

# МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ

## НАКАЗ

від 13 лютого 2012 року № 91

### Про внесення змін та доповнень до Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів

Зареєстровано в Міністерстві юстиції України  
2 березня 2012 р. за № 350/20663

Відповідно до вимог Закону України «Про електроенергетику», Положення про Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, затвердженого Указом Президента України від 06 квітня 2011 року № 382, з метою приведення у відповідність до вимог законодавства, а також дотримання єдиних положень і вимог щодо організації експлуатації електроустановок споживачів електроенергії, виконання яких забезпечуватиме надійну, безпечну та ефективну роботу цих електроустановок,

НАКАЗУЮ:

1. Внести зміни до Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів, затверджених наказом Мінпаливенерго України від 25 липня 2006 року № 258, зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 25 жовтня 2006 року за № 1143/13017, виклавши їх у новій редакції, що додається.

2. Директору Департаменту електроенергетики (Меженний С. Я.) в установленому порядку подати цей наказ на державну реєстрацію до Міністерства юстиції України.

3. Цей наказ набирає чинності через 6 місяців після державної реєстрації в Міністерстві юстиції України, але не раніше дня його офіційного опублікування.

4. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступника Міністра Чеха С. М.

**Міністр**

**Ю. БОЙКО**

ПОГОДЖЕНО:

Перший заступник Міністра  
охорони здоров'я України

О. В. АНЩЕНКО

Міністр екології та природних  
ресурсів України

М. В. ЗЛОЧЕВСЬКИЙ

Перший віце-прем'єр-міністр України -  
Міністр економічного розвитку  
і торгівлі України

А. П. КЛЮЄВ

ЗАТВЕРДЖЕНО

Наказ Міністерства палива та енергетики  
України

25.07.2006 № 258

(у редакції наказу Міністерства енергетики та  
вугільної промисловості України  
від 13.02.2012 № 91)

Зареєстровано

в Міністерстві юстиції України

2 березня 2012 р. за № 350/20663

## **ПРАВИЛА ТЕХНІЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК СПОЖИВАЧІВ**

### **I. Сфера застосування**

1.1. Ці Правила встановлюють основні організаційні й технічні вимоги до експлуатації електроустановок та електрообладнання (далі — електроустановки) споживачів і направлені на забезпечення надійної, безпечної та раціональної експлуатації електроустановок.

Правила поширюються на діючі електроустановки на напругу до 150 кВ включно, які належать суб'єктам господарювання — споживачам електроенергії незалежно від форм власності та відомчої належності, що використовують електричну енергію для забезпечення власних потреб на підставі договору, а також населення, яке на правах власності має електроустановки на напругу понад 1 кВ.

Правила поширюються також на населення, яке є власниками електроустановок на напругу до 1 кВ, в частині вимірювання опору ізоляції електропроводки.

Вимоги до експлуатації генераторів електричних станцій, синхронних компенсаторів, кабельних ліній з маслонаповненими кабелями споживачів будь-якої напруги, а також силових трансформаторів, автотрансформаторів, реакторів, повітряних ліній електропередавання та електроустановок споживачів на напругу понад 150 кВ встановлюються відповідно до галузевого керівного документа Міністерства палива та енергетики України ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила», затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 13 червня 2003 року № 296.

1.2. Правила обов'язкові для працівників, що здійснюють експлуатацію електроустановок споживачів, функції керування, регулювання режимів електроспоживання, інспектування електроустановок споживачів, а також підприємств, установ та організацій усіх форм власності, що виконують науково-дослідні, проектно-конструкторські і проектні роботи, виготовлення, постачання, монтаж, налагодження, випробування, діагностику, ремонт електроустановок споживачів.

1.3. Усі діючі електроустановки споживачів, а також ті, що проектуються, споруджуються, реконструюються чи модернізуються, повинні відповідати вимогам нормативно-правових актів, чинним правилам улаштування електроустановок та іншим нормативно-технічним документам.

1.4. Технічна експлуатація електроустановок споживачів може здійснюватись за спеціальними правилами, установленими в галузі. Галузеві правила не повинні суперечити цим Правилам та Правилам безпечної експлуатації електроустановок споживачів, затвердженим наказом Комітету по нагляду за охороною праці Міністерства праці та соціальної політики України від 09 січня 1998 року № 4, зареєстрованим в Міністерстві юстиції України 10 лютого 1998 року за № 93/2533.

1.5. Експлуатація побутових електроприладів в умовах виробництва здійснюється згідно з вимогами підприємств-виробників та цих Правил.

1.6. Державний нагляд (контроль) за виконанням вимог цих Правил здійснюють відповідно до вимог законодавства центральний орган виконавчої влади з державного енергетичного нагляду та Державна служба гірничого нагляду та промислової безпеки України.

