі, викликаних наведеними зарядами в первинних обмотках підвищувальних трансформаторів, а також захист від КЗ у вторинній обмотці.

7.5.64. Електронно-променеві установки повинні мати захист від рентгенівського випромінювання, що забезпечує повну радіаційну безпеку, за якої рівень випромінювання на робочих місцях не має перевищувати значень, що допускаються чинними нормативними документами для осіб, які не працюють із джерелами іонізуючих випромінювань.

Для захисту від комутаційних перенапруг перетворювальні агрегати треба обладнувати розрядниками, що встановлюються з боку вищої напруги.

ГЛАВА 7.7
ТОРФ'ЯНІ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ

СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ. ВИЗНАЧЕННЯ

7.7.1. Ця глава Правил поширюється на новоспоруджувані торф'яні електроустановки, що реконструюються і щорічно здаються в експлуатацію, до 10 кВ.

Електроустаткування торф'яних електроустановок, крім вимог цієї глави, має відповідати вимогам розд. 1–6 тією мірою, якою вони не змінені цією главою.

7.7.2. **Під торф'яними електроустановками** в цих Правилах розуміють підстанції (стаціонарні та пересувні), повітряні та кабельні лінії електропередачі і приєднана до них електрична частина електрифікованих машин для підготовки торф'яних родовищ, видобутку, сушіння, збирання і вантаження торфу.

7.7.3. **Територією торф'яного підприємства** вважають територію, закріплену за підприємством, у межах його перспективного розвитку.

Територія торф'яного підприємства, за винятком робочих селищ, сіл і залізничних станцій, належить до ненаселеної місцевості.

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

7.7.4. Електричні мережі торф'яних електроустановок до 1 кВ і вище повинні мати ізольовану нейтраль. Допускається заземлювати нульові точки в колах вимірювання, сигналізації та захисту напругою до 1 кВ.

Розподільні мережі, до яких приєднано електроприймачі польових гаражів, залізничних станцій і роз'їздів, насосних станцій, а також електроприймачі, що не належать до торф'яних електроустановок, але розташовані на території торф'яних підприємств (електроприймачі селищ, майстерень, заводів з торфопереробленння, перевантажувальних станцій), як правило, слід виконувати трифазними чотирипровідними з глухозаземленою нейтраллю напругою 380/220 В.

7.7.5. Приєднувати сторонній споживач до електричних мереж торф'яних електроустановок напругою понад 1 кВ з ізольованою нейтраллю допускається лише як виняток за узгодженням з керівництвом торф'яного підприємства і за умови, що сумарний ємнісний струм приєднання, включаючи відгалуження до електроустановки споживача, становить не більше ніж 0,5 А.

7.7.6. Електроприймачі торф'яних електроустановок щодо надійності електропостачання слід відносити до II категорії (див. гл. 1.2).

ЗАХИСТ

7.7.7. На підстанціях, від яких серед інших споживачів отримують живлення пересувні торф'яні електроустановки напругою, вищою 1 кВ, на кожній лінії, що відходить, треба встановлювати селективний захист, що вимикає лінію в разі

виникнення на ній однофазного замикання на землю. Має бути виконаним другий ступінь захисту, що діє в разі відмови селективного захисту лінії.

Як другий ступінь треба застосовувати захист від підвищення напруги нульової послідовності, що діє з витримкою часу 0,5–0,7 с на вимкнення секції або системи шин, трансформатора, підстанції в цілому.

7.7.8. Торф'яні електроустановки до 1 кВ, що одержують живлення від трансформатора з ізольованою нейтраллю, повинні мати захист від замикання на землю з миттєвим вимкненням установки в разі однофазного замикання на землю.

ПІДСТАНЦІЇ

7.7.9. Стаціонарні трансформаторні підстанції (у тому числі стовпові), що застосовуються на ділянках видобутку торфу, мають складатися з комплектних блоків, що допускають багатократний монтаж і демонтаж. Ці підстанції повинні мати виконання для зовнішнього встановлення. Апаратуру до 1 кВ слід установлювати в металевих шафах.

7.7.10. Територія стаціонарної трансформаторної підстанції (у тому числі щоглової) має бути захищеною огорожею заввишки 1,8–2 м. Огорожа може бути виконаною з колючого дроту.

Ворота огорожі треба забезпечувати замком. На них має бути розміщено застережливий плакат.

7.7.11. Пересувні трансформаторні підстанції та підстанції, що встановлюються на пересувних машинах, слід виконувати за спеціальними технічними умовами.

ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

7.7.12. ПЛ торфових електроустановок допускається споруджувати на торф'яному покладі та у вироблених кар'єрах.

7.7.13. Для опор ПЛ з терміном служби до 5 років допускається застосовувати непросочений ліс хвойних порід. Діаметр опор ПЛ у верхньому відрубі повинен бути не меншим 14 см.

7.7.14. Вибирати перерізи проводів ПЛ до 10 кВ слід за допустимим тривалим струмом і допустимою втратою напруги.

Розрахункове значення втрати напруги в лінії з урахуванням живильного кабелю за нормального режиму роботи для найбільш віддаленого електроприймача допускається до 10% від номінальної напруги трансформаторів підстанції. Найбільше допустиме значення втрати напруги в лінії під час пуску короткозамкнутих електродвигунів не нормується і визначається можливістю пуску та надійністю роботи електродвигунів.

7.7.15. Спільне підвішування на загальних опорах проводів ПЛ до 1 кВ і проводів ПЛ вище 1 кВ допускається. При цьому відстань по вертикалі між точками підвісу проводів ПЛ до 1 кВ і проводів ПЛ понад 1 кВ має бути не меншою ніж 1,5 м. На всій довжині спільного підвішування для проводів ПЛ понад 1 кВ треба застосовувати подвійне кріплення.

7.7.16. Відстань від проводів ПЛ до 10 кВ до землі за найбільшої стріли провисання на території торф'яного підприємства, за винятком доріг і населеної місцевості, має бути не менше 5 м.

7.7.17. Для створення безпечного проїзду машин під проводами ПЛ без зняття напруги треба споруджувати спеціальні прогони зі збільшеною висотою підвішування проводів. При цьому відстань між нижчою точкою проводу і вищою частиною найбільш високої машини має бути не менше ніж 2 м – для ПЛ до 10 кВ; 2,5 м – для ПЛ 20–35 кВ.

7.7.18. У разі проходження ПЛ до 10 кВ паралельно залізниці вузької колії відстань від основи опори до габариту наближення будівель має бути не меншою ніж висота опори, плюс 1 м.

На ділянках обмеженої траси відстань від основи опори ПЛ до 380 В, призначеної для освітлення під'їзних шляхів, до головки рейки має бути не менше 5 м.

7.7.19. У разі проходження ПЛ до 10 кВ паралельно переносній залізниці вузької колії відстань від основи опори ПЛ до головки рейки має бути не менше 5 м.

7.7.20. У разі проходження ПЛ до 10 кВ паралельно осі караванів або польових штабелів торфу відстань від основи опори до основи каравану або штабеля за повного їх габариту має бути не менше ніж 4 м.

7.7.21. У разі проходження ПЛ до 10 кВ поблизу металевого надземного трубопроводу відстань від опор ПЛ до трубопроводу має бути не менше 8 м. Допускається зменшувати цю відстань до 3 м за умови, що на фланцях трубопроводу буде встановлено кожухи або козирки.

7.7.22. У разі проходження ПЛ до 10 кВ паралельно дерев'яному трубопроводу відстань від опор ПЛ до трубопроводу має бути не менше ніж 15 м.

У разі перетину ПЛ з дерев'яним трубопроводом треба встановлювати над трубопроводом суцільні сталеві кожухи. При цьому відстань від незакритої кожухом частини трубопроводу до проекції проводів ПЛ має бути не менше ніж 15 м.

7.7.23. На відгалуженнях завдовжки понад 1 км ПЛ вище 1 кВ, а також перед стаціонарними установками (насосні низького тиску тощо) треба встановлювати роз'єднувачі.

7.7.24. Відстань від проводів вводу ПЛ, що живить пересувну електроустановку до 10 кВ, до землі має бути не менше ніж 3 м. Прохід під проводами вводу має бути захищеним.

КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ

7.7.25. У разі прокладання кабельних ліній у землі захист їх від механічних пошкоджень не обов'язковий, за винятком захисту в місцях перетинів із залізницями і шосейними дорогами, а також у місцях інтенсивного руху торфових машин.

7.7.26. Для переносних кабельних ліній треба застосовувати спеціальні гнучкі кабелі, призначені для роботи у важких умовах.

7.7.27. Перерізи гнучких кабелів вибирають за допустимим тривалим струмом і допустимою втратою напруги.

7.7.28. Переносні кабельні лінії до 10 кВ, що живлять електроенергією машини, які безперервно рухаються або періодично пересуваються протягом одного сезону, можна укладати безпосередньо на поверхні покладу. При цьому біля кабельних ліній вище 1 кВ треба установлювати застережливі плакати.

7.7.29. Приєднувати гнучкий кабель до пересувної установки слід за допомогою пристрою, що розвантажує контактні затискачі від натягу кабелю і забезпечує допустимий радіус вигину кабелю.

7.7.30. Приєднувати переносну кабельну лінію до ПЛ слід за допомогою роз'єднувальних пристроїв. Висота встановлення незахищених струмовідних частин роз'єднувального пристрою від землі має бути не меншою ніж 5 м для лінійних пристроїв, 3,5 м для роз'ємних і переносних пристроїв. Роз'єднувальні пристрої повинні виготовляти за спеціальними технічними умовами.

7.7.31. Для приєднання кабельних ліній до ПЛ до 1 кВ рекомендовано застосовувати рубильники і встромлювальні контактні з'єднання, установлені на опорах ПЛ на доступній висоті. Рубильник і розетка, установлені на опорі, треба розташовувати в шафі, що замикається. Металеві частини зазначеного устаткування, що нормально не перебувають під напругою, треба заземлювати.

ЕЛЕКТРОДВИГУНИ, КОМУТАЦІЙНІ АПАРАТИ

7.7.32. Комутаційні апарати електродвигунів вище 1 кВ треба розміщувати в металевих шафах.

7.7.33. Комутаційні пристрої електродвигунів вище 1 кВ повинні мати блокування, що не допускає:

– вимкнення роз'єднувача під навантаженням;

– увімкнення роз'єднувача за увімкненого пускового апарата;

– відкривання шафи за увімкненого роз'єднувача;

– увімкнення роз'єднувача за відкритої шафи.

7.7.34. Перед вимикачами і запобіжниками понад 1 кВ слід установлювати роз'єднувачі.

За наявності роз'ємних контактних з'єднань, за допомогою яких кабель, що живить установку електроенергією, приєднується до ВЛ, установлювати додатковий роз'єднувача не обов'язково.

У разі застосування накидних затисків роз'єднувача необхідно встановлювати додатковий перед трансформатором з боку подавання електроенергії, а також перед пристроєм, що має трансформатор напруги.

7.7.35. Пуск електродвигуна, приєднаного до окремого трансформатора, допускається виконувати за допомогою пускового пристрою, установленого з боку вищої напруги трансформатора, без установлення комутаційних апаратів між електродвигуном і трансформатором.

7.7.36. На комутаційних пристроях електродвигунів вище 1 кВ установлення вольтметрів і амперметрів обов'язкове. Під час встановлення на одному агрегаті декількох електродвигунів понад 1 кВ передбачають один вольтметр на всю групу електродвигунів.

7.7.37. Перетин кабелю, що сполучає комутаційний апарат з електродвигуном, вибирають за допустимим тривалим струмом; перевіряти його по струму КЗ не потрібно.

7.7.38. Для електродвигунів у момент увімкнення допускається таке значення втрати напруги, яка забезпечує необхідний пусковий момент, якщо при цьому не порушується режим роботи інших електроприймачів.

Допускається прямий пуск електродвигунів потужністю, що не перевищує 90% від потужностей трансформатора.

ЗАЗЕМЛЕННЯ

7.7.39. Опір заземлювального пристрою R, Ом, пересувних торф'яних електроустановок понад 1 кВ до 10 кВ, приєднаних до електричних мереж з ізольованою нейтраллю, має бути:

$$R \leq 40/I,$$

де I – струм однофазного замикання на землю, А.

7.7.40. Опір заземлення торф'яних електроустановок до 1 кВ, приєднаних до мереж з ізольованою нейтраллю, має бути не більше 30 Ом.

7.7.41. Заземлювати пересувні та самохідні машини треба переносними заземлювачами, що встановлюються безпосередньо біля машин, або через заземлювальну жилу живильного кабелю, що приєднується до переносних заземлювачів біля опори ПЛ або до заземлювачів підстанції.

7.7.42. Як переносні заземлювачі рекомендовано застосовувати стрижньові електроди завдовжки не менше ніж 2,5 м, занурювані вертикально в поклади на глибину, не меншу 2 м. Кількість електродів має бути не менше ніж три.

ПРИЙМАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК В ЕКСПЛУАТАЦІЮ

7.7.43. Приймати в експлуатацію електроустановки торф'яних підприємств слід відповідно до «Правил технічної експлуатації торф'яних підприємств».

ПРАВИЛА БУДОВИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК. ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ СПЕЦІАЛЬНИХ УСТАНОВОК

НПАОП 40.1-1.32-01

МІНІСТЕРСТВО ПРАЦІ ТА СОЦІАЛЬНОЇ ПОЛІТИКИ УКРАЇНИ

НАКАЗ

21 червня 2001 р. № 272 м. Київ

Про затвердження «Правил будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок»

Відповідно до Положення про Міністерство праці та соціальної політики України, затвердженого Указом Президента України від 30.08.2000 р. № 1035/2000, і на підставі протокольного рішення редакційної комісії, створеної наказом Держнаглядохоронпраці від 05.04.2001 р. № 47,

НАКАЗУЮ:

1. Затвердити «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок».

2. Наказ ввести в дію з 1 січня 2002 року.

3. Голові Державного департаменту з нагляду за охороною праці (Сторчаку С.О.):

– вжити заходів по вивченню вимог Правил державними інспекторами, іншими посадовими особами Держнаглядохоронпраці, експертами Експертно-технічних центрів, працівниками підприємств, установ, організацій;

– забезпечити систематичний контроль за виконанням вимог цих Правил;

– включити Правила до Державного реєстру ДНАОП і в банк даних автоматизованого інформаційного фонду нормативних актів про охорону праці;

– забезпечити вчасне видання Правил.

4. З введенням в дію цих Правил вважати такими, що втратили чинність на території України глави 5.4, 5.5, 7.1, 7.2, 7.3, 7.4, 7.6 «Правил устройства электроустановок», 1987, затверджених Міненерго СРСР 06.07.84.

5. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступника Міністра Солдатенка М.О.

Міністр **І. Сахань**

ЗАТВЕРДЖЕНО:
Наказ Міністерства праці
та соціальної політики України
від 21.06.2001 р. № 272

ПРАВИЛА БУДОВИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК. ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ СПЕЦІАЛЬНИХ УСТАНОВОК

1. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

1.1. ГАЛУЗЬ ЗАСТОСУВАННЯ

1.1.1. Вимоги Правил поширюються на електрообладнання спеціальних електроустановок напругою до 10 кВ будинків та споруд, які будуються або реконструюються в Україні, а саме: електроустановки житлових, громадських, адміністративних та побутових будинків; будинків і споруд фізкультурно-оздоровчих, спортивних і культурно-видовищних, закладів дозвілля та культових; електроустановки у вибухонебезпечних та пожежонебезпечних зонах; електроустановки вантажопідіймальних машин (кранів), ліфтів; електрозварювальні установки та установки електричного кабельного обігрівання.

1.1.2. Вимоги цих Правил поширюються на всі підприємства та організації незалежно від форм власності на засоби виробництва.

1.2. СКОРОЧЕННЯ, ТЕРМІНИ, ВИЗНАЧЕННЯ

Скорочення, терміни	Визначення
1	2
TN-S система заземлення	Нульовий робочий та нульовий захисний провідники працюють окремо в усій системі
TN-C-S система заземлення	Функції нульового робочого та нульового захисного провідників об'єднані в одному провідникові в частині мережі
TN-C система заземлення	Функції нульового робочого та нульового захисного провідників об'єднані в одному провідникові в усій мережі
IT – система заземлення	Мережа живлення системи IT не має безпосередньо зв'язку струмовідних частин з землею, а відкриті струмопровідні частин електроустановки заземлені

1	2
L	Фазний провідник
N	Нульовий робочий провідник
PE	Нульовий захисний провідник
PEN	Об'єднаний нульовий робочий та захисний провідник
ПЗВ	Пристрій захисного вимикання, що реагує на диференціальний струм
ПЛ	Повітряна лінія електропередачі
Аварійне освітлення	Освітлення, яке призначене для продовження роботи під час аварійного відключення робочого освітлення
Зрівнювання потенціалів	Для зрівнювання потенціалів у тих приміщеннях та зовнішніх установках, в яких застосовується заземлення або занулення, будівельні і виробничі металеві конструкції, стаціонарно прокладені трубопроводи всіх призначень, металеві корпуси технологічного обладнання, підкранові і залізничні колії тощо повинні бути приєднані до мережі заземлення або занулення

1.3. НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

ДСТУ 2456-94	Зварювання дугове і електрошлакове. Вимоги безпеки
ДСТУ 3552-97	Ліфти пасажирські та вантажні. Терміни та визначення
ДСТУ 3761.2-98	Зварювання та споріднені процеси. Частина 2. Процеси зварювання та паяння. Терміни та визначення
ДСТУ 3761.3-98	Зварювання та споріднені процеси. Частина 3. Зварювання металів: з'єднання та шви, технологія, матеріали та устаткування. Терміни та визначення
ДСТУ БВ.2.7-19-95	Будівельні матеріали. Методи випробування на горючість
ГОСТ 2.721 -74	ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах
ГОСТ 12. 1.004-91	ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1. 01 1-78	ССБТ. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний
ГОСТ 12.1. 018-93	ССБТ. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования
ГОСТ 12.1. 038-82	ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов
ГОСТ 12.1. 044-89 (ИСО 4589-84)	ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения
ГОСТ 12.2.007.0-75	ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.2.007.8-75	ССБТ. Устройства электросварочные и для плазменной обработки. Требования безопасности
ГОСТ 12.2.021-76	ССБТ. Электрооборудование взрывозащищенное. Порядок согласования технической документации, проведения испытаний, выдача заключений и свидетельств

ГОСТ 12.3.003-86	ССБТ. Работы электросварочные. Требования безопасности
ГОСТ 12.3.005-75	ССБТ. Работы окрасочные. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.4. 124-83	ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования
ГОСТ 3262-75	Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия
ГОСТ 12176-89 (МЭК 332-3-82)	Кабели, провода и шнуры. Методы проверки на нераспространение горения
ГОСТ 13109-97	Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89)	Степени защиты, обеспечиваемые оболочками. Код IP
ГОСТ 17494-87 (МЭК 34-5-81)	Машины электрические вращающиеся. Классификация степеней защиты, обеспечиваемых оболочками вращающихся электрических машин
ГОСТ 17677-82 (МЭК 598-1 -86, МЭК 598-2-1 -79, МЭК 598-2-2-79, МЭК 598-2-4-79, МЭК 598-2-19-81)	Светильники. Общие технические условия
ГОСТ 22782.0-81	Электрооборудование взрывозащищенное. Общие технические требования и методы испытаний
ГОСТ 22782. 1-77	Электрооборудование взрывозащищенное с видом взрывозащиты «Масляное заполнение оболочки». Технические требования и методы испытаний
ГОСТ 22782.2-77	Электрооборудование взрывозащищенное с видом взрывозащиты «Кварцевое заполнение оболочки». Технические требования и методы испытаний
ГОСТ 22782.3-77	Электрооборудование взрывозащищенное со специальным видом взрывозащиты. Технические требования и методы испытаний
ГОСТ 22782.4-78	Электрооборудование взрывозащищенное с видом взрывозащиты «Заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением». Технические требования и методы испытаний
ГОСТ 22782.5-78	Электрооборудование взрывозащищенное с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь». Технические требования и методы испытаний
ГОСТ 22782.6-81	Электрооборудование взрывозащищенное с видом взрывозащиты «Взрывонепроницаемая оболочка». Технические требования и методы испытаний
ГОСТ 22682.7-81	Электрооборудование взрывозащищенное с защитой вида «е». Технические требования и методы испытаний
ГОСТ 25546-82	Краны грузоподъемные. Режимы работы

ГОСТ 28779-90 (МЭК 707-81)	Материалы электроизоляционные твердые. Методы определения воспламеняемости под воздействием источника зажигания
ГОСТ 30331.2-95 (МЭК 364-3-93)	Электроустановки зданий. Часть 3. Основные характеристики
ГОСТ 30331.3-95 (МЭК 364-4-41 -92)	Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током
ДБН 79-92	Житлові будинки для індивідуальних забудовників України
ДБН В.2.2-9-99	Громадські будинки та споруди. Основні положення
СНиП 2.01.02-85	Противопожарные нормы
СниП 2.08.01 -89	Жилые здания
СНиП 2.09.02-85	Производственные здания
СниП 2.09.04-87	Административные и бытовые здания
СниП II-4-79	Естественное и искусственное освещение
СНиП II-89-80	Генеральные планы промышленных предприятий
СНиП 2.04.05-91.У	Отопление, вентиляция, кондиционирование
РД34.21.122-87	Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений
НАПБ А.01.001-95	Правила пожежної безпеки в Україні
НАПБ В.05.003-74/ 112-74	Типовая инструкция о порядке проведения сварочных и других огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах нефтяной промышленности
ДНАОП 0-1. 03-93	Правила будови і безпечної експлуатації вантажопідіймальних кранів
ДНАОП 0.00-1.02-99	Правила будови і безпечної експлуатації ліфтів
ДНАОП 0.00-1.21 -98	Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів
ДНАОП 0.00-1.29-97	Правила захисту від статичної електрики
ПУЭ-85	Правила устройства электроустановок, утвержденные Минэнерго СССР 06.07.84
ОНТП 24-86	Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности

2. ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ ЖИТЛОВИХ, ГРОМАДСЬКИХ, АДМІНІСТРАТИВНИХ ТА ПОБУТОВИХ БУДИНКІВ

2.1. ГАЛУЗЬ ЗАСТОСУВАННЯ

2.1.1. Цей розділ Правил поширюється на електроустановки: житлових будинків, перелічених у СНиП 2.08.01 та ДБН 79; громадських будинків та споруд, перелічених у ДБН В.2.2-9 (за винятком будинків та споруд, перелічених в

розділі 3); адміністративних і побутових будинків, перелічених у СНиП 2.09.04. Під словом «будинки» маються на увазі всі типи будинків, на які поширюються вимоги розділу.

Вимоги цього розділу не поширюються на спеціальні електроустановки в лікувально-профілактичних закладах, організаціях і установах науки та наукового обслуговування, на системи диспетчеризації та зв'язку, а також на електроустановки, які за своїм характером повинні бути віднесені до електроустановок промислових підприємств (майстерні, котельні, теплові пункти, насосні, фабрики хімчистки, фабрики-пральні, криті автостоянки, гаражі, приміщення дизель-генераторів тощо).

До електроустановок унікальних будівель можуть установлюватися додаткові вимоги.

2.1.2. Електроустановки будинків, окрім вимог цього розділу, повинні задовольняти вимоги розділів 1–6 ПУЕ в тій мірі, в якій вони не змінені даним розділом.

2.2. ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ

2.2.1. **Головний розподільний щит (надалі – ГРЩ)** – це щит, через який забезпечується живлення електроенергією всього будинку або його відокремленої частини. Роль ГРЩ може виконувати ввідно-розподільний пристрій (надалі – ВРП) або щит низької напруги підстанції.

2.2.2. **Ввідний пристрій (надалі – ВП)** – сукупність конструкцій, апаратів і приладів, які встановлюються на вводі лінії живлення в будинок або в його відокремлену частину і живляться від ГРЩ.

2.2.3. **Ввідно-розподільний пристрій** – ввідний пристрій, який містить у собі також апарати і прилади на відхідних лініях.

2.2.4. **Груповий щиток** – пристрій, у якому встановлені апарати захисту та комутаційні апарати (або тільки апарати захисту) для окремих груп світильників, штепсельних розеток та стаціонарних електроприймачів.

2.2.5. **Квартирний щиток** – груповий щиток, установлений у квартирі і призначений для приєднання мережі, від якої живляться світильники, штепсельні розетки та стаціонарні електроприймачі квартири.

2.2.6. **Поверховий розподільний щиток** – щиток, установлений на поверхах житлових будинків і призначений для живлення квартир або квартирних щитків.

2.2.7. **Електрощитове приміщення (надалі – ЕП)** – приміщення або його відгороджена частина, доступна тільки для кваліфікованого обслуговуючого персоналу, де встановлюються ГРЩ, ВРП, ВП та інші розподільні пристрої.

2.2.8. **Мережа живлення** – мережа від розподільного пристрою підстанції або відгалуження від повітряних ліній електропередачі до ВП, ВРП, ГРЩ.

2.2.9. **Розподільна мережа** – мережа від ВП, ВРП, ГРЩ до розподільних пристроїв та щитків.

2.2.10. **Групова мережа** – мережа від щитків і розподільних пристроїв до світильників, штепсельних розеток та інших електроприймачів.

2.3. ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

2.3.1. Електропостачання електроприймачів повинно виконуватися від мережі з глухозаземленою нейтраллю 380/220 В з системою заземлення TN-S або TN-C-S.

Під час реконструкції житлових і громадських будинків, що мають напругу мережі 220/127 В або 3×220 В, слід передбачати переведення мережі на напругу 380/220В з системою заземлення TN-S або TN-C-S.

2.3.2. Зовнішнє електропостачання будівель має задовольняти вимоги глави 1.2. ПУЕ.

2.3.3. У житлових будинках, спальних корпусах різних установ, школах та інших навчальних закладах не допускається розміщення вбудованих і прибудованих трансформаторних підстанцій (далі – ТП).

В інших громадських, адміністративних та побутових будинках допускається розташовувати вбудовані або прибудовані підстанції за умов використання сухих трансформаторів, які слід встановлювати на амортизаторах.

Улаштування і розміщення вбудованих, прибудованих або окремо збудованих ТП повинно виконуватися відповідно до вимог розділу 4 ПУЕ.

2.3.4. Живлення силових та освітлювальних електроприймачів рекомендується виконувати від одних і тих самих трансформаторів.

2.3.5. Розміщення і компонування ТП повинні передбачати можливість цілодобового безперешкодного доступу до них персоналу електропостачальної організації.

2.3.6. Живлення аварійного та евакуаційного освітлення повинно виконуватись відповідно до вимог глави 6.1 ПУЕ і СНиП П-4.

2.3.7. Електричні мережі будинків повинні бути розраховані на живлення будинку та освітлення реклам, вітрин, фасадів, ілюмінації, зовнішнього освітлення, а також живлення протипожежних пристроїв, систем диспетчеризації, локальних телевізійних мереж, сигналізації загазованості, світлових покажчиків пожежних гідрантів та інших знаків безпеки, звукової та іншої сигналізації, вогнів світлового огородження тощо відповідно до завдання на проектування.

2.3.8. Для живлення однофазних споживачів від багатофазної розподільної мережі допускається різним групам однофазних споживачів мати спільні N- і PE-провідники (п'ятипровідна мережа), прокладені безпосередньо від ВРП. Об'єднання N- і PE-провідників (чотирипровідна мережа з PEN-провідником) не допускається.

У разі живлення однофазних споживачів від багатофазної мережі відгалуженням від повітряних ліній, коли PEN-провідник повітряної лінії с загальним для груп однофазних споживачів, які живляться від різних фаз, рекомендується передбачати захисне вимкнення споживачів при перевищенні допустимого рівня напруги, що виникає через асиметрію навантаження після обриву PEN-провідника, N- або спільного PEN. Вимкнення слід виконувати на вводі в будинок, наприклад, впливом на незалежний розчіплювач ввідного автоматичного вимикача з допомогою реле контролю напруги. У цих випадках необхідно передбачати вимкнення як фазного L, так і нульового робочого N-провідників.

Під час вибирання апаратів та приладів, які установлюються на вводі, перевага за іншими рівними умовами має надаватися апаратам та приладам, що зберігають роботоздатність при перевищенні напруги понад дозволену, яка виникла через несиметрію навантаження в разі обривання PEN- або N-провідника. При цьому їх комутаційні та інші робочі характеристики можуть не виконуватись.

У всіх випадках забороняється в колах PE- і PEN-провідників мати комутаційні контактні і безконтактні елементи. Допускаються з'єднання, які можуть розбиратися з допомогою інструмента, а також спеціально призначені для цієї мети з'єднувачі.

2.4. ВВІДНІ ПРИСТРОЇ, РОЗПОДІЛЬНІ ЩИТИ, ГРУПОВІ ЩИТКИ

2.4.1. На вводі в будинок повинно бути встановлено один або декілька ВП або ВРП.

За наявності в будинку декількох споживачів, які у своїх господарських відносинах функціонально не пов'язані, у кожного з них рекомендується встановлювати самостійні ВП або ВРП.

Від ВРП допускається також живлення споживачів, розміщених в інших будинках за умови, що ці споживачі мають єдину балансову належність.

У разі повітряного вводу мають бути встановлені обмежувачі імпульсних перенапруг.

2.4.2. Перед вводами в будинки не дозволяється встановлювати додаткові кабельні ящики для розподілу сфери обслуговування зовнішніх мереж живлення та мереж усередині будинку. Такий розподіл повинен бути виконаний у ВП або ГРЩ.

2.4.3. На ВП, ВРП, ГРЩ апарати захисту мають бути встановлені на вводах ліній живлення і на всіх лініях, що відходять від них.

2.4.4. На вводі мережі живлення у ВП, ВРП, ГРЩ слід установлювати апарати керування. На лініях, що відходять від них, апарати керування можуть бути встановлені або на кожній лінії, або бути спільними для декількох ліній.

Автоматичний вимикач слід розглядати як апарат захисту і керування.

2.4.5. Апарати керування незалежно від їх наявності на початку лінії живлення повинні бути встановлені на вводах ліній живлення в торгових приміщеннях, комунальних підприємствах, адміністративних приміщеннях тощо, а також у приміщеннях споживачів, які у своїх господарських відносинах функціонально не пов'язані.

2.4.6. Поверховий щиток повинен установлюватися у поверховому коридорі чи на сходовій площадці на відстані не більше 3 м по довжині електропроводки від стояка живлення з урахуванням вимог глави 3.1 ПУЕ і ГОСТ 30331.9.

2.4.7. ВП, ВРП, ГРЩ, як правило, слід установлювати в ЕП. У районах можливого затоплення вони повинні встановлюватися вище рівня затоплення.

ВП, ВРП, ГРЩ можуть розміщуватися в приміщеннях сухих підвалів, які призначені для експлуатації за умови, що ці приміщення доступні для обслуговуючого персоналу та відділені від інших приміщень перегородками з ступенем вогнестійкості не менше ніж 0,75 годин.

У разі розміщення ВП, ВРП, ГРЩ і групових щитків поза ЕП вони повинні встановлюватися в зручних і доступних для обслуговування місцях, у шафах із сту-

пенями захисту оболонки за ГОСТ 14254 не нижче IP31. У цих випадках відстань від трубопроводів (водопровід, опалення, каналізація, внутрішні водостоки) повинна бути не менше 0,5 м, а від газопроводів і газових лічильників – не менше 1 м.

2.4.8. ЕП, а також ВП, ВРП, ГРЩ не допускається розміщувати під санвузлами, ванними кімнатами, душовими, кухнями (окрім кухонь квартир), мийками, мийними і парильними приміщеннями лазень та іншими приміщеннями з мокрими технологічними процесами.

Прокладання через щитові приміщення трубопроводів (водопровід, опалення, каналізація, внутрішній водостік) не рекомендується.

Трубопроводи (водопровід, опалення), вентиляційні та інші короби, що прокладаються через щитове приміщення, не повинні мати відгалужень у межах приміщення (за винятком відгалуження до приладу опалення самого ЕП), а також люків, засувок, фланців, вентилів тощо.

Забороняється прокладання через ці приміщення газопроводів і трубопроводів з горючими рідинами.

Двері ЕП повинні відчинятися назовні.

2.4.9. Приміщення, в яких установлюються ВРП, ГРЩ, повинні мати природну вентиляцію, електричне освітлення. У приміщеннях температура має бути не нижче +5 °С.

2.4.10. Електричні кола в межах ВП, ВРП, ГРЩ та групових щитків слід виконувати проводами з мідними жилами та шинами – мідними або алюмінієвими.

2.5. ЕЛЕКТРОПРОВОДКИ ТА КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ

2.5.1. Внутрішні електропроводки слід виконувати з урахуванням таких вимог:

– електроустановки різних організацій, відокремлених в адміністративно-господарському відношенні і розміщені в одному будинку, можуть бути приєднані відгалуженнями до загальної лінії живлення або живитися окремими лініями від ВРП або ГРЩ;

– допускається приєднувати декілька стояків до окремої лінії. На відгалуженнях до кожного стояка, який живить квартири житлових будинків, що мають більше п'яти поверхів, слід установлювати апарат керування, спільний з апаратом захисту;

– у житлових будинках світильники сходових кліток, вестибюлів, холів, поверхових коридорів та інших внутрішніх приміщень, які розміщуються поза квартирами, повинні живитися окремими лініями від ВРП або від окремих групових щитків, які живляться від ВРП. Приєднання цих світильників до поверхових і квартирних щитків не допускається;

– для сходових кліток та коридорів, що мають природне освітлення, рекомендується передбачати автоматичне або диспетчерське керування електричним освітленням з урахуванням природного освітлення;

– живлення електроустановок нежитлового фонду рекомендується виконувати окремими лініями.

2.5.2. Захист усіх електричних мереж слід виконувати відповідно до вимог глави 3.1. ПУЕ.

2.5.3. У будинках слід застосовувати кабелі і проводи з мідними жилами. У житлових будинках найменший допустимий переріз мідних провідників повинен відповідати таблиці 2.1.

Таблиця 2.1. **Найменші допустимі перерізи кабелів і проводів електричних мереж у житлових будинках**

Найменування мереж	Найменший переріз кабелів і проводів з мідними жилами, мм^2
Групова	1,5
Розподільна до квартирних щитків електролічильників	2,5
Розподільна (стояки) для живлення квартир	4

Мережі живлення та розподільні мережі допускається виконувати кабелями і проводами з алюмінієвими жилами, якщо їх розрахунковий переріз дорівнює 16 мм^2 і більше.

Живлення окремих електроприймачів, які належать до інженерного устаткування будинків (насоси, вентилятори, калорифери, установки кондиціювання повітря та ін.), можуть виконуватися кабелем з алюмінієвими жилами перерізом не менше 2,5 мм^2.

2.5.4. У житлових будинках прокладання вертикальних ділянок розподільної мережі повинно виконуватися по сходових клітках приховано (у каналах, трубах, коробах відповідно до вимог НАПБ А 01.001). Забороняється прокладання вертикальних дільниць загальнобудинкової розподільної мережі всередині квартир.

Допускається прокладання проводів і кабелів ліній живлення квартир разом з проводами і кабелями групових ліній робочого освітлення сходових кліток, поверхових коридорів та інших приміщень усередині будинків у загальній трубі, загальному коробі або каналі із негорючих або важкогорючих будівельних конструкцій з помірною димоутворювальною здатністю за ГОСТ 12.1.044.

Мережу від поверхового розподільного щитка до квартири слід виконувати в окремій трубі або каналі, тобто окремо від групової мережі інших квартир.

Допускається прокладати до 12 проводів групових мереж квартир житлових будинків в одному каналі на заміну вимог пункту 2.1.15 ПУЕ.

2.5.5. У всіх будинках лінії групової мережі, що прокладаються від групових, поверхових і квартирних щитків до світильників загального освітлення, штепсельних розеток і стаціонарних електроприймачів, повинні виконуватися трипровідними (фазний – L-, нульовий робочий – N- і нульовий захисний – PE-провідники). Забороняється об'єднання нульових робочих і нульових захисних провідників різних групових ліній. Нульовий робочий і нульовий захисний провідники не дозволяється підключати на щитках під спільний контактний затискач.

Переріз PE-провідників повинен відповідати вимогам пункту 2.5.15.

2.5.6. Електропроводку в приміщеннях слід виконувати із можливістю заміни: приховано – в каналах будівельних конструкцій, замонолічених трубах; відкрито – в електротехнічних плінтусах, коробах тощо.