## **II. Нормативні посилання**

У цих Правилах застосовуються вимоги таких нормативно-правових актів:

Закону України «Про метрологію і метрологічну діяльність»;

Закону України «Про електроенергетику»;

Закону України «Про пожежну безпеку»;

Господарського кодексу України;

Цивільного кодексу України;

Положення про державний енергетичний нагляд за режимами споживання електричної і теплової енергії, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 07 серпня 1996 року № 929 (у редакції постанови Кабінету Міністрів України від 13 лютого 2006 року № 131);

Порядку розслідування та обліку нещасних випадків невиробничого характеру, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 22 березня 2001 року № 270;

Порядку видачі дозволів на виконання робіт підвищеної небезпеки та на експлуатацію (застосування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 26 жовтня 2011 року № 1107;

Порядку проведення розслідування та ведення обліку нещасних випадків, професійних захворювань і аварій на виробництві, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 30 листопада 2011 року № 1232;

Правил охорони електричних мереж, затверджених постановою Кабінету Міністрів України від 04 березня 1997 року № 209;

Правил користування електричною енергією, затверджених постановою Національної комісії регулювання електроенергетики України від 31 липня 1996 року № 28 (у редакції постанови Національної комісії регулювання електроенергетики України від 17 жовтня 2005 року № 910), зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 02 серпня 1996 року за № 417/1442;

Положення про проведення органами, установами та закладами державної санепідслужби Міністерства охорони здоров'я України атестації санітарних лабораторій підприємств і організацій на право проведення санітарно-гігієнічних досліджень факторів виробничого середовища і трудового процесу для атестації робочих місць за умовами праці, затвердженого наказом Міністерства охорони здоров'я України від 21 квітня 1999 року № 91, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 07 жовтня 1999 року за № 686/3979;

Положення про професійне навчання кадрів на виробництві, затвердженого наказом Міністерства праці та соціальної політики України, Міністерства освіти і науки України від 26 березня 2001 року № 127/151, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 квітня 2001 року за № 315/5506;

Інструкції з обліку та розслідування технологічних порушень в роботі енергетичного господарства споживачів, затвердженої наказом Міністерства палива та енергетики України від 04 серпня 2006 року № 270, зареєстрованої в Міністерстві юстиції України 22 серпня 2006 року за № 993/12867;

Інструкції про порядок складання акта екологічної, аварійної та технологічної броне електропостачання споживача, затвердженої наказом Міністерства палива та енергетики України від 19 січня 2004 року № 26, зареєстрованої в Міністерстві юстиції України 04 лютого 2004 року за № 154/8753;

ГСТУ 45.016-2000 Споруди зв'язку підземні. Загальні вимоги до захисту від корозії;  
ДСТУ 2767-94 Керівництво з навантаження силових сухих трансформаторів;  
ДСТУ 3463-96 Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів;  
ДСТУ 3645-97 Допустимі перевищення температури та методи випробування на нагрівання;

ДСТУ 7114:2009 Вибухонебезпечні середовища. Частина 1. Електрообладнання. Вид вибухозахисту: вибухонепроникна оболонка «d»;

ДСТУ ІЕС 60079-6:2009 Вибухонебезпечні середовища. Частина 6. Електрообладнання. Вид вибухозахисту: масляне заповнення «0»;

ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку, затверджених постановою Головного державного санітарного лікаря України від 01 грудня 1999 року № 37;

ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень, затверджених постановою Головного державного санітарного лікаря України від 01 грудня 1999 року № 42;

ДСанПіН № 198-97 Державні санітарні норми і правила при виконанні робіт в невимкнених електроустановках напругою до 750 кВ включно, затверджених наказом Міністерства охорони здоров'я України від 09 липня 1997 року № 198;

ДСанПіН № 3.3.6.096-2002 Державні санітарні норми і правила при роботі з джерелами електромагнітних полів, затверджені наказом Міністерства охорони здоров'я України від 18 грудня 2002 року № 476, зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 13 березня 2003 року за № 203/7524;

ГОСТ 3484.1-88 (СТ СЭВ 1070-78) Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний;

ГОСТ 3484.5-88 Трансформаторы силовые. Испытания баков на герметичность;

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ Пожарная безопасность. Общие требования;

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности;

ГОСТ 30339-95 Электроснабжение и электробезопасность мобильных (инвентарных) зданий из металла или с металлическим каркасом для уличной торговли и бытового обслуживания населения. Технические требования;

ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжение от 1 до 750 кВ. Требование к электрической прочности изоляции;

ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения;

ГКД 34.35.603-95 Технічне обслуговування пристроїв релейного захисту та електроавтоматики електричних мереж 0,4-35 кВ. Правила, затвердженого Міністерством енергетики та електрифікації України 05 жовтня 1995 року;

ГКД 34.35.507-96 Оперативні перемикання в електроустановках. Правила виконання, затвердженого Міністерством енергетики та електрифікації України 01 вересня 1996 року;

ГКД 34.35.604-96 Технічне обслуговування пристроїв релейного захисту, протиаварійної автоматики, електроавтоматики, дистанційного керування та сигналізації електричних станцій і підстанцій 110 кВ — 750 кВ. Правила, затвердженого Міністерством енергетики та електрифікації України 13 жовтня 1995 року;

ГКД 34.35.511-2002 Правила підключення електроустановок споживачів до спеціальної автоматики відключення навантаження (САВН), затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 29 липня 2002 року № 449;

ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила, затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 13 червня 2003 року № 296;

ГНД 34.20.567-2003 Правила застосування системної протиаварійної автоматики запобігання та ліквідації небезпечного зниження частоти в енергосистемах, затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 01 грудня 2003 року № 714, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 18 грудня 2003 року за № 1177/8498;

ГНД 34.12.102-2004 Положення про спеціальну підготовку і навчання з питань технічної експлуатації об'єктів електроенергетики, затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 09 лютого 2004 року № 75, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 05 квітня 2004 року за № 418/9017;

СОУ 31.4-21677681-21:2010 Стаціонарні свинцево-кислотні акумуляторні батареї. Типова інструкція з експлуатації, затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 03 лютого 2010 року № 40;

СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 Норми випробування електрообладнання, затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 15 січня 2007 року № 13;

СОУ 31.2-21677681-19:2009 Випробування та контроль стану пристроїв заземлення електроустановок. Типова інструкція, затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 29 грудня 2009 року № 772;

СОУ 40.1-21677681-06:2009 Високовольтні вводи напругою від 110 кВ до 750 кВ. Типова інструкція з експлуатації, затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 27 березня 2009 року № 179;

СОУ-Н ЕЕ 20.402:2007 Прийняття в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів електричних мереж напругою від 0,38 до 110 (150) кВ. Настанова, затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 29 грудня 2006 року № 540;

СОУ-Н ЕЕ 20.502:2007 Повітряні лінії електропередавання напругою 35 кВ і вище. Інструкція з експлуатації, затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 09 липня 2007 року № 324;

СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і повітряних ліній електропередачі засобами інфрачервоної техніки. Методичні вказівки, затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 15 лютого 2007 року № 89;

СОУ-Н МПЕ 40.1.20.563:2004 Ліквідація аварій та порушень режиму на енергопідприємствах та в енергооб'єднаннях. Запобігання технологічним порушенням у електричній частині енергопідприємств і енергооб'єднань і їх ліквідація. Інструкція, затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 30 грудня 2004 року № 847;

СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509:2005 Експлуатація силових кабельних ліній напругою до 35 кВ. Інструкція, затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 15 лютого 2005 року № 77;

СОУ-Н ЕЕ 46.302:2006 Підготовка та проведення хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі маслонаповненого електрообладнання. Методичні вказівки, затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 29 грудня 2006 року № 539;

СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. Методичні вказівки, затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 29 грудня 2006 року № 539;

СОУ-Н ЕЕ 20.304:2009 Норми випробування силових кабельних ліній напругою до 500 кВ, затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 13 березня 2009 року № 145;

СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості, затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 25 лютого 2009 року № 113;

НАПБ Б.02.005-2003 Типове положення про інструктажі, спеціальне навчання та перевірку знань з питань пожежної безпеки на підприємствах, в установах та організаціях України, затвердженого наказом Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи від 29 вересня 2003 року № 368, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 11 грудня 2003 року за № 1148/8469;

НАПБ Б.06.001-2003 Перелік посад, при призначенні на які особи зобов'язані проходити навчання і перевірку знань з питань пожежної безпеки, та порядок їх організації, затвердженого наказом Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи від 29 вересня 2003 року № 368, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 11 грудня 2003 року за № 1147/8468;

НАПБ А.01.001-2004 Правила пожежної безпеки в Україні, затвердженого наказом Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій від 19 жовтня 2004 року № 126, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 04 листопада 2004 року за № 1410/10009;

НАПБ В.01.034-2005/111 Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України, затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 26 липня 2005 року № 343, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 19 жовтня 2005 року за № 1230/11510;

НПАОП 40.1-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок, затвердженого наказом Державного комітету України по нагляду за охороною праці від 06 жовтня 1997 року № 257, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 13 січня 1998 року за № 11/2451;

НПАОП 40.1-1.21-98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів, затвердженого наказом Комітету по нагляду за охороною праці Міністерства праці та соціальної політики України від 09 січня 1998 року № 4, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 10 лютого 1998 року за № 93/2533;

НПАОП 0.00-4.12-05 Типове положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці, затвердженого наказом Державного комітету України з нагляду за охороною праці від 26 січня 2005 року № 15, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 15 лютого 2005 року за № 231/10511.

### **III. Терміни, визначення понять, скорочення**

3.1. У цих Правилах терміни та визначення вживаються у таких значеннях:

аварійна броня електропостачання споживача — найменша величина електричної потужності та мінімальна добова величина електроспоживання, яка в разі повної зупинки виробництва забезпечує: безпеку життя людей; запобігання пошкодженню основного обладнання та систем опалення споживача; збереження аварійного, охоронного освітлення та сигналізації; збереження мінімально допустимого рівня вентиляції та каналізації; роботу систем пожежогасіння, водовідведення та дренажу; запобігання негативним наслідкам техногенного та природного характеру;

аварійна ситуація — стан об'єкта, що не перейшов у аварію, проте характеризується можливим порушенням режиму роботи електрообладнання та/або умов експлуатації, при якому всі несприятливі впливи джерел небезпеки на працівників, населення та навколишнє середовище утримуються у прийнятних межах за допомогою відповідних технічних засобів;

аварія (технологічна) — вихід з ладу, поломка, ушкодження, збій, порушення нормального режиму роботи електрообладнання;

важкодоступний простір (приміщення) — простір, у якому через його малий розмір ускладнено виконання робіт, а природний повітрообмін недостатній;

вибухозахищений електротехнічний виріб (електротехнічний пристрій, електрообладнання) — електротехнічний пристрій спеціального призначення, виконаний таким чином, що можливість спалахування навколишнього вибухонебезпечного середовища внаслідок експлуатації цього пристрою усунена;

діюча електроустановка — електроустановка або її ділянка, які перебувають під напругою або на які напруга може бути подана вмиканням комутаційних апаратів, а також повітряна лінія, що розміщена в зоні дії наведеної напруги або має перетинання з діючою повітряною лінією;

дублювання — самостійне виконання оперативним, оперативно-виробничим працівником (дублером) професійних обов'язків на робочому місці під наглядом досвідченого працівника з обов'язковим проходженням протиаварійного і протипожежного тренування;