На технічних поверхах, у підпідлогових просторах, підвалах, які не опалюються, горищах, вентиляційних камерах, вологих та особливо вологих приміщеннях електропроводку рекомендується виконувати відкритою.

Для техніко-економічної доцільності горизонтальні і вертикальні ділянки розподільних мереж, які мають численні відгалуження, рекомендується виконувати шинопроводами (див. пункт 2.2.20 ПУЕ).

Допускається в будинках, конструкції яких виготовлені із негорючих будівельних матеріалів згідно з ДСТУ Б В.2.7-19, прокладати групові мережі кабелем або ізольованими проводами в захисній оболонці без можливості їх заміни в борознах стін, перегородках, перекриттях, під штукатуркою, у шарі підготовки підлоги або в порожнинах будівельних конструкцій.

Допускається в адміністративних та побутових будинках під час їх реконструкції застосовувати відкриту електропроводку в пластмасових коробах із важкогорючих матеріалів з помірною димоутворювальною здатністю відповідно до ГОСТ 12.1.044.

Не дозволяється прокладання проводів без можливості їх заміни в панелях стін, перегородках та перекриттях, які виконані на заводах будіндустрії, або в монтажних стиках панелей під час монтажу будинків.

2.5.7. Електричні мережі, які прокладаються за непрохідними підвісними стелями і в перегородках, розглядаються, як приховані електропроводки і їх слід виконувати: за стелями і в пустотах перегородок із горючих матеріалів згідно з ДСТУ Б В.2.7-19 – в металевих, які мають локалізуючі властивості, і в закритих коробах; за стелями і в перегородках із негорючих матеріалів – у трубах, гнучких рукавах, коробах із негорючих чи важкогорючих матеріалів або горючих групи горючості Г1 згідно з ДСТУ Б В.2.7-19, а також кабелями, які мають оболонки з матеріалів з помірною димоутворювальною здатністю за ГОСТ 12.1.044. Також повинна бути забезпечена можливість заміни проводів і кабелів.

Примітка. Під підвісними стелями із негорючих матеріалів розуміють такі стелі, які виконані із негорючих матеріалів. Інші будівельні конструкції, що розташовані над підвісними стелями, включаючи міжповерхові перекриття, також виконані із негорючих матеріалів.

2.5.8. Відкрите прокладання кабелів допускається в приміщеннях для приготування і приймання їжі за винятком кухонь квартир. Відкрите прокладання проводів у цих приміщеннях не дозволяється.

У кухнях квартир слід застосовувати такі самі види електропроводок, що і у житлових кімнатах і коридорах.

2.5.9. У ванних кімнатах, санвузлах, душових, як правило, повинна застосовуватися прихована електропроводка. Допускається відкрите прокладання кабелів.

У саунах для зон 3 і 4 згідно з додатком 1 електропроводка повинна витримувати температуру не нижче ніж +170 °С.

У саунах, ванних кімнатах, санвузлах, душових не допускається прокладання проводів з металевими оболонками, у металевих трубах і металевих рукавах.

2.5.10. Електропроводка на горищах повинна виконуватися відповідно до вимог розділу 2 ПУЕ та НАПБ А 01.001.

2.5.11. Прокладання проводів і кабелів по горючих основах (конструкціях, деталях) повинно виконуватися захищеним (у трубах, коробах).

Допускається відкрите прокладання на відстані від горючих основ не менше ніж 10 мм.

У разі неможливості забезпечення вказаної відстані слід відокремлювати кабель або провід від горючої поверхні шаром негорючого матеріалу, який виступає з кожного боку проводу (кабеля) не менше ніж на 10 мм.

2.5.12. Через підвали і технічні підпідлогові простори секцій будинку допускається прокладання силових кабелів напругою до 1000 В, які живлять електроприймачі інших секцій будинку. Такі кабелі не розглядаються як транзитні, прокладання яких через підвали і технічні підпідлогові простори будинку забороняється.

2.5.13. Забороняється відкрите прокладання транзитних кабелів і проводів через комори і складські приміщення.

2.5.14. Лінії, які живлять холодильні установки підприємств торгівлі громадського харчування, повинні бути прокладені від ВРП або ГРЩ цих підприємств.

2.5.15. Вибір перерізу провідників слід виконувати згідно з вимогами відповідних глав ПУЕ.

Однофазні дво- і трипровідні лінії, а також трифазні, чотири- і п'ятипровідні лінії, що живлять однофазні електроприймачі, повинні мати переріз нульових робочих N-провідників, який дорівнює перерізу фазних провідників.

Трифазні, чотири- і п'ятипровідні лінії, які живлять трифазні електроприймачі навантаження, повинні мати переріз нульових робочих N-провідників, який дорівнює перерізу фазних провідників до 16 мм^2 по міді і 25 мм^2 по алюмінію, а при більшому перерізі – не менше 50% перерізу фазних провідників.

Переріз PEN-провідників повинен бути не менше перерізу N-провідників і не менше 10 мм^2 по міді і 16 мм^2 по алюмінію незалежно від перерізу фазних провідників.

Переріз PE-провідників повинен дорівнювати перерізу фазних до 16 мм^2 та 16 мм^2 – при перерізі фазних провідників від 16 до 35 мм^2 і 50% перерізу фазних провідників при більших перерізах.

Переріз PE-провідників, які не входять до складу кабелів, повинен бути не менше 2,5 мм^2 за наявності механічного захисту і 4 мм^2 – за його відсутності.

2.6. ВНУТРІШНЄ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

2.6.1. Електродвигуни, що обслуговують загальнобудинкові установки (насоси, вентилятори, ліфти тощо), а також їхні захисні і пускові апарати повинні бути доступні тільки для обслуговуючого персоналу. Винятком є кнопки керування ліфтами, протипожежними пристроями і вентиляцією. Пускові апарати керування електродвигунами рекомендується розміщувати в зручних для обслуговування місцях з дотриманням вимог, наведених у главі 5.3 ПУЕ.

2.6.2. Протипожежні пристрої, сигналізація загазованості і охоронна незалежно від категорії надійності електропостачання будинку повинні живитися від двох окремих вводів, а за їх відсутності – двома лініями від ВРП або ГРЩ. Переключення з однієї лінії на другу здійснюється автоматично.

2.6.3. Установлення електродвигунів на горищі допускається при виконанні вимог із звукоізоляції відповідно до нормування рівнів шуму.

Установлені на горищі електродвигуни, розподільні пункти, окремо встановлені комутаційні апарати й апарати захисту повинні мати ступінь захисту не нижче IP44.

2.6.4. У приміщеннях для приготування їжі, крім кухонь квартир, світильники із лампами розжарювання, які встановлюються над робочими місцями (плитами, столами тощо), повинні мати знизу захисне скло. Світильники з люмінесцентними лампами мають бути оснащені ґратами, сітками або лампотримачами, щоб запобігти випаданню ламп.

2.6.5. У ванних кімнатах, душових і санвузлах слід використовувати електрообладнання, спеціально призначене для встановлення у відповідних зонах цих приміщень за додатком 2, з дотриманням таких вимог:

1) електрообладнання повинно мати ступінь захисту по воді не нижче ніж:

у зоні 0 – IPX7;

у зоні 1 – IPX5;

у зоні 2 – IPX4 (IPX5 – у ваннах загального користування);

у зоні 3 – IPX1 (IPX5 – у ваннах загального користування);

2) у зоні 0 можуть використовуватися електроприлади напругою не вище 12 В, призначені для використання у ванні. У такому разі джерело живлення повинно розміщуватися за межами цієї зони;

3) у зоні 1 можуть установлюватися тільки водонагрівники;

4) у зоні 2 можуть установлюватися водонагрівники і світильники класу захисту 2;

5) у зонах 0, 1 і 2 не допускається встановлення з'єднувальних коробок розподільних пристроїв і пристроїв керування.

2.6.6. Не допускається установка штепсельних розеток у ванних кімнатах, душових, у мийних приміщеннях лазень, у приміщеннях з нагрівниками для саун (далі за текстом – у саунах), а також у приміщеннях пралень, за винятком ванних кімнат квартир і номерів готелів.

У ванних кімнатах квартир і номерів готелів допускається встановлення штепсельних розеток у зоні 3 згідно з додатком 2, приєднаних до мережі через роздільні трансформатори або мережі, захищеної пристроєм захисного вимкнення (надалі – ПЗВ), який реагує на диференційний струм з номінальним струмом, що не перевищує 30 мА.

Будь-які вимикачі і штепсельні розетки повинні розміщуватися на відстані не менше 0,6 м від дверного прорізу душової кабіни.

2.6.7. Відстань від газопроводів до розеток, вимикачів та елементів електроустановок має бути не менше 0,5 м.

2.6.8. У будинках, обладнаних трипровідною мережею (див. пункт 2.6.5), повинні встановлюватися штепсельні розетки на струм не менше 10 А із захисним контактом.

Штепсельні розетки, які встановлюються в квартирах, у житлових кімнатах гуртожитків, а також у дитячих закладах (садках, яслах, школах тощо), повинні мати захисний пристрій, що автоматично закриває гніздо штепсельної розетки з витягнутою вилкою.

2.6.9. Вимикачі рекомендується установлювати на стіні з боку дверної ручки на висоті 1 м. Допускається їх встановлення під перекриттям з керуванням з допомогою шнура.

У приміщеннях для перебування дітей (садках, яслах, школах та ін.) вимикачі слід установлювати на висоті 1,8 м від підлоги.

2.6.10. Не дозволяється встановлення розподільних пристроїв і пристроїв керування в саунах, ванних кімнатах, санвузлах, мийних приміщеннях лазень, парильнях, приміщеннях пралень тощо.

У приміщеннях з умивальниками і зонах 1 і 2 ванних і душових приміщень допускається встановлення вимикачів, які приводяться в дію шнуром.

2.6.11. Апарати, що вимикають мережу освітлення горища, повинні бути встановлені поза його межами.

2.6.12. Вимикачі світильників робочого, аварійного та евакуаційного освітлення приміщень, призначених для перебування великої кількості людей (наприклад, торгових приміщень магазинів, їдалень, вестибюлів готелів тощо), повинні бути доступними тільки для обслуговуючого персоналу.

2.6.13. Над кожним входом у будинок повинен установлюватися світильник.

2.6.14. Номери будинків і покажчики пожежних гідрантів, установлених на зовнішніх стінах будинків, повинні бути освітлені. Живлення електричних джерел світла номерів будинків і покажчиків пожежних гідрантів має здійснюватися від мережі внутрішнього освітлення будинку, а покажчики пожежних гідрантів, які встановлені на опорах зовнішнього освітлення, – від мережі зовнішнього освітлення.

2.7. ПРИЛАДИ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

2.7.1. У громадських та житлових будинках індивідуальних забудовників розрахункові лічильники електроенергії повинні встановлюватися на ВРН (ГРЩ) у точках балансового розподілу з електропостачальною організацією. За наявності вбудованих і прибудованих трансформаторних підстанцій, потужність яких повністю використовується споживачами будинків, розрахункові лічильники повинні встановлюватися на вводах силових трансформаторів на спільний щит низької напруги, який одночасно є ВРП будинку.

2.7.2. Розрахункові лічильники житлових будинків (освітлення сходових кліток, контор домоуправлінь, дворове освітлення тощо) рекомендується встановлювати в шафах ВРП або на панелях ГРЩ.

2.7.3. Розрахункові квартирні лічильники слід розміщати сумісно з апаратами захисту (автоматичними вимикачами, запобіжниками). При встановленні квартирних щитків у квартирах лічильники повинні встановлюватися на цих щитках. Допускається встановлення лічильників на поверхових щитках.

2.7.4. Для безпечної заміни лічильника, безпосередньо увімкнутого в мережу, перед кожним лічильником повинен передбачатися комутаційний апарат для зняття напруги з усіх фаз, приєднаних до лічильника.

Апарати вимикання, що призначені для зняття напруги з розрахункових лічильників, розміщених у квартирах, повинні розміщуватися за їх межами.

2.7.5. За лічильником, увімкненим безпосередньо в мережу, повинен бути установлений апарат захисту відповідно до глави 3.1 ПУЕ. Якщо від лічильника

відходять декілька ліній, обладнаних апаратами захисту, то встановлення загального апарата захисту не потрібне.

2.7.6. У житлових будинках слід установлювати один однофазний або трифазний розрахунковий лічильник (при трифазному вводі) на кожну квартиру.

2.7.7. Розрахункові лічильники в громадських будинках з декількома споживачами електроенергії повинні передбачатися для кожного споживача, відокремленого в господарському відношенні (ательє, магазини, майстерні, склади, житлово-експлуатаційні контори та ін.).

2.7.8. Рекомендується оснащення житлових будинків системою дистанційного зняття показань лічильників.

2.8. ЗАХИСНІ ЗАХОДИ БЕЗПЕКИ

2.8.1. Захисні заходи безпеки електроустановок будинків повинні виконуватися відповідно до вимог глави 1.7 ПУЕ і додаткових вимог даного розділу.

2.8.2. У всіх приміщеннях необхідне приєднання відкритих провідних частин світильників загального освітлення і стаціонарних електроприймачів (електричних плит, кип'ятильників, побутових кондиціонерів, електрорушників тощо) до нульового захисного РЕ-провідника.

2.8.3. У приміщеннях будинків металеві корпуси однофазних переносних електроприладів і настільних засобів оргтехніки класу 1 за ГОСТ 12.2.007.0 слід приєднувати до захисних провідників трипровідної групової лінії (див. пункт 2.5.5).

До захисних провідників слід приєднувати металеві каркаси підвісних стель, перегородок, дверей та рам і конструкцій для прокладання кабелів.

2.8.4. Допускається застосування підвісних світильників, не обладнаних затискачами, для підключення захисних провідників у приміщеннях без підвищеної небезпеки за умови, що гак для їх підвішування ізольований. Вимоги даного пункту не відміняють вимог пункту 2.5.5 і не є підставою для виконання електропроводок двопровідними.

2.8.5. На групових лініях, які живлять штепсельні розетки для переносних електричних приладів, рекомендується передбачати ПЗВ з номінальним диференційним струмом спрацьовування не більше 30 мА.

Установлення ПЗВ є обов'язковим, якщо пристрій захисту від надструмів (автоматичний вимикач, запобіжник) не забезпечує заданого часу автоматичного відключення відповідно до ГОСТ 30331.3 – 0,4 с за номінальної напруги 220 В і якщо установка не охоплена системою зрівнювання потенціалів або розетки розташовані зовні приміщень та в приміщеннях, особливо небезпечних чи з підвищеною небезпекою (наприклад, у зоні 3 ванних і душових приміщень квартир і номерів готелів).

2.8.6. У разі установлення ПЗВ послідовно повинні виконуватися вимоги селективності. При дво- і багатоступеневих схемах ПЗВ, розміщений ближче до джерела живлення, повинен мати уставку і час спрацьовування утричі більші ніж ПЗВ, розміщений ближче до споживача.

2.8.7. У зоні дії ПЗВ нульовий робочий провідник не повинен мати з'єднання з заземленими елементами і нульовим захисним провідником.

2.8.8. У всіх випадках ПЗВ повинен забезпечувати надійну комутацію кіл навантаження з урахуванням можливих перевантажень.

2.8.9. Повинні використовуватися переважно ПЗВ, які є єдиним апаратом з автоматичним вимикачем, що забезпечує захист від надструмів.

Використання ПЗВ у групових лініях, які не мають захисту від надструмів, без додаткового апарата, що забезпечує цей захист, не допускається.

У разі використання ПЗВ, що не мають захисту від надструмів, повинна бути проведена розрахункова перевірка ПЗВ у режимі надструмів з урахуванням захисних характеристик апарата захисту від надструмів.

2.8.10. У житлових будинках не допускається використання ПЗВ, які автоматично вимикають споживача від мережі в разі зникнення або недопустимого зниження напруги мережі. У цих випадках ПЗВ повинен зберігати роботоздатність на термін не менше ніж 5 с у разі зниження напруги до 50% від номінальної.

2.8.11. У будинках можуть використовуватися ПЗВ типу «А», що реагують як на змінні, так і на пульсуючі струми пошкоджень, або «АС», які реагують тільки на змінний струм витоку. Джерелом пульсуючого струму є, наприклад, пральні машини з регуляторами швидкості, регульовані джерела світла, телевізори, відеомагнітофони, персональні комп'ютери тощо.

2.8.12. Допускається приєднання до одного ПЗВ декількох групових ліній через окремі автоматичні вимикачі (запобіжники).

Установлення ПЗВ у лініях, які живлять стаціонарно встановлене обладнання і світильники, а також у загальних мережах освітлення, не обов'язкове.

2.8.13. У житлових будинках ПЗВ рекомендується установлювати на квартирних щитках, допускається їх установлення на поверхових щитках.

2.8.14. Забороняється установлення ПЗВ для електроприймачів, відключення яких може призвести до ситуацій, небезпечних для споживачів (вимикання протипожежної сигналізації тощо).

2.8.15. Сумарна величина струмів витоку мережі з урахуванням приєднаних стаціонарних і переносних електроприймачів у нормальному режимі роботи не повинна перевищувати 1/3 номінального струму ПЗВ. За відсутності даних про струми витоку електроприймачів їх слід приймати з розрахунку 0,3 мА на 1 А струму навантаження, а струм витоку мережі – з розрахунку 10 мкА на 1 м довжини фазного провідника.

2.8.16. Для підвищення рівня захисту від загоряння при замиканнях на заземлені частини, коли величина струму недостатня для спрацьовування захисту максимального струму, на вводі в квартиру, індивідуальний будинок тощо рекомендується установлення ПЗВ зі струмом спрацьовування до 300 мА.

2.8.17. Для житлових будинків у разі додержання вимог пункту 2.8. 15 функції ПЗВ за пунктами 2.8.15, 2.8.16 можуть виконуватися одним апаратом із струмом спрацьовування не більше 30 мА.

2.8.18. Якщо ПЗВ призначений для захисту від ураження електричним струмом і для захисту від загоряння або тільки для захисту від загоряння, то він повинен вимикати як фазний, так і нульовий робочий провідники. У цих випадках захист від надструму в нульовому робочому провіднику не вимагається.

2.8.19. На вводі в будинок повинна бути виконана система зрівнювання потенціалів шляхом об'єднання наступних струмопровідних частин:

– основний (магістральний) захисний заземлювальний провідник;

– основний (магістральний) заземлювальний провідник або основний заземлювальний затискач;

– сталеві труби комунікацій будинків і між будинками;

– металеві частини будівельних конструкцій, блискавкозахисту, системи центрального опалення, вентиляції та кондиціонування. Такі струмопровідні частини повинні бути з'єднані між собою на воді в будинок.

2.8.20. Слід на протязі всієї мережі повторно виконувати додаткове зрівнювання потенціалів. До додаткової системи зрівнювання потенціалів повинні бути підключені всі доступні доторканню відкриті струмопровідні частини стаціонарних електроустановок, сторонні струмопровідні частини і нульові захисні провідники всього електрообладнання (у т.ч. штепсельні розетки).

2.8.21. Для ванних і душових приміщень додаткова система зрівнювання потенціалів є обов'язковою і повинна передбачати ще підключення сторонніх струмопровідних частин, які виходять за межі приміщень. якщо відсутнє електрообладнання з підключеними до системи зрівнювання потенціалів нульовими захисними провідниками, тоді систему зрівнювання потенціалів слід підключати до PE-шини (затискача) на вводі.

Нагрівальні елементи, які закладені в підлогу, повинні бути покриті заземленою металевою сіткою або заземленою металевою оболонкою, приєднаними до системи зрівнювання потенціалів. Як додатковий захист для нагрівальних елементів рекомендується використовувати ПЗВ на струм до 30 мА.

Не допускається використання для саун, ванних і душових приміщень систем місцевого зрівнювання потенціалів.

3. ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ ФІЗКУЛЬТУРНО-ОЗДОРОВЧИХ, СПОРТИВНИХ, КУЛЬТУРНО-ВИДОВИЩНИХ БУДИНКІВ І СПОРУД, ЗАКЛАДІВ ДОЗВІЛЛЯ ТА КУЛЬТОВИХ

3.1. ГАЛУЗЬ ЗАСТОСУВАННЯ

3.1.1. Вимоги даного розділу Правил поширюються на електроустановки, які розміщені в будинках видовищних закладів із залами для глядачів: театрів, цирків, кінотеатрів, концертних залів, клубів, центрів творчості дітей та юнацтва, культових закладів, критих спортивних споруд, палаців спорту, спортивних залів тощо.

3.1.2. Електроустановки видовищних закладів, крім вимог даного розділу, повинні задовольняти вимоги розділів 1–6 ПУЕ, НАПБ А.01.001 і розділу 2 цих Правил у тій мірі, у якій вони не змінені даним розділом.

3.2. ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ

3.2.1. **Манеж** – частина залу для глядачів, призначена для циркових показів.

3.2.2. **Освітлення вистав** – освітлення, призначене для світлового оформлення театральних вистав, концертів, естрадних і циркових виступів.

3.2.3. **Технічні апаратні** – приміщення, у яких розміщуються освітлювальні й проекційні прилади, пристрої керування освітленням для вистав, апаратура зв'язку, електроакустичні і кінотехнологічні пристрої, електроустановки живлення і керування електроприводами механізмів сцени (естради, манежу).

3.3. ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

3.3.1. Живлення електроприймачів повинно виконуватися від мережі 380/220 В з глухозаземленою нейтраллю з системою заземлення TN-S або TN-C-S. Під час реконструкції видовищних закладів, які мають напругу мережі 220/127 або трифазну 220 В, слід передбачати переведення мережі на напругу 380/220 В з глухозаземленою нейтраллю з системою заземлення TN-S або TN-C-S.

3.3.2. Вибір нестандартної напруги для електроприймачів освітлення вистав і електроустановок механізмів сцени, які живляться від окремих трансформаторів, випрямлячів або перетворювачів, повинен здійснюватися в процесі проектування.

3.3.3. Усі приміщення, які входять до складу сцени (естради), а також сейфи декорацій, склади (декорацій, костюмів, реквізитів, бутафорій, меблів і матеріальні), майстерні (живописні, постижирські, бутафорські, столярні, художника, макетні, трафаретні, об'ємних декорацій, кравецькі, взуттєві), комори (фарб, машиніста і електрика сцени, білизни, господарські), гардеробні для акторів і костюмерні, кінопроекційні, перемоточні та репроекційні слід відносити до пожежонебезпечних зон класу П–IIа, якщо ці приміщення не зараховані за умовами експлуатації до більш високого класу з вибухопожежної небезпеки.

3.3.4. Категорії електроприймачів щодо надійності електропостачання наведені у таблиці 3.1.

3.3.5. Живлення електроустановок видовищних закладів може забезпечуватися як від власної (абонентської) трансформаторної підстанції (ТП) – вбудованої, прибудованої або окремо збудованої, – так і від ТП спільного користування.

До ліній 0,4 кВ, які живлять видовищні заклади від ТП спільного користування, не допускається приєднання електроустановок інших споживачів. Допускається живлення електроустановок інших споживачів від власної (абонентської) ТП видовищного закладу.

3.3.6. Електропостачання видовищного закладу із сумарною (при декількох залах для глядачів в одному будинку) кількістю місць у глядачевому залі 800 і більше та дитячих видовищних закладах незалежно від кількості місць повинно задовольняти такі вимоги:

1. Живлення електроприймачів слід виконувати від двох трансформаторів власної (абонентської) ТП. В разі недоцільності спорудження власної ТП живлення електроприймачів слід здійснювати від двох трансформаторів ТП спільного користування.

Таблиця 3.1. **Категорії електроприймачів видовищних закладів щодо надійності електропостачання**

№ з/п	Найменування електроприймачів	Категорія щодо надійності електропостачання при сумарній місткості залів для глядачів, чол	
		Менше 800	800 і більше
1	Електродвигуни пожежних насосів, автоматична пожежна сигналізація, пожежегасіння, системи протидимного захисту, оповіщення про пожежу, протипожежна завіса, аварійне та евакуаційне освітлення, сигналізація загазованості	I	I
2	Електроприймачі освітлення вистав	III	II
3	Електроприймачі механізмів сцени	III	II
4	Електроприймачі технічних апаратних і систем озвучення	III	II
5	Решта електроприймачів, не вказаних у пунктах 1–4 даної таблиці, а також комплекси електроприймачів будинків із залами місткістю 300 і менше місць	III	III

2. Трансформатори ТП повинні одержувати живлення від двох незалежних взаєморезервованих ліній 6–10 кВ від найближчих ТП або РП розподільної мережі, що живляться з окремих ліній 6–10 кВ.

3. У разі відключення одного трансформатора трансформатор, який залишився в роботі, повинен забезпечувати живлення всіх електроприймачів видовищного закладу відповідно до вимог щодо перевантаження трансформаторів згідно з чинними нормативними документами.

4. ГРЩ повинен мати дві секції шин 380/220 В з пристроями автоматичного введення резерву (АВР) на шинах. Живлення секцій ГРЩ від трансформаторів слід виконувати лініями, які дають змогу для взаєморезервування. У разі об'єднання ГРЩ з щитом ТП або КТП АВР установлюється на щиті ТП або КТП.

3.3.7. Електропостачання видовищного закладу з сумарною кількістю місць у глядачевих залах менше 800 повинно задовольняти такі вимоги:

1. Живлення електроприймачів слід виконувати від двох трансформаторів ТП спільного користування. Допускається здійснювати живлення ГРЩ (ВРП) видовищного закладу від одного трансформатора за умови прокладання від ТП до ГРЩ (ВРП) двох ліній для взаєморезервування.

2. У разі відключення одного трансформатора трансформатор, що залишився в роботі, повинен забезпечувати живлення основних електроприймачів видовищного закладу у відповідності з вимогами до перевантаження трансформаторів згідно з чинними нормативними документами.

3. ГРЩ (ВРП) повинен мати дві секції шин 380/220 В. Живлення секцій від ТП слід передбачати окремими лініями, що взаєморезервуються. Переключення живлення на секціях виконується з допомогою АВР або вручну.

4. Електроспоживачі I категорії щодо надійності електропостачання повинні мати окреме джерело живлення.

3.3.8. Електропостачання видовищного закладу із сумарною кількістю місць у глядачевих залах до 300 може здійснюватися від одного трансформатора ТП спільного користування.

3.3.9. У разі розміщення видовищного закладу із сумарною кількістю місць до 300, за винятком дитячих видовищних закладів (див. пункт 3.2.6), у будинку іншого призначення живлення електроприймачів видовищного закладу допускається здійснювати від спільного ГРЩ (ВРП).

3.3.10. Прибудовані або вбудовані ТП з масляними трансформаторами повинні задовольняти вимоги глави 4.2 ПУЕ, а також такі вимоги:

1. Кожний трансформатор повинен бути встановлений в окремій камері, яка має вихід назовні. Допускається установлення в одному приміщенні одного КТП з двома трансформаторами. Приміщення ТП і КТП повинні розміщуватися на першому поверсі.

2. Двері трансформаторних камер або приміщень КТП повинні бути розташовані на відстані не менше 5 м від найближчих дверей для проходу глядачів або від евакуаційного виходу.

3. Не допускається розташовувати виходи (двері) з приміщень ТП і КТП безпосередньо на шляху евакуації.

3.3.11. Комплектні трансформаторні підстанції з трансформаторами, які не мають масляного заповнення, можуть розміщуватися всередині будинку в окремому приміщенні. У такому разі повинна бути забезпечена можливість транспортування обладнання КТП для заміни та ремонту.

3.3.12. У приміщеннях ТП, КТП можуть розміщуватися розподільні пристрої (РП) і перетворювачі до 1000 В для живлення електроприводів механізмів сцени, шафи з акумуляторними батареями і тиристорні регулятори освітлення вистав за умови обслуговування усього електрообладнання, розміщеного в приміщенні, персоналом об'єкта.

3.3.13. Розподільний пристрій ТП напругою вище 1000 В повинен розміщуватися в окремому приміщенні з окремими входами, які замикаються і обслуговуються персоналом енергопостачальної організації.

Допускається розміщення РП до 1000 В і вище в одному приміщенні з ТП тільки за умови їх експлуатації персоналом однієї організації (районної електромережі або об'єкта).

Вимоги до розміщення РП до 1000 В і вище в різних приміщеннях з ТП не поширюються на КТП.

3.3.14. Не допускається підключення інших електроприймачів до ліній, які живлять електроакустичні і кінотехнічні пристрої.

3.3.15. Живлення аварійного та евакуаційного освітлення повинно виконуватися відповідно до вимог глави 6.1 ПУЕ і з урахуванням додаткових вимог, зазначених у пунктах 3.3.16. і 3.3.17.

3.3.16. Для живлення в аварійних режимах аварійного та евакуаційного освітлення, пожежної сигналізації і сигналізації загазованості у видовищних закладах рекомендується установлення акумуляторної батареї.

Установлення акумуляторних батарей із зазначеною метою в обов'язковому порядку потрібно передбачати:

1) у дитячих видовищних закладах незалежно від кількості місць і джерел живлення;

2) у видовищних закладах (крім кінотеатрів) із сумарною кількістю місць у залах для глядачів 800 і більше незалежно від кількості джерел живлення;

3) за наявності одного джерела живлення:

– у клубах при сумарній кількості місць у залах для глядачів більше 500;

– у решті видовищних закладів при сумарній кількості місць у залах для глядачів більше 300.

За наявності двох джерел живлення для зазначених у пункті 3 видовищних закладів акумуляторні батареї можуть не встановлюватися.

Акумуляторні батареї також можуть не встановлюватися:

– у кінотеатрах при сумарній кількості місць у залах для глядачів менше 800;

– у клубах при сумарній кількості місць 500 і менше;

– у решті видовищних закладів при кількості місць у залах для глядачів 300 і менше.

3.3.17. Допускається установлювати всередині будь-яких приміщень, крім приміщень для глядачів і артистів, шафи з переносними акумуляторними батареями. Переносні акумуляторні батареї напругою до 48 В і ємністю до 150 А/год для живлення аварійного та евакуаційного освітлення і пожежної сигналізації, що встановлені в металевих шафах з природною витяжною вентиляцією назовні будинку, можуть заряджатися на місці їх установлення. У такому разі клас приміщення з вибухопожежонебезпеки не змінюється.

Ємність акумуляторних батарей повинна бути обрана з розрахунку безперервної роботи аварійного й евакуаційного освітлення протягом 1 год.

Акумуляторні установки напругою понад 48 В і ємністю 150 А/год мають бути герметичними.

3.4. ЕЛЕКТРИЧНЕ ОСВІТЛЕННЯ

3.4.1. Допустимі відхилення напруги освітлювальних приладів повинні відповідати вимогам ГОСТ 13109.

3.4.2. Освітлювальні прилади вистав оснащуються запобіжними сітками для унеможливлення випадання світлофільтрів, лінз, ламп, інших внутрішніх частин освітлювальних приладів.

3.4.3. Освітлення для вистав та пюпітрів оркестру повинно мати джерела з плавним регулюванням яскравості. Допускається для клубів у залах для глядачів місткістю до 500 місць мати освітлення, яке не регулюється.

3.4.4. У залах для глядачів місткістю понад 500 місць рекомендується передбачати плавне регулювання яскравості освітлення.

3.4.5. У приміщеннях для глядачів передбачається чергове освітлення, що забезпечує понижену освітленість не менше 15% нормованого в цих приміщеннях.

В окремих випадках допускається використовувати як частину чергового освітлення аварійне або евакуаційне.

3.4.6. У залах для глядачів із стаціонарними кіноустановками в разі аварійного припинення кінопроекції передбачається автоматичне ввімкнення світильників, які забезпечують не менше 15% нормованої освітленості залу в перервах між кіносеансами.

3.4.7. Керування робочим і черговим освітленням передбачається:

– для глядачевого залу – з апаратної керування освітленням вистави, з кінопроекційної, з поста головного білетера або від входу в зал для глядачів;

– для сцени, естради - з апаратної керування освітленням вистави, з пульта на сцені (естраді);

– для вестибюлів, фойє, кулуарів, гардеробів, буфетів, санвузлів, кімнат для куріння та інших приміщень для глядачів – централізоване керування робочим освітленням з поста головного білетера або від входу в зал для глядачів, а черговим освітленням – з приміщення пожежного поста (за його наявності) або ГРЩ.

3.4.8. Аварійне освітлення має виконуватися в приміщеннях сцени (естради), кас, адміністратора, гардероба, постів охорони, пожежного поста, технічних апаратних, медпунктів, ТП, КТП, ГРЩ, телефонної станції і в приміщеннях для тварин у цирках.

Евакуаційне освітлення передбачається в усіх приміщеннях, де можлива присутність понад 50 чоловік, а також на всіх сходах, проходах і інших шляхах евакуації.

3.4.9. Світлові покажчики повинні бути розміщені над дверима на шляхах евакуації із залу для глядачів, із сцени (естради, манежу) та з інших приміщень у напрямку виходу з будинку і мати пофарбування відповідно до вимог НАПБ А.01.001.

Світлові покажчики мають приєднуватися до джерела живлення аварійного чи евакуаційного освітлення або автоматично на нього перемикатися у разі зникнення напруги на основних джерелах їх живлення. Світлові покажчики повинні бути ввімкнені протягом усього часу перебування глядачів у будинку.

3.4.10. Керування аварійним та евакуаційним освітленням передбачається з приміщення пожежного поста, з щитової аварійного освітлення або ГРЩ (ВРП).

3.4.11. Для аварійного та евакуаційного освітлення, яке вмикається або перемикається на живлення від акумуляторної установки, повинні застосовуватися світильники з лампами розжарювання.

Люмінесцентні лампи можуть застосовуватися при живленні світильників від акумуляторної установки через перетворювачі постійного струму в змінний.

3.4.12. Освітлення пюпітрів оркестрів в оркестровій ямі повинно виконуватися світильниками, приєднаними до штепсельних розеток.

3.4.13. У видовищних закладах необхідно передбачати можливість приєднання ілюмінацій і рекламних установок.

3.5. СИЛОВЕ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

3.5.1. Живлення електродвигунів пожежних насосів, систем протидимного захисту, пожежної сигналізації і пожежегасіння, сповіщення про пожежу слід передбачати окремими лініями від ТП, ГРЩ або ВРП.

3.5.2. Увімкнення електродвигунів пожежних насосів, систем протидимного захисту та установок протипожежної автоматики повинне супроводжуватися автоматичним вимкненням електроприймачів систем вентиляції і кондиціювання повітря. Допускається автоматичне вимикання і іншого силового електрообладнання, за винятком ліфтів для транспортування пожежних підрозділів, електродвигунів протипожежної завіси та циркуляційних насосів.

3.5.3. Пуск електродвигунів пожежних насосів слід передбачати:

– дистанційно від кнопок, розміщених біля пожежних гідрантів, – за відсутності спринклерних і дренчерних пристроїв;

– автоматично – за наявності спринклерних і дренчерних пристроїв з дистанційним дублюванням (для пуску і зупинки) з приміщень пожежного поста і насосної.

Пуск електродвигунів пожежних насосів необхідно контролювати в приміщенні пожежного поста світловими і звуковим сигналами.

3.5.4. Електроприводи механізмів сцени повинні автоматично вимикатися в разі досягнення механізмами крайніх положень.

Електроприводи механізмів сценічних підйомників, протипожежної завіси, підйомно-спускних площадок і вантажних підйомників (крім тельферних) повинні мати аварійне автоматичне вимикання надлишкового спуску і підйому безпосередньо в силовому колі, після спрацювання якого унеможливлюється пуск електроприводів апаратами ручного або автоматичного керування.

3.5.5. При кількості сценічних підйомників більше десяти слід передбачати на пульті механізмів сцени, а за їх відсутності – на пульті помічника режисера апарат керування, який забезпечує одночасне відключення усіх сценічних підйомників.

3.5.6. Для аварійної зупинки всіх механізмів, які обслуговують сцену (естраду, манеж), повинні передбачатися апарати вимикання, розміщені не менше ніж у двох місцях, звідки добре видно роботу цих механізмів.

3.5.7. Двері в огорожах частини сцени (естради), що обертається, підйомно-спускних площадок сцени і оркестру, софітів, технологічних підйомників повинні бути забезпечені блокувальними пристроями, що відключають електродвигуни під час відчинення дверей і виключають пуск механізмів після їх зачинення без додаткових дій (поворот ключа, натискання кнопки тощо).

3.5.8. Механізми, які, крім електричного, мають механічний ручний привід, повинні бути забезпечені блокуванням для вимкнення електроприводу при переході на ручне керування.

3.5.9. Контакти приладів і апаратів, призначених для додержання безпеки, повинні спрацьовувати на розмикання відповідного кола в разі зникнення живлення обмотки даного приладу або апарата.

3.5.10. Протипожежну завісу треба забезпечити блокуванням, яке автоматично вимикає електродвигун при ослабленні тягових тросів і гравітаційному спусканні завіси. Рух протипожежної завіси повинен супроводжуватися світловою і звуковою сигналізацією на планшеті сцени та в приміщенні пожежного поста.

3.5.11. Керування димовими люками повинно передбачати можливість як одночасного відкривання і закривання усіх люків, так і окремого відкривання і закривання кожного люка. Допускається передбачати закривання димових люків вручну. Керування приводом лебідки димових люків передбачається з планшета сцени, з приміщення пожежного поста, диспетчерської і приміщення лебідки.

3.6. ЕЛЕКТРОПРОВОДКИ

3.6.1. Додатково до вимог глави 3.1 ПУЕ силові мережі в межах сцени (естради, манежу) повинні бути захищені від перевантаження.

3.6.2. Кабелі і проводи повинні мати мідні жили з ізоляцією і оболонками, які не розповсюджують горіння відповідно до ГОСТ 12176:

– у залах для глядачів, у тому числі в просторі над залами і за підвісними стелями;

– на сцені, у приміщеннях на горищі з горючими конструкціями, технічних апаратних, акумуляторних;

– для кіл керування протипожежними пристроями, а також ліній пожежної й охоронної сигналізації, озвучення, ліній освітлення для вистав і електроприводів сценічних механізмів.

У решті приміщень для мереж живлення і розподільних допускається застосування кабелів і проводів з алюмінієвими жилами перерізом не менше 16 мм.

3.6.3. У залах для глядачів, фойє, буфетах та інших приміщеннях для глядачів електропроводку рекомендується виконувати схованою, з можливістю заміни.

3.6.4. Прокладання кабелів і проводів повинно виконуватися в сталевих трубах у межах сцени (естради, манежу), у кінопроекційній та інших технічних апаратних, у залах для глядачів незалежно від кількості місць.

3.6.5. Допускається прокладання в одній сталевій трубі до 24 проводів для ліній освітлення, для вистав за умови, що температура проводів не буде перевищувати нормовану (див. пункт 1.3.10 ПУЕ).

3.6.6. Лінії, які живлять освітлювальні прилади для вистав і розміщуються на пересувних конструкціях, слід виконувати гнучким мідним кабелем.

3.6.7. Електропроводки, що живлять переносні, пересувні та електроприймачі, які встановлені на віброізоляційних основах, слід підключати до лінії живлення гнучкими проводами і кабелями з мідними жилами з виконанням вимог глави 2.1 ПУЕ.

3.6.8. Переходи від стаціонарної електропроводки до пересувної слід виконувати через електричні рознімні з'єднання або коробки затискачів, які встановлюються в доступних для обслуговування місцях.

3.7. ЗАЗЕМЛЕННЯ І ЗАХИСНІ ЗАХОДИ БЕЗПЕКИ

3.7.1. Заземлення (занулення) і захисні заходи безпеки електроустановок слід виконувати відповідно до вимог глави 1.7 ПУЕ, розділу 2 даних Правил і додаткових вимог, зазначених у даному розділі.

3.7.2. Пересувні металеві конструкції сцени (естради, манежу), які призначені для установлення освітлювальних і силових електроприймачів (софітні ферми, портальні куліси тощо), повинні бути підключені до захисного заземлення з допомогою окремого гнучкого мідного PE-проводу або жили кабеля.

Допускається частину сцени, що обертається, і апаратуру, яка розміщена на ній, підключати через кільцевий контакт з подвійним струмознімачем.

3.7.3. Металеві корпуси і конструкції кінотехнологічних установок, а також розподільних, систем і мереж електроакустики, телебачення, зв'язку і сигналізації повинні приєднуватися PE-провідниками до захисного заземлення.

Електротехнічні і звуковідтворювальні кінотехнологічні установки, а також обладнання зв'язку і телебачення, яке вимагає зниженого рівня шумів, повинні підключатися до самостійного заземлювального пристрою, заземлювачі якого розміщуються на відстані не менше 20 м від інших заземлювачів, а заземлювальні PE-провідники мають бути ізольовані від PE-провідників захисного заземлення інших електроустановок.

Опір самостійного заземлювального пристрою повинен задовольняти вимоги підприємства-виробника апаратури або відомчі норми, але не перевищувати 4 Ом.

4. ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ У ВИБУХОНЕБЕЗПЕЧНИХ ЗОНАХ

4.1. ГАЛУЗЬ ЗАСТОСУВАННЯ

4.1.1. Даний розділ Правил поширюється на всі види електроустановок, які розміщуються у вибухонебезпечних зонах усередині і поза приміщеннями: стаціонарні, тимчасові, переносні і пересувні. Ці електроустановки повинні відповідати також вимогам розділів 1–6 ПУЕ у тій мірі, у якій вони не змінені даним розділом.

Вимоги даного розділу поширюються на електроустановки, що розташовуються усередині технологічного обладнання у тій мірі, у якій це передбачено технічними умовами або стандартами на виготовлення технологічного обладнання.

4.1.2. Вимоги даного розділу не поширюються на електроустановки, розташовані під землею в шахтах, і на електроустановки підприємств, вибухонебезпека яких визначається у процесі виробництва, застосування або зберігання вибухових речовин.

4.2. ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ

4.2.1. **Вибух** – процес вивільнення великої кількості енергії в обмеженому об'ємі за короткий проміжок часу.

4.2.2. **Спалах** – короткочасне інтенсивне загоряння обмеженого об'єму газоповітряної суміші над поверхнею горючої речовини або пилоповітряної суміші, що супроводжується короткочасним видимим спалахом, але без ударної хвилі і стійкого горіння.

4.2.3. **Тління** – горіння без випромінювання світла, що розпізнається з появою диму.

4.2.4. **Електричне іскріння** – іскрові, дугові і тліючі електричні розряди.

4.2.5. **Вибухонебезпечне середовище** – об'єм, у якому середовище внаслідок природних або виробничих чинників може стати вибухонебезпечним.

4.2.6. **Вибухонебезпечна суміш** – суміш повітря з горючими газами, парою, туманами, горючим пилом та волокнами, у якій за нормальних атмосферних умов після запалення процес горіння (вибух) поширюється на весь об'єм суміші.

Горючий пил або волокна вважаються вибухонебезпечними, якщо в разі їх мимовільного загоряння в установці за визначеною нижньою концентраційною його межею за ГОСТ 12.1.044 виникає надмірний тиск газів як мінімум 5 кПа.

До вибухонебезпечної суміші належать суміші горючих газів і пари легкозаймистої рідини з киснем, хлором або іншими окислювачами.

Газо-пароповітряне вибухонебезпечне середовище – вибухонебезпечне середовище, яке утворюється повітрям з горючими газами, парою, туманами.

Пилоповітряне вибухонебезпечне середовище – вибухонебезпечне середовище, яке утворюється повітрям з вибухонебезпечними пилом і волокнами.

4.2.7. **Відносна густина газів і пари** – відношення об'ємної маси газу або пари до об'ємної маси повітря при тому самому тиску і температурі (дорівнює 1,0 для повітря).

Горючі гази залежно від відносної густини поділяються за питомою вагою щодо повітря на легкі (0,8 або менше) і важкі (вище 0,8).

4.2.8. **Горючий газ** – газ, який в суміші з повітрям у відповідній пропорції утворює газове вибухонебезпечне середовище.

4.2.9. **Зріджений газ** – газ, який при температурі навколишнього середовища нижче +20 °С або тиску вище 100 кПа, або при сумісному впливі цих умов перетворюється в рідину. Установки зі зрідженими горючими газами належать до установок з важкими горючими газами.

4.2.10. **Горюча пара** – пара легкозаймистої рідини, яка в суміші з повітрям у відповідній пропорції утворює пароповітряне вибухонебезпечне середовище.

4.2.11. **Легкозаймиста рідина (ЛЗР)** – горюча рідина, здатна запалитися від короткочасного впливу джерела загоряння тривалістю до 1 сек з низькою енергією (полум'я сірника, іскра, тліюча сигарета тощо), з температурою загоряння не більше +61 °С у закритому або +66 °С у відкритому тиглі.

4.2.12. **Горюча рідина (ГР)** – рідина, яка здатна запалитися від джерела запалювання, самостійно горіти після його видалення і має температуру загоряння понад +61 °С у закритому або +66 °С у відкритому тиглі.

Перегріта горюча рідина – горюча рідина, нагріта в умовах виробництва до температури загоряння та вище.

4.2.13. **Горючий туман** – краплі ЛЗР, що перебувають у завислому стані в повітрі і утворюють пароповітряне вибухонебезпечне середовище.

4.2.14. **Нижня (верхня) концентраційна межа поширення полум'я** – мінімальна (максимальна) концентрація горючої речовини в однорідній суміші з окислювальним середовищем, за якого можливе поширення полум'я по суміші на будь-яку відстань від джерела загоряння.

4.2.15. **Температура спалаху** – найнижча температура матеріалу (речовини), за якої за встановленими умовами випробувань над його поверхнею утворюється пара, здатна спричинити спалах у повітрі під впливом джерела запалювання, але швидкість утворення пари недостатня для підтримання стійкого горіння.

4.2.16. **Температура займання** – найнижча температура матеріалу (речовини), за якої за встановленими умовами випробувань над його поверхнею утворюється пара або гази з такою швидкістю, що після їх запалювання виникає стійке горіння.

4.2.17. **Температура самозаймання** – найнижча температура матеріалу (речовини), за якої за встановленими умовами випробувань відбувається різке збільшення швидкості екзотермічних реакцій окислення матеріалу (речовини), які закінчуються полуменевим горінням.

4.2.18. **Температура тління** – температура матеріалу (речовини), за якої відбувається різке збільшення швидкості екзотермічних реакцій окислення матеріалу (речовини), що призводить до його (її) тління.

4.2.19. **Пил** – дрібні тверді частинки в повітрі, які осідають під дією власної ваги, але деякий час можуть перебувати в повітрі у зваженому стані.

4.2.20. **Температура самозапалення пилу** – найнижча температура гарячої поверхні, за якої виникає самозаймання шару пилу заданої товщини на цій поверхні.

4.2.21. **Температура самозаймання пилоповітряної суміші** – найнижча температура внутрішньої поверхні випробувальної печі, за якої виникає самозаймання в ній пилоповітряної суміші.

4.2.22. **Струмопровідний пил** – пил з електричним питомим опором не більше 1000 Ом/м.

4.2.23. **Горючий пил** – пил, суміш повітря з яким у визначених пропорціях при атмосферних тиску та температурі створює вибухонебезпечне пилоповітряне середовище.

4.2.24. **Гібридні середовища** – пилоповітряні середовища, які мають у своєму складі вибухонебезпечні пари і гази в концентрації понад 20% їх нижньої концентраційної межі спалаху.

4.2.25. **Ущільнене кільце** – кільце, яке використовується для забезпечення необхідного ущільнення між увідним пристроєм і кабелем або проводом.

4.2.26. **Приміщення** – простір, обмежений з усіх сторін захисними конструкціями: стінами (у тому числі з вікнами і дверима) зі стелею (перекриттям) і підлогою. Простір під горищем і простір, огороджений сітчастими захисними конструкціями, не є приміщенням.

4.2.27. **Зовнішня установка** – установка, розміщена поза приміщенням (зовні) просто неба або під дахом чи за сітчастими захисними конструкціями.

4.2.28. **Максимальна температура** – найбільша температура будь-якої частини поверхні вибухозахищеного електрообладнання, безпечна відносно запалення навколишнього вибухонебезпечного середовища.

4.2 29. **Вибухонебезпечна зона** – простір у приміщенні або навколо зовнішньої установки, у якому присутнє вибухонебезпечне середовище або воно може утворюватися внаслідок природних чи виробничих чинників у такій кількості, яка вимагає спеціальних заходів у конструкції електрообладнання під час його монтажу та експлуатації.

4.2.30. **Вибухозахищене електротехнічне обладнання** – електротехнічний виріб спеціального призначення, який виконано таким чином, що усунена або утруднена можливість запалення навколишнього вибухонебезпечного середовища під час експлуатації цього виробу.

4.2.31. **Вибухонепроникна оболонка виду «d»** – оболонка, яка витримує тиск вибуху в її середині та унеможливлює його розповсюдження з оболонки в навколишнє вибухонебезпечне середовище.

4.2.32. **Іскробезпечне електричне коло** – електричне коло, яке виконано так, що електричний розряд або нагрівання не може запалити вибухонебезпечне середовище в умовах спеціальних випробувань.

4.2.33. **Захист виду «е»** – вид вибухозахисту, який полягає в тому, що в електрообладнанні або його частинах нема деталей, що нормально іскрять, і вжито низку заходів додатково до використаних в електрообладнанні загального призначення, які утруднюють появу небезпечного нагрівання, електричних іскор і дуг.

4.2.34. **Захист «масляне заповнення оболонки виду «о»** – вид вибухозахисту електрообладнання, за якого оболонка електрообладнання заповнюється маслом або рідким негорючим діелектриком.

4.2.35. **Захист «заповнення або продування обладнання надлишковим тиском виду «р»** – вид вибухозахисту електрообладнання, за якого оболонка електрообладнання заповнюється або продувається надлишковим тиском повітря чи інертного газу.

4.2 36. **Захист «кварцеве заповнення оболонки виду «q»** – вид вибухозахисту електрообладнання, за якого оболонка електрообладнання заповнюється кварцевим або іншим негорючим порошком.

4.2.37. **Захист «герметизація компаундом «m»** – вид вибухозахисту електрообладнання, за якого будь-яка його частина здатна запалити вибухонебезпечне середовище через іскріння або нагрівання, замкнена в компаундну оболонку.

4.2.38. **Спеціальний вид вибухозахисту «s»** – вибухозахист, заснований на принципах, відмінних від наведених в пунктах 4.2.31–4.2.37, але достатніх для його здійснення.

4.2.39. **Спеціальний вид вибухозахисту «n»** – електрообладнання, що відповідає вимогам стандартів щодо електричних приладів, які в нормальному режимі експлуатації не мають гарячих поверхонь, здатних до загоряння, та не створюють електричних дуг або іскор. Електричні параметри (напруга, струм, індуктивність та ємність) в їх колах, включаючи кабелі, не перевищують значень, наведених у ГОСТ 22782.5 з коефіцієнтом 1.

Електрообладнання з цим видом вибухозахисту слід застосовувати для вибухобезпечних зон класу 2.

4.2.40. **Безпечна експериментальна максимальна щілина (БЕМЩ)** –максимальний проміжок між фланцями оболонки, крізь який не передається вибух з оболонки в навколишнє середовище за будь-якої концентрації горючих газів у повітрі.

4.2.41. **Вибухонебезпечна установка** – окремий технологічний апарат або сукупність технологічного обладнання, у яких зберігаються або безпосередньо використовуються в технологічному процесі горючі гази, ЛЗР, ГР, горючі пил або волокна в кількості, за якої можливе утворення вибухонебезпечних зон.

4.3. КЛАСИФІКАЦІЯ ВИБУХОНЕБЕЗПЕЧНИХ СУМІШЕЙ

4.3.1. Вибухонебезпечні суміші повітря з газами або з парою залежно від величини БЕМЩ поділяються на категорії відповідно до ГОСТ 12.1.011 (таблиця 4.1).

Таблиця 4.1. **Категорія вибухонебезпечних сумішей повітря з газами або з парою**

Категорія суміші	Найменування суміші	Значення БЕМЩ, мм
II	Промислові гази і пара	–
II A	Те саме	0,9 і більше
II B	—»—	більше 0,5, але менше 0,9
II C	—»—	0,5 і менше

Наведені в таблиці значення БЕМЩ не можуть служити для контролю ширини щілини оболонки в експлуатації.

4.3.2. Вибухонебезпечні суміші повітря з газами або парою залежно від температури самозаймання поділяються на групи відповідно до ГОСТ 12.1.011 (таблиця 4.2).

Таблиця 4.2. **Групи вибухонебезпечних сумішей повітря з газами або з парою**

Група вибухонебезпечних сумішей	Температура самозаймання, °С
T1	Выще 450
T2	Те саме 300 до 450
T3	Те саме 200 до 300
T4	Те саме 135 до 200
T5	Те саме 100 до 135
T6	Те саме 85 до 100

4.3.3. Розподіл вибухонебезпечних сумішей повітря з газами або з парою за категоріями і групами наведено у ГОСТ 12.1.011 (додаток 3), а також у інших нормативних документах.

4.3.4. Температури самозаймання горючого пилу і волокон у завислому стані (хмара) та в стані осідання (шар) визначені в стандартах або технічних умовах на відповідні речовини та матеріали.

4.3.5.Категорії і групи вибухонебезпечних сумішей повітря з газами або з парою, не включених у ГОСТ 12.1.011, а також температура самозаймання горючого пилу і волокон у стані осідання (шар) і завислому стані за відсутності їх у відповідних стандартах і технічних умовах визначаються випробувальними організаціями згідно з переліком останніх за ГОСТ 12.2.021.

4.4. КЛАСИФІКАЦІЯ І МАРКУВАННЯ ВИБУХОЗАХИЩЕНОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

4.4.1. Вибухозахищене електрообладнання поділяється за рівнями та видами вибухозахисту, групами і температурними класами.

4.4.2. Визначені такі рівні вибухозахисту електрообладнання:

– електрообладнання (електротехнічний пристрій) підвищеної надійності проти вибуху – вибухозахищене електрообладнання, у якому вибухозахист забезпечується тільки у визначеному режимі його роботи. Знак рівня – 2;

– вибухозахищене електрообладнання (електротехнічний пристрій) – вибухозахищене електрообладнання, у якому вибухозахист забезпечується як при нормальному режимі роботи, так і при ймовірних пошкодженнях, які визначаються умовами експлуатації, крім пошкоджень засобів вибухозахисту. Знак рівня – 1;

– особливо вибухозахищене електрообладнання (електротехнічний пристрій) – вибухозахищене електрообладнання, у якому щодо вибухозахищеного електрообладнання (електротехнічного пристрою) вжито додаткових заходів вибухозахисту, які передбачені стандартами на види вибухозахисту. Знак рівня – 0.

4.4.3. Вид вибухозахисту електрообладнання (електротехнічного пристрою) – сукупність заходів, які встановлені нормативними документами. Ці види вибухозахисту визначені в стандартах на вибухозахищене електрообладнання.

Вибухозахищене електрообладнання має такі умовні позначення видів вибухозахисту:

Вибухонепроникна оболонка	– d	ГОСТ 22782.6
Заповнення або продування оболонки захисним газом з надлишковим тиском	– p	ГОСТ 22782.4
Іскробезпечне електричне коло	– i	ГОСТ 22782.5
Кварцеве заповнення оболонки	– q	ГОСТ 22782.2
Масляне заповнення оболонки	– o	ГОСТ 22782.1
Захист виду «е»	– e	ГОСТ 22782.7
Спеціальний вид вибухозахисту	– s	ГОСТ 22782.3
Захист виду «m»	– m	
Захист виду «п»	– n	

4.4.4. Електрообладнання групи II, яке має вибухозахист «вибухонепроникна оболонка» та (або) «іскробезпечне електричне коло», поділяється на три підгрупи, які відповідають вибухонебезпечним сумішам відповідно до таблиці 4.3.

Таблиця 4.3. **Підгрупи електрообладнання групи II з видами вибухозахисту «вибухонепроникна оболонка» та (або) «іскробезпечне електричне коло»**

Група електроустаткування	Підгрупа електроустаткування	Категорія вибухонебезпечної суміші, для якої електрообладнання є вибухозахищеним
II	–	II A, II B і II C
	II A	II A
	II B	II A і II B
	II C	II A, II B і II C

Знак II застосовується для електрообладнання, яке не поділяється на підгрупи.

4.4.5. Електрообладнання групи II залежно від значення граничної температури поділяється на шість температурних класів, зазначених у таблиці 4.4.

Таблиця 4.4. **Температурні класи електрообладнання групи II**

Температурний клас електрообладнання	Гранична температура, °C	Група вибухонебезпечної суміші, для якої електрообладнання є вибухозахищеним
T1	450	T1
T2	300	T1, T2
T3	200	T1–T3
T4	135	T1–T4
T5	100	T1–T5
T6	85	T1–T6

4.4.6. До маркування вибухозахисту електрообладнання в зазначеній нижче послідовності входять:

– знак рівня вибухозахисту електрообладнання (2, 1, 0);

– знак Ex, який указує на відповідність електрообладнання стандартам на вибухозахищене електрообладнання;

– знак виду вибухозахисту (d, p, i, q, o, e, s, m, n);

– знак групи або підгрупи електрообладнання (II, IIA, IIB, IIC);

– знак температурного класу електрообладнання (T1, T2, T3, T4, T5, T6).

У маркуванні вибухозахисту можуть мати місце додаткові знаки і написи відповідно до стандартів на електрообладнання з окремими видами вибухозахисту.

У маркуванні іскробезпечних кіл – знаки a, в, c.

Знак «X», який може мати місце після позначення маркування вибухозахисту електротехнічного пристрою, означає, що в експлуатаційній документації на нього вказані особливі умови монтажу та (або) експлуатації, пов'язані з забезпеченням його вибухозахисту.

Таблиця 4.5. **Приклади маркування вибухозахищеного електрообладнання**

Рівень вибухозахисту	Вид вибухозахисту	Група (підгрупа)	Температурний клас	Маркування вибухозахисту
Електрообладнання підвищеної надійності проти вибуху	Захист виду «е»	II	T6	2ExeIIT6
	Захист виду «е» і вибухонепроникна оболонка	II B	T3	2ExedIIBT3
	Іскробезпечне електричне коло	II C	T6	$2Exi_{c}$IICT6
	Продувка оболонки надлишковим тиском	II	T6	2ExpIIT6
	Вибухонепроникна оболонка й іскробезпечне електричне коло	II B	T5	$2Exdi_{c}$IIBT5
Вибухобезпечне електрообладнання	Вибухонепроникна оболонка	II A	T3	1ExdIIAT3
	Іскробезпечне електричне коло	II C	T6	$1Exi_{в}$IICT6
	Продувка оболонки надлишковим тиском	II	T6	1ExpIIT6
	Захист виду «е»	II	T6	1ExeIIT6
	Кварцеве заповнення	II	T6	1ExqIIT6
	Спеціальний	II	T6	1ExsIIT6
	Спеціальний і вибухонепроникна оболонка	II A	T6	1ExsdIIAT6
	Спеціальний, іскробезпечне електричне коло і вибухонепроникна оболонка	II B	T4	$1Exsi_{в}$dIIBT4
Особливо вибухобезпечне електрообладнання	Іскробезпечне коло	II C	T6	$OExi_{a}$IICT6
	Іскробезпечне коло і вибухонепроникна оболонка	II A	T4	$OExi_{a}$dIIAT4
	Спеціальний та іскробезпечне коло	II	T4	$OExsi_{a}$IICT4
	Спеціальний	II	T4	OExsIIT4

4.5. КЛАСИФІКАЦІЯ ВИБУХОНЕБЕЗПЕЧНИХ ЗОН

4.5.1. Клас вибухонебезпечної зони, згідно з яким виконуються вибір і розміщення електроустановок, залежно від частоти і тривалості присутнього вибухонебезпечного середовища визначається технологами разом з електриками проектної або експлуатаційної організації.

Клас вибухонебезпечних зон характерних виробництв та категорія і група вибухонебезпечної суміші повинні відображатися в нормах технологічного проектування або в галузевих переліках виробництв з вибухопожежонебезпеки.

Газо- пароповітряні вибухонебезпечні середовища утворюють вибухонебезпечні зони класів 0, 1, 2, а пилоповітряні – вибухонебезпечні зони класів 20, 21, 22.

4.5.2. **Вибухонебезпечна зона класу 0** – простір, у якому вибухонебезпечне середовище присутнє постійно або протягом тривалого часу.

Вибухонебезпечна зона класу 0 згідно з вимогами даного розділу може мати місце тільки в межах корпусів технологічного обладнання.

4.5.3. **Вибухонебезпечна зона класу 1** – простір, у якому вибухонебезпечне середовище може утворитися під час нормальної роботи (тут і далі нормальна робота – ситуація, коли установка працює відповідно до своїх розрахункових параметрів).

4.5.4. **Вибухонебезпечна зона класу 2** – простір, у якому вибухонебезпечне середовище за нормальних умов експлуатації відсутнє, а якщо воно виникає, то рідко і триває недовго. У цих випадках можливі аварії катастрофічних розмірів (розрив трубопроводів високого тиску або резервуарів значної місткості) не повинні розглядатися під час проектування електроустановок.

Частоту виникнення і тривалість вибухонебезпечного газопароповітряного середовища визначають за правилами (нормами) відповідних галузей промисловості.

4.5.5. **Вибухонебезпечна зона класу 20** – простір, у якому під час нормальної експлуатації вибухонебезпечний пил у вигляді хмари присутній постійно або часто в кількості, достатній для утворення небезпечної концентрації суміші з повітрям, і (або) простір, де можуть утворюватися пилові шари непередбаченої або надмірної товщини. Звичайно це має місце всередині обладнання, де пил може формувати вибухонебезпечні суміші часто і на тривалий термін.

4.5.6. **Вибухонебезпечна зона класу 21** – простір, у якому під час нормальної експлуатації ймовірна поява пилу у вигляді хмари в кількості, достатній для утворення суміші з повітрям вибухонебезпечної концентрації.

Ця зона може включати простір поблизу місця порошкового заповнення або осідання і простір, де під час нормальної експлуатації ймовірна поява пилових шарів, які можуть утворювати небезпечну концентрацію вибухонебезпечної пилоповітряної суміші.

4.5.7. **Вибухонебезпечна зона класу 22** – простір, у якому вибухонебезпечний пил у завислому стані може з'являтися не часто й існувати недовго або в якому шари вибухонебезпечного пилу можуть існувати й утворювати вибухонебезпечні суміші в разі аварії.

Ця зона може включати простір поблизу обладнання, що утримує пил, який може вивільнятися шляхом витоку і формувати пилові утворення.

4.5.8. При визначенні розмірів вибухонебезпечних зон у приміщеннях слід враховувати:

1) під час проектування вибухонебезпечних установок повинні бути передбачені заходи, які б забезпечували мінімальну кількість та незначні розміри вибухонебезпечних зон;

2) при розрахунковому надлишковому тиску вибуху газо- пароповітряної вибухонебезпечної суміші, що перевищує 5 кПа, вибухонебезпечна зона займає весь об'єм приміщення;

3) вибухонебезпечна зона класів 20, 21, 22 займає весь об'єм приміщення;

4) при розрахунковому надлишковому тиску вибуху газо- пароповітряної вибухонебезпечної суміші, що дорівнює або менше 5 кПа, вибухонебезпечна зона займає частину об'єму приміщення і визначається відповідно до норм технологічного проектування або розраховується технологами згідно з ГОСТ 12.1.004. За відсутності даних допускається приймати вибухонебезпечну зону в межах до 5 м по вертикалі і горизонталі від технологічного апарата, з якого можливий викид горючих газів або парів ЛЗР;

5) при розрахунковому надлишковому тиску вибуху в приміщенні, що не перевищує 0,5 кПа, вибухонебезпечна зона відсутня;

6) при розрахунковому надлишковому тиску вибуху пилоповітряної суміші, парів ГР, що дорівнює або менше 5 кПа, матиме місце пожежонебезпечна зона, що визначається згідно з вимогами розділу 5;

7) простір за межами вибухонебезпечних зон класу 2 і 22 не вважається вибухобезпечним, якщо немає інших умов, що створюють для нього вибухонебезпеку.

4.5.9. Приміщення виробництв, пов'язаних з газоподібним воднем, у яких технологічний процес з урахуванням дії природної витяжної вентиляції унеможливлює появу розрахункового надмірного тиску спалахнення, що перевищує визначене галузевими нормами значення як під час нормальної роботи, так і в разі аварії чи виробничої неполадки, мають вибухонебезпечну зону класу 2 тільки у верхній частині приміщення від відмітки 0,75 м загальної його висоти від рівня підлоги, але не вище кранової колії, якщо така є (наприклад, приміщення електролізу води, зарядні станції тягових і стартерних акумуляторних батарей).

4.5.10. У разі використання для фарбування виробів, які можуть утворювати вибухонебезпечні суміші, коли фарбувальні та сушильні камери розміщуються у загальному технологічному потоці виробництва при виконанні вимог ГОСТ 12.3.005, зона вважається вибухонебезпечною в межах до 5 м по горизонталі і вертикалі від відкритих прорізів фарбувальних і сушильних камер.

При безкамерному фарбуванні виробів зона вважається вибухонебезпечною в межах до 5 м по горизонталі і вертикалі від краю ґрат, від свіжопофарбованих виробів і ємностей з горючими матеріалами.

Клас вибухонебезпечної зони на відстані 5 м визначається галузевими нормативними документами залежно від способу фарбування і характеристики лакофарбувальних матеріалів, а також з урахуванням класу вибухонебезпечної зони в приміщенні.

4.5.11. Зона в приміщеннях витяжних вентиляторів вважається вибухонебезпечною того самого класу, що й зона приміщень, які вони обслуговують. Зони в приміщеннях припливних вентиляторів, які обслуговують приміщення з вибухонебезпечними зонами будь-якого класу, не належать до вибухонебезпечних, якщо припливний повітропровід обладнаний зворотними клапанами, що самі закриваються і не допускають проникнення вибухонебезпечних сумішей в приміщення припливних вентиляторів у разі припинення подачі повітря.

За відсутності зворотних клапанів зони в приміщеннях припливних вентиляторів вважаються вибухонебезпечними того самого класу, що й зони приміщень, які вони обслуговують.

4.5.12. Класи й розміри вибухонебезпечних зон для зовнішніх вибухонебезпечних установок повинні прийматися відповідно до норм технологічного проектування та особливостей технологічних процесів і затверджуватися в установленому порядку згідно з чинним законодавством.

У всіх випадках слід враховувати досвід експлуатації діючих вибухонебезпечних установок.

За відсутності обмежень у відомчих нормативних документах для зовнішніх установок допускається приймати вибухонебезпечну зону класу 2 в межах до:

– 0,5 м по горизонталі і вертикалі від закритих віконних і дверних прорізів зовнішніх стін приміщення в разі примикання до прорізу вибухонебезпечних зон класів 1, 21 (виняток – для прорізів вікон, заповнених склоблоками);

– 3 м по горизонталі і вертикалі від закритих технологічних апаратів, заповнених горючими газами та ЛЗР; від витяжних вентиляторів, які встановлені зовні приміщень і обслуговують приміщення з вибухонебезпечними зонами класів 1, 21;

– 5 м по горизонталі і вертикалі від пристрою для викиду із запобіжних і дихальних клапанів ємностей і технологічних апаратів з горючими газами або ЛЗР; від відкритих прорізів у зовнішніх стінах приміщення в разі примикання до прорізу вибухонебезпечних зон класів 1, 2, 21; від розташованих на захисних конструкціях будинків пристроїв для викиду повітря із систем витяжної вентиляції приміщень з вибухонебезпечними зонами класів 1, 21;

– 20 м по горизонталі і вертикалі від місця відкритого зливу і наливу для естакад з відкритим зливом і наливом ЛЗР.

Біля зовнішніх установок, які виділяють в атмосферу горючі гази, пару ЛЗР під час нормальної роботи, має місце обмежена вибухонебезпечна зона класу 1 (наприклад, біля нафтових свердловин, клапанів, місць відкритого зливу і наливу ЛЗР). За відсутності даних у відомчих нормативних документах зону класу 1 допускається приймати в межах не більше 1 м від місця викиду газів, пари ЛЗР. За межами вибухонебезпечної зони класу 1 буде, як правило, присутня вибухонебезпечна зона класу 2.

Зони біля трубопроводів горючих газів, ЛЗР не є вибухонебезпечними за винятком зон класу 2 в межах до 3 м по горизонталі і вертикалі від запірної арматури і фланцевих з'єднань трубопроводів.

4.5.13. Зони в приміщеннях і зони навколо зовнішніх установок, у яких тверді, рідкі і газоподібні горючі речовини спалюються як паливо або утилізуються шляхом спалювання, не належать до вибухонебезпечних. Для установок, що періодично працюють, повинні виконуватися вимоги пункту 4.6.7.

При технологічних процесах з використанням відкритого вогню або поверхонь, нагрітих вище температури самозаймання горючих речовин, що використовуються, зони в приміщеннях і зовні приміщень у межах до 5 м по горизонталі і вертикалі від відкритого вогню або нагрітих поверхонь не є вибухонебезпечними (наприклад, простір біля електричних печей, що відкриваються).

4.5.14. Вибухонебезпечні зони в приміщеннях, де містяться легкі гази, пара ЛЗР та ГР, що характеризуються як вибухонебезпечні зони класу 1, допускається зараховувати до вибухонебезпечних зон класу 2 за умови:

1) улаштування систем вентиляції з установкою декількох вентиляційних агрегатів. У разі аварійної зупинки одного з них решта агрегатів повинна повністю забезпечити потрібну продуктивність систем вентиляції, а також достатню рівномірність дії вентиляції в усьому об'ємі приміщення, включаючи підвали, канали та їх повороти;

2) улаштування автоматичної сигналізації, що діє на відключення електроживлення установки в разі виникнення в будь-якому пункті приміщення концентрації горючих газів або пари ЛЗР, що не перевищує 20% нижньої концентраційної межі поширення полум'я, а для шкідливих вибухонебезпечних газів – з урахуванням їх концентрації до гранично допустимої за ГОСТ 12.1.005. Кількість сигнальних приладів, їх розташування, а також система їх резервування повинна забезпечувати безвідмовну дію сигналізації.

Приміщення лабораторій з вибухонебезпечними зонами класу 2 при дотриманні вказаних заходів допускається не зараховувати до вибухобезпечних.

4.5.15. У приміщеннях без вибухонебезпечних зон, відділених стінами (з дверними прорізами або без них) від вибухонебезпечних зон суміжних приміщень, зону в межах до 5 м по горизонталі і вертикалі від прорізу дверей слід приймати відповідно до табл. 4.6.

Таблиця 4.6. **Клас зони приміщення, суміжного з вибухонебезпечною зоною іншого приміщення**

Клас вибухонебезпечної зони	Клас зони приміщення, суміжного з вибухонебезпечною зоною іншого приміщення і відділеного від нього	
	стіною (перегородкою) з дверима, які знаходяться у вибухонебезпечній зоні	стіною (перегородкою) без отворів або з отворами, обладнаними тамбур-шлюзами або дверима, які знаходяться поза вибухонебезпечною зоною
1	2	Не вибухо- і не пожежонебезпечна зона
2	Не вибухо- і не пожежонебезпечна зона	Те саме
21	22	Те саме
22	Не вибухо- і не пожежонебезпечна зона	Те саме

У всіх випадках стіни і перегородки між приміщеннями повинні бути пилогазонепроникними, а двері – протипожежними і такими, що відчиняються в бік менш небезпечної зони та самі зачиняються.

Розміщення підстанцій і електроприміщень у будинках і приміщеннях з вибухонебезпечними зонами треба виконувати відповідно до вимог підрозділу «Розподільні пристрої, трансформаторні і перетворювальні підстанції».

4.6. ВИБІР ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

4.6.1 Електрообладнання, особливо з частинами, що іскрять під час нормальної роботи, рекомендується розташовувати за межами вибухонебезпечних зон, якщо це не викликає особливих утруднень під час його експлуатації. У разі розташування електрообладнання в межах вибухонебезпечної зони воно повинно відповідати вимогам цього розділу Правил.

4.6.2. Використання у вибухонебезпечних зонах пересувних і переносних електроприймачів (машин, апаратів, світильників тощо) слід обмежувати випадками, коли вони необхідні для нормальної експлуатації (див. пункт 4.6.11).

4.6.3. Електрообладнання для вибухонебезпечної зони класів 0, 1, 2 слід обирати і встановлювати так, щоб максимальна температура його поверхні (див. таблицю 4.4) не перевищувала температуру самозаймання будь-якого газу або пари, які можуть бути присутні.

4.6.4. Вибухозахищене електрообладнання і електрообладнання загального призначення, яке використовується в хімічно активних, вологих або запилених зонах, має бути також захищене від впливу хімічно активного середовища, вологи і пилу.