екологічна броня електропостачання споживача — мінімальний рівень споживання електричної енергії споживачем (крім населення), який забезпечує передумови для запобігання виникненню надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру;

експлуатація (технічна) — комплекс робіт, пов'язаних з виконанням вимог цих Правил, а також інших нормативно-правових актів та нормативно-технічних документів з питань користування електричною і тепловою енергією, улаштування, будови, технічного обслуговування, ремонту обладнання і оперативного управління електроустановками;

електрична мережа — сукупність електроустановок для передачі та розподілу електричної енергії;

електрична підстанція — електроустановка, призначена для приймання, перетворення й розподілу електричної енергії;

електричне господарство (далі — електрогосподарство) — будівлі, споруди, устаткування, призначені для виробництва або перетворення, передачі, розподілу чи споживання електричної енергії;

електрообладнання — пристрої, у яких виробляється, трансформується, перетворюється, розподіляється чи споживається електроенергія; комутаційні апарати в розподільних пристроях електроустановок; усі види захисту електроустановок;

електропередавальна організація — суб'єкт господарювання, який отримав ліцензію НКРЕ на право здійснення підприємницької діяльності з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами або місцевими (локальними) електричними мережами, а також суб'єкт господарювання, який отримав ліцензію НКРЕ на право здійснення підприємницької діяльності з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами та ліцензію НКРЕ на право здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії за регульованим тарифом, що здійснює свою діяльність на закріпленій території;

електротехнічна служба (відділ, група) — структурний підрозділ споживача, який відповідно до наданих повноважень здійснює організацію технічної експлуатації, ремонт, безпечне обслуговування власних електроустановок та забезпечує електропостачання струмоприймачів споживача;

електроустановка — комплекс взаємопов'язаних устаткування і споруд, що призначаються для виробництва або перетворення, передачі, розподілу чи споживання електричної енергії;

замкнений простір (приміщення) — простір, обмежений поверхнями, що мають люки (лази), з розмірами, які перешкоджають вільному і швидкому проходу через них працівників і ускладнюють природний повітрообмін;

замовник — юридична або фізична особа, яка замовляє виконання робіт, поставку продукції, надання послуг, пов'язаних з капітальним будівництвом, організовує проведення торгів (тендерів), укладає договори (контракти), контролює хід будівництва та здійснює технічний нагляд за ним, проводить розрахунки за поставлену продукцію, виконані роботи, надані послуги, приймає закінчені роботи;

засіб вимірювальної техніки — технічний засіб, який застосовується під час вимірювань і має нормовані метрологічні характеристики;

захисне автоматичне вимикання живлення — автоматичне розмикання одного або кількох лінійних провідників і, у разі потреби, нейтрального провідника, яке виконується з метою електробезпеки;

інструктаж — доведення до працівників змісту основних вимог щодо організації безпечної роботи і правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів, аналіз допущених чи можливих помилок на робочих місцях осіб, яких інструктують, поглиблення знань і навичок безпечного виконання робіт та знань правил пожежної безпеки;

калібрування засобів вимірювальної техніки — визначення в певних умовах або контроль метрологічних характеристик засобів вимірювальної техніки;

капітальний ремонт — ремонт, який здійснюють для відновлення справності та повного чи майже повного відновлення ресурсу виробу із заміною чи відновленням будь-яких його частин, включаючи базові;

керівник споживача — посадова особа, що здійснює загальне керівництво господарською або виробничою діяльністю споживача;

комплектна розподільна установка — електричне розподільне устаткування, укомплектоване з шаф чи блоків із вмонтованим у них обладнанням, пристроями керування, контролю, захисту, автоматики і сигналізації, яке постачають складеним чи підготовленим до складання для внутрішнього або зовнішнього установа;

комплектна трансформаторна підстанція — підстанція, складена з шаф чи блоків із вмонтованими у них трансформатором та іншим обладнанням розподільної установки, яку постачають складеною чи підготовленою до складання;

лінія електропередавання — елемент електропостачальної системи, призначений для передавання та розподілу електричної енергії напругою до і понад 1 кВ без зміни її параметрів;

об'єкт електроенергетики — електрична станція (крім ядерної частини атомної електричної станції), електрична підстанція, електрична мережа, підключені до об'єднаної енергетичної системи України, а також котельня, підключена до магістральної теплової мережі, магістральна тепла мережа;

облік технічний — облік кількісних і якісних характеристик потоків енергії, які використовуються споживачем енергії для своїх внутрішніх розрахунків;

обслуговування (технічне) — комплекс робіт з підтримки працездатності обладнання в період його використання. До технічного обслуговування електрообладнання належать випробування обладнання, пристроїв, огляд обладнання, підтяжка контактних з'єднань, доливання ізоляційного масла, випробування і вимірювання ізоляційних характеристик тощо;

оперативне відання — керування станом обладнання, при якому перемикання в електроустановках виконуються за згодою оперативних працівників відповідного (певного) рівня;

оперативне керування — керування станом обладнання, при якому перемикання в електроустановках можуть виконуватися лише за розпорядженням оперативних працівників відповідного (певного) рівня та у заданій ними послідовності;

оперативні перемикання — дії комутаційними апаратами, які мають на меті зміну схеми електроустановки або стану обладнання;

особа, відповідальна за електрогосподарство, — електротехнічний працівник, у обов'язки якого входить безпосереднє виконання функцій щодо організації технічної та безпечної експлуатації електроустановок споживача, призначення якого здійснюється розпорядчим документом споживача;