4.6.5. Вибухозахищене електрообладнання і електрообладнання загального призначення для зовнішніх установок повинно бути придатне для роботи на відкритому повітрі і захищене від атмосферного впливу (дощ, сніг та ін.).

4.6.6. Вибухозахищене електрообладнання для роботи у вибухонебезпечній суміші повітря з горючими газами або парою ЛЗР повинно застосовуватися тільки для тих категорій і груп вибухонебезпечних сумішей, для яких виконано його вибухозахист, або знаходитися в зоні з вибухонебезпечною сумішшю, зарахованою згідно з таблицями 4.1 і 4.2 до менш небезпечної категорії і групи.

4.6.7. У приміщеннях опалювальних котелень, вбудованих у будинок і призначених для роботи на газоподібному або рідкому паливі з температурою спалаху +61 °С і нижче, потрібно передбачати встановлення вибухозахищених світильників, які вмикаються перед початком роботи котельної установки. Вимикачі для світильників установлюються зовні приміщення котельної.

Електродвигуни вентиляторів, які вмикаються перед початком роботи котельної установки, їх пускачі, вимикачі та ін., якщо вони розміщені всередині приміщень котельних установок, повинні бути вибухозахищені і відповідати категорії і групі вибухонебезпечної суміші. Проводка до вентиляційного устаткування і світильників повинна відповідати вимогам даного розділу.

4.6.8. Електричні апарати з масляним заповненням оболонки допускається застосовувати на механізмах у місцях, де відсутні поштовхи або вжито заходів проти викиду масла з апарата.

4.6.9. У вибухонебезпечних зонах класів 20, 21 і 22 слід використовувати електрообладнання, призначене для вибухонебезпечних зон із сумішами повітря з горючим пилом або волокнами.

За відсутності такого електрообладнання допускається у вибухонебезпечних зонах класу 20 застосовувати вибухозахищене електрообладнання рівнів «особливо

вибухобезпечне» і «вибухобезпечне», призначене для роботи в зонах з вибухонебезпечними сумішами повітря з газами або з парою; у зонах класу 21 – вибухозахищене електрообладнання усіх рівнів вибухозахисту, призначене для роботи в зонах з вибухонебезпечними сумішами повітря з газами або парою, а в зонах класу 22 – електрообладнання загального призначення (без вибухозахисту), але таке, що має відповідний захист оболонки від проникнення пилу.

Застосування вибухозахищеного електрообладнання, призначеного для роботи в зонах вибухонебезпечних сумішей повітря з газами або парою, і електрообладнання загального призначення з відповідним ступенем захисту оболонки допускається за умови, якщо максимальна температура поверхні електрообладнання буде не менше ніж на +75 °С нижче температури самозаймання або тління шару пилу завтовшки 5 мм і не менше ніж на +25 °С нижче температури самозаймання пилу завтовшки 12,5 мм за умови, що такий шар є на поверхні електрообладнання. Для пилоповітряної вибухонебезпечної суміші максимальна температура має бути не вище 2/3 температури самозаймання завислого пилу.

На знімних кришках вказаного електрообладнання треба робити попереджувальні написи: «Відкривати, вимкнувши від мережі!».

4.6.10. Вибір електрообладнання для роботи у вибухонебезпечних зонах необхідно виконувати за таблицями 4.7, 4.8, 4.9. За потреби допускається обґрунтована заміна електрообладнання, зазначеного в таблицях, на електрообладнання з більш високим рівнем вибухозахисту і більш високим ступенем захисту оболонки. Наприклад, замість електрообладнання рівня «підвищена надійність проти вибуху» може бути встановлено електрообладнання рівня «вибухобезпечне» або «особливо вибухобезпечне».

Таблиця 4.7. **Допустимий рівень вибухозахисту і ступінь захисту оболонки електричних машин (стаціонарних і пересувних) залежно від класу вибухонебезпечної зони**

Клас вибухонебезпечної зони	Рівень вибухозахисту і ступінь захисту
0	Особливо вибухобезпечне електрообладнання
1	Вибухобезпечне електрообладнання
2	Підвищеної надійності проти вибуху
20	Особливо вибухобезпечне і вибухобезпечне електрообладнання (за умови дотримання вимог п. 4.6.9)
21	Вибухобезпечне електрообладнання (за умови дотримання вимог п. 4.6.9)
22	Без засобів вибухозахисту (за умови дотримання вимог п. 4.6.9) Ступінь захисту IP54 Частини машин, що дають іскріння (наприклад, контактні кільця), повинні бути замкнені в оболонку зі ступенем захисту IP54

Таблиця 4.8. **Допустимий рівень вибухозахисту і ступінь захисту оболонки електричних апаратів і приладів (стаціонарних, пересувних і переносних) залежно від класу вибухонебезпечної зони**

Клас вибухонебезпечної зони	Рівень вибухозахисту і ступінь захисту
0	Особливо вибухобезпечне електрообладнання
1	Вибухобезпечне електрообладнання
2	Підвищеної надійності проти вибуху. Допускається застосовувати електрообладнання без засобів вибухозахисту для апаратів і приладів, що не іскрять і не нагріваються вище +80 °С в оболонці зі ступенем захисту не менше IP54
20	Особливо вибухобезпечне і вибухобезпечне електрообладнання (за умови дотримання вимог п. 4.6.9)
21	Вибухобезпечне електрообладнання (за умови дотримання вимог п. 4.6.9)
22	Без засобів вибухозахисту (за умови дотримання вимог п. 4.6.9) оболонки зі ступенем захисту не менше IP54

Таблиця 4.9. **Допустимий рівень вибухозахисту і ступінь захисту електричних світильників (стаціонарних і переносних) залежно від класу вибухонебезпечної зони**

Клас вибухонебезпечної зони	Рівень вибухозахисту і ступінь захисту
0	Особливо вибухобезпечне електрообладнання
1	Вибухобезпечне електрообладнання
2	Підвищеної надійності проти вибуху з видом захисту «п». Дозволяється застосовувати світильники, в яких відсутні засоби вибухонебезпеки за умови, що максимальна температура поверхні світильника не перевищує значень, які наведені в таблиці 1 ГОСТ 22782.0. Ступінь захисту – IP54. Умови використання таких світильників повинні бути узгоджені в установленому порядку. Світильники з люмінесцентними лампами відповідно до ГОСТ 17677 повинні мати ступінь захисту не нижче IP53
20	Особливо вибухобезпечне і вибухобезпечне електрообладнання (за умови дотримання вимог п. 4.6.9)
21	Електрообладнання підвищеної надійності проти вибуху (за умови дотримання вимог п. 4.6.9)
22	Без засобів вибухозахисту (за умови дотримання вимог п. 4.6.9) оболонки зі ступенем захисту не менше IP54

У зонах, вибухонебезпечність яких визначається перегрітою ГР, може застосовуватися будь-яке вибухозахищене електрообладнання для будь-яких категорій і груп з температурою нагріву поверхні, яка не перевищує температуру самозаймання

даної речовини, згідно з таблицею 1 ГОСТ 22782.0. Допускається застосування електрообладнання зі ступенем захисту оболонки не нижче IP44 в разі підтвердження багаторічної безаварійної експлуатації аналогічних виробництв і погодження цього рішення з Держнаглядохоронпраці в установленому порядку.

4.6.11. Рівень вибухозахисту і ступінь захисту оболонки електроустаткування пересувної (переносної) установки, яка використовується у вибухонебезпечних зонах різних класів, повинні вибиратися для зони з найбільшою вибухонебезпекою.

4.6.12. Ступінь захисту оболонки електрообладнання від проникнення води (друга цифра позначення), зазначений у таблицях 4.7, 4.8, 4.9 і в тексті розділу, можна змінювати залежно від умов зони, у якій установлюється електрообладнання.

4.6.13. У разі установлення вибухозахищеного електрообладнання з видом вибухозахисту «заповнення або продування оболонки з надлишковим тиском» повинна бути виконана система вентиляції і контролю надлишкового тиску, температури й інших параметрів, а також усі заходи відповідно до вимог ГОСТ 22782.4 та інструкції з монтажу й експлуатації на конкретну електричну машину або апарат.

Крім того, повинні бути виконані такі вимоги:

1) конструкція фундаментних ям і газопроводів захисного газу повинні унеможливлювати утворення в них непродувних зон (мішків) з горючими газами або парою ЛЗР;

2) всмоктувальні газопроводи вентиляторів, які забезпечують електроустаткування захисним газом, повинні прокладатися зовні вибухонебезпечних зон;

3) газопроводи для захисного газу можуть прокладатися під підлогою приміщень, у тому числі й з вибухонебезпечними зонами, якщо вжито заходів, які унеможливлюють попадання в ці газопроводи горючої рідини;

4) у вентиляційних системах для здійснення блокувань, контролю і сигналізації повинні використовуватися апарати, прилади й інші пристрої, які вказані в інструкціях з монтажу й експлуатації машини, апарата. Заміна їх іншими виробами, заміна місць їх установлення і підключення без погодження з заводами-виробниками машин або апаратів не допускається;

5) джерело надмірного тиску захисного газу по можливості треба розміщувати за межами вибухонебезпечної зони. У разі розміщення електродвигуна та/або контрольно-вимірювальних пристроїв всередині живильного трубопроводу або необхідності його розміщення у вибухонебезпечній зоні вони повинні мати відповідний вибухозахист (див. таблиці 4.7 та 4.8);

6) захисні гази, які використовуються для очищення, продування та безперервного подавання, мають бути негорючими та нетоксичними, не повинні мати у своєму складі забруднюючих матеріалів, здатних впливати на безпеку роботи електрообладнання. Захисний газ не повинен вміщати кисню більше об'ємного складу повітря;

7) у разі використання повітря як захисного газу джерело повинно розміщуватися в безпечній зоні з урахуванням впливу конструктивних елементів на рух повітря;

8) температура захисного газу на вході в корпус має бути не більше +40 °С.

4.6.14. Електричні машини з видом вибухозахисту «е» допускається встановлювати тільки на механізмах, де вони не зазнаватимуть перевантажень, частих пусків і реверсів, мати захист від перевантаження з часом спрацьовування не більше

t_e. Тут t_e – час, протягом якого електричні машини нагріваються пусковим струмом від температури, що обумовлена тривалістю роботи за номінальним навантаженням, до граничної температури згідно з таблицею 4.4.

Температурні датчики обмоток, пов'язані з захистом, мають відповідати умовам термозахисту двигуна в разі його гальмування.

Електродвигуни з контактними кільцями необхідно вимикати захисними засобами, що мають уставку з струму, яка не перевищує 4 $I_н$ електродвигуна.

4.6.15. Для електрообладнання з видом вибухозахисту «вибухонепроникна оболонка «d» необхідно вживати заходів для запобігання наближенню вибухозахищеного фланцевого з'єднання електрообладнання на відстань ближче ніж зазначено в таблиці 4.10 до будь-якої твердої перешкоди, яка не є частиною електрообладнання, наприклад, до сталевих каркасів, стін, огорож, монтажних кронштейнів, конвеєрів або іншого електричного устаткування, якщо воно не було перевірено на меншу відстань.

На електродвигунах з джерелом змінних частот та напруги мають бути встановлені засоби прямого контролю температури вбудованими датчиками для відключення в разі перевищення її граничного значення.

Таблиця 4.10. **Мінімальна відстань до перешкоди від вибухозахищеного фланця залежно від підгрупи газу (пари)**

Категорія вибухонебезпеки газу (пари)	Мінімальна відстань, мм
II A	10
II B	30
II C	40

ЕЛЕКТРИЧНІ МАШИНИ

4.6.16. У вибухонебезпечних зонах будь-якого класу можуть застосовуватися електричні машини з напругою до 10 кВ за умови, що рівень їх вибухозахисту і ступінь захисту за вимогами ГОСТ 17494 відповідають зазначеним у таблиці 4.7 або є більш високими.

Якщо окремі частини машини мають різний рівень вибухозахисту і ступінь захисту, то всі вони повинні бути не нижчими від зазначених у таблиці 4.7.

4.6.17. Для механізмів, що установлюються у вибухонебезпечних зонах класів 1, 2, 21, можуть застосовуватися електродвигуни без засобів вибухозахисту за таких умов:

а) електродвигуни повинні установлюватися за межами вибухонебезпечних зон. Приміщення, у якому встановлюються електродвигуни, має бути відокремлено від вибухонебезпечної зони вогнестійкою стіною без прорізів і з вогнестійким перекриттям (покриттям) з межею вогнестійкості не менше 0,75 год, мати евакуаційний вихід і бути забезпечено вентиляцією з п'ятикратним обміном повітря за годину;

б) привід механізму слід здійснювати з допомогою вала, пропущеного крізь стіну, з улаштуванням у ній сальникового ущільнення.

4.6.18. Для витяжних вентиляторів, установлених на відкритому повітрі, для обслуговування приміщень з вибухонебезпечними зонами класів 0, 1, 20,

21 слід застосовувати електродвигуни підвищеної надійності проти вибуху; для вентиляторів, що обслуговують приміщення з вибухонебезпечними зонами класів 2 і 22, – електродвигуни відповідно до таблиці 4.7.

ЕЛЕКТРИЧНІ АПАРАТИ Й ПРИЛАДИ

4.6.19. У вибухонебезпечних зонах можуть застосовуватися електричні апарати й прилади за умови, що рівень їх вибухозахисту і ступінь захисту оболонки відповідають вимогам, зазначеним у таблиці 4.8, або є більш високими.

4.6.20. У вибухонебезпечних зонах будь-якого класу можуть установлюватися одиночні колонки і шафи керування з будь-яким ступенем захисту оболонки за умови розміщення в них апаратів і приладів, що задовольняють вимоги таблиці 4.8. Якщо конструктивне виконання колонок і шаф відповідає вимогам таблиці 4.8, то в них можна встановлювати апарати й прилади з будь-яким ступенем захисту оболонки.

Кількість колонок і шаф рекомендується обмежувати. За межами вибухонебезпечних зон одиничні апарати, одиничні колонки й шафи керування слід застосовувати без засобів вибухозахисту.

4.6.21. У вибухонебезпечних зонах будь-якого класу електричні роз'єми можуть застосовуватися за умови, якщо вони задовольняють вимоги таблиці 4.8 і розрив у них відбувається всередині закритих розеток. Кількість роз'ємів повинна бути обмежена необхідним мінімумом, і вони мають бути розміщені в місцях, де утворення вибухонебезпечних сумішей найменш імовірно.

Іскробезпечні кола можуть комутуватися роз'ємами загального призначення.

4.6.22. Шафи (коробки) затискачів (клем) рекомендується виносити за межі вибухонебезпечної зони. У разі технічної потреби установлення їх у вибухонебезпечній зоні вони повинні задовольняти вимоги таблиці 4.8.

4.6.23. Апарати захисту і керування для освітлювальних кіл рекомендується установлювати за межами вибухонебезпечних зон.

4.6.24. У разі використання апаратів і приладів з видом вибухозахисту «іскробезпечне електричне коло» слід керуватися такими вимогами:

1) індуктивність і ємність іскробезпечних кіл, у тому числі і приєднувальних кабелів (ємність та індуктивність яких визначається за характеристиками, розрахунками і вимірюваннями), не повинні перевищувати максимальних значень, обумовлених технічною документацією на них. Якщо документацією визначаються конкретний тип кабеля (проводу) і його максимальна довжина, то його заміна можлива тільки за наявності висновку випробувальної організації за ГОСТ 12.2.021;

2) в іскробезпечні кола можуть умикатися вироби, які передбачені технічною документацією на систему і мають маркування «В комплекті...». Допускається вмикати в ці кола датчики загального призначення, що випускаються серійно і не мають власного джерела струму, індуктивності і ємності. До таких датчиків належать серійні термоперетворювачі опору загального призначення, перетворювачі термоелектричні, терморезистори, фотодіоди і подібні їм вироби, які вмонтовані в захисну оболонку;

3) коло, що складене з перетворювача термоелектричного і гальванометра (мілівольтметра) загального призначення, є іскробезпечним для будь-якої

вибухонебезпечної зони за умови, що гальванометр не вміщує інших електричних кіл, у тому числі й підсвічування шкали;

4) в іскробезпечні кола можуть вмикатися серійні, загального призначення перемикачі, ключі, збірки затискувачів тощо за умови, що до них не підключені Інші іскробезпечні кола; вони закриті кришкою та опломбовані; їх ізоляція розрахована на трикратну номінальну напругу іскробезпечного кола, але не менше ніж на 500 В.

ЕЛЕКТРИЧНІ ВАНТАЖОПІДІЙМАЛЬНІ МАШИНИ

4.6.25. Електрообладнання кранів (підйомників), ліфтів тощо, які розміщені у вибухонебезпечних зонах будь-якого класу і беруть участь у технологічному процесі, повинно задовольняти вимоги таблиць 4.7 і 4.8.

4.6.26. Електрообладнання кранів (підйомників), ліфтів, талів тощо, не пов'язаних безпосередньо з технологічним процесом, повинно мати у вибухонебезпечних зонах класів 1, 21 відповідний рівень вибухозахисту для відповідних категорій і груп вибухонебезпечних сумішей, а у вибухонебезпечних зонах решти класів – ступінь захисту оболонки не менше IP44.

Застосування зазначеного електрообладнання допускається тільки за відсутності вибухонебезпечного середовища під час роботи електричних вантажопідіймальних механізмів.

4.6.27. Струмопроводи до кранів, талів тощо у вибухонебезпечних зонах будь-якого класу повинні виконуватися гнучким кабелем з мідними жилами, які не поширюють горіння, відповідно до вимог ГОСТ 12176 (розділи 2 і 3).

Не допускається застосування неізольованих провідників і тролейних шинопроводів як струмопроводів.

ЕЛЕКТРИЧНІ СВІТИЛЬНИКИ

4.6.28. У вибухонебезпечних зонах можуть застосовуватися електричні світильники за умови, що рівень їх вибухозахисту і ступінь захисту відповідають вимогам, зазначеним у таблиці 4.9, або є більш високими.

4.6.29. У вибухонебезпечних зонах будь-якого класу, для яких немає світильників необхідного рівня вибухозахисту, або з техніко-економічної доцільності рекомендується виконувати освітлення світильниками загального призначення (без засобів вибухозахисту) одним із таких способів:

а) через вікна, що не відкриваються, без фрамуг і кватирок, зовні будівлі; у разі одинарного скління вікон світильники повинні мати захисне скло або скляні кожухи;

б) через спеціально влаштовані в стіні ніші з подвійним склінням і вентиляцією ніш з природним провітрюванням зовнішнім повітрям;

в) через ліхтарі спеціального типу зі світильниками, установленими в перекритті з підвісним склінням і вентиляцією ліхтарів з природним провітрюванням зовнішнім повітрям;

г) у коробах, що продуваються чистим повітрям з надлишковим тиском. У місцях, де можливе вибивання скла, для скління коробів слід застосовувати небитке скло;

д) з допомогою освітлювальних пристроїв з щілинними світловодами за умови, що ввідні пристрої світловодів з джерелами світла і пускорегулювальними апаратами встановлюються за межами вибухонебезпечної зони.

4.7. РОЗПОДІЛЬНІ ПРИСТРОЇ (РП), ТРАНСФОРМАТОРНІ (ТП) І ПЕРЕТВОРЮВАЛЬНІ ПІДСТАНЦІЇ (ПП)

4.7.1.РП напругою до 1000 В і вище, ПП (у тому числі комплектні) з електрообладнанням загального призначення (без засобів вибухозахисту) забороняється розташовувати безпосередньо у вибухонебезпечних зонах будь-якого класу.

Їх рекомендується розташовувати:

1) відкрито (просто неба) або в електрощитових приміщеннях на нормованих відповідно до таблиці 4.11 віддаленнях від приміщень з вибухонебезпечними зонами з важкими горючими газами окрім зовнішніх вибухонебезпечних установок (див. таблицю 4.11, примітки 1, 2);

2) розташовувати ЕП, РП, ПП слід таким чином, щоб довжина кабелів у вибухонебезпечних зонах була по змозі мінімальною;

3) в ЕП, які примикають однією стіною до приміщень з вибухонебезпечними зонами з легкими горючими газами, ЛЗР, ГР, горючим пилом або волокнами.

4.7.2. Допускається розташовувати ЕП так, щоб вони примикали двома або трьома стінами до приміщень з вибухонебезпечними зонами класу 2 з легкими горючими газами, ЛЗР, перегрітими ГР і до приміщень з вибухонебезпечними зонами класів 21, 22 або однією стіною до приміщень з вибухонебезпечними зонами з важкими газами будь-якого класу.

4.7.3. Забороняється розташовувати ЕП, РП, ПП безпосередньо над і під приміщеннями з вибухонебезпечними зонами будь-якого класу.

4.7.4. ЕП, що примикають однією і більше стінами до приміщень з вибухонебезпечними зонами, повинні задовольняти такі вимоги:

1. ЕП повинні мати власну, незалежну від приміщень з вибухонебезпечними зонами припливно-витяжну вентиляційну систему, виконану таким чином, щоб через вентиляційні отвори в ЕП не проникали вибухонебезпечні суміші (наприклад, з допомогою відповідного розташування пристроїв для припливних і витяжних систем).

2. В ЕП, які примикають однією стіною до вибухонебезпечних зон класів 1 або 2 з важкими горючими газами, ЛЗР, перегрітими ГР, а також до вибухонебезпечних зон класів 21, 22, повинна бути передбачена припливна вентиляція з механічним спонуканням із п'ятикратним обміном повітря на годину, що забезпечує в ЕП невеликий надлишковий тиск, який унеможливлює проникнення у приміщення вибухонебезпечних сумішей.

3. Стіни ЕП, до яких примикають вибухонебезпечні зони, повинні бути виконані з негорючого матеріалу і мати рівень вогнестійкості не менше 0,75 год, бути пило- газонепроникними, не мати вікон і дверей. ЕП слід виконувати без вікон або з вікнами, які не відчиняються або закладені склоблоками завтовшки не менше 100 мм.

4. У стінах ЕП, до яких примикають вибухонебезпечні зони класу 2 з легкими горючими газами, ЛЗР і перегрітими ГР, а також вибухонебезпечні зони класів 21

і 22, можуть виконуватися отвори для введення кабелів і труб електропроводки в ЕП. Ввідні отвори повинні бути герметизовані негорючими матеріалами (див. пункт 4.8.31).

Введення кабелів і труб електропроводки в ЕП з вибухонебезпечних зон класів 1 і 2 з важкими горючими газами слід виконувати: крізь суміжні приміщення без вибухонебезпечних зон або з локальними вибухонебезпечними зонами; крізь зовнішні стіни, суміжні приміщення з вибухонебезпечними зонами, з яких допускається безпосереднє введення кабелів і труб в ЕП за умови виконання вимог пункту 4.8.32.

5. Виходи з ЕП, розташованих на першому поверсі, слід виконувати безпосередньо назовні. За неможливості виконання цих вимог, а також у разі, коли ЕП розташовані на другому і вище поверхах, виходи з ЕП повинні виконуватися у відповідності зі СНиП 2.01.02, СНиП 2.09.02, а також пункту 4.2.89 ПУЕ.

6. Відстань по горизонталі і вертикалі від зовнішніх дверей і вікон ЕП до зовнішніх дверей і вікон приміщень з вибухонебезпечними зонами класів 1, 2 і 21 повинна бути не менше 4 м до вікон, що не відчиняються, і не менше 6 м до дверей і вікон, які можуть відчинятися. Відстань до вікон, заповнених склоблоками завтовшки 100 мм і більше, не нормується.

4.7.5. Якщо ЕП примикає до приміщень з вибухонебезпечними зонами з важкими горючими газами, то рівень підлоги в ЕП, а також дно кабельних каналів і приямків повинні бути вище рівня підлоги суміжного приміщення з вибухонебезпечними зонами і поверхні землі не менше ніж на 150 мм. Цю вимогу рекомендується виконувати в разі примикання ЕП трьома стінами до приміщень з вибухонебезпечними зонами з ЛЗР класів 1 і 2. Вимога не розповсюджується на маслозбірні ями під трансформаторами. Повинні бути виконані також вимоги пункту 4.7.4.

4.7.6. У ПП, які примикають однією і більше стінами до приміщень з вибухонебезпечними зонами, слід застосовувати трансформатори з охолодженням негорючою рідиною. За потреби встановлення електрообладнання з масляним наповненням воно має розташовуватися відповідно до вимог глави 4.2 ПУЕ в окремих камерах або приміщеннях, які споруджуються, і двері яких повинні бути з ущільненими притулами і рівнем вогнестійкості не менше 0,6 год. Камери і приміщення повинні бути обладнані вентиляцією з механічним спонуканням. Викочування електрообладнання з масляним наповненням повинно бути передбачено назовні або в суміжні приміщення, які не мають вибухо- і пожежонебезпечних зон.

4.7.7. Відстані від приміщень з вибухонебезпечними зонами і від зовнішніх вибухонебезпечних установок до окремо збудованих ЕП, РП, ПП повинні прийматися відповідно до таблиці 4.11.

4.7.8. Якщо для окремо збудованих ЕП, РП, ПП виконані вимоги пункту 4.7.4 (підпункти 2, 6) і пункту 4.7.5 за наявності важких або зріджених горючих газів або пункту 4.7.4 (підпункт 6) за наявності легких горючих газів та ЛЗР, то такі ЕП, РП, ПП допускається розташовувати на відстанях від вибухонебезпечних установок менше зазначених у таблиці 4.11, але ці відстані не повинні бути меншими ніж унормовано СНиП II-89. У цих випадках відстані від ЕП до газгольдерів, резервуарів, зливо-наливних естакад у разі виконання відповідних вимог пунктів 4.7.4, 4.7.5 не повинні бути менше зазначених у дужках у таблиці 4.11.

4.7.9. Відстані від ЕП до розташованих у тій самій будівлі приміщень з вибухонебезпечними зонами слід приймати відповідно до позицій 1–4 таблиці 4.11. При відстанях, менших ніж зазначено в таблиці 4.11, слід для ЕП виконувати вимоги пунктів 4.7.4, 4.7.5, які визначаються під час виконання проектних робіт.

Таблиця 4.11. **Мінімально допустимі відстані від окремо збудованих РП, ПП до приміщень з вибухонебезпечними зонами і зовнішніх вибухонебезпечних установок**

Приміщення з вибухонебезпечними зонами і зовнішні вибухонебезпечні установки, до яких визначається відстань	Речовини, що використовуються	Відстань від РП, ПС, м	
		розміщених в ЕП	відкритих
Приміщення, які повернені до РП, ПС неспалимою стіною без отворів	Важкі гази	10	15
Те саме	Легкі гази, ЛЗР, перегріті ГР, пил, волокна	Не нормується	0,8
Приміщення, які повернені до РП, ПС неспалимою стіною з отворами	Важкі гази	40	60
Те саме	Легкі гази, ЛЗР, перегріті ГР, пил, волокна	6	15
Зовнішні вибухонебезпечні установки, у тому числі проміжні ємності	Важкі гази	60	80
Те саме	Легкі гази, ЛЗР, пил, волокна	12	25
Резервуари, газгольдери	Важкі гази	80 (40)	100
Те саме	Легкі гази	40 (20)	60
Зливно-наливні естакади із закритим зливом-наливом	Зріджені гази	80 (40)	100
Зливно-наливні естакади з відкритим зливом-наливом	ЛЗР	30 (30)	60
Зливно-наливні естакади із закритим зливом-наливом	ЛЗР	15 (15)	25

1. Відстані, зазначені в таблиці, є відстанями від стін приміщень, у яких вибухонебезпечна зона займає весь об'єм приміщення, або від стінок резервуарів чи від найбільш виступаючих частин зовнішніх вибухонебезпечних установок до стін ЕП і до огорож відкритих РП, ПП. Відстані до підземних резервуарів можуть бути зменшені вдвічі. Відстані в дужках – див. пункт 4.7.8.

2. Відстані від ЕП, РП, ПП до стін приміщень з вибухонебезпечними зонами класу 22 або в яких вибухонебезпечні зони займають неповний об'єм приміщення

приймаються у відповідності зі СНиП П-89 залежно від рівня вогнестійкості будівель.

3. Установки зі зрідженим аміаком слід зараховувати до установок з легкими горючими газами. Нафту, насичену вуглеводними газами з температурою спалахнення не більше +61 °С, слід зараховувати до ЛЗР.

4. Відстань від резервуарних установок зріджених газів, призначених для газопостачання житлових і громадських будинків, до РП і ПП не повинна бути менше 15 м від підземних резервуарів і 20 м – від наземних.

4.7.10. Забороняється прокладати крізь ЕП, РП, ПП трубопроводи з пожежота вибухонебезпечними, а також з шкідливими та їдкими речовинами.

4.7.11. У приміщеннях категорій Г і Д за ОНТП 24, які мають обмежені вибухонебезпечні зони, допускається відкрита установка РП напругою до 1000 кВ і щитів КВПіА, які обслуговують дане виробництво, на відстанях по горизонталі від джерела викиду не менше діаметра зони. У цих випадках в приміщеннях, де відкрито розміщуються щити, слід виконувати автоматизовану сигналізацію відповідно до пункту 4.5.14 (підпункт 2).

4.7.12. У відповідності з відомчими нормативними документами, затвердженими у встановленому порядку згідно з чинним законодавством, відстані і вимоги таблиці 4.11 із спорудження ЕП (пункти 4.7.1, 4.7.2, 4.7.4, 4.7.5) можуть бути більш жорсткими з урахуванням особливостей технологічного процесу і досвіду експлуатації діючих установок.

4.7.13. Сполучення ЕП, спільного з приміщеннями з вибухонебезпечними зонами, допускається виконувати через тамбур-шлюз, якщо:

– тамбур-шлюз споруджується відповідно до СНиП 2.04.05;

– ЕП обслуговує електроустановки даного приміщення;

– ЕП не має постійного обслуговуючого персоналу.

4.7.14. До приміщень, у яких установлені щити і пульти керування КВПіА, що примикають однією і більше стінами до приміщень з вибухонебезпечними зонами або до окремо збудованих приміщень, застосовуються такі самі вимоги, що й до аналогічно розташованих ЕП.

Відстані від приміщень КВПіА до вибухонебезпечних установок визначаються відповідно до таблиці 4.11 за винятком випадків, коли ці відстані нормуються відповідними ДБН (СНиП) або нормами технологічного проектування.

4.8. ЕЛЕКТРОПРОВОДКИ, КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ

ВИБІР КАБЕЛІВ І ПРОВОДІВ

4.8.1. У вибухонебезпечних зонах класів 0, 1, 2 і в приміщеннях з вибухонебезпечними зонами класу 20 слід застосовувати кабелі і проводи з мідними жилами, у вибухонебезпечних зонах решти класів допускається застосовувати кабелі і проводи з алюмінієвими жилами за винятком випадків, коли їх застосування не допускається через несприятливі умови середовища експлуатації.

4.8.2. Переріз жил кабелів і проводів силових і освітлювальних кіл повинен бути не менше 1,5 мм для мідних жил і 2,5 мм – для алюмінієвих; вторинних кіл –

не менше 1 мм для мідних жил і 2,5 мм – для алюмінієвих. Для вторинних кіл можуть застосовуватися мідні жили перерізом менше 1 мм , якщо ввідні пристрої і контактні затискачі апаратів, що встановлені у вибухонебезпечній зоні, розраховані на приєднання таких провідників.

4.8.3.У вибухонебезпечних зонах будь-якого класу можуть застосовуватися:

а) проводи з гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією;

б) кабелі з гумовою, полівінілхлоридною та паперовою ізоляцією в гумовій, полівінілхлоридній та металевій оболонках.

Забороняється застосування кабелів з алюмінієвою оболонкою у вибухонебезпечних зонах класів 0, 1, 2.

Забороняється застосування проводів і кабелів з поліетиленовою ізоляцією або оболонкою у вибухонебезпечних зонах будь-якого класу.

4.8.4. Кабелі, які прокладаються відкрито у вибухонебезпечних зонах, не повинні поширювати горіння відповідно до ГОСТ 12176 (розділи 2 і 3).

4.8.5. У вибухонебезпечних зонах будь-якого класу не допускається застосування неізольованих проводів (виняток – проводи для заземлення).

4.8.6. Ізольовані проводи без оболонок можуть бути застосовані тільки усередині розподільних пристроїв, оболонок апаратів (див. пункт 4.8.11).

4.8.7. Провідники відгалужень до електродвигунів з короткозамкненим ротором повинні мати тривало допустимий струм не менше 125% номінального струму електродвигуна (див. пункт 4.10.2).

4.8.8. У мережах напругою до 1000 В з заземленою нейтраллю переріз жил кабелів або проводів, що використовуються як нульові робочі N- або як нульові захисні PE-провідники, слід приймати однаковим з фазним.

Допускається застосовувати кабелі зі зменшеним перерізом жили, яка використовується як PE-провідник, у разі підтвердження допустимого значення напруги дотику за вимогами ГОСТ 12.1.038.

Нульові робочі або нульові захисні відповідно N- і PE-провідники (виконані окремою жилою кабеля або проводу) повинні мати ізоляцію, рівноцінну ізоляції фазних провідників.

4.8.9. Гнучкий струмопровід напругою до 1000 В у вибухонебезпечних зонах будь-якого класу слід виконувати гнучким (який призначений для приєднання до пересувного електрообладнання) кабелем із мідними жилами.

У цих випадках для вибухонебезпечних зон класів 1 і 2 кабелі повинні бути броньованими, у захисному шланзі або в герметичному металорукаві.

ПРОКЛАДАННЯ ПРОВОДІВ І КАБЕЛІВ

4.8.10. У випадках, не обумовлених вимогами цього розділу, прокладання кабелів і проводів слід виконувати відповідно до глави 2.1 ПУЕ.

Способи прокладання кабелів, які дозволяються для вибухонебезпечних зон, зазначені в таблиці 4.12.

4.8.11. Прокладання ізольованих проводів у вибухонебезпечних зонах слід виконувати в сталевих водогазопровідних звичайних трубах за ГОСТ 3262. У вибухонебезпечних зонах класів 2 і 22 прокладання кабелів може виконуватися в сталевих водогазопровідних легких трубах. Ці труби можна використовувати для захисту кабелів в окремих місцях від механічних пошкоджень.

Таблиця 4.12. **Допустимі способи прокладання кабелів у вибухонебезпечних зонах**

№ з/п	Спосіб прокладання кабелів	Клас вибухонебезпечної зони, у якій допускається прокладати кабель		Примітка
		броньований	неброньований	
	Вибухонебезпечні установки в приміщеннях			
1	Відкритий: на кабельних конструкціях, лотках, тросах, вздовж будівельних конструкцій тощо	0*, 1, 2, 20*, 21	2**, 22	
2	У коробах: – перфорованих – неперфорованих (суцільних)	0*, 1, 2, 20* 21	2** 2, 22	
3	У каналах: – не засипаних піском, ґрунтом – засипаних піском, ґрунтом – пилоущільнених (наприклад, покритих асфальтом)	1 1 21	2 2 22	Див. 4.8.25 При легких газах При важких газах і парах
4	У сталевих трубах, герметичних металорукавах	–	Всі класи	Див. 4.8.11
	Зовнішні вибухонебезпечні установки			
5	Відкритий: на кабельних конструкціях, лотках, у перфорованих коробах, вздовж будівельних конструкцій тощо	0*, 1	2***	
6	У каналах: – не засипаних піском, ґрунтом – засипаних піском, ґрунтом	– –	2 2	При легких газах При важких газах
7	У ґрунті (траншеї) Те саме за відсутності механічного і хімічного впливу	1, 2 –	– 2****	

** У зонах 0 і 20 повинна застосовуватися трубна електропроводка. При відкритому прокладанні кабелів у вибухонебезпечних зонах класів 0 і 20 необхідно передбачати додатковий захист у відповідності з умовами навколишнього середовища (механічний, хімічний, електричний).*

*** Мережі освітлення, які прокладаються вище 2 м над рівнем підлоги.*

**** У разі механічного впливу неброньовані кабелі слід прокладати у вибухонебезпечних зонах класу 2 в неперфорованих (суцільних) коробах або сталевих трубах (див. пункт 4.8.11).*

***** Мережі напругою до 1000 В.*

4.8.12. Кабелі у вибухонебезпечних зонах рекомендується прокладати відкрито потоками згідно з вимогами глави 2.1 ПУЕ. Прокладання неброньованих кабелів у трубах рекомендується виконувати в разі неможливості виконання інших способів прокладання.

4.8.13. Кабелі і проводи іскробезпечних кіл можуть бути прокладені будь-яким із зазначених у пунктах 4.8.11, 4.8.12 способів прокладання.

Інші способи слід застосовувати відповідно до вимог чинних нормативних документів.

4.8.14. Багатошарове, пучками і одношарове без щілин на лотках і в коробах рекомендується прокладати силові кабелі напругою до 1000 В з перерізом жил до 16 мм^2 і кабелі вторинних кіл (див. главу 2.1 ПУЕ).

4.8.15. У вибухонебезпечних зонах класів 21 і 22 кабелі рекомендується прокладати таким чином, щоб кількість пилу, яка на них осідає, була мінімальна.

4.8.16. З'єднувальні і відгалужувальні коробки для електропроводок повинні задовольняти вимоги таблиці 4.8 та пункти 4.6.9, 4.6.10. Установлення таких коробок у вибухонебезпечних зонах класів 1 і 21 має бути по змозі обмежене, за винятком групових освітлювальних мереж. Коробки, у яких розгалуження кабелів не виконується, повинні мати ступінь захисту оболонки IP54 для вибухонебезпечних зон усіх класів.

4.8.17. Вводи проводів, прокладених у трубах, у машини, апарати, світильники тощо повинні виконуватися разом з трубою. У цьому випадку на вводі слід установлювати роздільне ущільнення, якщо у ввідному пристрої машини, апарата або світильника таке ущільнення відсутнє.

4.8.18. У разі переходу труб електропроводки з приміщення з вибухонебезпечними зонами класів 1 і 2 в приміщення з нормальними зонами, вибухонебезпечними зонами іншого класу, з іншою категорією або групою вибухонебезпечної суміші або назовні труба з проводами в місці проходу крізь стінку повинна мати роздільні ущільнення у спеціально для цього призначених коробках.

У вибухонебезпечних зонах класів 2 і 22, включаючи зовнішні вибухонебезпечні установки, роздільні ущільнення встановлювати не потрібно.

Роздільні ущільнення слід установлювати:

а) у безпосередній близькості від місця входу труби в приміщення з вибухонебезпечними зонами;

б) у разі переходу труб з вибухонебезпечної зони одного класу у вибухонебезпечну зону іншого класу – у приміщенні вибухонебезпечної зони з більш високою категорією і групою вибухонебезпечної суміші;

в) у разі переходу труб з однієї вибухонебезпечної зони в іншу такого самого класу – у приміщенні вибухонебезпечної зони з більш високою категорією і групою вибухонебезпечної суміші.

Допускається установлення роздільних ущільнень з боку вибухобезпечної зони або зовні, якщо у вибухонебезпечній зоні установлення роздільних ущільнень неможливе.

4.8.19. Не допускається використання з'єднувальних і відгалужувальних коробок для роздільних ущільнень.

4.8.20. Роздільні ущільнення, які встановлені в трубах електропроводки, повинні випробовуватися надлишковим тиском повітря 250 кПа (близько 2,5 ат)

протягом 3 хв. На термін випробувань допускається падіння тиску не більше ніж до 200 кПа.

4.8.21. Довжину кабелів напругою вище 1000 В, що прокладаються у вибухонебезпечних зонах будь-якого класу, слід по змозі обмежувати.

4.8.22. Введення кабелів в електричні машини і апарати повинно виконуватися із застосуванням ввідних пристроїв. Місця введення повинні бути ущільнені відповідно до категорії вибухонебезпечної зони.

Введення трубних електропроводок у машини і апарати, які мають вводи тільки для кабелів, забороняється.

У вибухонебезпечних зонах класів 2, 22 для машин великої потужності, які не мають ввідних муфт, допускається кінцеві розгалуження всіх видів встановлювати в шафах (які продуваються або зі ступенем захисту IP54), розміщених у місцях, доступних обслуговуючому персоналу (наприклад, у фундаментних ямах, які відповідають вимогам пункту 4.6.13).

4.8.23. Якщо у вибухонебезпечній зоні кабель прокладено в сталевій трубі, то в разі переходу труби з цієї зони у вибухобезпечну зону або в приміщення з вибухонебезпечною зоною іншого класу або з іншими категорією чи групою вибухонебезпечної суміші труба з кабелем у місці переходу крізь стіну повинна мати роздільне ущільнення та задовольняти вимоги пунктів 4.8.17 та 4.8.18.

Роздільні ущільнення не встановлюються, якщо:

а) труби, у яких прокладені кабелі, виходять з будинку назовні, а кабелі прокладаються далі відкрито;

б) труби використовуються для захисту кабеля від механічного впливу і обидва їх кінці знаходяться у межах однієї вибухонебезпечної зони.

4.8.24. У вибухонебезпечних зонах вибір рівнів розміщення кабельних трас слід виконувати з урахуванням питомої ваги газів, парів ЛЗР.

В разі паралельного прокладання в приміщенні відстань від кабелів до трубопроводів з горючими газами та ЛЗР повинна бути не менше ніж 1 м, а при виконанні захисних заходів (перегородки, екрани) – не менше ніж 0,5 м. У разі їх перехрещування повинні виконуватися вимоги глави 2.1 ПУЕ.

4.8.25. У разі прокладання кабелів у приміщенні з вибухонебезпечними зонами з важкими горючими газами, парами ЛЗР слід уникати улаштування кабельних каналів. За потреби влаштування кабельних каналів вони повинні бути повністю засипані піском, ґрунтом, рівень яких повинен періодично відновлюватися в процесі експлуатації. У місцях можливого розливу ЛЗР канали мають покриватись асфальтом.

Тривало допустимі струми кабелів, засипаних піском, ґрунтом, повинні прийматися у відповідності з вимогами глави 1.3 ПУЕ як для кабелів, прокладених відкрито, з урахуванням поправочних коефіцієнтів на кількість кабелів, що є в роботі.

Улаштування кабельних каналів у будинках, зарахованих до категорій А і Б з вибухонебезпечними зонами з важкими горючими газами, парами ЛЗР, не допускається.

4.8.26. Кабелі у вибухонебезпечних зонах, по можливості, мають бути безперервними. Якщо виникає необхідність з'єднування, їх захист повинен електрично та механічно відповідати категорії вибухонебезпеки середовища.

З'єднання провідників, за винятком з'єднань у трубопроводах з вибухонебезпечним обладнанням або іскробезпечними колами, мають виконуватися методом опресовування спеціальними з'єднувачами з запобіжними гвинтами, зварюванням або паянням тугоплавким припоєм. Пайка може допускатися, якщо з'єднувані провідники попередньо кріпляться механічними засобами.

У вибухонебезпечних зонах класів 0, 1, 2 та у приміщеннях зон 20 та 21 рекомендується застосовувати спеціальні кабелі (ВБВ з індексом НГ).

4.8.27. Кабелі і проводи, які приєднуються до електрообладнання з видом вибухозахисту «іскробезпечне електричне коло», повинні задовольняти такі вимоги:

1) іскробезпечні електричні кола мають прокладатися окремо від інших кіл з дотриманням вимог ГОСТ 22782.5;

2) використання одного кабеля для іскробезпечних та іскронебезпечних кіл не допускається;

3) кабелі і проводи іскробезпечних кіл повинні бути захищені від електричних наводок, що порушують їх іскробезпечність;

4) в іскробезпечних колах мають бути використані тільки ізольовані проводи, які витримують випробувальну напругу, провідник-екран та екран-заземлення не менше 500 В;

5) якщо використовуються багатожильні провідники, їх кінці мають бути захищені від розпадання на окремі жилки. Діаметр провідників у вибухонебезпечній зоні має бути не менше 0,1 мм;

6) екран має бути заземлений тільки в одній точці, як правило, в безпечній зоні;

7) якщо екран має високий опір або вимагається екранування від перешкод, допускається багаторазове заземлення;

8) у системі заземлення мають бути використані два мідних провідники перерізом не менше 1,5 мм^2 або один провідник перерізом не менше 4 мм^2.

4.8.28. Броня кабеля має бути приєднана до системи зрівнювання потенціалів через кабельний ввід або в кожному кінці траси кабеля.

Якщо вздовж кабеля знаходяться розподільні коробки або інші прилади, має бути забезпечена безперервність електричного з'єднання броні по всій довжині кабеля.

4.8.29. Провідники іскробезпечних та іскронебезпечних кіл мають бути відділені ізоляційними або заземленими металевими конструкціями.

4.8.30. Клеми іскробезпечних та іскронебезпечних кіл мають відділятися перегородками або мати проміжок не менше 50 мм.

4.8.31. Проходи кабелів і труб крізь стіни та перекриття слід виконувати відповідно до вимог глави 2.1 ПУЕ.

Отвори в стінах і в підлозі для проходу кабелів і труб електропроводки повинні бути щільно замуровані неспалимими матеріалами та елементами відповідно до категорії вибухозахисту. Такі вимоги поширюються на невикористані отвори та вводи в електрообладнанні.

4.8.32. Крізь вибухонебезпечні зони будь-якого класу в приміщеннях забороняється прокладати транзитні кабельні лінії усіх напруг, які не мають відношення до даного технологічного процесу (виробництва в складі основних і допоміжних цехів і приміщень). На відстані менше 5 м по горизонталі і вертикалі від вибухонебезпечної зони допускається прокладання транзитних кабелів за

умови вжиття додаткових захисних заходів, наприклад, у трубах, неперфорованих суцільних коробах, замкнених каналах будівельних конструкцій.

4.8.33. У зовнішніх вибухонебезпечних установках прокладання кабелів рекомендується виконувати відкрито: на кабельних естакадах, у частково закритих кабельних галереях, на технологічних естакадах, вздовж стін будинків. При змозі потрібно обмежувати прокладання кабелів у підземних кабельних спорудах (тунелях, каналах, блоках) і траншеях.

4.8.34. Зовнішні кабельні естакади, частково закриті галереї при прокладанні на них транзитних кабелів слід розміщувати на відстані не менше 6 м від меж зовнішніх вибухонебезпечних зон та від приміщень, зарахованих до категорій А або Б згідно з вимогами ОНТП-24.

У разі прокладання на кабельних естакадах, галереях кабелів, призначених тільки для даного виробництва (основних і допоміжних будинків і споруд), відстань від приміщень з вибухонебезпечними зонами і від зовнішніх вибухонебезпечних установок не нормується.

Торці відгалужень від кабельних естакад для підведення кабелів до приміщень з вибухонебезпечними зонами або до зовнішніх вибухонебезпечних установок можуть примикати безпосередньо до стін приміщень з вибухонебезпечними зонами і до зовнішніх вибухонебезпечних установок, у тому числі до окремих резервуарів з ЛЗР. Допускається також прокладання кабелів у наземних лотках від кабельних естакад до окремих резервуарів.

Під'їзд пожежних автомобілів до кабельних естакад, галерей допускається тільки з одного їх боку.

4.8.35. Уздовж естакад з трубопроводами горючих газів і ЛЗР, крім кабелів, призначених для власних потреб (для керування засувками трубопроводів, сигналізації, диспетчеризації тощо), допускається прокладати на кабельних конструкціях до 30 кабелів на відстані не менше 0,5 м від трубопроводів, по змозі з боку трубопроводів з негорючими речовинами. У цих випадках небронньовані кабелі повинні прокладатися в сталевих трубах або коробах. У разі відділення кабелів від трубопроводів глухими захисними конструкціями з рівнем вогнестійкості не менше 0,75 год небронньовані кабелі слід прокладати відкрито. При кількості кабелів більше 30 їх слід прокладати на кабельних естакадах і галереях як окремо збудованих, так і споруджених на спільних будівельних конструкціях з трубопроводами горючих газів і ЛЗР при відокремленні їх від трубопроводів суцільними захисними конструкціями з межею вогнестійкості не менше 0,75 год. На кабельних естакадах і галереях як окремо збудованих, так і споруджених на технологічних естакадах слід прокладати небронньовані кабелі.

4.8.36. Кабельні естакади можуть перехрещуватися з естакадами з трубопроводами горючих газів і ЛЗР як зверху, так і знизу. У цих випадках повинні виконуватися такі вимоги:

1) на ділянці перехрещення не менше 1,5 м в обидва боки від зовнішніх габаритів естакади з трубопроводами горючих газів і ЛЗР естакади повинні бути розділені суцільною горизонтальною захисною конструкцією з рівнем вогнестійкості не менше 0,75 год. При кількості кабелів до 15 в місці перехрещення допускається не споруджувати кабельну естакаду: кабелі можуть прокладатися в трубах або просто в закритому сталевому коробі з товщиною стінки не менше 1,5 мм;

2) на ділянці перехрещення не повинно бути ремонтних площадок, а на трубопроводах не повинно бути фланцевих з'єднань, компенсаторів, запірної арматури тощо;

3) у місцях перехрещення на кабелях не повинні встановлюватися кабельні муфти;

4) відстань між трубопроводами з горючими газами і ЛЗР та кабельною естакадою повинна бути не менше 0,5 м.

4.8.37. Зовнішні кабельні канали слід споруджувати на відстані не менше 1,5 м від стін приміщень з вибухонебезпечними зонами всіх класів.

У місцях входу у вибухонебезпечну зону цих приміщень, а також в електроприміщення канали повинні повністю засипатися піском, ґрунтом на довжину не менше 1,5 м (рівень піску, ґрунту повинен періодично оновлюватися) і відділятися від будівлі пило- газонепроникною перегородкою.

4.8.38. У зовнішніх кабельних каналах, розміщених у вибухонебезпечних зонах класу 2 або на території між цими вибухонебезпечними зонами, через кожні 100 м потрібно встановлювати піщані перемички завдовжки не менше 1,5 м. За наявності важких газів або парів ЛЗР рекомендується засипання каналів на всій довжині, у місцях можливого розливу ЛЗР канали потрібно покривати асфальтом (див. пункт 4.8.25).

4.8.39. Спорудження кабельних тунелів та шахт на території підприємства з вибухонебезпечними зонами з важкими горючими газами, парами ЛЗР не рекомендується.

Кабельні тунелі повинні споруджуватися за таких умов:

1) кабельні тунелі повинні споруджуватися, як правило, за межами вибухонебезпечних зон;

2) у разі перетинання межі вибухонебезпечної зони в кабельному тунелі повинна бути споруджена пило- газонепроникна перегородка з рівнем вогнестійкості не менше 0,75 год;

3) у кабельних тунелях мають бути виконані протипожежні заходи згідно з вимогами глави 2.1 ПУЕ;

4) виходи з тунелю та вентиляційних шахт тунелю повинні бути за межами вибухонебезпечної зони.

4.9. СТРУМОПРОВОДИ І ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

4.9.1. Забороняється застосування струмопроводів і шинопроводів без засобів вибухозахисту у вибухонебезпечних зонах приміщень класів 1, 21 і 22, а також для зовнішніх вибухонебезпечних установок.

Допускається в приміщеннях з вибухонебезпечними зонами класу 2 застосування шинопроводів напругою до 1000 В без засобів вибухозахисту за таких умов:

1) шини, включаючи місця з'єднань і приєднань, повинні бути ізольовані;

2) шини мають бути мідними;

3) нерознімне з'єднання шин має виконуватися зварюванням;

4) болтові з'єднання (наприклад, у місцях приєднання шин до апаратів і між секціями) повинні мати пристрій, який унеможливлює довільне відгвинчування;

5) шинопроводи мають захищатися металевими кожухами для забезпечення ступеня захисту не нижче IP31. Кожухи повинні відкриватися тільки з допомогою спеціальних (торцевих) ключів.

4.9.2. Струмопроводи напругою вище 1000 В до 10 кВ в оболонці зі ступенем захисту не нижче IP54 можуть прокладатися на території підприємства з вибухонебезпечними зонами на спеціальних естакадах, естакадах з трубопроводами горючих газів і ЛЗР і естакадах КВПіА, якщо відсутні небезпечні наводки на кола КВПіА від струмопроводів. Струмопроводи слід прокладати на відстані не менше 0,5 м від трубопроводів, по змозі з боку трубопроводів з негорючими речовинами. Повинно бути унеможливлене механічне пошкодження струмопроводу. Струмопровід слід прокладати на відстані не менше 6 м від межі зовнішньої вибухонебезпечної зони і від приміщень, зарахованих до категорії А або Б згідно з вимогами ОНТП-24.

4.9.3. Допускається прокладати відкриті струмопроводи напругою до 10 кВ на території підприємства з вибухонебезпечними зонами на спеціально для цього призначених естакадах або опорах.

Мінімально допустиму відстань від відкритих струмопроводів (гнучких і жорстких) до приміщень з вибухонебезпечними зонами і зовнішніх вибухонебезпечних установок слід приймати згідно з таблицею 4.11 як для відкритих РП, ПС, але вона повинна бути не менше півторакратної висоти опори струмопроводу.

Ті самі вимоги стосуються відстаней від ПЛ і контактних мереж електротранспорту до приміщень з вибухонебезпечними зонами і зовнішніх вибухонебезпечних установок.

4.10. ЕЛЕКТРИЧНІ ЗАСОБИ ЗАХИСТУ

4.10.1. Захист ліній живлення напругою вище 1000 В і приєднаних до них електроприймачів повинен задовольняти вимоги глав 3.2 і 5.3 ПУЕ та даного розділу цих Правил. Захист електродвигунів від однофазних замикань на землю і перевантаження повинен виконуватися незалежно від потужності електродвигуна, а захист від багатофазних КЗ і перевантажень має бути дворелейним або трирелейним. Кабелі і проводи в мережах напругою вище 1000 В повинні бути перевірені на нагрівання струмом КЗ.

4.10.2. Кабелі і проводи силових, освітлювальних і вторинних кіл у мережах напругою до 1000 В повинні бути захищені від коротких замикань, перевантажень і замикань на землю, а їх переріз слід вибирати згідно з вимогами глави 3.1 ПУЕ. Для вибухонебезпечних зон усіх класів кратність струмів КЗ струмам уставок захисних пристроїв повинна відповідати вимогам пункту 4.10.3. Викладені вимоги, а також вимоги пункту 4.8.7 не поширюються на запірну арматуру електродвигунів, яка встановлена у вибухонебезпечній зоні класу 2 зовнішніх вибухонебезпечних установок.

4.10.3. Автоматичне відключення аварійної ділянки мережі напругою до 1000 В забезпечується, якщо розрахункове значення мінімального струму КЗ

перевищує не менше ніж у 4 рази номінальний струм плавкої вставки найближчого запобіжника і не менше ніж у 6 разів струм розчіплювача автоматичного вимикача, що має протилежну від струму характеристику. В разі захисту мереж автоматичними вимикачами, які мають тільки електромагнітний розчіплювач (відсічку), кратність струму КЗ щодо уставки слід приймати не менше 1,4 для автоматичних вимикачів з номінальним струмом до 100 А і не менше 1,25 – з номінальним струмом понад 100 А.

4.10.4. Захист мереж напругою до 1000 В від КЗ рекомендується виконувати автоматичними вимикачами, використовуючи максимальні миттєво діючі розчіплювачі і спеціальні розчіплювачі, які діють у зоні струмів однофазних КЗ.

4.10.5. Не допускається у вибухонебезпечних зонах усіх класів установлювати захисні і комутаційні апарати в колах захисних провідників і в колах нульових робочих провідників, суміщених із захисними провідниками.

Захист нульових робочих провідників від струмів КЗ не обов'язковий. У разі його виконання для одночасного відключення фазного і нульового робочого провідників повинні застосовуватися двополюсні автоматичні вимикачі.

4.10.6. У вибухонебезпечних зонах класів 0, 20 слід, а у вибухонебезпечних зонах класів 1, 2, 21, 22 рекомендується застосовувати захисне відключення.

4.10.7. В електроустановках з глухозаземленою нейтраллю, для резисторних нагрівальних пристроїв слід застосовувати ПЗВ із диференціальним струмом спрацьовування 30 мА для вибухонебезпечних зон усіх класів. В електроустановках з ізольованою нейтраллю повинен використовуватися контрольний прилад ізоляції так, щоб можна було відключати живлення, коли опір ізоляції стане менше ніж 50 Ом на 1 В номінальної напруги.

4.10.8. Кожна електрична машина, яка встановлюється у вибухонебезпечній зоні, повинна бути захищена від нагрівання, що перевищує допустимий рівень температури, і перевантажень. Як захисні пристрої можуть використовуватися: теплові реле, які вибрані на номінальний струм двигуна, установлені в усіх фазах і впливають на відключення пускача, розривна потужність якого повинна дорівнювати або бути більшою пускового струму двигуна; пристрої для безпосереднього контролю температури з допомогою температурних датчиків, які вмонтовані в двигун; інші еквівалентні пристрої.

4.11. ЗАХИСНІ ЗАХОДИ БЕЗПЕКИ ТА ЗАХИСТ ВІД НЕБЕЗПЕЧНОГО ІСКРІННЯ

4.11.1, У приміщеннях вибухонебезпечних зон і зовні можуть застосовуватися електроустановки напругою до 1000 В з ізольованою, заземленою глухо чи заземленою через опір нейтраллю.

У мережах з глухозаземленою нейтраллю слід застосовувати систему заземлення типу TN-S або TN-C-S згідно з ГОСТ 30331.2. У разі застосування системи заземлення типу TN-C-S об'єднання нульового робочого N-провідника і нульового захисного PE провідника у вибухонебезпечній зоні забороняється. У будь-якій точці переходу від TN-C (функції нульового захисного і нульового робочого провідників об'єднані в одному провіднику) до TN-S системи захисний провідник повинен бути з'єднаний із системою зрівнювання потенціалу в безпечній зоні.

В мережах з ізольованою нейтраллю або нейтраллю заземленою через опір слід застосовувати систему заземлення типу IT згідно з ГОСТ 30331.2 із забезпеченням сигналізації першого замикання на землю, а також пристрою контролю ізоляції. Електроустановки у вибухонебезпечних зонах класів 0, 20 необхідно відключати миттєво у разі першого замикання на землю пристроями контролю ізоляції або захисного відключення. Повинен бути виконаний автоматичний контроль справності пробивного запобіжника.

На ділянці мережі від РП і ПС, що знаходяться за межами вибухонебезпечної зони, до щита, розподільного пункту тощо, які також знаходяться за межами вибухонебезпечної зони і від яких живляться електроприймачі, розташовані у вибухонебезпечних зонах будь-якого класу, допускається застосовувати нульовий робочий провідник як захисний. Для цієї мети можна використовувати алюмінієву оболонку живильного кабеля за умови дотримання вимог ГОСТ 30331.3 до PEN-провідників. Якщо ділянка цієї мережі частково проходить через вибухонебезпечну зону, то додатково слід виконувати вимоги пунктів 4.8.1, 4.8.3, 4.8.10.

4.11.2. Для електроустановок будь-якого рівня напруги, які установлені у вибухонебезпечних зонах класів 0, 20, необхідно обмежувати значення і тривалість струму замикання на землю. Захист від замикання на землю повинен діяти миттєво. Для вибухонебезпечних зон класу 1 у зазначених умовах також вимагається миттєвий захист від замикання на землю.

4.11.3. У вибухонебезпечних зонах усіх класів повинно бути виконано зрівнювання потенціалів відповідно до пункту 1.7.47 ПУЕ.

У системах TN та IT усі відкриті та сторонні струмопровідні частини мають бути з'єднані у систему зрівнювання потенціалів.

У системі IT може бути використана система місцевого зрівнювання потенціалів.

4.11.4. У вибухонебезпечних зонах будь-якого класу підлягають зануленню (заземленню):

а) електроустановки всіх напруг змінного і постійного струмів;

б) електрообладнання, встановлене на занулених (заземлених) металевих конструкціях. Ця вимога не стосується електрообладнання, установленого всередині занулених (заземлених) корпусів шаф і пунктів.

В цих електроустановках-необхідно контролювати наявність струму витоку між нульовим робочим та захисним провідниками.

4.11.5. Як нульові захисні провідники повинні бути використані провідники, спеціально призначені для цієї мети.

Допускається використання металевих і залізобетонних конструкцій будинків, конструкцій і трубопроводів виробничого призначення, сталевих труб електропроводки, металевих оболонок кабеля тощо як нульових захисних провідників тільки як додатковий захист.

4.11.6. В електроустановках напругою до 1000 В із заземленою нейтраллю занулення електрообладнання повинно здійснюватися:

а) у силових мережах у вибухонебезпечних зонах будь-якого класу окремою жилою кабеля або проводу ;

б) в освітлювальних мережах у вибухонебезпечних зонах усіх класів окремим проводом, прокладеним від світильника до групового щитка.

4.11.7. Занулення (заземлення) іскробезпечних кіл виконувати не слід, за винятком випадків, якщо цього потребують умови роботи і це обумовлено технічною документацією на виріб.

4.11.8. Нульові захисні провідники на всіх ділянках мережі повинні бути, як правило, прокладені в спільних оболонках, трубах, коробах з фазними провідниками.

4.11.9. Системи безпечної наднизької напруги не приєднуються до заземлення, струмопровідних частин та захисних провідників, які віднесені до інших кіл.

4.11.10. З метою запобігання іскрінню електрообладнання має бути підключено через роз'єднувальний трансформатор. У разі такого підключення до трансформатора приєднується тільки одна одиниця електрообладнання.

4.11.11. Розрахункова перевірка повного опору петлі фаза-нуль в електроустановках напругою до 1000 В із заземленою нейтраллю повинна передбачатися для всіх електроприймачів, розміщених у вибухонебезпечних зонах класів 0, 1, 20 і 21 і вибірково (але не менше 10% загальної кількості) для електроприймачів, розміщених у вибухонебезпечних зонах класів 2 і 22, що мають найбільший опір петлі фаза–нуль.

4.11.12. В електроустановках напругою до 1000 В і вище з ізольованою нейтраллю заземлювальні провідники можуть прокладатися як у спільній оболонці з фазними, так і окремо від них.

Магістралі заземлення повинні бути приєднані до заземлювачів у двох або більше місцях і по змозі з протилежних кінців приміщення.

4.11.13. Блискавкозахист будинків, споруд і зовнішніх установок, які мають вибухонебезпечні зони, повинен виконуватися відповідно до інструкції РД34.21.122.

4.11.14. При виконанні відгалужень від ПЛ у будинки, які мають вибухонебезпечні зони, слід ураховувати вимоги пункту 2.4.26 ПУЕ.

4.11.15. Захист установок від статичної електрики повинен виконуватися згідно з ГОСТ 12.4.124, ГОСТ 12.1.18 та ДНАОП 0.00-1.29-97.

4.11.16. У вибухонебезпечних зонах будь-якого класу для запобігання утворенню іскор, які можуть запалити вибухонебезпечну зону, необхідно уникати будь-якого контакту з оголеними частинами, що перебувають під напругою, крім іскробезпечних. Там, де ці вимоги не можуть бути виконані за рахунок конструкції, потрібно вживати інших заходів безпеки. У зазначених випадках може стати достатньою лише наявність попереджувальної таблички.

5. ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ У ПОЖЕЖОНЕБЕЗПЕЧНИХ ЗОНАХ

5.1. ГАЛУЗЬ ЗАСТОСУВАННЯ

5.1.1. Даний розділ Правил поширюється на всі види електроустановок, які розміщуються в пожежонебезпечних зонах усередині і поза приміщеннями: стаціонарні, переносні і пересувні. Ці електроустановки повинні відповідати також

вимогам розділів 1–6 ПУЕ, НАПБ А.01.001 та розділів цих Правил у тій мірі, у якій вони не змінені даним розділом.

5.2. ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ

5.2.1. **Пожежонебезпечна зона** – простір у приміщенні (див. пункт 4.2.26.) або за його межами, у якому постійно або періодично знаходяться (зберігаються, використовуються або виділяються під час технологічного процесу) горючі речовини як при нормальному технологічному процесі, так і при його порушенні в такій кількості, яка вимагає спеціальних заходів у конструкції електрообладнання під час його монтажу та експлуатації.

5.3. КЛАСИФІКАЦІЯ ПОЖЕЖОНЕБЕЗПЕЧНИХ ЗОН

5.3.1. Клас пожежонебезпечних зон згідно з класифікацією, наведеною в пунктах 5.3.2–5.3.5, та їх межі визначаються технологами разом з електриками проектної або експлуатуючої організації.

Клас пожежонебезпечних зон характерних виробництв повинен відображатися в нормах технологічного проектування або в галузевих переліках виробництв за вибухопожежонебезпекою.

У приміщеннях з виробництвом (і складів) категорії В згідно з ОНТП-24 електрообладнання повинно відповідати вимогам даного розділу і зараховуватися до електрообладнання в пожежонебезпечних зонах відповідного класу.

5.3.2. **Пожежонебезпечна зона класу П-І** – простір у приміщенні, у якому знаходиться горюча рідина, яка має температуру спалаху більше +61 °С (див. пункт 4.2.15).

5.3.3. **Пожежонебезпечна зона класу П-ІІ** – простір у приміщенні, у якому можуть накопичуватися і виділятися горючий пил або волокна (див. пункт 4.5.8 (підпункт 6).

5.3.4. **Пожежонебезпечна зона класу П-ІІа** – простір у приміщенні, у якому знаходяться тверді горючі речовини та матеріали.

5.3.5. **Пожежонебезпечна зона класу П-ІІІ** – простір поза приміщенням, в якому знаходяться горюча рідина, яка має температуру спалахнення понад +61 °С або тверді горючі речовини.

5.3.6. Зони в приміщеннях або за їх межами до 5 м по горизонталі та вертикалі від апарата, в якому знаходяться горючі речовини, але технологічний процес ведеться із застосуванням відкритого вогню, розжарених частин або технологічні апарати мають поверхні, нагріті до температури самозаймання горючої пари, пилу або волокон, не відносяться в частині їх електрообладнання до пожежонебезпечних зон.

Клас середовища за межами вказаної 5-метрової зони слід визначати залежно від технологічних процесів, які застосовуються в цьому середовищі.

Зони в приміщеннях або за їх межами, в яких тверді, рідкі та газоподібні горючі речовини спалюються як паливо або утилізуються шляхом спалювання, не належать у частині їх електрообладнання до пожежонебезпечних зон.

5.3.7. Зони в приміщеннях, у яких розташовані припливні вентилятори, що працюють із застосуванням рециркуляції повітря, або (і) витяжні вентилятори, які

обслуговують приміщення з пожежонебезпечними зонами класу П-II, належать до пожежонебезпечних класу П-II.

5.3.8. Зони навколо вентиляторів місцевих відсмоктувань, що обслуговують технологічні процеси з визначеними пожежонебезпечними зонами, належать у частині їх електрообладнання до того самого класу, що й зони, які вони обслуговують.

Для вентиляторів, які розташовані за зовнішніми огороджувальними конструкціями і обслуговують пожежонебезпечні зони класу П-II, а також пожежонебезпечні зони будь-якого класу місцевих відсмоктувань, слід застосовувати електродвигуни як для пожежонебезпечної зони класу П-III.

5.3.9. У разі розміщення в приміщеннях або на відкритому повітрі одиничного пожежонебезпечного технологічного обладнання, коли спеціальних заходів проти розповсюдження пожежі не передбачено, зона в межах до 3 м по горизонталі і вертикалі від цього обладнання вважається пожежонебезпечною.

5.4. ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

5.4.1. У разі вибору електрообладнання, що встановлюється в пожежонебезпечних зонах, слід ураховувати агресивність навколишнього середовища (хімічна активність, атмосферні опади тощо).

5.4.2. Нерухомі контактні з'єднання в пожежонебезпечних зонах будь-якого класу слід виконувати зварюванням, опресуванням, паянням, згвинчуванням або іншими рівноцінними засобами. Розбірні контактні з'єднання повинні мати засоби, що унеможливлюють самовідгвинчування.

5.4.3. Захист будинків, споруд та зовнішніх установок, у яких містяться пожежонебезпечні зони, від прямих ударів блискавки та вторинних її проявів повинен виконуватися у відповідності з вимогами РД-34.21.122.

5.4.4. У пожежонебезпечних зонах будь-якого класу слід дотримуватися вимог захисту від іскріння, обумовленого присутністю статичної електрики відповідно до ГОСТ 12.1.018 та ДНАОП 0.00-1.29-97.

5.4.5. У пожежонебезпечних зонах усіх класів занулення (заземлення) електрообладнання слід виконувати у відповідності з вимогами глави 1.7 ПУЕ та даних Правил, як для електрообладнання, розташованого в безпечних (нормальних) зонах.

5.5. ЕЛЕКТРИЧНІ МАШИНИ

5.5.1. У пожежонебезпечних зонах будь-якого класу можуть застосовуватися електричні машини напругою до 10 кВ за умови, що їхня оболонка має ступінь захисту за ГОСТ 17494 не менший ніж зазначений в таблиці 5.1.

У пожежонебезпечних зонах будь-якого класу можуть застосовуватися електричні машини, які продуваються чистим повітрям з вентиляцією за замкненим або розімкненим циклом. У разі застосування вентиляції за замкненим циклом у системі вентиляції повинен бути пристрій для компенсації втрат повітря і утворення надлишкового тиску в машинах і повітропроводах.

Ступінь захисту оболонки від проникнення води (друга цифра в позначенні) може бути змінена залежно від умов середовища, у якому машини встановлюються.

Таблиця 5.1. **Мінімальний ступінь захисту оболонок електричних машин залежно від класу пожежонебезпечної зони**

Вид установки та умови роботи	Ступінь захисту оболонок для пожежонебезпечних зон класу			
	П-I	П-II	П-IIa	П-III
Установки стаціонарні, які іскрять або мають частини, що іскрять за умовами роботи	IP44	IP54	IP44	IP44
Установки стаціонарні, які не іскрять і не мають частин, що іскрять за умовами роботи	IP44	IP44	IP44	IP44
Установки на пересувних механізмах (крани, тельфери тощо), які іскрять або не іскрять за умовами роботи	IP44	IP54	IP44	IP44

5.5.2. Повітря для вентиляції електричних машин не повинно містити в собі пари та пилу горючих речовин. Викиди відпрацьованого повітря при розімкненому циклі вентиляції в пожежонебезпечну зону не допускаються.

5.5.3. Електрообладнання переносного електрифікованого інструмента в пожежонебезпечних зонах будь-якого класу повинно мати ступінь захисту оболонки не менше IP44.

5.5.4. Електричні машини з частинами, що нормально іскрять за умовами роботи (наприклад, електродвигуни з контактними кільцями), повинні розміщуватися на відстані не менше 1 м від місця розташування горючих речовин або відгороджуватися від них екраном з негорючих матеріалів.

5.5.5. Для механізмів, що установлюються в пожежонебезпечних зонах, допускається застосування електродвигунів з меншим ступенем захисту оболонки ніж зазначено в таблиці 5.1 за таких умов:

– електродвигуни повинні установлюватися за межами пожежонебезпечних зон;

– привід механізму повинен здійснюватися з допомогою вала, пропущеного крізь стіну, з улаштуванням у стіні сальникового ущільнення.

5.6. ЕЛЕКТРИЧНІ АПАРАТИ І ПРИЛАДИ

5.6.1. У пожежонебезпечних зонах можуть застосовуватися електричні апарати, прилади, шафи та набори затискачів, які мають ступінь захисту оболонки за ГОСТ 14254 не менше зазначеного в таблиці 5.2.

Ступінь захисту оболонки від проникнення води (друга цифра в позначенні) може бути змінена залежно від умов середовища, у якому апарати і прилади установлюються.

5.6.2. Апарати і прилади, які установлюються в шафах, можуть мати менший ступінь захисту оболонки ніж зазначено в таблиці 5.2 (у тому числі IP00) за умови, що шафи мають ступінь захисту оболонки не нижче ніж зазначено в таблиці 5.2 для даної пожежонебезпечної зони.

Таблиця 5.2. **Мінімальний ступінь захисту оболонок електричних апаратів, приладів, шафта наборів затискачів залежносто від класу пожежонебезпечної зони**

Вид установки та умови роботи	Ступінь захисту оболонок для пожежонебезпечних зон класів			
	П-I	П-II	П-IIa	П-III
Установки стаціонарні або на пересувних механізмах (крани, тельфери тощо), які іскрять за умовами роботи	IP44	IP54	IP44	IP44
Установки стаціонарні або на пересувних механізмах, які не іскрять за умовами роботи	IP44	IP44	IP44	IP44
Шафи для розміщення апаратів і приладів	IP44	IP54 IP44*	IP44	IP44
Коробки наборів затискачів силових і вторинних кіл	IP44	IP44	IP44	IP44

* *В разі установлення в них апаратів і приладів, які не іскрять за умовами роботи.*

5.6.2. Апарати і прилади, які установлюються в шафах, можуть мати менший ступінь захисту оболонки ніж зазначено в таблиці 5.2 (у тому числі IP00) за умови, що шафи мають ступінь захисту оболонки не нижче ніж зазначено в таблиці 5.2 для даної пожежонебезпечної зони.