перемикання прості — перемикання, що включають не більше чотирьох операцій з комутаційними апаратами у головній схемі електричних з'єднань або колах релейного



захисту, протиаварійної і режимної автоматики та не впливають на надійність роботи енергосистеми;

перемикання складні — перемикання, які потребують (вимагають) певної послідовності та координації дій оперативних працівників при операціях з комутаційними апаратами, заземлювальними роз'єднувачами та пристроями релейного захисту, протиаварійної та режимної автоматики;

підприємство — суб'єкт господарської діяльності, створений для задоволення суспільних та особистих потреб шляхом систематичного здійснення виробничої, науково-дослідної, торговельної, іншої господарської діяльності в порядку, передбаченому Господарським кодексом України та іншими нормативно-правовими актами;

повідка засобів вимірювальної техніки — встановлення придатності засобів вимірювальної техніки, на які поширюється державний метрологічний нагляд, до застосування на підставі результатів контролю їх метрологічних характеристик;

поточний ремонт — ремонт, що виконується для забезпечення або відновлення працездатності виробу і полягає в заміні і (або) відновленні окремих його частин;

працівники адміністративно-технічні — керівник споживача, його заступники, начальники цехів, відділів, служб, дільниць, лабораторій та їх заступники, майстри, інженери та інші посадові особи, на яких покладено адміністративні функції;

працівники виробничі — працівники, робота яких безпосередньо пов'язана з виробничими процесами споживача (експлуатація, ремонт, монтаж, налагодження обладнання, транспортних засобів, споруд, будівель тощо);

працівники електротехнічні — працівники, посада або професія яких пов'язана з обслуговуванням електроустановок, що склали іспит з НПАОП 40.1-1.21-98 та мають відповідну групу з електробезпеки;

працівники електротехнологічні — працівники, посада або професія яких пов'язана з експлуатацією електротехнічної частини виробничого обладнання, обов'язки яких не стосуються обслуговування його електропривода;

працівники оперативні (чергові) — працівники, які перебувають на чергуванні в зміні і допущені до оперативного управління та/або оперативних перемикань;

працівники оперативно-виробничі — виробничі працівники, які пройшли спеціальне навчання та підготовку з оперативного обслуговування в затвердженому обсязі закріпленого за ними електрообладнання;

приймач електричної енергії (електроприймач) — пристрій, у якому електрична енергія перетворюється на інший вид енергії для її використання;

ремонт — комплекс операцій з відновлення справності або працездатності виробів і відновлення ресурсів виробів або їх складових частин;

розрахунковий (комерційний) облік електричної енергії — визначення на підставі вимірів та інших регламентованих процедур у випадках, передбачених Правилами користування електричною енергією, затвердженими постановою Національної комісії регулювання електроенергетики України від 31 липня 1996 року № 28 (у редакції постанови Національної комісії регулювання електроенергетики України від 17 жовтня 2005 року № 910), зареєстрованими в Міністерстві юстиції України 02 серпня 1996 року за № 417/1442, кількості (обсягу) електричної енергії та значення потужності для здійснення комерційних розрахунків;

система технічного обслуговування та ремонту — сукупність взаємопов'язаних засобів документації технічного обслуговування, ремонту й виконавців, необхідна для підтримання та відновлення якості виробів, що входять у цю систему;

спеціалізована організація — суб'єкт господарської діяльності, який проводить роботи підвищеної небезпеки або експлуатацію машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки, визначені Порядком видачі дозволів на виконання робіт підвищеної небезпеки та на експлуатацію (застосування) машин, механізмів, устаткування підвищеної

небезпеки, затвердженим постановою Кабінету Міністрів України від 26 жовтня 2011 року № 1107;

спеціальна підготовка — додаткове навчання працівників споживача, які мають базову та (або) повну вищу освіту, професійно-технічну освіту, для їх підготовки до виконання своїх функціональних обов'язків, а також додаткове навчання працівників, які залучаються до виконання робіт з підвищеною небезпекою або там, де є потреба у професійному доборі, відповідно до вимог нормативно-правових актів. Спеціальна підготовка проводиться до початку самостійної роботи і в разі перерви в роботі понад один рік;

споживач електричної енергії (далі — споживач) — юридична або фізична особа, що використовує електричну енергію для забезпечення потреб власних електроустановок на підставі договору;

стажування — набуття особою практичного досвіду виконання виробничих завдань і обов'язків на робочому місці підприємства після теоретичної підготовки до початку самостійної роботи під безпосереднім керівництвом досвідченого фахівця;

технічні (контрольні) засоби обліку — засоби обліку, що застосовуються суб'єктом господарської діяльності для контролю споживання електричної енергії, аналізу втрат електричної енергії у власних електричних мережах тощо;

уведення в експлуатацію — дія, що фіксує готовність об'єкта, енергоустановки до використання за призначенням, яка документально оформлена в установленому порядку;

цикл технічного обслуговування пристроїв релейного захисту, автоматики і телемеханіки та протиаварійної автоматики — період експлуатації між двома близькими профілактичними відновленнями, під час якого в певній послідовності виконуються встановлені види технічного обслуговування, передбачені відповідними нормативно-технічними документами.