5.6.3. У пожежонебезпечних зонах будь-якого класу можуть застосовуватися апарати та прилади в маслонаповненому виконанні (за винятком кисневих установок і підіймальних механізмів, де застосування цих апаратів і приладів заборонено).

5.6.4. Щитки та вимикачі освітлювальних мереж рекомендується виносити за межі пожежонебезпечних зон будь-якого класу.

Електроустановки складських приміщень, що замикаються і в яких є пожежонебезпечні зони будь-якого класу, повинні мати апарати для вимикання зовні вказаних приміщень силових і освітлювальних мереж незалежно від наявності апаратів для вимикання цих мереж всередині приміщення. Апарати для вимикання повинні установлюватись в ящику з негорючого матеріалу, обладнаному пристроєм для пломбування. Ящик слід установлювати на захисних конструкціях з негорючого матеріалу, а в разі відсутності таких – на окремій опорі.

Апарати для вимикання повинні бути доступні для обслуговування цілодобово.

5.6.5. Якщо в пожежонебезпечних зонах будь-якого класу відповідно до умов виробництва необхідне використання електронагрівальних приладів, то ті робочі частини приладів, що нагріваються, повинні бути захищені від доторкання з горючими речовинами, а самі електронагрівальні прилади встановлені на поверхнях з негорючих матеріалів. Для захисту від теплового випромінювання електронагрівальних приладів необхідно застосовувати екрани з негорючих матеріалів.

У пожежонебезпечних зонах будь-якого класу у складських приміщеннях, а також у будинках архівів, музеїв, галерей, бібліотек (крім спеціально призначених приміщень, наприклад, буфетів) застосування нагрівальних приладів забороняється.

5.7. ЕЛЕКТРИЧНІ ВАНТАЖОПІДІЙМАЛЬНІ МАШИНИ

5.7.1. Ступінь захисту оболонки електрообладнання, що застосовується для кранів, талів та аналогічних їм механізмів, повинен відповідати вимогам таблиць 5.1–5.3.

Таблиця 5.3. **Мінімальний ступінь захисту світильників залежно від класу пожежонебезпечної зони**

Джерела світла, що встановлюються у світильниках	Ступінь захисту оболонок для пожежонебезпечних зон класів			
	П-I	П-II	П-IIа	П-III
Лампи розжарювання	IP53	IP53	2'3	2'3
Розрядні лампи високого тиску (ДРЛ, ДРІ, ДнаТ)	IP53	IP53	IP23	IP23
Люмінесцентні лампи	5'3	5'3	IP23	IP23

Ступінь захисту оболонки від проникнення води (друга цифра в позначенні) може бути змінений залежно від умов середовища, в якому світильники установлюються.

5.7.2. Струмопровід підіймальних механізмів (кранів, талів тощо) у пожежонебезпечних зонах класів П-I, П-II слід виконувати гнучким кабелем з мідними жилами з гумовою ізоляцією в оболонках, стійких до навколишнього середовища, та таким кабелем, що не поширює горіння відповідно до вимог ГОСТ 12176. У пожежонебезпечних зонах класів П-IIа і П-III допускається застосування тролейних шинопроводів, але вони не повинні розміщатися над місцями з горючими речовинами.

5.8. РОЗПОДІЛЬНІ ПРИСТРОЇ, ТРАНСФОРМАТОРНІ І ПЕРЕТВОРЮВАЛЬНІ ПІДСТАНЦІЇ

5.8.1. Розташування розподільних пристроїв напругою до 1000 В і вище в пожежонебезпечних зонах будь-якого класу не рекомендується. За потреби розташування РП у пожежонебезпечних зонах ступінь захисту їх елементів (шаф тощо) повинен відповідати таблиці 5.2.

5.8.2. У пожежонебезпечних зонах будь-якого класу, за винятком пожежонебезпечних зон у складських приміщеннях, а також будинків та приміщень архівів, музеїв, картинних галерей, бібліотек допускається на ділянках, обгороджених сітками, відкрите установлення комплектних трансформаторних підстанцій (КТП), комплектних перетворювальних підстанцій (КПП) з сухими трансформаторами або з трансформаторами з негорючим заповненням, а також комплектних конденсаторних установок (ККУ) з негорючим заповненням конденсаторів. У цих випадках ступінь захисту оболонки шаф КТП, КПП і ККУ повинен бути не менше IP41. Відстань від КТП, КПП і ККУ до огорожі слід приймати відповідно до глави 4.2. ПУЕ.

У пожежонебезпечних зонах будь-якого класу, за винятком складських приміщень, а також приміщень архівів, музеїв, картинних галерей, бібліотек можуть розміщуватися вбудовані або прибудовані КТП, КПП з масляними транс-

форматорами і підстанції з маслонаповненими трансформаторами в закритих камерах, які будуються у відповідності з вимогами глави 4.2.ПУЕ і пункту 5.8.3.

5.8.3. Підстанції з маслонаповненими трансформаторами можуть бути вбудованими або прибудованими з урахуванням таких умов:

1) двері та вентиляційні прорізи камер трансформаторів з масляним наповненням не повинні виходити в пожежонебезпечні зони;

2) отвори в стінах і підлозі в місцях прокладання кабелів і труб електропроводки повинні бути щільно замуровані негорючими матеріалами;

3) виходи з підстанції з маслонаповненими трансформаторами, що встановлені в камерах, у пожежонебезпечну зону можуть бути виконані тільки з приміщень РП напругою до 1000 В. У такому випадку двері повинні бути такими, що самі зачиняються, та мати рівень вогнестійкості не менше 0,6 год;

4) виходи з приміщень КТП, КПП у пожежонебезпечні зони, а також транспортування трансформаторів КТП, КПП через пожежонебезпечні зони допускаються. У таких випадках двері передбачаються, як указано в пункті 3, а ворота повинні мати рівень вогнестійкості не менше 0,6 год.

Примітка. РП, ТП, ПП вважаються вбудованими, якщо мають дві або три стіни (перегородки), загальні із суміжними приміщеннями з пожежонебезпечними зонами, і прибудованими, якщо мають тільки одну таку стіну.

5.8.4. Електрообладнання з масляним заповненням (трансформатори, батареї конденсаторів, вимикачі тощо) може установлюватися на відстані не менше 0,8 м від зовнішньої стіни будинку з поженеонебезлечними зонами за умови, що відстань по горизонталі та вертикалі від прорізів у стіні будинку до встановленого електрообладнання буде не менше 4 м.

5.9. ЕЛЕКТРИЧНЕ ОСВІТЛЕННЯ

5.9.1. У пожежонебезпечних зонах повинні застосовуватися світильники, які мають ступінь захисту оболонки не менше наведеного в таблиці 5.3.

5.9.2. Конструкція світильників з лампами ДРЛ повинна унеможливлювати випадання з них ламп. Світильники з лампами розжарювання повинні мати суцільне скло, яке захищає лампу з відбивачами та розсіювачами, виконаними з матеріалів, що не підтримують горіння. У пожежонебезпечних зонах будь-якого класу складських приміщень світильники з люмінесцентними лампами не повинні мати відбивачів і розсіювачів із горючих матеріалів.

5.9.3. Електропроводка всередині світильників з лампами розжарювання та ДРЛ до місця приєднання зовнішніх проводів повинна виконуватися термостійкими проводами.

5.9.4. Переносні світильники у пожежонебезпечних зонах будь-якого класу повинні мати ступінь захисту оболонки не менше IP54, а скляний ковпачок світильника повинен бути захищений металевою сіткою.

5.10. ЕЛЕКТРОПРОВОДКИ, СТРУМОПРОВОДИ, ПОВІТРЯНІ ТА КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ

5.10.1. У пожежонебезпечних зонах будь-якого класу слід застосовувати кабелі та проводи, які не поширюють горіння, за ГОСТ 12176. Забороняється застосування кабелів з горючою поліетиленовою ізоляцією.

5.10.2. Забороняється прокладати транзитні електропроводки і кабельні лінії всіх напруг, які не належать до даного технологічного процесу, через пожежонебезпечні зони будь-якого класу, а також на відстані менше 1 м по горизонталі і вертикалі від пожежонебезпечних зон.

5.10.3. Забороняється в пожежонебезпечних зонах будь-якого класу застосування неізольованих проводів (виняток див. у пунктах 5.7.2; 5.10.5).

5.10.4. У пожежонебезпечних зонах будь-якого класу дозволяються всі види прокладання кабелів і проводів. Відстань від кабелів та ізольованих проводів, що прокладаються відкрито безпосередньо вздовж конструкцій на ізоляторах, лотках, тросах тощо, до місця, де відкрито зберігаються (розміщуються) горючі речовини, повинна бути не менше 1 м.

Прокладання незахищених ізольованих проводів з алюмінієвими жилами в пожежонебезпечних зонах будь-якого класу повинно виконуватися в трубах і коробах, які виконані з негорючих або важкогорючих матеріалів з помірними димоутворювальними властивостями відповідно до ГОСТ 12.1.044.

5.10.5. Допускається в пожежонебезпечних зонах класів П-I, П-II і П-IIа застосування шинопроводів напругою до 1000 В з мідними і алюмінієвими шинами із ступенем захисту IP21 і вище; у цих випадках в пожежонебезпечних зонах класів П-I і П-II всі шини, у тому числі і шини відгалужень, повинні бути ізольовані. У шинопроводах із ступенем захисту IP54 і вище шини допускається не ізолювати.

Нерозбірні контактні з'єднання шин повинні бути зварними, а розбірні з'єднання – із застосуванням засобів, що унеможливлюють самовідґвинчування.

Температура всіх елементів шинопроводів, відгалужувальних коробок, що установлюються в пожежонебезпечних зонах класу П-I, не повинна перевищувати +60 °С.

5.10.6. Допускається застосовувати відгалужувальні коробки з комутаційними і захисними апаратами, а також рознімні контактні з'єднання в пожежонебезпечних зонах усіх класів. У таких випадках відгалужувальні коробки, які встановлюються на шинопроводах, разом з місцями вводу кабелів (проводів) і місцями стикування з шинопроводами повинні мати ступінь захисту IP44 і вище для пожежонебезпечних зон класів П-I і П-IIа; IP54 і вище – для зон класу П-II.

Для зон класів П-I і П-II повинен бути забезпечений випереджувальний розрив кола відгалуження на момент комутації рознімних контактних з'єднань.

В приміщеннях архівів, музеїв, картинних галерей, бібліотек, а також у пожежонебезпечних зонах складських приміщень забороняється застосування рознімних з'єднань, за винятком з'єднань у тимчасових мережах на час показу експозицій.

5.10.7. Відстані від осі ПЛ до пожежонебезпечних зон повинні вибиратися згідно з пунктами 2.5.64 та 2.5.163 ПУЕ, за винятком відстаней від ПЛ напругою до 1000 В з неізольованими проводами з алюмінію, сталеалюмінію або алюмінієвих сплавів до відкритих наземних складів, які перелічені в таблиці 5.4. Відстані від осі ПЛ напругою до 1000 В до складів, перерахованих у таблиці 5.4, повинні бути не меншими зазначених у таблиці 5.5. Дані вимоги не поширюються на ПЛ зовнішнього освітлення, які розташовуються на території складів.

Таблиця 5.4. **Відкриті наземні склади для зберігання горючих матеріалів і речовин, готової продукції і обладнання, до яких слід дотримуватись відстаней до ПЛ**

Склади	Місткість, т, площа, м^3, га
Кам'яного вугілля, торфу, грубих кормів (сіна, соломи), льону, коноплі, бавовни, зерна	Більше 1000 т
Лісоматеріалів, дров, трісок, тирси	Більше 1000 м^3
Горючої рідини	Більше 3000 м^3
Готової продукції і обладнання в упаковці, яка горить	Більше 1 га

Таблиця 5.5. **Найменші відстані від осі ПЛ напругою до 1000 В з неізольованими проводами з алюмінію, сталеалюмінію або алюмінієвих сплавів до меж відкритих наземних складів, що перелічені в таблиці 5.4**

Висота підвісу верхнього проводу ПЛ від рівня землі, м	Найменші відстані, м, при розрахунковій швидкості вітру, м/с (район за вітром)		
	16 (I)	18 (II)	21 (III)
До 7	17	19	27
7,5	18	20	31
8	19	21	35
9	20,5	23	37
10	22	24	40

6. ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ ВАНТАЖОПІДІЙМАЛЬНИХ МАШИН (КРАНІВ)

6.1. ГАЛУЗЬ ЗАСТОСУВАННЯ

6.1.1. Даний розділ Правил поширюється на електрообладнання мостових, козлових, баштових, портальних, кабельних, кранів-маніпуляторів та інших кранів напругою до 10 кВ, які встановлюються на фундаменті або на крановій колії; вантажних електричних візків, що пересуваються наземними коліями разом з кабіною керування; кранів-екскаваторів, призначених лише для роботи з гаком або електромагнітом; електричних талів, лебідок для підіймання вантажу та (або) людей; інших машин, що мають елементи вантажопідіймальних машин (механізми підіймання стріли, повороту, пересування колією тощо).

Електрообладнання вантажопідіймальних машин має також відповідати вимогам ДНАОП 0.00-1.03-93.

Розділ не поширюється на суднові, плавучі, залізничні, автомобільні та інші подібні крани.

6.1.2. Електрообладнання вантажопідіймальних машин (кранів), яке встановлюється у вибухо- та пожежонебезпечних зонах, повинно відповідати крім вимог даного розділу також вимогам розділів 4 та 5 відповідно.

6.2. ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ

6.2.1. **Головні тролеї** – тролеї, розміщені поза краном.

6.2.2. **Тролеї крана** – тролеї, розміщені на крані.

6.2.3. **Малогабаритний тролейний струмопровід (шинопровід)** – закритий оболонкою пристрій, що складається з тролеїв, ізоляторів і кареток із струмознімачами. З допомогою малогабаритного тролейного струмопроводу можуть здійснюватися живлення крана або візка крана, керування одноколійними візками, електроталями тощо.

6.2.4. **Ремонтний загін** – місце, де кран установлюється на час ремонту.

6.2.5. **Ремонтна ділянка головних тролеїв** – ділянка тролеїв у межах ремонтного загону.

6.2.6. **Секція головних тролеїв** – ділянка тролеїв, яка розташована поза межами ремонтних загонів і відділена ізольованим стиком від кожної з сусідніх ділянок, у тому числі від ремонтних.

6.3. ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

6.3.1. Електропостачання крана повинно здійснюватися з допомогою:

1) головних тролеїв, у тому числі з допомогою малогабаритного тролейного струмопроводу;

2) стаціонарних живильних пунктів, по струмознімальних контактах яких ковзають закріплені на крані відрізки тролеїв («контактні лижі»);

3) кільцевого струмопроводу;

4) гнучкого кабеля;

5) стаціонарного струмопроводу (для кранів, установлених на фундаменті).

6.3.2. Виконання електрообладнання (електродвигунів, апаратів тощо) кранів повинно відповідати умовам навколишнього середовища (хімічна активність, атмосферні опади тощо).

6.3.3. Напруга електродвигунів змінного і постійного струму та перетворювальних агрегатів (статичних або обертових), що установлюються на кранах, має бути не вища 10 кВ. Застосування напруги, вищої за 1000 В, повинно бути обґрунтовано розрахунками.

6.3.4. Допускається на кранах установлення трансформаторів напругою до 10 кВ і конденсаторів для підвищення рівня компенсації реактивної потужності. Трансформатори повинні бути сухими або з заповненням негорючим рідким діелектриком. Конденсатори повинні мати просочення з негорючої синтетичної рідини.

6.3.5. У прогонах, де на спільній крановій колії працюють два або більше кранів, для кожного з них необхідно передбачати окремий ремонтний загін. Він повинен бути суміщений з місцем улаштування площадки для проходу на кран обслуговуючого персоналу. Допускається суміщення ремонтних загонів двох або

більше кранів, якщо це не призводить до недопустимого обмеження технологічного процесу під час позапланового ремонту одного з кранів.

Улаштування ремонтних загонів не потрібне в разі живлення кранів від гнучких головних тролеїв (гнучкого кабеля).

6.4. ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ, ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ КРАНІВ НАПРУГОЮ ДО 1000 В

6.4.1 Ремонтна ділянка головних тролеїв повинна бути електрично ізольована з допомогою ізольованих стиків від подовження тих самих тролеїв і з'єднана з ними роз'єднувальним апаратом таким чином, щоб під час нормальної роботи ця ділянка могла бути ввімкнута на напругу, а при зупинці крана на ремонт – надійно вимкнута. Ізоляція стиків головних тролеїв має бути у вигляді повітряного проміжку, ширина якого залежить від конструкції струмознімача, але повинна бути при напрузі до 1000 В не меншою ніж 50 мм. Ширина струмознімача має бути така, щоб під час нормальної роботи крана були унеможливлені перерви в подаванні напруги і раптова його зупинка в разі перетинання струмознімачем ізольованих стиків тролеїв.

Роз'єднувальні апарати, які використовуються для з'єднання ремонтної ділянки з подовженням головних тролеїв, повинні бути закритого типу з пристосуванням для замикання у вимкнутому положенні.

6.4.2. Ремонтна ділянка головних тролеїв, яка розташована біля торця кранового прогону, повинна бути обладнана одним ізольованим стиком і одним роз'єднувальним апаратом.

6.4.3. Ремонтна ділянка головних тролеїв, яка розташована всередині прогону, повинна бути обладнана двома ізольованими стиками (по одному з кожного боку) і трьома роз'єднувальними апаратами, увімкнутими таким чином, щоб можна було здійснювати безперервне живлення головних тролеїв, обминаючи вимкнуту ремонтну ділянку, а також вимикати окремо як ремонтну ділянку, так і секції тролеїв, розташовані з обох її боків.

6.4.4. Довжина ремонтної ділянки головних тролеїв, розташованої біля торця кранового прогону, повинна бути не меншою за ширину моста крана плюс 2 м, а довжина ділянки, розташованої посередині прогону, – не меншою за ширину моста крана плюс 4 м.

Якщо для ремонту крана встановлено електроталь (тельфер), то довжину ремонтної ділянки слід визначати за проектом колії в залежності від крайніх положень моста під час ремонту крана:

1) на ремонтній ділянці біля торця кранового прогону повинно залишатися не менше 2 м від ізольованого стику до моста, що займає положення, найбільш віддалене від торця;

2) на ремонтній ділянці, яка розташована всередині прогону, повинно бути не менше 2 м від ізольованих стиків до моста при всіх можливих його положеннях.

6.4.5. На головних тролеях, а в разі їх секціонування на кожній секції цих тролеїв і на кожній їх ремонтній ділянці повинна бути передбачена можливість установлення перемички, що закорочує між собою і заземлювальним провідником усі фази (полюси) на термін огляду та ремонту самих тролеїв або крана.

6.4.6. Головні тролеї і тролеї крана повинні виконуватись відповідно до вимог глави 2.2 ПУЕ та даного розділу.

6.4.7. На малогабаритні тролейні струмопроводи вимоги глави 2.2 ПУЕ, а також пункти 6.4.8, 6.4.9, 6.4.11, 6.4.23 і другого абзацу пункту 6.4.1 не поширюються.

6.4.8. Головні тролеї крана повинні виготовлятися з сталі, але допускається з алюмінієвих сплавів.

6.4.9. Тролеї можуть бути жорсткими або гнучкими, підвішуватись на тросах і розміщуватись у коробах або каналах. У разі застосування жорстких тролеїв необхідно передбачати пристрої для компенсації лінійних змін від температури й осідання будівлі.

6.4.10. Відстані між місцями кріплення тролеїв повинні бути такими, щоб унеможливлювалось замикання їх між собою і на заземлені частини. Ці відстані вибираються з урахуванням стріли провисання» а просто неба – з урахуванням відхилення провідника від дії вітру.

6.4.11. Для кранів, що працюють під напругою до 660 В, установлених як у приміщенні, так і просто неба, відстані у просвіті між будь-якими струмовідними частинами тролеїв різних фаз (полюсів), а також між ними й іншими конструкціями, не ізольованими від землі, повинні бути не меншими ніж 30 мм для нерухомих одна відносно іншої деталей і 15 мм для деталей, що рухаються одна відносно іншої. Для кранів, що працюють під напругою понад 660 В, ці відстані повинні бути не меншими 200 і 125 мм відповідно і забезпечені для головних тролеїв крана при всіх можливих пересуваннях крана, його візка тощо.

6.4.12. Відстані від головних тролеїв і тролеїв крана до рівня підлоги цеху або землі повинні бути не меншими ніж: при напрузі до 660 В – 3,5 м, а в місцях проїзду транспорту – 6 м; при напрузі понад 660 В – 7 м у всіх випадках.

Допускається зменшення зазначених відстаней за умови захисту тролеїв з допомогою огорож або оболонок (див. пункти 6.4.16–6.4.18).

У разі використання для електропостачання крана гнучкого кабеля вказані відстані повинні бути забезпечені при найбільшій стрілі провисання.

6.4.13. В разі прокладання тролеїв у підлозі в каналах, закритих бетонними плитами або металевими листами, а також у коробах, розташованих на висоті, меншій за 3,5 м, проміжок для переміщення кронштейна із струмознімачами не повинен знаходитись в одній вертикальній площині з тролеями. Короби тролеїв повинні бути виконані відповідно до вимог глави 2.2 ПУЕ.

У каналах, розташованих у підлозі, необхідно забезпечити відведення ґрунтових і технологічних вод.

6.4.14. Гнучкий кабель, що використовується для живлення електрообладнання крана, у місцях можливого його пошкодження має бути надійно захищений. Вибирати марку кабеля слід з урахуванням умов його роботи і можливих механічних пошкоджень.

6.4.15. Головні тролеї крана мостового типу слід розташовувати з боку, протилежного до розташування кабіни керування. Винятки дозволяються у випадках, коли головні тролеї недосяжні для випадкового дотикання до них з кабіни керування, з посадочних площадок і сходів.

6.4.16. Головні тролеї та їх струмознімачі повинні бути недоступними для випадкового дотикання до них з моста крана, сходів, посадочних площадок та інших місць, де можуть перебувати люди. Це повинно забезпечуватись відповідним їх розташуванням або огорожами.

6.4.17. У місцях можливого дотику вантажних канатів з тролеями даного крана або крана, розташованого на ярус нижче, повинні бути встановлені відповідні захисні пристрої.

6.4.18. Тролеї крана та їх струмознімачі, що не вимикаються автоматично, повинні бути обгороджені або розташовані між фермами моста крана на відстані, не доступній для обслуговування крана. Обгороджувати тролеї необхідно на всій їх довжині, а також з торців.

6.4.19. У районах, де просто неба можливе утворення на тролеях ожеледі, слід передбачати пристрій або заходи для попередження або усунення ожеледі.

6.4.20. Лінії, що живлять головні тролеї напругою до 1000 В, повинні бути обладнані вимикачами закритого типу, розрахованими на вимикання робочого струму всіх кранів, установлених в одному прогоні. Вимикачі повинні бути встановлені у доступному для вимикання місці і вимикати тролеї лише одного прогону.

Якщо головні тролеї мають дві або більше секцій, кожна з яких одержує живлення окремою лінією, то допускається посекційне вимикання тролеїв з ужиттям заходів, що унеможливлюють попадання напруги на вимкнуту секцію від інших секцій.

Вимикач, а при дистанційному управлінні – апарат керування вимикачем – повинен мати пристосування для замикання на замок у вимкнутому положенні, а також покажчик положення: «Увімкнено», «Вимкнено».

6.4.21. Для кранів, що працюють у режимах 6К, 7К та 8К відповідно до ГОСТ 25546, лінію, яка живить головні тролеї напругою до 1000 В, рекомендується захищати автоматичним вимикачем.

6.4.22. Не допускається приєднання сторонніх електроприймачів до головних тролеїв магнітних кранів, кранів, що транспортують рідкий метал, а також інших кранів, під час роботи яких зникнення напруги може призвести до аварії.

6.4.23. Головні тролеї жорсткого типу мають бути пофарбовані, за винятком їх контактної поверхні. Колір їх повинен відрізнятися від кольору конструкцій будівлі та підкранових балок, перевага надається червоному кольору. У місці підведення живлення на довжині 100 мм тролеї мають бути пофарбовані відповідно до вимог глави 1.1 ПУЕ.

6.4.24. Для подання напруги на гнучкий кабель портальних електричних кранів повинні бути встановлені колонки, спеціально призначені для цієї мети.

6.4.25. Для живлення кранів слід застосовувати гнучкі кабелі з мідними жилами, спеціально призначені для цієї мети, з урахуванням можливих механічних впливів. Усі жили вказаних провідників, у тому числі заземлювальні, повинні бути в спільній оболонці, обплетені або мати спільну ізоляцію. У такому разі слід застосовувати такі конструкції струмопроводів, які захищають жили кабелів від злому (наприклад, шлейфи гнучких кабелів, каретки для рухомого підвішування гнучких кабелів).

6.5. ПРИЛАДИ ТА ПРИСТРОЇ БЕЗПЕКИ

6.5.1. Напруга кіл керування та автоматики має бути не вищою 400 В змінного та 440 В постійного струму. На кранах, призначених для підприємств з електричною мережею напругою 500 В, допускається застосування цієї напруги.

6.5.2. Захист електрообладнання кранів повинен виконуватись відповідно до вимог глав 3.1 та 5.3 ПУЕ.

6.5.3. Крани з керуванням із кабіни або з пульта (у разі дистанційного керування) повинні бути обладнані звуковим сигналом, добре чутним у місцях переміщення і відмінним за тональністю від автомобільного.

6.5.4. Головні тролеї мають бути обладнані світловою сигналізацією про наявність напруги, а в разі секціонування тролеїв і наявності ремонтних ділянок цією сигналізацією має бути обладнана кожна секція і ремонтна ділянка.

Рекомендується безпосереднє приєднання до тролеїв сигналізаторів, у яких лампи світяться за наявності напруги на тролеях і згасають при її зникненні. Для тролеїв трифазного струму кількість ламп сигналізаторів повинна дорівнювати кількості фаз тролеїв: по одній лампі, увімкненій на кожну фазу, а для тролеїв постійного струму сигналізатор повинен мати дві лампи, увімкнені паралельно.

Для забезпечення довговічності ламп слід вживати заходів (наприклад, вмикання додаткових резисторів) для зниження напруги на їх затискачах на 10% номінального значення.

6.6. ЕЛЕКТРОПРОВОДКИ

6.6.1. Вибір і прокладання проводів та кабелів, що застосовуються на кранах, повинні здійснюватися відповідно до вимог глав 2.1 та 2.3 ПУЕ і цього розділу.

6.6.2. Прокладання проводів на кранах рекомендується виконувати в сталевих коробах і трубах.

6.6.3. На кранах усіх типів для первинних кіл, як правило, слід застосовувати проводи і кабелі з мідними жилами. Допускається застосовувати багатодротові проводи і кабелі з алюмінієвими жилами перерізом не менше 16 мм^2. Не допускається застосування проводів і кабелів з однодротовими алюмінієвими жилами в первинних колах кранів.

6.6.4. Для вторинних кіл кранів можуть застосовуватися проводи і кабелі з мідними або алюмінієвими жилами.

Для кранів, що працюють у режимах 6К, 7К та 8К відповідно до ГОСТ 25546, а також кранів, що працюють з мінеральними добривами та з рідким і гарячим металом (розливальні, заливальні та завалочні крани, крани нагрівальних колодязів тощо), а також для швидкохідних кранів (збиральні крани, перевантажувачі) слід застосовувати проводи і кабелі з мідними жилами.

6.6.5. Переріз жил проводів та кабелів вторинних кіл повинен бути не меншим 2,5 мм^2 для мідних і не меншим 4 мм^2 для алюмінієвих. Допускається застосування проводів з багатодротовими жилами перерізом не менше 1,5 мм^2 для мідних жил,

у цих випадках проводи не повинні мати механічного навантаження (див. пункт 6.6.6.).

Для вторинних кіл напругою до 60 В допускається застосування проводів і кабелів з мідними багатодротовими жилами перерізом не менше 0,5 мм^2 за умови, що приєднання жил виконано паянням і проводи не несуть механічного навантаження.

6.6.6. Допускається на електроталях, що працюють як окремо, так і в складі інших вантажопідіймальних машин, застосування захищених проводів з мідними жилами перерізом у вторинних колах і колах електромагніта гальм не менше ніж 0,75 мм^2, а в колах електродвигунів – не менше ніж 1,5 мм^2.

6.6.7. Прокладання проводів та кабелів на кранах, що працюють з рідким та гарячим металом, повинно виконуватись у сталевих трубах. На цих кранах не допускається прокладання в одній трубі силових кіл різних механізмів, кіл керування різних механізмів, силових і вторинних кіл керування одного механізму.

6.6.8. На кранах, що працюють з рідким і гарячим металом, слід застосовувати теплостійкі проводи і кабелі. Струмові навантаження на них слід визначати, виходячи з температури навколишнього повітря +60 °С.

6.6.9. У місцях, де ізоляція і оболонка проводів та кабелів можуть зазнавати впливу мастил, слід застосовувати проводи і кабелі з маслостійкими ізоляцією й оболонкою. У цих місцях допускається застосування проводів і кабелів з немаслостійкими ізоляцією і оболонкою за умови прокладання їх у трубах, що мають герметичні вводи в електродвигуни, апарати тощо.

6.6.10. Допустимі тривалі навантаження на проводи і кабелі повинні визначатися відповідно до чинних стандартів або технічних умов на їх виготовлення.

6.6.11. Напруга на затискачах електродвигунів і в колах керування ними при всіх режимах роботи електрообладнання крана має бути не нижчою 85% номінальної.

6.6.12. Проводи, які підходять до затискачів клемних рейок, а також до затискачів електробладнання, повинні мати маркування.

Якщо проводи приєднуються з допомогою рознімних з'єднань, тоді маркуванню підлягають контакти цих з'єднань. У такому разі їх конструкція повинна унеможливлювати їх невідповідне маркуванню з'єднання і також застосування спеціального інструменту для їх роз'єднання (з'єднання).

6.6.13. З'єднання, клеми і розняття повинні міститися у призначених для цього корпусах, боксах або на панелях за винятком тих, які мають власні захисні оболонки, що захищають їх від механічних пошкоджень.

6.7. ЕЛЕКТРИЧНЕ ОСВІТЛЕННЯ

6.7.1. Номінальна напруга змінного струму світильників робочого освітлення крана не повинна перевищувати 220 В. При напрузі мережі трифазного струму 380 В і вище живлення світильників слід здійснювати через знижувальні трансформатори. Допускається вмикати світильники в силову мережу трифазного струму 380 В на лінійну напругу, з'єднуючи їх у зірку.

Для пересувних кранів, що приєднуються до мережі 380/220 В гнучким чотирижильним кабелем, живлення світильників необхідно здійснювати фазною напругою.

Допускається вмикати світильники в силову мережу напругою до 600 В постійного струму, з'єднуючи їх послідовно.

Для освітлення місця роботи крана останній має бути обладнаний світильниками (прожекторами, ліхтарями).

6.7.2. Для світильників ремонтного освітлення слід застосовувати напругу не вище 25 В з живленням від трансформатора або акумулятора, установлених на крані або в пункті ремонту крана; у разі живлення від трансформатора повинні бути виконані вимоги глави 6.2 ПУЕ.

6.7.3. Вилки та розетки для світильників ремонтного освітлення повинні відповідати таким вимогам:

1) вилки не повинні входити в штепсельні розетки іншої напруги;

2) штепсельні розетки не повинні давати змогу вмикання вилок на іншу напругу;

3) штепсельні розетки не повинні мати захисного контакту.

6.8. ОРГАНИ КЕРУВАННЯ

6.8.1. Розташування органів керування повинно забезпечувати працівнику можливість роботи і спостереження за вантажозахватним органом і вантажем (за відсутності зовнішніх перешкод), не встаючи із сидіння. Напрям руху органів керування повинен, по змозі, відповідати напряму рухів крана чи його механізмів. Призначення органів керування і напрями рухів крана при цьому слід позначати графічними символами.

При ступінчастому регулюванні органи керування повинні мати окремі фіксовані положення (при безступінчастому регулюванні – лише нульове положення).

Кнопки для реверсивного пуску кожного механізму повинні мати блокування, що унеможливлює одночасне вмикання реверсивних контакторів.

6.8.2. Органи ручного керування вантажопідіймальними машинами, що керуються з підлоги, повинні мати пристрій для самоповороту в нульове положення. У разі використання контакторів утримання їх в увімкненому положенні повинно бути можливе лише безперервним натисканням на пускову кнопку.

6.8.3. Якщо вантажопідіймальна машина (крім кранів-маніпуляторів) має два або кілька постів керування, то слід передбачати блокування, що унеможливлює одночасне керування з різних постів.

6.9. ЗАХИСНІ ЗАХОДИ БЕЗПЕКИ

6.9.1. Заземлення (занулення) залежно від мережі живлення крана повинно бути виконано відповідно до вимог глави 1.7 ПУЕ. Вважається достатнім, якщо частини, що підлягають заземленню, приєднані до металевих конструкцій крана. У всіх випадках повинна бути забезпечена безперервність електричного кола металевих конструкцій. Якщо електрообладнання крана установлене на його

заземлених металевих конструкціях і на опорних поверхнях передбачені зачищені і не зафарбовані місця для забезпечення електричного контакту, то додаткове заземлення не потрібне.

Кранові рейки повинні бути надійно з'єднані на стиках (зварюванням, приварюванням перемичок достатнього перерізу, приварюванням до металевих підкранових балок) для створення безперервного електричного кола. В електроустановках, для яких застосовується заземлення, рейки повинні бути відповідно заземлені.

У разі встановлення крана просто неба рейки повинні бути з'єднані між собою і заземлені, у цих випадках для заземлення рейок слід передбачати не менше двох заземлювачів, приєднаних до рейок у різних місцях.

6.9.2. При живленні крана кабелем повинні бути виконані вимоги пункту 6.9.1, а також глави 1.7 ПУЕ, що стосуються пересувних електроустановок.

6.9.3. Корпус кнопкового апарата керування крана з підлоги повинен бути виконаний з ізоляційного матеріалу або заземлений не менше ніж двома РЕ-провідниками. Одним із двох РЕ-провідників може бути використаний тросик, на якому підвішений кнопковий апарат.

6.9.4. Панелі керування, розташовані в кабіні, повинні мати захисні пристрої у вигляді оболонок або сітчастої огорожі. Ширина проходів обслуговування цих панелей повинна бути не меншою від зазначеної в пункті 6.9.5.

Не допускається установлення в кабіні керування резисторів для електродвигунів.

6.9.5. В апаратних кабінах та інших електроприміщеннях кранів проходи обслуговування щитів та окремих панелей (магнітних контролерів та ін.) повинні відповідати таким вимогам:

1) ширина проходів, розташованих як з лицьового, так і з зворотного боку щитів і панелей, захищених за допомогою оболонки або сітчастої огорожі, повинна бути не меншою 0,6 м;

2) відстань від необгороджених неізольованих струмовідних частин, розташованих на висоті, меншій 2,2 м з одного боку проходу, до стіни та обладнання з ізольованими або захищеними струмовідними частинами, розташованими з другого боку проходу, повинна бути не менше ніж 0,8 м. Відстань між ізольованими струмовідними частинами, розташованими на висоті менше ніж 2,2 м з різних боків проходу, повинна бути не менше ніж 1 м.

6.9.6. Електричні опалювальні прилади, що установлюються в кабіні керування крана, повинні бути пожежобезпечними, а їх струмовідні частини - захищеними. Ці прилади слід приєднувати до електричної мережі після ввідного пристрою. Корпус опалювального приладу має бути заземлений.

6.10. ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ, ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ КРАНІВ НАПРУГОЮ ВИЩЕ 1000 В

6.10.1. Вимоги, наведені в пунктах 6.10.2–6.10.11, поширюються на крани з електрообладнанням напругою вище 1000 В і є додатковими до вимог, наведених вище в цьому розділі.

6.10.2. Електрообладнання напругою вище 1000 В, розташоване на кранах як відкрито, так і в електроприміщеннях, повинно виконуватись у відповідності з вимогами глави 4.2 ПУЕ.

6.10.3. Секціонування, улаштування ремонтних загонів і світлової сигналізації на головних тролеях кранів не потрібні.

6.10.4. Відстань у просвіті між головними тролеями і краном повинна бути по горизонталі не меншою 1,5 м (виняток див. у пунктах 6.10.5 і 6.10.6). У разі розташування головних тролеїв над площадками крана, на яких під час роботи або ремонту крана можуть перебувати люди, тролеї розташовуються на висоті, не меншій 3 м від рівня площадки, обгородженої зверху сіткою.

6.10.5. Площадка для установлення струмознімачів головних тролеїв повинна мати огорожу з дверима (люком). Відстань по горизонталі від головних тролеїв до цієї площадки повинна бути не меншою 0,7 м.

6.10.6. Конструкція струмознімачів головних тролеїв повинна дозволяти роз'єднання їх з тролеями. У цих випадках роз'єднувач перед вимикачем (див. пункт 6.10.7) може не установлюватись. Між тролеями і відведеними від них струмознімачами відстань повинна бути не меншою 0,7 м.

Привод струмознімачів повинен мати пристосування для замикання на замок в разі відведення струмознімачів, а також покажчики: «Увімкнено», «Вимкнено».

6.10.7. Не допускається вимикання і вмикання з допомогою струмознімачів головних тролеїв робочого струму, струму холостого ходу трансформатора та електродвигуна напругою вище 1000 В. На крані слід установлювати вимикач на боці високої напруги, розрахований на вимикання робочого струму.

На боці високої напруги трансформатора допускається установлення комутаційного апарата, розрахованого на вимикання тільки струму холостого ходу трансформатора. У цих випадках перед вимиканням трансформатора на вищій напрузі повинне бути проведене попереднє зняття всього навантаження.

6.10.8. Двері (люк) на площадку для установлення струмознімачів (див. пункт 6.10.5), привод струмознімача (див. пункт 6.10.6) і вимикач (див. пункт 6.10.7) слід об'єднувати блокуваннями, які забезпечують таке:

1) робота приводу струмознімачів на від'єднання від тролеїв і приєднання до них можлива лише після вимкнення вимикача;

2) відчинення дверей на площадку для установлення струмознімачів виконується тільки після відведення струмознімачів від тролеїв у крайнє вимкнене положення;

3) робота приводу струмознімача на з'єднання їх з тролеями можлива лише після зачинення дверей на площадку для установлення струмознімачів;

4) вмикання вимикача здійснюється лише після з'єднання струмознімачів з тролеями або після відведення струмознімачів від тролеїв у крайнє вимкнене положення.

6.10.9. Конструкція струмознімачів повинна передбачати можливість установлення перемички, що з'єднує їх між собою та з заземлювальним провідником.

6.10.10. Для проведення ремонтних робіт має бути забезпечене електропостачання крана трифазною напругою не вище 380/220 В.

6.10.11. У разі встановлення кранів просто неба слід:

1) головні тролеї захищати від атмосферних перенапруг і конструкції їх заземлити відповідно до вимог глави 2.5 ПУЕ;

2) трансформатор і електродвигуни напругою вище 1000 В, установлені на крані, захищати від атмосферних перенапруг.

7. ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ ЛІФТІВ

7.1. ГАЛУЗЬ ЗАСТОСУВАННЯ

7.1.1. Даний розділ Правил поширюється на електроустановки ліфтів, багатокабінних підйомників безперервної дії, будівельних підйомників (далі за текстом – ліфти) вантажопідйомністю 40 кг і більше. Електроустановки ліфтів повинні відповідати вимогам ДНАОП 0.00-1.02-99 і ПУЕ у тій мірі, в якій вони не змінені даним розділом. Ці Правила не поширюються на ліфти (підйомники), що установлюються в вибухонебезпечних зонах, шахтах, на об'єктах гірничої промисловості, судах і інших плавучих засобах, на літаках та інших літальних апаратах.

7.2. ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ

7.2.1. Визначення основних термінів, які застосовані в цьому розділі, за винятком пунктів 7.2.2–7.2.3, наведені в ДСТУ 3552.

7.2.2. **Багатокабінний підйомник** – стаціонарна багатокабінна вантажопідіймальна машина безперервної дії з електроприводом, призначена для підіймання і спускання людей, вхід і вихід яких із кабіни здійснюється під час її руху.

7.2.3. **Підйомник будівельний** – транспортний засіб перервної дії, який установлюється на час будівництва будь-якої споруди і призначений для підіймання і спускання будівельних матеріалів (вантажний підйомник) або будівельних матеріалів і людей (вантажопасажирський підйомник) у кабіні, яка переміщується за вертикальними напрямними з одного рівня на інший.

7.3. ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

7.3.1. Від однієї внутрішньобудинкової лінії живлення допускається живити не більше чотирьох ліфтів, розміщених в різних, не пов'язаних між собою сходових клітках і холах. У цих випадках необхідно до кожного видного пристрою установлювати вимикальний захисний апарат у машинному приміщенні.

За наявності в сходовій клітці або в ліфтовому холі двох і більше ліфтів одного призначення вони повинні живитися від двох ліній, приєднаних безпосередньо до ВРП або ГРЩ; у цих випадках число ліфтів, приєднаних до однієї лінії, не обмежується.

7.3.2. Електропроводки, які не належать до ліфта, не повинні розміщуватися в його шахті.

У шахті ліфта, призначеного для роботи в режимі «Транспортування пожежних підрозділів», прокладання вказаних електропроводок забороняється.

Допускається прокладання лінії електропроводки, якою подається живлення до ліфта в його шахті.

7.3.3. Напруга силових електричних кіл в машинному приміщенні повинна бути не вище 660 В, у кабінах, шахтах і на посадочних (вантажних) площадках ліфта, а також на площадках, де встановлено електрообладнання за відсутності машинного приміщення, – не вище 415 В 50 Гц, 440 В 60 Гц змінного струму та 460 В постійного випрямленого струму.

7.3.4. Напруга кіл керування, освітлення і сигналізації повинна бути не вище 250 В змінного струму (діюче значення) або середнього значення постійного (випрямленого) струму. Допускається для живлення вказаних кіл застосування фазного і нульового провідників.

7.3.5. Напруга кіл штепсельних розеток для живлення переносних ламп повинна бути не вище 25 В змінного струму (діюче значення), 60 В постійного (випрямленого) струму з живленням від трансформатора або акумулятора. У разі живлення від трансформаторів необхідно виконувати вимоги глави 6.2. ПУЕ.

Застосування автотрансформаторів і потенціометрів для пониження напруги не допускається.

7.3.6. Вилки та розетки для переносних ламп повинні відповідати таким вимогам:

– вилки не повинні входити в штепсельні розетки інших напруг;

– штепсельні розетки не повинні мати захисного контакту і не давати можливості вмикання вилок на інші напруги.

7.3.7. Використання металевих напрямних кабіни і противаг як струмовідводів блискавкозахисту, радіостояків і антен не допускається. У всіх приміщеннях ліфта разом із шахтою не дозволяється прокладання струмовідводів для вказаної мети.

7.3.8. Ступінь захисту оболонки з лицьового боку апаратів, доступний для пасажирів, повинен бути не нижче IP30 за ГОСТ 14254. Для пристроїв переговорного зв'язку допускається ступінь захисту – IP20.

7.3.9. Рівень перешкод радіоприйманню від електричних машин, апаратів та електропроводки, які входять у комплект електрообладнання ліфта або групової ліфтової установки, не повинен перевищувати значень, що встановлені чинними нормами.

7.4. ЕЛЕКТРОПРОВОДКИ

7.4.1. Електропроводка в машинному і блочному приміщеннях, шахті і кабіні ліфта, площадках, де встановлено електрообладнання ліфта за відсутності машинного приміщення, та внутрішній монтаж ліфтових пристроїв повинні відповідати вимогам глави 2.1 і 3.4 ПУЕ (за винятком пункту 3.4.15), а також таким вимогам:

1) електропроводку необхідно виконувати ізольованими проводами або кабелями, які не поширюють горіння, за ГОСТ 12176. Не допускається застосування силових і контрольних кабелів з ізоляцією із просоченого кабельного паперу;

2) для електропроводки можуть використовуватися проводи і кабелі з мідними й алюмінієвими жилами.

На ділянках кіл керування від поверхових рядів затискачів і рядів затискачів на кабіні до апаратів, що встановлюються в шахті і на кабіні, а також на ділянках кіл керування, що забезпечують безпеку користування ліфтом або тих, що зазнають ударів та вібрації, слід застосовувати проводи і кабелі з мідними гнучкими жилами.

При виконанні монтажу зовнішніх електричних кіл ліфтових електротехнічних виробів переріз мідних жил проводів і кабелів повинен бути не меншим для однодротових 1,5 мм^2, багатодротових у колах приєднання вимикачів, які контролюють умови безпеки, – 0,75 мм^2, у решті кіл – 0,35 мм^2. Переріз алюмінієвих жил проводів і кабелів повинен бути не менше ніж 2,5 мм^2;

3) проводи повинні мати захист від механічних пошкоджень;

4) внутрішній монтаж ліфтових апаратів і комплектних пристроїв має виконуватись проводами з мідними жилами.

У шахті ліфта допускаються: відкрите прокладання вертикально розміщених ізольованих проводів у вигляді пучків (за винятком електричної мережі за пунктом 7.4.3); прокладання горизонтально розташованих проводів у негорючих трубах; прокладання відкрито ізольованих проводів без застосування труб, електричної мережі освітлення шахти ліфта в межах шахти.

Електропроводка в шахті повинна бути розміщена так, щоб запобігти доторканню її до рухомих частин ліфта.

7.4.2. Струмопровід до кабіни, а також до противаги в разі установки на ній електричних апаратів повинен виконуватися гнучкими кабелями або гнучкими проводами з мідними жилами перерізом не менше 0,75 мм^2 кожна і замкненими в гнучкий шланг.

У струмопроводі слід передбачати не менше 5% резервних жил від загальної кількості, але не менше двох жил. Допускається для вантажного малого ліфта мати одну резервну жилу.

Кабелі й шланги слід розраховувати на сприйняття навантаження від власної ваги. Допускається їх посилення закріпленням до несучого сталевого троса.

Кабелі й шланги струмопроводу повинні бути розміщені і закріплені таким чином, щоб під час руху кабіни унеможливлювалось їх зачеплення за конструкції шахти та механічне пошкодження. У разі застосування для струмопроводу декількох кабелів або шлангів вони повинні бути скріплені поміж собою.

7.4.3. Допускається прокладати разом (в одному пучку, трубі, кабелі тощо) ізольовані провідники різних кіл одного ліфта незалежно від роду струму і напруги за умови, що ізоляція усіх провідників розрахована на найбільшу напругу.

Якщо можливий негативний вплив різних кіл одне на одного (виникнення індуктивних наводок, перешкод тощо), то в разі сумісного прокладання провідників слід застосовувати екранування або інші захисні засоби.

Не дозволяється сумісне прокладання з іншими електричними колами ліфта кіл освітлення шахти.

7.4.4. Проводи, які підходять до затискачів клемних рейок та електрообладнання, повинні мати маркування. Якщо проводи приєднуються за допомогою

рознімних з'єднань, тоді маркуванню підлягають контакти останніх. У цих випадках конструкція рознімних з'єднань повинна унеможливлювати їх неправильне з'єднання, а також застосування спеціальних інструментів для їх роз'єднання (з'єднання).

7.4.5. З'єднання, клеми і розняття повинні міститися в корпусах, боксах або на панелях, для них призначених, за винятком тих, які мають власні захисні оболонки, що захищають їх від механічних пошкоджень.

7.4.6. Якщо після розімкнення ввідного пристрою або вимикачів ліфта деякі клеми залишаються під напругою (наприклад, від спареного ліфта), вони повинні бути відокремлені від клем без напруги, а якщо напруга перевищує 25 В, то відповідно промарковані.

7.5. ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ МАШИННОГО ПРИМІЩЕННЯ

7.5.1. Машинне приміщення ліфтів повинно бути недоступним для сторонніх осіб.

Розміщення електрообладнання та проходи для обслуговування повинні відповідати вимогам ДНАОП 0.00-1.02-99 (розділ 6.3).

7.5.2. Машинне приміщення ліфта в частині впливу факторів навколишнього середовища повинно відповідати таким вимогам: температура – не нижче плюс 5 °С і не вище +40 °С; відносна вологість повітря – не більше 80% при +25 °С; унеможливлення конденсації вологи; відсутність струмопровідного пилу.

7.5.3. У машинному приміщенні безпосередньо біля входу слід установлювати ввідний пристрій для подачі або зняття напруги з ліфта (див. також пункт 7.3.1).

7.5.4. Контактори для реверсування повинні мати механічне або електричне блокування.

7.6. ЕЛЕКТРИЧНІ ЗАСОБИ ЗАХИСТУ

7.6.1. Захист повинен відповідати вимогам глав 3.1, 5.3 ПУЕ, а також додатковим вимогам, викладеним у даному розділі.

7.6.2. Для захисту всіх електродвигунів ліфта від короткого замикання слід застосовувати автоматичні вимикачі з електромагнітними і тепловими розчіплювачами.

Не допускається застосування для захисту електродвигунів плавких запобіжників.

7.6.3. Електродвигуни лебідки ліфта, перетворювальних агрегатів ліфта, крім захисту від короткого замикання, повинні мати захист від перевантаження.

Рекомендується захист від перевантажень здійснювати за допомогою вбудованого в електродвигун датчика температури або автоматичним вимикачем з тепловим розчіплювачем.

7.6.4. Кола керування, освітлення і сигналізації ліфта можуть мати захист тільки від коротких замикань.

7.6.5. Апарати захисту допускається не встановлювати в місцях зменшення перерізу ліній кіл керування, освітлення, сигналізації, електродвигуна приводу дверей.

7.7. ЕЛЕКТРИЧНЕ ОСВІТЛЕННЯ

7.7.1. Кабіна, шахта (при суцільному її обгородженні) і приямок ліфта, крім вантажного малого та вантажного тротуарного ліфтів, а також машинне і блочне приміщення, площадки перед дверима шахти, проходи й коридори, які ведуть до ліфта, до машинного і блочного приміщень приямка, а в багатокабінному підйомнику також приміщення натяжних пристроїв повинні бути обладнані робочим електричним освітленням. Машинне приміщення, крім робочого освітлення, повинно бути обладнане аварійним електричним освітленням.

Кожна кабіна багатокабінного підйомника може бути освітлена за допомогою світильників, установлених у кабінах або зовні.

7.7.2. Кабіна ліфта, крім робочого, повинна мати аварійне електричне освітлення в разі підключення робочого освітлення кабіни після автоматичного вимикача силового кабеля або в разі застосування однієї лампи для робочого освітлення кабіни ліфта, в якому дозволяється транспортування людей. Допускається живлення аварійного освітлення кабіни ліфта виконувати від самостійного джерела живлення (акумулятора).

7.7.3. Живлення електричного освітлення приміщень ліфта, зазначених вище, повинно бути незалежним від живлення лебідки. Це забезпечується шляхом подачі живлення від відповідних освітлювальних мереж будинку.

7 7.4. Для освітлення шахти ліфта повинні бути встановлені стінні патрони з лампами розжарювання.

У багатокабінного підйомника джерела світла, розміщені в шахті, повинні бути недоступні для пасажирів або мати надійну огорожу.

Освітлення глухих шахт підйомників з автоматичними дверима дозволяється виконувати шляхом установлення однієї лампи на кабіні і однієї лампи під кабіною.

7.7.5. Освітленість у приміщеннях ліфта, зазначених у пункті 7.7.1, повинна відповідати вимогам ДНАОП 0.00-1.02-99.

7.8. ЗАХИСНІ ЗАХОДИ БЕЗПЕКИ

7.8.1. Для захисту людей від ураження електричним струмом та іншого травматизму слід уживати заходів безпеки згідно з нормативними документами (ДНАОП 0.00-1.02 і ПУЕ).

7.8.2. Живлення ліфта повинно виконуватися від електричної мережі змінного струму з глухозаземленою нейтраллю з системою заземлення типу TN-S або TN-C-S напругою не вище ніж указано в пункті 7.3.3.

7.8.3. Занулення (заземлення) електрообладнання ліфта слід виконувати за системою типу TN-S. Роз'єднання нульового робочого N-провідника та нульового захисного PE-провідника слід виконувати, починаючи від ввідного пристрою в разі підключення до мережі живлення з системою заземлення типу TN-C-S.

7.8.4. Нульові робочі N-провідники повинні мати ізоляцію, рівноцінну фазним.

7.8.5. Для заземлення кабіни ліфта з електрообладнанням як нульовий захисний PE-провідник слід використовувати одну або декілька жил кабеля (один або декілька проводів) струмопідводу до кабіни.

Як додаткові захисні заземлювальні провідники рекомендується використовувати екранувальні оболонки і несучі троси кабеля струмопроводу.

7.8.6. У шахті ліфта слід застосовувати систему зрівнювання потенціалів відповідно до вимог пункту 1.7.47 ПУЕ. Переріз захисних провідників повинен відповідати вимогам таблиці 7.1.

7.8.7. Усі струмопровідні частини електрообладнання ліфта повинні бути надійно приєднані до нульового захисного РЕ-провідника.

Як захисні РЕ-провідники можуть використовуватися: жили багатожильних кабелів, ізольовані або неізольовані проводи, стаціонарно прокладені неізольовані або ізольовані провідники, металеві оболонки кабелів, труби тощо.

Забороняється використовувати металеві напрямні кабіни і противаги ліфта як захисні провідники.

Таблиця 7.1. **Найменш допустимі перерізи захисних провідників**

Переріз фазних провідників, мм^2	Найменший переріз захисних провідників, мм^2
S = 16	S
16 < S = 35	16
S > 35	S/2

7.8.8. Металеві напрямні кабіни і противаги повинні бути приєднані у верхній і нижній частинах до нульового захисного РЕ-провідника. При цьому місця стиків напрямних повинні забезпечувати безперервність електричного кола.

7.8.9. Як захисні РЕ-провідники для занулення (заземлення) електрообладнання, розміщеного на кабіні, а також на елементах ліфта, які зазнають ударів і вібрацій, слід використовувати гнучкі багатодротові провідники.

7.8.10. Система керування ліфтами, що розраховані на роботу в режимі «Пожежа» та режимі «Транспортування пожежних підрозділів», повинна відповідати вимогам ДБН В.2.2-9 (додаток Ж).

7.9. УСТАНОВКИ З БЕЗКОНТАКТНОЮ АПАРАТУРОЮ КЕРУВАННЯ

7.9.1. Забороняється застосування безконтактних пристроїв, що контролюють умови безпеки ліфта та кіл вимикачів.

7.9.2. Електричні кола контактних електротехнічних пристроїв повинні бути гальванічно розділені з електричними колами безконтактних пристроїв. Гальванічне розділення рекомендується виконувати за допомогою вхідних узгоджувальних елементів або реле, контакти яких призначені для роботи в колах з низькою напругою і малими струмами.

7.9.3. Блоки живлення системи керування з логічними елементами повинні мати захист від короткого замикання, перевантажень і зниження вихідних напруг із сигналізацією про його спрацювання. Захист слід будувати так, щоб у разі короткого замикання, перевантаженні або зниженні напруги в одному колі вимикалися всі вхідні кола блока живлення.

7.9.4. Системи керування на основі мікро-ЕОМ (мікропроцесорні) повинні забезпечувати можливість контролю, діагностики обладнання і введення програ-

мованих параметрів під час пуско-налагоджувальних робіт і технічного обслуговування ліфта за допомогою вбудованих або переносних пристроїв.

7.9.5. Системи керування ліфтами з блоками логіки на безконтактних елементах (не мікропроцесорні) повинні мати прилади сигналізації для візуального контролю основних параметрів стану електрообладнання.

8. ЕЛЕКТРОЗВАРЮВАЛЬНІ УСТАНОВКИ

8.1. ГАЛУЗЬ ЗАСТОСУВАННЯ

8.1.1 Вимоги цього розділу Правил поширюються на зварювальні установки дугового зварювання, які обладнуються та використовуються в закритих приміщеннях або просто неба для виконання електротехнологічних процесів зварювання, наплавлення і різання металів.

Вимоги цього розділу поширюються на установки дугового зварювання, в яких використовуються плавкі і неплавкі електроди під час обробки (з'єднання, порізу) металевих виробів у повітряному або в середовищі захисних газів (аргон, двоокис вуглецю та ін.), а також під шаром флюсу. Вимоги до інших видів зварювання та до зварювально-складських приміщень і дільниць регламентуються спеціальними нормативними документами.

8.1.2. Зварювальні установки повинні відповідати вимогам розділів 1–6 ПУЕ в тій мірі, в якій вони не змінені цим розділом, а також ДСТУ 2456, ГОСТ 12.2.007.8, ДНАОП 0.00-1.21-98.

8.2. ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ

8.2.1. Визначення основних термінів, які застосовані в цьому розділі, за винятком пунктів 8.2.2–8.2.5, наведені в ДСТУ 3761.2 та ДСТУ 3761.3.

8.2.2. **Джерело зварювального струму** – спеціальний електротехнічний пристрій, здатний забезпечувати подачу електричної енергії з відповідними параметрами для перетворення її в необхідну кількість тепла в зоні плавлення або нагрівання металу до пластичного стану для виконання електротехнологічних процесів зварювання, наплавлення, різання.

8.2.3. **Зварювальне коло** – електричне коло електрозварювальної установки, призначене для проходження зварювального струму від вихідних затискачів його джерела до деталі (виробу).

8.2.4. **Однопостові та багатопостові джерела зварювального струму** – джерела, які забезпечують живлення відповідно одного або декількох зварювальних постів.

8.2.5. **Автономна зварювальна установка** – установка, яка забезпечує електротехнологічний процес зварювання без підключення її до електричної мережі (наприклад, установка зі зварювальним агрегатом, у якого приводним двигуном є двигун внутрішнього згорання та інші).

8.3. ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

8.3.1. Обладнання зварювальних установок повинно мати відповідний ступінь захисту залежно від умов навколишнього середовища. Конструкція і розташування цього обладнання, огорож та блокувань повинні забезпечувати унеможливлення його механічного пошкодження, а також випадкового дотику до частин, що обертаються або перебувають під напругою.

Зварювальні роботи слід виконувати згідно з вимогами ГОСТ 12.3.003, ГОСТ 12.1.038 та ДНАОП 0.00-1.21-98 (підрозділ «Вимоги до електрозварювальних робіт та обладнання»).

8.3.2. Розміщення обладнання зварювальних установок, його вузлів та механізмів, а також органів керування повинно забезпечувати вільний, зручний та безпечний доступ до них. Окрім того, розташування органів керування повинно забезпечувати можливість швидкого вимикання обладнання та зупинення всіх його механізмів.

8.3.3. Для зварювальних установок, обладнання яких потребує оперативного обслуговування на висоті більше ніж 1,3 м, необхідно споруджувати робочі площадки, огороджені поручнями, з постійними сходами, виконаними із негорючих матеріалів за ДСТУ Б В.2.7-19. Настил робочої площадки повинен мати покриття з діелектричного матеріалу за класом стійкості щодо горіння FH(ПГ)1 згідно з ГОСТ 28779.

8.3.4. Органи керування зварювальними установками, які не мають фіксаторів положення, слід огороджувати, щоб уникнути випадкового їх увімкнення або вимкнення.

8.3.5. Як джерело зварювального струму слід застосовувати тільки спеціально для цього передбачені зварювальні трансформатори або перетворювачі статичні чи двигун-генераторні з електродвигунами або двигунами внутрішнього згорання, які задовольняють вимоги чинних стандартів. Зварювальні агрегати переносних або пересувних зварювальних установок можна розташовувати на автомобільних причепах, обладнаних гальмами та знаками згідно з «Правилами дорожнього руху».

8.3.6. Шафи комплектних пристроїв та корпуси зварювального обладнання (машин), які мають неізольовані струмовідні частини, що перебувають під напругою вище 25 В змінного або вище 60 В постійного струму, повинні оснащуватися блокуванням, яке забезпечує при відчиненні дверей (дверцят) вимкнення пристроїв, шафи (корпуса). У цих випадках вхідні затискачі, які залишаються під напругою, повинні бути захищені від випадкового дотику, а обладнання блокування має бути без відкритих струмовідних частин, що перебувають під напругою при відчинених дверях (дверцятах).

Допускається замість блокування застосовувати замки із спеціальними ключами, якщо під час роботи немає потреби відчиняти двері.

8.3.7. Напруга первинного кола зварювальної установки повинна бути не вище 660 В. Коло повинно містити в собі комутаційний та захисний електричні апарати. Зварювальні кола не повинні мати з'єднань з електричними колами, які приєднані до мережі (у тому числі з електричними колами обмоток збудження генераторів перетворювачів, які живляться від мережі).

8.3.8. Електричне навантаження декількох однофазних джерел зварювального струму повинно по змозі рівномірно розподілятися між фазами трифазної мережі.

8.3.9. Електричне навантаження зварювальних установок не повинно зменшувати нижче, ніж нормується чинним стандартом показників якості електроенергії у споживачів, які приєднані до мережі загального користування. За потреби слід вживати відповідних заходів для зменшення впливу зварювальної установки на електричну мережу.

8.3.10. Для визначення зварювального струму установка ручного дугового зварювання повинна мати вимірювальний прилад. Електрозварювальні установки з однопостовим джерелом зварювального струму можуть не мати вимірювальних приладів, якщо джерело струму має шкалу вимірювання на регуляторі.

8.3.11. Переносні та пересувні зварювальні установки (крім автономних) слід приєднувати до електричних мереж безпосередньо кабелем.

8.3.12. Приєднання переносної або пересувної зварювальної установки безпосередньо до стаціонарної електричної мережі потрібно здійснювати з використанням комутаційного і захисного апаратів з розбірними або рознімними контактними з'єднаннями. Обов'язкова наявність блокування, яке унеможливлює вмикання та вимикання цих з'єднань при увімкнутому положенні комутаційного апарата.

8.3.13. Кабельна лінія первинного кола переносної (пересувної) зварювальної установки від комутаційного апарата до джерела зварювального струму повинна виконуватися гнучким шланговим кабелем з мідними жилами, який не поширює горіння згідно з ГОСТ 12176 з ізоляцією і в оболонці (шланзі) з гуми або пластмаси, які не розповсюджують горіння.

8.3.14. Установки з автоматичним і механізованим дуговим зварюванням з дистанційним регулюванням режиму роботи джерела зварювального струму рекомендується обладнувати двома комплектами органів керування приладами (рукояток, кнопок та ін), один з яких розташовується біля джерела зварювального струму, другий – на пульті керування зварювальною установкою. Для вибору виду керування регулятором (місцевого або дистанційного) слід установлювати перемикач, який забезпечує блокування, що унеможливлює помилкове увімкнення. Замість блокування допускається передбачати механічний замок із спеціальним ключем.

8.3.15. Зварювальне коло слід виконувати гнучкими багатожильними зварювальними кабелями з мідними жилами з гумовою ізоляцією і в гумовій оболонці (див. пункт 6.7.64 ДНАОП 0.00-1.21-99).

Кабелі не повинні поширювати горіння згідно з ГОСТ 12176.

8.3.16. Переріз кабелів зварювального кола доцільно вибирати, виходячи з того, що густина струму в кабелі при номінальній напрузі не повинна перевищувати 5 А/мм^2.

8.3.17. У зварювальних установках, окрім заземлення корпусів та інших металевих не струмовідних частин обладнання (згідно з розділом 1.7 ПУЕ), слід заземлювати той затискач вторинного кола джерела зварювального струму, який з'єднується провідником (зворотний провід) з виробом.

8.3.18. Зварювальне електрообладнання для приєднання заземлювального провідника повинно мати болт (гвинт, шпильку) з контактною поверхнею, яка розміщена в доступному місці з написом «Земля» (або умовним знаком заземлення за ГОСТ 2.721). Діаметр болта та площина контактної поверхні повинні бути не менше ніж за ГОСТ 12.2.007.0.

8.3.19. Рознімні з'єднувачі проводів для вмикання в електричне коло напругою вище 25 В змінного струму і вище 60 В постійного струму переносних пультів

керування зварювальних автоматів та напівавтоматів повинні бути обладнані заземлювальними затискачами.

8.4. ВИМОГИ ДО ПРИМІЩЕНЬ ДЛЯ ЗВАРЮВАЛЬНИХ УСТАНОВОК ТА ОРГАНІЗАЦІЇ РОБОЧИХ МІСЦЬ

8.4.1. Для зварювальних установок та зварювальних постів, які передбачені для постійних зварювальних робіт у будинках, що не є зварювально-складальними цехами і дільницями, повинні бути передбачені спеціальні приміщення із стінами з негорючих матеріалів. Площа і об'єм таких приміщень та система їх вентиляції повинні відповідати вимогам ДСТУ 2456.

8.4.2. Зварювальні пости допускається розміщувати у вибухо- та пожежонебезпечних зонах тільки для тимчасових зварювальних робіт, які повинні виконуватися з дотриманням вимог НАПБ В.05.003-74/112.

8.4.3. Зварювальні пости для постійного виконання зварювальних робіт відкритою дугою або в середовищі захисних газів виробів малих та середніх розмірів безпосередньо у виробничих цехах у пожежобезпечних зонах повинні розміщуватися в спеціальних кабінах із стінами з негорючих матеріалів.

Кабіни повинні бути з відкритим верхом, а їх стіни – заввишки 2 м. Між стінами кабіни та підлогою необхідно залишати зазор не менше 50 мм при зварюванні відкритою дугою і 300 мм при зварюванні в середовищі захисних газів. Цей зазор має бути огороджений сіткою з неспалимих матеріалів з розміром чарунок 1,0×1,0 мм.

Якщо над кабіною рухається мостовий кран, то верх кабіни слід закрити сіткою з чарунками розміром не більше ніж 50×50 мм.

Вільна площа в кабіні на один зварювальний пост повинна становити не менше ніж 3 м^2.

8.4.4. Тимчасове виконання робіт на зварювальних постах відкритою дугою або під флюсом дозволяється безпосередньо в пожежонебезпечних приміщеннях за умов огородження місця роботи щитами або шторами з негорючих матеріалів заввишки не менше 1,8 м.

8.4 5. У разі ручного зварювання відкритою дугою або під флюсом та при автоматичному зварюванні відкритою дугою повинно передбачатися відсмоктування газів безпосередньо із зони зварювання.

9. УСТАНОВКИ ЕЛЕКТРИЧНОГО КАБЕЛЬНОГО ОБІГРІВАННЯ

9.1. ГАЛУЗЬ ЗАСТОСУВАННЯ

9.1.1.Даний розділ поширюється на стаціонарні установки електричного кабельного обігрівання (далі – ЕКО) різного призначення напругою до 1000 В, у яких як елемент, що випромінює тепло, використовуються спеціальні електричні кабелі, розраховані на температуру нагрівання жили до +100 °С.

Вимоги даного розділу поширюються на всі елементи установок ЕКО, призначених для: обігрівання приміщень різного призначення (крім складських приміщень категорії А, Б, В згідно з ОНТП-24), у випадках, коли нагрівальні кабелі розташовані в огороджувальних будівельних конструкціях; обігрівання з метою запобігання обмерзанню покрівель, сходів підземних переходів, відкритого і закритого ґрунту (відкриті і закриті спортивні споруди, вулиці, дороги, теплиці тощо).

9.1.2. Вимоги даного розділу не поширюються на установки електричного обігрівання для технологічних потреб, за винятком теплиць та спортивних споруд.

9.1.3. Установки електричного кабельного обігрівання та електротехнічне обладнання, яке в них використовується, крім вимог даного розділу, повинні відповідати вимогам розділів 1–5 даних Правил та розділам 1–6 ПУЕ.

9.2. ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ

9.2.1 **Установка електричного кабельного обігрівання** – сукупність функціонально пов'язаних між собою нагрівальних кабелів, електротехнічних виробів загального призначення, кабельних ліній та електропроводок для зовнішнього з'єднання нагрівальних секцій з мережею живлення.

9.2.2. **Нагрівальний кабель** – кабельний виріб, що перетворює електричну енергію в теплову з метою нагрівання.

9.2.3. **Кабельна нагрівальна секція** – секція з тепловипромінюючим елементом у вигляді нагрівального кабеля.

9.2.4. **Монтажні кінці** – елемент нагрівальної секції, виконаний з установочного силового кабеля або проводу і призначений для з'єднання нагрівального кабеля секції з мережею електричного струму.

9.2.5. **З'єднувальна муфта** – елемент кабельної нагрівальної секції, призначений для електричного і механічного з'єднання нагрівального елемента з монтажними кінцями або нагрівальних елементів між собою з герметизацією і механічним захистом місця з'єднання.

9.2.6. **Кінцева муфта** – елемент кабельної нагрівальної секції, призначений для електричного і механічного з'єднання нагрівальних жил із струмовідними жилами або нагрівальних жил поміж собою з герметизацією і механічним захистом місця з'єднання або тільки для герметизації кінця секції нагрівального кабеля, до якого не приєднані монтажні кінці.

9.2.7. **Саморегулювальний кабель** – кабель, який за своєю конструкцією має властивість самостійно зменшувати своє тепловипромінювання до достатньо низького значення в разі підвищення температури навколишнього середовища.

9.3. ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

9.3.1. Живлення установок ЕКО слід виконувати від мережі напругою 380/220 В з системою заземлення TN-S або TN-C-S, розрахованою на навантаження від установок ЕКО як від струмоприймачів з постійно діючою номінальною потужністю.

9.3.2. Розподільна мережа, апаратура керування і захисту установок ЕКО повинні мати тривало допустимий струм не менше 125% номінального струму навантаження.

9.3.3. У групових мережах установок ЕКО струм фази не повинен перевищувати 30 А незалежно від кількості відгалужень.

9.3.4. В установках ЕКО слід застосовувати терморегулятори для підтримки заданого температурного режиму. Температура на поверхні установок ЕКО не повинна перевищувати значень, які встановлені СНиП 2.04.05.

9.3.5. У розподільних мережах установок ЕКО слід застосовувати три- і п'ятипровідні лінії.

9.3.6. Для електроакумуляційного обігрівання підлог слід застосовувати дві робочі незалежні одна від одної установки ЕКО. Керування однією (базовою) з них повинно виконуватись автоматичними пристроями згідно з технічними умовами електропостачальної організації.

9.4. ВИБІР ТА ПРОКЛАДАННЯ ЕЛЕКТРОНАГРІВАЛЬНИХ ЕЛЕМЕНТІВ

9.4.1. В установках ЕКО, як правило, потрібно застосовувати екрановані нагрівальні кабелі.

9.4.2. В установках ЕКО, під час експлуатації яких кабельні нагрівальні секції можуть зазнавати значних механічних впливів, слід застосовувати броньовані нагрівальні кабелі або кабелі з підвищеною механічною міцністю.

9 4.3. У разі укладання кабельних нагрівальних секцій в бетон чи цементно-піщаний розчин слід застосовувати екранований та неекранований нагрівальні кабелі з потужністю тепловипромінювання відповідно не більше 50 Вт/м та 20 Вт/м.

9.4.4. При прокладанні нагрівальних кабельних секцій поміж дерев'яними будівельними конструкціями слід застосовувати секції з одножильним екранованим нагрівальним кабелем потужністю тепловипромінювання не більше 10 Вт/м.

9.4.5. Нагрівальний кабель, що прокладається відкрито на покрівлях, повинен бути стійкий до впливу прямих сонячних променів.

9.4 6. Нагрівальний кабель, що укладається в литий асфальт, повинен витримувати підвищену температуру навколишнього середовища +250 °С на час його укладання.

9.4.7. Забороняється на елементах покрівлі, де можливе скупчення листя дерев та іншого сміття, а прибирання сміття утруднене, застосовувати нагрівальний кабель постійної потужності. У цих випадках слід використовувати саморегулювальний кабель.

9.4.8. Нагрівальні кабелі, що можуть зазнавати впливу агресивних середовищ, повинні мати відповідний захист.

9.4.9. За всією довжиною нагрівальний кабель слід прокладати в середовищі, однорідному за своїми теплопровідними властивостями.

9.4.10. Забороняється під час прокладання кабельних нагрівальних секцій змінювати (скорочувати) довжину нагрівального кабеля.

9.4.11. Відстань між сусідніми трасами нагрівального кабеля в підлозі, стелі або стіні не повинна бути менше 25 мм між центрами.