3.2. У цих Правилах вжиті такі скорочення:

АБ — акумуляторна батарея;

АВР — автоматичне увімкнення резерву;

АПВ — автоматичне повторне увімкнення;

АСК — автоматизована система керування;

АСКЕ — автоматизована система керування електрогосподарством споживача;

АСКП — автоматизована система керування підприємством;

АЧР — автоматичне частотне розвантаження;

ВЕУ — вітрова електрична установка;

ВРУ — відкрита розподільна установка;

Д — система охолодження трансформатора з природною циркуляцією масла та дуття;

ДВСЦ ВЕ — Державний випробувальний сертифікаційний центр вибухозахищеного та рудникового електрообладнання;

ДРЛ — дугорозрядна ртутна лампа;

ДЦ — система охолодження трансформатора з примусовою циркуляцією повітря та масла;

ЕМК — електромагнітне керування;

ЗВТ — засоби вимірювальної техніки;

ЗДТК — засоби диспетчерського і технологічного керування;

ЗРУ — закрита розподільна установка;

ЗРУЕ — закрита розподільна установка елегазова;

КЗ — коротке замикання;

КЛ — кабельна лінія;

КРУ — комплектна розподільна установка (внутрішнього розташування);

КРУЕ — комплектна розподільна установка елегазова;

КРУЗ — комплектна розподільна установка (зовнішнього розташування);

КТП — комплектна трансформаторна підстанція;  
ЛЗР — легкозаймиста рідина;  
М — система охолодження трансформатора з природним масляним охолодженням;  
НД — нормативно-правові акти та нормативно-технічні документи;  
НДЦ — система охолодження трансформатора з примусовою циркуляцією повітря та масла (направлений потік масла);  
НХ — неробочий хід трансформатора;  
НЦ — система охолодження трансформатора з направленою циркуляцією масла в обмотках та примусовою через повітроохолоджувач;  
ОВБ — оперативно-виїзна бригада;  
ОКГТ — тип оптично-волоконного кабелю, вмонтованого у грозозахисний трос;  
ОПН — обмежувач перенапруг;  
ПА — протиаварійна автоматика;  
ПБЕ — Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок, затверджені наказом Міністерства праці та соціальної політики від 21 червня 2001 року № 272 (НПАОП 40.1-32-01);  
ПБЕЕС — Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів, затверджені наказом Комітету по нагляду за охороною праці Міністерства праці та соціальної політики України від 09 січня 1998 року № 4, зареєстровані в Міністерстві юстиції України 10 лютого 1998 року за № 93/2533 (НПАОП 40.1-1.21-98);  
ПВВЕ — правила випробування вибухозахищеного електрообладнання;  
ПВВРЕ — правила випробування вибухозахищеного та рудникового електрообладнання;  
ПКЕЕ — Правила користування електричною енергією, затверджені постановою Національної комісії регулювання електроенергетики України від 31 липня 1996 року № 28 (у редакції постанови Національної комісії регулювання електроенергетики України від 17 жовтня 2005 року № 910), зареєстровані в Міністерстві юстиції України 02 серпня 1996 року за № 417/1442;  
ПЛ — повітряна лінія електропередавання;  
ППБ — Правила пожежної безпеки в Україні, затверджені наказом Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій від 19 жовтня 2004 року № 126, зареєстровані в Міністерстві юстиції України 04 листопада 2004 року за № 1410/10009;  
ПРВВ — пристрій резервування відмови вимикачів;  
ПУЕ — правила улаштування електроустановок;  
РЗАіТ — релейний захист, автоматика і телемеханіка;  
РПН — регулювання під навантагою;  
РУ — розподільна установка;  
САВН — спеціальна автоматика відключення навантаги;  
СП — самоутримний ізолюваний провід;  
СНЗ — спеціалізований навчальний заклад;  
ССБП — система стандартів безпеки праці;  
ТН — трансформатор напруги;  
ТОР — система технічного обслуговування та ремонту;  
ТС — трансформатор струму;  
Ц — система охолодження трансформатора з направленою циркуляцією води й масла;  
Позначення, введені згідно з главою 1.7 ПУЕ:  
ІТ — система, в якій мережу живлення ізолювано від землі чи заземлено через прилади або (і) пристрої, що мають великий опір, а відкриті провідні частини електроустановки приєднано до заземленого РЕ-провідника;  
РЕ-провідник — захисний провідник в електроустановках на напругу до 1 кВ, призначений для захисту від ураження електричним струмом;

PEN-провідник — провідник в електроустановках на напругу до 1 кВ, який поєднує в собі функції захисного (PE-) і нейтрального (N-) провідників;

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;

TT — система, одну точку струмовідних частин джерела живлення якої заземлено, а відкриті провідні частини електроустановки приєднано до PE-провідника, з'єднаного із заземлювачем, електрично незалежним від заземлювача, до якого приєднано точку струмовідних частин джерела живлення.

## **IV. Організація експлуатації електроустановок**

### **1. Обов'язки працівників**

1.1. Цей розділ встановлює вимоги до працівників, робота яких пов'язана з експлуатацією та обслуговуванням електроустановок споживачів.

1.2. Керівник споживача повинен забезпечити:

належну експлуатацію електроустановок згідно з вимогами цих Правил та інших НД;

надійну роботу електроустановок і безпечне їх обслуговування;

виконання заходів із запобігання використанню технологій і методів роботи, що негативно впливають на навколишнє природне середовище;

дотримання встановлених режимів споживання електричної енергії та потужності;

безперешкодний доступ на свої об'єкти уповноважених осіб центрального органу виконавчої влади з державного енергетичного нагляду, представників електропередавальної організації (за пред'явленням службового посвідчення), надання їм інформації і документів, необхідних для здійснення ними своїх повноважень, а також виконання виданих приписів у зазначені терміни.