9.4.12. Відстань від нагрівальних кабелів до установчої електроапаратури (розетки, вимикачі, освітлювальна апаратура) повинна бути не менше 200 мм.

9.4.13. У разі прокладання кабельних нагрівальних секцій в підлозі їх перехрещення з силовими кабелями та груповими мережами дозволяється за таких умов:

– силові кабелі прокладаються в трубах нижче нагрівальних на відстані не менше 50 мм;

– силові кабелі повинні вибиратися з урахуванням додаткового нагріву (температура навколишнього середовища +50 °С).

9.4.14. При прокладанні нагрівальних кабелів на стелях або в стінах вони не повинні перехрещуватися з силовими кабелями, що не належать до них.

9.4.15. В установках ЕКО, призначених для обігрівання приміщень, кабельні нагрівальні секції слід, як правило, прокладати в межах одного приміщення. Допускається використовувати одну нагрівальну секцію для обігрівання не більше двох суміжних приміщень з однаковими умовами тепловіддачі. Під перегородкою, що розділяє приміщення, нагрівальний кабель може пройти не більше двох разів, і в цьому випадку повинен бути замурований цементно-піщаним розчином завтовшки не менше 20 мм.

9.4.16. У разі прокладання в приміщенні більше однієї кабельної нагрівальної секції нагрівальні кабелі кожної секції слід кріпити окремими елементами кріплення.

9.4.17. Забороняється прокладання нагрівальних кабелів через температурні шви.

9.4.18. У разі застосування установок ЕКО для обігрівання стелі всі елементи конструкції під несучим перекриттям повинні бути з неструмопровідних матеріалів, за винятком елементів для підвішування стелі, шурупів, болтів, скоб, затискачів тощо. Відстань між цими струмопровідними елементами і нагрівальними кабелями повинна бути не менше ніж 30 мм.

9.4.19. Електропроводка, що розташовується над підігріваною стелею, повинна мати відстань від стелі не менше ніж 50 мм, і її робочий режим слід розраховувати, як режим при температурі повітря +50 °С.

9.4.20. У разі укладання кабельних нагрівальних секцій в бетон з'єднувальні муфти і не менше ніж 100 мм монтажних кінців слід закладати в бетон або цемент тим самим способом, що й нагрівальний кабель.

9.4.21. Розподільні коробки для підведення живлення до нагрівальних секцій слід установлювати максимально наближено до нагрівальних кабелів.

9.4.22. У розподільній коробці слід розміщувати не менше ніж 150 мм вільної довжини монтажних кінців з маркуванням.

9.5. ЗАХИСНІ ЗАХОДИ БЕЗПЕКИ

9.5.1. Нагрівальний кабель не повинен створювати небезпеку займання навколишнього середовища. В умовах нормальної експлуатації нагрівальний кабель не повинен нагрівати предмети, які вироблені з горючих матеріалів, до температури вище +80 °С.

9.5.2. Для захисту від пожежі слід застосовувати автоматичні обмежувачі температури. Допускається не використовувати автоматичні обмежувачі температури в таких випадках: монтаж нагрівального кабеля виконано у вогнетривкому середовищі (наприклад, кабель, залитий бетоном); застосовується саморегулювальний нагрівальний кабель.

9.5.3. В установках ЕКО слід застосовувати ПЗВ з номінальним диференціальним струмом спрацьовування не більше 30 мА. Допускається використовувати

ПЗВ з номінальним диференціальним струмом спрацьовування до 100 мА, якщо натуральний диференціальний струм витоку нагрівальних секцій перевищує 10 мА (виняток – пункт 9.5.4).

9.5.4. Забороняється застосовувати ПЗВ з номінальним диференціальним струмом опрацьовування понад 30 мА в таких випадках: нагрівальні кабелі доступні дотику (наприклад, для обігрівання водостічних труб і жолобів); нагрівальні кабелі застосовуються для обігрівання приміщень житлових, громадських, сільськогосподарських будинків та споруд, приміщень з вибухо- пожежонебезпечними зонами; нагрівальні кабелі не мають металевої оболонки (екрана) або приєднані до електромережі через розетку з вилкою.

9.5.5. З'єднання з електричною мережею за допомогою штепсельної вилки допускається тільки для саморегулювальних нагрівальних кабелів.

9.5.6. Допускається застосовувати один ПЗВ на групу кабельних нагрівальних секцій (груповий ПЗВ). У таких випадках кожну кабельну нагрівальну секцію слід захищати окремим автоматичним вимикачем.

9.5.7. Металеву оболонку (екран) нагрівальних кабелів слід приєднувати до захисного РЕ-провідника розподільної мережі установок ЕКО з обох кінців з допомогою затискачів чи болта.

9.5.8. У разі застосування нагрівального кабеля без металевої оболонки (екрана) над ним слід укладати рулонну металеву сітку з розміром чарунок 50×50 мм і приєднувати її до системи зрівнювання потенціалів.

9.5.9. На всіх об'єктах, оснащених установками ЕКО, слід установлювати попереджувальні таблички так, щоб їх було добре видно.

Додаток 1
до пункту 2.5.9
«Правил будови електроустановок.
Електрообладнання спеціальних
установок»

КЛАСИФІКАЦІЯ ЗОН З ЕЛЕКТРОБЕЗПЕКИ У ПРИМІЩЕННЯХ САУН З ЕЛЕКТРОНАГРІВАЛЬНИМИ ПРИЛАДАМИ

Для забезпечення безпеки та вибору електрообладнання приміщення саун розподіляються на чотири зони з наступними розмірами (див. рисунок 2.5.9):

– зона 1, в якій допускається розміщення тільки електронагрівальних приладів;

– зона 2, для якої вимоги щодо теплостійкості для електрообладнання не встановлюються;

– зона 3, в якій електрообладнання повинно витримувати температуру не нижче +125 °С, а ізоляція проводів і кабелів – не нижче +170 °С;

– зона 4, в якій повинні установлюватися тільки пристрої керування приладами електронагрівання (термостати і обмежувачі температури) і електропроводка до них. Електропроводка повинна витримувати температуру не нижче +170 °С.

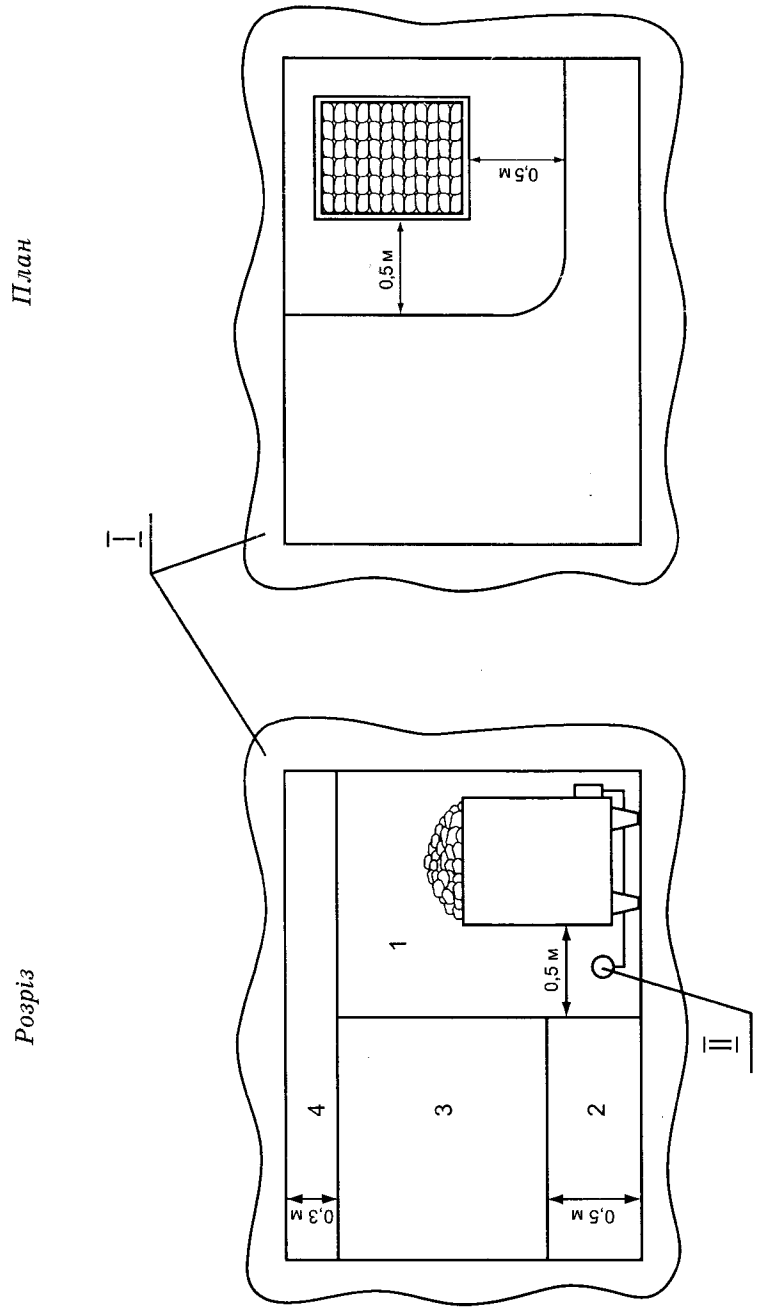


Рисунок 2.5.9 – Розміри зон

1, 2, 3, 4 – зони; I – теплоізоляція; II – з'єднувальна коробка.

Додаток 2
до пункту 2.6.5
«Правил будови електроустановок.
Електрообладнання спеціальних
установок»

КЛАСИФІКАЦІЯ ЗОН З ЕЛЕКТРОБЕЗПЕКИ У ПРИМІЩЕННЯХ ВАНН ТА ДУША

Для забезпечення безпеки та вибору електрообладнання приміщення ванн та душа розподіляються на чотири зони з наступними розмірами (дав. рисунок 2.6.5).

Зона 0 – внутрішній об'єм ванни або душового піддона.

Зона 1 обмежується:

– зовнішньою вертикальною площиною ванни, душового піддона або вертикальною площиною на відстані 0,60 м від душового розбризкувача для душа без піддона;

– підлогою та горизонтальною площиною на відстані 2,25 м над підлогою.

Зона 2 обмежується:

– зовнішньою вертикальною площиною зони 1 та паралельною їй вертикальною площиною на відстані 0,60 м;

– підлогою та горизонтальною площиною на відстані 2,25 м над підлогою.

Зона 3 обмежується:

– зовнішньою вертикальною площиною зони 2 та паралельною їй вертикальною площиною на відстані 2,40 м;

– підлогою та горизонтальною площиною над підлогою на відстані 2,25 м.

Розміри вимірюються з урахуванням стін та стаціонарних перегородок.

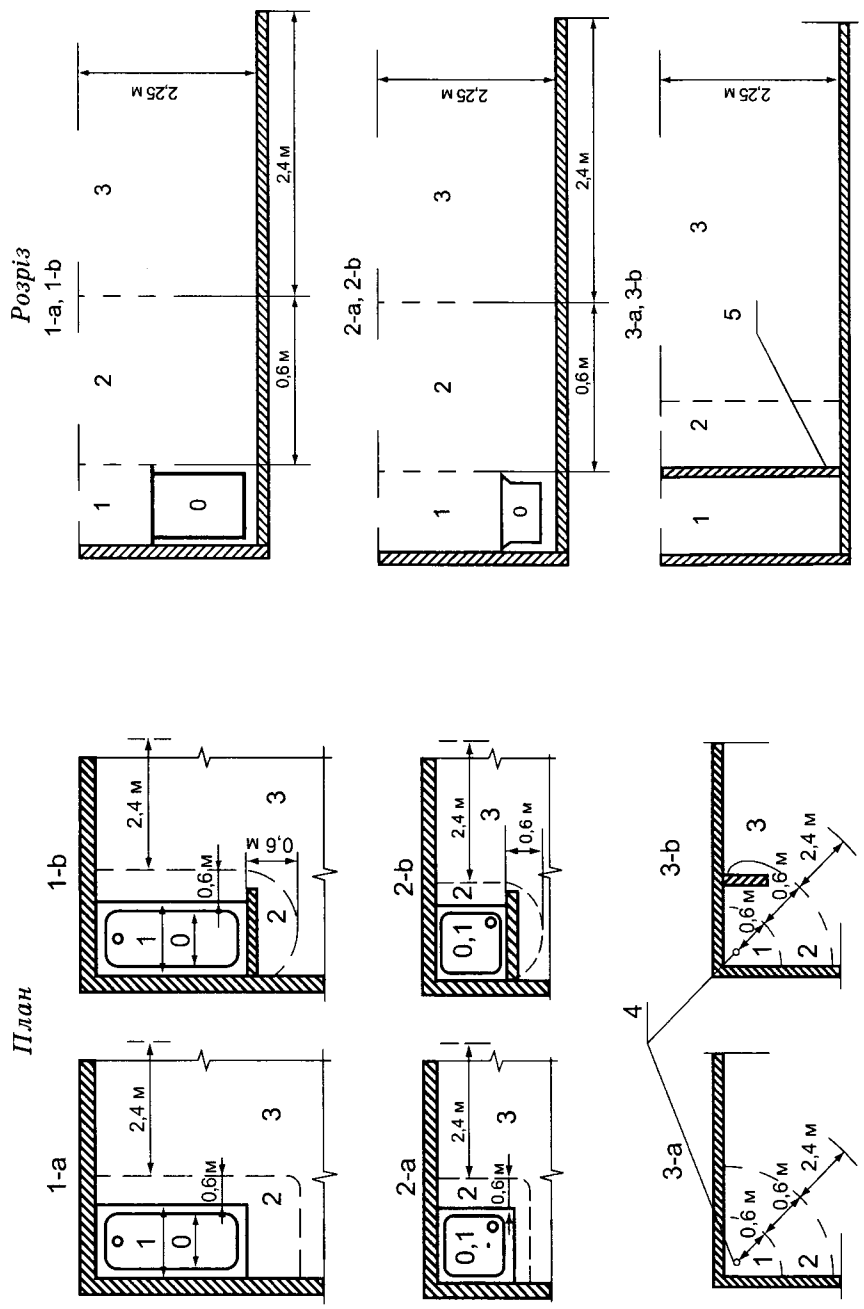


Рисунок 2.6.5 – Розміри зон:

1-а – ванна; 1-b – ванна зі стаціонарною перегородкою; 2-а – душ з піддоном; 2-b – душевий піддон зі стаціонарною перегородкою; 3-а – душ без піддона; 3-b – душ без піддона, але зі стаціонарною перегородкою; 0, 1, 2, 3 – зони; 4 – розбризкувач душа; 5 – стаціонарна стіна-перегородка.

ЗМІСТ

РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНІ ПРАВИЛА 3

ГЛАВА 1.1. Загальна частина 5

Сфера застосування 5
Терміни та визначення понять 5
Загальні вимоги 8

ГЛАВА 1.2. Електропостачання і електричні мережі 11

Сфера застосування 11
Терміни та визначення понять 11
Загальні вимоги 12
Категорії електроприймачів і забезпечення надійності електропостачання 13
Рівні та регулювання напруги, компенсація реактивної потужності 15

ГЛАВА 1.3. Вибір провідників за нагрівом 16

Сфера застосування 16
Терміни та визначення понять 16
Вибір перерізів провідників за нагрівом 16
Допустимі тривалі струми для проводів, шнурів і кабелів з гумовою або пластмасовою ізоляцією на напругу до 660 В 19
Допустимі тривалі струми для кабелів з гумовою або пластмасовою ізоляцією на напругу понад 660 В до 3(6) кВ 25
Допустимі тривалі струми для кабелів з паперовою просоченою ізоляцією 32
Допустимі тривалі струми для кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену на номінальну напругу від 6 кВ до 330 кВ 41
Допустимі тривалі струми для самоутримних і захищених проводів 52
Допустимі тривалі струми для неізольованих проводів і шин 54

ГЛАВА 1.4. Вибір електричних апаратів і провідників за умов виникнення короткого замикання 60

Сфера застосування 60
Загальні вимоги 60
Визначення струмів короткого замикання для вибору апаратів і провідників 62
Вибір провідників та ізоляторів, перевірка несучих конструкцій за умов динамічної дії струмів короткого замикання 63
Вибір провідників за умов нагріву під час виникнення короткого замикання 64
Вибір апаратів за комутаційною здатністю 65

ГЛАВА 1.5. Облік електроенергії 66

Сфера застосування 66
Терміни та визначення понять 66
Загальні вимоги 68
Місця встановлення засобів обліку електроенергії 69
Вимоги до розрахункових лічильників 72
Облік із застосуванням вимірювальних трансформаторів 73
Установлення лічильників і електропроводка до них 76
Технічний облік 77
Автоматизований облік електроенергії 78

ГЛАВА 1.6. Вимірювання електричних величин 79
Сфера застосування 79
Терміни та визначення понять 79
Загальні вимоги 79
Вимірювання струму 80
Вимірювання напруги 81
Контроль ізоляції 82
Вимірювання потужності 83
Вимірювання частоти 84
Вимірювання при синхронізації 84
Реєстрація електричних величин в аварійних режимах 84
ГЛАВА 1.7. Заземлення і захисні заходи від ураження електричним струмом 89
Сфера застосування 89
Терміни та визначення понять 89
Загальні вимоги 100
Заходи захисту із застосуванням систем БННН, ЗННН і ФННН 104
Заходи основного захисту 105
Заходи захисту в разі непрямого дотику 108
Заземлювальні пристрої електроустановок напругою до 1 кВ у електричних мережах із глухозаземленою нейтраллю 115
Заземлювальні пристрої електроустановок напругою до 1 кВ у електричних мережах із ізольованою нейтраллю 117
Заземлювальні пристрої електроустановок напругою понад 1 кВ у електричних мережах із ізольованою, компенсованою або (і) заземленою через резистор нейтраллю 117
Заземлювальні пристрої електроустановок напругою понад 1 кВ у електричних мережах із глухозаземленою або ефективно заземленою нейтраллю 120
Заземлювальні пристрої в місцевостях з питомим опором землі більше 500 Ом · м 124
Заземлювачі 124
Заземлювальні провідники 127
Головна заземлювальна шина (ГЗШ) 128
Захисні провідники (*PE*-провідники) 128
PEN-провідники 133
Провідники системи зрівнювання потенціалів 134
З'єднання і приєднання захисних провідників 134
Переносні електроприймачі 136
Пересувні електроустановки 137
ГЛАВА 1.8. Норми приймально-здавальних випробувань 141
Сфера застосування 141
Терміни та визначення понять 141
Загальні вимоги 142
Синхронні генератори 144
Машини постійного струму та колекторні збудники 158
Електродвигуни змінного струму 160
Силові трансформатори, автотрансформатори та масляні реактори 164
Тансформатори струму 168
Трансформатори напруги 171
Елегазові вимикачі 173
Вакуумні вимикачі 176
Вимикачі навантаження 177

Роз'єднувачі ... 177
Комплектні розподільчі установки внутрішнього та зовнішнього установлення ... 179
Комплектні екрановані струмопроводи ... 181
Контактні з'єднання збірних та з'єднувальних шин, проводів і грозозахисних тросів ... 183
Струмообмежувальні сухі реактори ... 185
Електрофільтри ... 185
Конденсатори ... 187
Вентильні розрядники та обмежувачі перенапруг ... 187
Запобіжники та запобіжники-роз'єднувачі на напругу, вищу ніж 1 кВ ... 188
Вводи та прохідні ізолятори ... 189
Опорні та опорнострижньові ізолятори ... 190
Трансформаторне масло ... 191
Апарати, вторинні кола та електропроводка напругою до 1 кВ ... 196
Акумуляторні батареї ... 198
Заземлювальні пристрої ... 199
Силові кабельні лінії ... 205
Повітряні лінії електропередавання напругою, вищою ніж 1 кВ ... 208
Електроустаткування систем збудження генераторів ... 209

Додаток А Вказівки з увімкнення електричних машин змінного струму без сушіння ... 220

ГЛАВА 1.9. Зовнішня ізоляція електроустановок ... 224

Сфера застосування ... 224
Терміни та визначення понять ... 224
Загальні вимоги ... 225
Коефіцієнти використання довжини шляху витоку для основних типів ізоляторів і складених ізоляційних конструкцій (скляних, фарфорових) ... 226
Коефіцієнти використання довжини шляху витоку для зовнішньої ізоляції із полімерних матеріалів із силіконовою захисною оболонкою ... 229
Ізоляція повітряної лінії електропередавання ... 229
Зовнішня ізоляція електроустаткування і відкритих розподільчих установок ... 231
Перевірка ізоляції за розрядними характеристиками ... 233
Визначення ступеня забруднення в місці розташування електроустановки ... 234

РОЗДІЛ 2. ПЕРЕДАВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ... 243

ГЛАВА 2.1. Електропроводка ... 243

Сфера застосування, визначення ... 243
Загальні вимоги ... 245
Вибір виду електропроводки, вибір проводів і кабелів і способу їх прокладання ... 247
Відкриті електропроводки усередині приміщень ... 253
Прихована електропроводка всередині приміщень ... 255
Електропроводка в горищних приміщеннях ... 255
Зовнішня електропроводка ... 256

ГЛАВА 2.2. Струмопроводи напругою до 35 кВ ... 257

Сфера застосування, визначення ... 257
Загальні вимоги ... 258
Струмопроводи напругою до 1 кВ ... 259
Струмопроводи напругою понад 1 кВ ... 261
Гнучкі струмопроводи напругою понад 1 кВ ... 262

ГЛАВА 2.3. Кабельні лінії напругою до 330 кВ **265**
Сфера застосування 265
Терміни та визначення понять 265
Загальні вимоги 269
Вибір способів прокладання кабельних ліній 272
Вибір кабелів та їх конструкції 273
З'єднання та окінцювання кабелів 278
Прокладання кабельних ліній у ґрунті 279
Прокладання кабельних ліній у кабельних блоках, системах кабельних трубопроводів і залізобетонних лотках 285
Прокладання кабельних ліній у кабельних спорудах 287
Прокладання кабельних ліній у виробничих приміщеннях 291
Прокладання кабельних ліній під водою 291
Прокладання кабельних ліній по спеціальних спорудах 293
Особливості застосування для кабельних ліній кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену 294
Заземлення 303
Вимоги до будівельної частини кабельних споруд 305
Система підживлення масла для кабельних маслонаповнених ліній 310
Додаток А Розрахунок механічних зусиль у кабелях під час їх прокладання та від дії короткого замикання 311
Додаток Б Розрахунок питомого індуктивного опору струмопровідного екрана одножильних кабелів 313
ГЛАВА 2.4. Повітряні лінії електропередавання напругою до 1 кВ **316**
Сфера застосування 316
Терміни та визначення понять 316
Загальні вимоги 317
Кліматичні умови 318
Проводи. Лінійна арматура 318
Розташування проводів і пристроїв на опорах 321
Ізоляція 322
Заземлення. Захист від перенапруг 323
Опори 324
Габарити, перетини і зближення 325
Перетини, зближення, сумісне підвішування ліній до 1 кВ з лініями зв'язку, лініями радіотрансляційних мереж, кабельного телебачення та Інтернету 328
Перетини і зближення ПЛІ (ПЛ) з інженерними спорудами 332
ГЛАВА 2.5. Повітряні лінії електропередавання напругою вище 1 кВ до 750 кВ **335**
Сфера застосування 335
Терміни та визначення понять 335
Загальні вимоги 337
Вимоги до механічної міцності повітряних ліній 341
Кліматичні умови 343
Ожеледні навантаження 344
Вітрові навантаження 348
Вітрові навантаження під час ожеледі 354
Температурні кліматичні впливи 357
Навантаження від ваги конструкцій і ґрунтів 357
Монтажні навантаження 362

Навантаження, які створюються натягом проводів і тросів 363
Інші впливи 365
Розрахункові режими та сполучення навантажень повітряних ліній 365
Проводи і грозозахисні троси 370
Розташування проводів і тросів та відстані між ними 379
Ізолятори та арматура 387
Захист пл від перенапруг, заземлення 389
Опори і фундаменти 397
Розташування волоконно-оптичних ліній зв'язку на ПЛ 398
Проходження ПЛ по населеній і важкодоступній місцевостях 401
Проходження ПЛ по території, зайнятій насадженнями 402
Проходження ПЛ через населену місцевість 404
Перетин і зближення ПЛ між собою 407
Перетин і зближення ПЛ зі спорудами зв'язку, сигналізації та лініями радіотрансляційних мереж, кабельного телебачення та Інтернету 411
Перетин і зближення ПЛ із залізницями 419
Перетин і зближення ПЛ з автомобільними дорогами 422
Перетин, зближення або паралельне проходження ПЛ із тролейбусними і трамвайними лініями 424
Перетин ПЛ з водними просторами 426
Проходження ПЛ по мостах 429
Проходження ПЛ по греблях і дамбах 430
Зближення ПЛ з вибухо- і пожежонебезпечними установками 430
Перетин і зближення ПЛ з надземними і наземними трубопроводами, спорудами для транспортування нафти і газу та канатними дорогами 431
Перетин і зближення ПЛ з підземними трубопроводами 434
Зближення ПЛ з аеродромами 435

РОЗДІЛ 3. ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА 437

ГЛАВА 3.1. Захист електричних мереж напругою до 1 кВ 437

Сфера застосування, визначення 437
Вимоги до апаратів захисту 437
Вибір захисту 438
Місця встановлення апаратів захисту 440

ГЛАВА 3.2. Релейний захист 441

Сфера застосування 441
Загальні вимоги 442
Захист турбогенераторів, що працюють безпосередньо на збірні шини генераторної напруги 451
Захист трансформаторів (автотрансформаторів) з обмоткою вищої напруги 3 кВ і вище і шунтувальних реакторів 500 кВ 455
Захист блоків генератор – трансформатор 461
Захист повітряних і кабельних ліній у мережах напругою 3–10 кВ з ізольованою нейтраллю 468
Захист повітряних і кабельних ліній у мережах напругою 20 кВ і 35 кВ з ізольованою нейтраллю 470
Захист повітряних ліній у мережах напругою 110–500 кВ з ефективно заземленою нейтраллю 472
Захист шин. Захист на обхідному, шиноз'єднувальному та секційному вимикачах 476
Захист синхронних компенсаторів 479

ГЛАВА 3.3. Автоматика та телемеханіка **480**
Сфера застосування. Загальні вимоги 480
Автоматичне повторне ввімкнення (АПВ) 481
Автоматичне ввімкнення резервного живлення та устаткування (АВР) 488
Увімкнення генераторів 491
Автоматичне регулювання збудження, напруги та реактивної потужності 492
Автоматичне регулювання частоти та активної потужності (АРЧП) 494
Автоматичне запобігання порушенням стійкості 496
Автоматичне припинення асинхронного режиму 497
Автоматичне обмеження зниження частоти 497
Автоматичне обмеження підвищення частоти 499
Автоматичне обмеження зниження напруги 499
Автоматичне обмеження підвищення напруги 500
Автоматичне запобігання перевантаженню устаткування 500
Телемеханіка 500
ГЛАВА 3.4. Вторинні кола **504**

РОЗДІЛ 4. РОЗПОДІЛЬЧІ УСТАНОВКИ І ПІДСТАНЦІЇ 512

ГЛАВА 4.1. Розподільчі установки напругою до 1,0 кВ змінного струму і до 1,5 кВ постійного струму **514**
Сфера застосування 514
Терміни та визначення понять 514
Загальні вимоги 515
Установлення приладів і апаратів 515
Шини, проводи, кабелі 516
Конструкції розподільчих установок 517
Установлення розподільчих установок в електроприміщеннях 518
Установлення розподільчих установок у приміщеннях, доступних невиробничому персоналу 519
Установлення розподільчих установок під відкритим небом 519
ГЛАВА 4.2. Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ **520**
Сфера застосування 520
Терміни та визначення понять 520
Загальні вимоги 522
Відкриті розподільчі установки 529
Закриті розподільчі установки і підстанції 543
Установлення силових трансформаторів і реакторів 552
Розподільчі установки і підстанції у виробничих приміщеннях 557
Щоглові трансформаторні підстанції і секційні пункти 559
Захист від грозових перенапруг 560
Захист від внутрішніх перенапруг 575
Захист від дії електричного та магнітного полів 577
Схеми електричні розподільчих установок і підстанцій 578
Додаток А Групи електричних підстанцій відповідно до протипожежних заходів 588
ГЛАВА 4.3. Перетворювальні підстанції та установки **589**
Сфера застосування, визначення 589
Загальні вимоги 589
Захист перетворювальних агрегатів 590

Розміщення устаткування, захисні заходи ... 592
Охолодження перетворювачів ... 594
Опалювання, вентиляція і водопостачання ... 595
Будівельна частина ... 596

ГЛАВА 4.4. Акумуляторні установки ... 597

Сфера застосування ... 597
Електрична частина ... 597
Будівельна частина ... 599
Санітарно-технічна частина ... 601

РОЗДІЛ 5. ЕЛЕКТРОСИЛОВІ УСТАНОВКИ ... 603

ГЛАВА 5.1. Електромашинні приміщення ... 603

Сфера застосування, визначення ... 603
Загальні вимоги ... 604
Розміщення і встановлення електроустаткування ... 604
Змащування підшипників електричних машин ... 607
Вентиляція й опалювання ... 608
Будівельна частина ... 608

ГЛАВА 5.2. Генератори та синхронні компенсатори ... 609

Сфера застосування ... 609
Загальні вимоги ... 610
Охолодження і змащування ... 611
Системи збудження ... 615
Розміщення та встановлення генераторів і синхронних компенсаторів ... 617

ГЛАВА 5.3. Електродвигуни та їх комутаційні апарати ... 618

Сфера застосування ... 618
Загальні вимоги ... 619
Вибір електродвигунів ... 619
Установлення електродвигунів ... 621
Комутаційні апарати ... 621
Захист асинхронних і синхронних електродвигунів напругою понад 1 кВ ... 624
Захист електродвигунів напругою до 1 кВ (асинхронних, синхронних і постійного струму) ... 628

ГЛАВА 5.6. Конденсаторні установки ... 630

Сфера застосування, визначення ... 630
Схема електричних з'єднань, вибір устаткування ... 631
Захист ... 632
Електричні вимірювання ... 633
Установки конденсаторів ... 633

РОЗДІЛ 6. ЕЛЕКТРИЧНЕ ОСВІТЛЕННЯ ... 635

ГЛАВА 6.1. Загальна частина ... 637

Сфера застосування ... 637
Терміни та визначення понять ... 637
Загальні вимоги ... 638
Аварійне освітлення ... 640
Виконання та захист освітлювальних мереж ... 642
Захисні заходи безпеки ... 643

ГЛАВА 6.2. Внутрішнє освітлення **645**
Загальні вимоги 645
Живильна освітлювальна мережа 646
Групова мережа 646
ГЛАВА 6.3. Зовнішнє освітлення **648**
Джерела світла, установлення освітлювальних приладів і опор 648
Живлення установок зовнішнього освітлення 650
Виконання та захист мереж зовнішнього освітлення 651
ГЛАВА 6.4. Світлова реклама, знаки та ілюмінація **653**
ГЛАВА 6.5. Керування освітленням **655**
Загальні вимоги 655
Керування внутрішнім освітленням 656
Керування зовнішнім освітленням 657
ГЛАВА 6.6. Освітлювальні прилади та електроустановлювальне обладнання **659**
Освітлювальні прилади 659
Електроустановлювальне обладнання 661

РОЗДІЛ 7. ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ СПЕЦІАЛЬНИХ УСТАНОВОК **663**
ГЛАВА 7.5. Електротермічні установки **663**
Сфера застосування 663
Загальні вимоги 664
Установки дугових печей прямої, непрямої та комбінованої дії (руднотермічні та феросплавні) 681
Установки індукційні та діелектричного нагрівання 682
Установлення електропечей (електротермічних пристроїв) опору прямої та непрямої дії 684
Електронно-променеві установки 685
ГЛАВА 7.7. Торф'яні електроустановки **686**
Сфера застосування. Визначення 686
Електропостачання 686
Захист 686
Підстанції 687
Повітряні лінії електропередавання 687
Кабельні лінії 688
Електродвигуни, комутаційні апарати 689
Заземлення 690
Приймання електроустановок в експлуатацію 690

ПРАВИЛА БУДОВИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК. ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ СПЕЦІАЛЬНИХ УСТАНОВОК. НПАОП 40.1-1.32-01 ..... **692**

1. Загальні положення 692
1.1. Галузь застосування 692
1.2. Скорочення, терміни, визначення 692
1.3. Нормативні посилання 693

2.2. Електроустановки житлових, громадських, адміністративних та побутових будинків 695

2.1. Галузь застосування 695
2.2. Терміни та визначення 696
2.3. Електропостачання 697
2.4. Ввідні пристрої, розподільні щити, групові щитки 698
2.5. Електропроводки та кабельні лінії 699
2.6. Внутрішнє електрообладнання 702
2.7. Прилади обліку електроенергії 704
2.8. Захисні заходи безпеки 705

3. Електроустановки фізкультурно-оздоровчих, спортивних, культурно-видовищних будинків і споруд, закладів дозвілля та культових 707

3.1. Галузь застосування 707
3.2. Терміни та визначення 708
3.3. Електропостачання 708
3.4. Електричне освітлення 711
3.5. Силове електрообладнання 712
3.6. Електропроводки 714
3.7. Заземлення і захисні заходи безпеки 714

4. Електроустановки у вибухонебезпечних зонах 715

4.1. Галузь застосування 715
4.2. Терміни та визначення 715
4.3. Класифікація вибухонебезпечних сумішей 719
4.4. Класифікація і маркування вибухозахищеного електрообладнання 720
4.5. Класифікація вибухонебезпечних зон 722
4.6. Вибір електрообладнання 727
Загальні вимоги 727
Електричні машини 731
Електричні апарати й прилади 732
Електричні вантажопідіймальні машини 733
Електричні світильники 733
4.7. Розподільні пристрої (РП), трансформаторні (ТП) і перетворювальні підстанції (ППП) 734
4.8. Електропроводки, кабельні лінії 737
Вибір кабелів і проводів 737
Прокладання проводів і кабелів 738
4.9. Струмопроводи і повітряні лінії електропередачі 744
4.10. Електричні засоби захисту 745
4.11. Захисні заходи безпеки та захист від небезпечного іскріння 746

5. Електроустановки у пожежонебезпечних зонах 748

5.1. Галузь застосування 748
5.2. Терміни та визначення 749
5.3. Класифікація пожежонебезпечних зон 749
5.4. Загальні вимоги 750
5.5. Електричні машини 750
5.6. Електричні апарати і прилади 751
5.7. Електричні вантажопідіймальні машини 753
5.8. Розподільні пристрої, трансформаторні і перетворювальні підстанції 753
5.9. Електричне освітлення 754

5.10. Електропроводки, струмопроводи, повітряні та кабельні лінії 754

6. Електроустановки вантажопідіймальних машин (кранів) 756

6.1. Галузь застосування 756
6.2. Терміни та визначення 757
6.3. Загальні вимоги 757
6.4. Електрообладнання, електропостачання кранів напругою до 1000 В 758
6.5. Прилади та пристрої безпеки 761
6.6. Електропроводки 761
6.7. Електричне освітлення 762
6.8. Органи керування 763
6.9. Захисні заходи безпеки 763
6.10. Електрообладнання, електропостачання кранів напругою вище 1000 В 764

7. Електроустановки ліфтів 766

7.1. Галузь застосування 766
7.2. Терміни та визначення 766
7.3. Загальні вимоги 766
7.4. Електропроводки 767
7.5. Електрообладнання машинного приміщення 769
7.6. Електричні засоби захисту 769
7.7. Електричне освітлення 770
7.8. Захисні заходи безпеки 770
7.9. Установки з безконтактною апаратурою керування 771

8. Електрозварювальні установки 772

8.1. Галузь застосування 772
8.2. Терміни та визначення 772
8.3. Загальні вимоги 773
8.4. Вимоги до приміщень для зварювальних установок та організації робочих місць .. 775

9. Установки електричного кабельного обігрівання 775

9.1. Галузь застосування 775
9.2. Терміни та визначення 776
9.3. Загальні вимоги 776
9.4. Вибір та прокладання електронагрівальних елементів 777
9.5. Захисні заходи безпеки 778

Додаток 1 Класифікація зон з електробезпеки у приміщеннях саун з електронагрівальними приладами 780

Додаток 2 Класифікація зон з електробезпеки у приміщеннях ванн та душа 782