1.3. Для забезпечення безпечної та надійної експлуатації електроустановок, як правило, у споживача створюється електротехнічна служба (відділ, група) з необхідною кількістю електротехнічних працівників, залежно від класу напруги живлення, складності робіт з обслуговування електроустановок.

1.4. Для безпосереднього виконання функцій щодо організації експлуатації електроустановок керівник споживача своїм розпорядчим документом повинен призначити особу, відповідальну за електрогосподарство, та особу, яка буде її замінювати у разі відсутності (відпустки, хвороба).

Розпорядчий документ щодо призначення особи, відповідальної за електрогосподарство, та особи, яка буде її замінювати, видається після успішної перевірки знань з питань технічної експлуатації електроустановок, пожежної безпеки та охорони праці і присвоєння цим особам IV групи з електробезпеки для обслуговування електроустановок на напругу до 1 кВ або V групи з електробезпеки для обслуговування електроустановок на напругу понад 1 кВ.

1.5. Особа, відповідальна за електрогосподарство споживача, повинна мати відповідну групу з електробезпеки та вищу освіту за відповідним напрямом (спеціальністю) енергетичного профілю, а також стаж роботи за цим напрямом:

для особи з повною вищою освітою (з освітньо-кваліфікаційним рівнем спеціаліст, магістр) — не менше 1 року;

для особи з базовою вищою освітою (з освітньо-кваліфікаційним рівнем молодший спеціаліст, бакалавр) — не менше 2 років.

У разі якщо у споживача використовуються електроустановки II та III категорій з надійності електропостачання на напругу до 1 кВ, допускається, як виняток, призначати

особу, відповідальну за електрогосподарство споживача, з числа працівників, які мають групу з електробезпеки не нижче IV та стаж роботи:

з професійно-технічною освітою за відповідним напрямом (спеціальністю) — не менше 3 років;

з повною загальною середньою освітою, яка пройшла спеціальну підготовку, — не менше 4 років.

1.6. У разі економічної недоцільності створення електротехнічної служби (відділу, групи) у споживача, який має електроустановки II та III категорій з надійності електропостачання на напругу до 1 кВ, електроустановки споживача передаються за договором на обслуговування спеціалізованій організації.

1.7. Виконання обов'язків особи, відповідальної за електрогосподарство, або її заступника, може здійснюватися за сумісництвом.

За наявності у споживача посади головного енергетика обов'язки особи, відповідальної за електрогосподарство, як правило, покладаються на нього.

Допускається виконання обов'язків особи, відповідальної за електрогосподарство, покладати на заступника головного енергетика.

Споживачам, у яких встановлена потужність електроустановок не перевищує 10 кВт, заступника особи, відповідальної за електрогосподарство, можна не призначати.

У споживачів, які відносяться до населення і є власниками електроустановок на напругу понад 1 кВ, особа, відповідальна за електрогосподарство, не призначається. Експлуатація цих електроустановок проводиться відповідно до вимог пункту 1.9 цієї глави.

1.8. Особу, відповідальну за електрогосподарство, можуть не призначати споживачі, які мають ввідно-розподільний пристрій напругою до 380 В та електрогосподарство, яке складається з електропобутових і освітлювальних приладів, які розміщені в помешканнях без підвищеної небезпеки і не знаходяться у вибухо- та пожежонебезпечних зонах.

Керівник споживача після проведення йому електропередавальною організацією інструктажу з питань технічної експлуатації електроустановок споживачів у обсязі, що відповідає II групі з електробезпеки, відповідає за виконання функцій щодо організації технічної та безпечної експлуатації таких електроустановок та умов електроспоживання. Інструктаж проводиться під час укладання або переоформлення договору про постачання електричної енергії.

1.9. Експлуатація електроустановок на напругу понад 1 кВ, власником яких є населення, допускається у разі, якщо власник має V групу з електробезпеки або уклав договір про надання послуг щодо обслуговування цих електроустановок з електропередавальною або спеціалізованою організацією. Власник електроустановки або, у разі укладення відповідного договору, електропередавальна чи спеціалізована організація забезпечують виконання заходів щодо організації експлуатації електроустановок відповідно до вимог цих Правил.

У разі якщо власник електроустановки самостійно здійснює організацію експлуатації цієї електроустановки, то повноту і достатність розроблених заходів він повинен узгоджувати з відповідним територіальним органом центрального органу виконавчої влади з державного енергетичного нагляду.

1.10. Для виконання робіт в діючих електроустановках (які відносяться до об'єктів підвищеної небезпеки) або для їх обслуговування споживач має право залучати спеціалізовану організацію.

Експлуатація електроустановок споживачів спеціалізованою організацією повинна бути забезпечена відповідно до вимог цих Правил.

1.11. Забороняється експлуатація електроустановок споживача у разі відсутності:

власних електротехнічних, електротехнологічних працівників відповідної кваліфікації;

договору про надання послуг щодо обслуговування електроустановок з електропередавальною або спеціалізованою організацією при неможливості самостійного здійснення організації експлуатації власних електроустановок споживачем.

1.12. Особа, відповідальна за електрогосподарство споживача, з урахуванням енергоємності та складу енергетичного обладнання споживача повинна забезпечити:

- а) розроблення і проведення організаційних і технічних заходів, що включають:
  - утримання електроустановок у робочому стані та їх експлуатацію згідно з вимогами цих Правил, ПУЕ, ПБЕЕС, інструкцій з охорони праці та інших НД;
  - дотримання заданих електропередавальною організацією режимів електроспоживання і договірних умов споживання електричної енергії та потужності;
  - виконання заходів з підготовки електроустановок споживача до роботи в осінньо-зимовий період;
  - раціональне використання електричної енергії;
  - оптимальні режими перегікання реактивної електроенергії та економічні режими роботи компенсувальних пристроїв;
  - впровадження автоматизованих систем і приладів вимірювання та обліку електричної енергії;
  - своєчасний і якісний ремонт електроустановок;
  - запобігання аваріям та травматизму в електроустановках;
  - безпечну експлуатацію електроустановок;
  - підвищення надійності роботи електроустановок;
  - навчання і перевірку знань цих Правил, ПБЕЕС, ПУЕ, ПКЕЕ, ППБ, посадових та експлуатаційних інструкцій та інструкцій з охорони праці для електротехнічних (електротехнологічних) працівників;
  - охорону навколишнього природного середовища (залежно від покладених функцій);
- б) удосконалення мережі електропостачання споживача з виділенням на резервні зовнішні живильні лінії струмоприймачів екологічної та аварійної броні;
- в) підвищення рівня промислової безпеки, розроблення комплексу заходів, спрямованих на запобігання травматизму, загибелі тварин, пошкодженню обладнання, можливим негативним екологічним та іншим наслідкам у разі припинення або обмеження електропостачання, здійсненого у встановленому порядку;
- г) експлуатацію електроустановок відповідно до вимог Інструкції з обліку та розслідування технологічних порушень в роботі енергетичного господарства споживачів, затвердженої наказом Міністерства палива та енергетики України від 04 серпня 2006 року № 270, зареєстрованої в Міністерстві юстиції України 22 серпня 2006 року за № 993/12867;
- г) розроблення та дотримання норм витрат палива, електричної енергії, їх своєчасний перегляд під час удосконалення технології виробництва та впровадження нової техніки;
- д) проведення технічного опосвідчення електроустановок;
- е) ведення обліку та контролю за споживанням електричної енергії та потужності та розроблення заходів щодо їх зниження. Виконання встановлених режимів електроспоживання;
- є) розроблення із залученням технологічних та інших підрозділів, а також спеціалізованих інститутів і проектних організацій перспективних планів зниження енергоємності продукції, яка випускається, впровадження енергозберігаючих технологій, теплоутилізаційних установок, використання вторинних паливно-енергетичних ресурсів, запровадження прогресивних форм економічного стимулювання;
- ж) облік та аналіз нещасних випадків, що сталися в електрогосподарстві, а також вжиття заходів щодо усунення причин їх виникнення;
- з) розроблення інструкцій з експлуатації електроустановок та мереж, інструкцій з охорони праці і пожежної безпеки та програм підготовки персоналу для працівників електротехнічної служби;

и) надання інформації на вимогу центрального органу виконавчої влади з державного енергетичного нагляду відповідно до вимог НД;

і) ведення документації з електрогосподарства відповідно до вимог НД;

ї) додержання вимог санітарних норм і правил щодо умов праці на робочих місцях працівників згідно з вимогами розділу VI цих Правил.

Обов'язки спеціалізованої організації щодо обслуговування та/або експлуатації електроустановок споживача визначаються у договорі про надання послуг щодо обслуговування цих електроустановок з електропередавальною або спеціалізованою організацією.

1.13. Працівник, який виявив порушення цих Правил або помітив несправність електроустановки, колективного або індивідуального засобу захисту, зобов'язаний повідомити про це свого безпосереднього керівника, а за його відсутності — керівника вищого рівня.

У тих випадках, коли несправність в електроустановці становить явну небезпеку для людей чи для самої установки, усунути цю несправність може електротехнічний працівник за умови дотримання вимог правил безпеки, з наступним повідомленням про цей випадок безпосереднього керівника.

1.14. Керівник споживача відповідає за неналежну організацію експлуатації та обслуговування електроустановок.

Керівники та спеціалісти технологічних служб, особа, відповідальна за електрогосподарство споживача, в межах своїх повноважень відповідають за належне виконання вимог, передбачених цими Правилами та відповідними посадовими інструкціями.

Працівники, які безпосередньо обслуговують електроустановки, та працівники, які виконують ремонт обладнання, зобов'язані належним чином виконувати свої обов'язки, визначені відповідними посадовими інструкціями.

Керівники і спеціалісти електротехнічної служби зобов'язані своєчасно та належним чином виконувати свої обов'язки щодо технічного обслуговування обладнання та вживати необхідні протиаварійні заходи.

## **2. Вимоги до працівників та їх підготовки**

2.1. Основні вимоги до працівників щодо проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці відповідно до вимог ГНД 34.12.102-2004, проведення інструктажів, спеціального навчання та перевірки знань з питань пожежної безпеки, а також переліку посад, при призначенні на які особи зобов'язані проходити навчання і перевірку знань з питань пожежної безпеки, та порядок їх організації визначаються НПАОП 0.00-4.12-05, НАПБ Б.02.005-2003, при виконанні робіт в електроустановках, розміщених у вибухонебезпечних або пожежонебезпечних зонах, згідно з вимогами НАПБ Б.06.001-2003.

2.2. Обслуговування електроустановок споживачів, у тому числі виконання ремонтних, монтажних, налагоджувальних робіт і оперативних перемикачів в електроустановках, повинні здійснювати спеціально підготовлені електротехнічні працівники, а саме: адміністративно-технічні, оперативні, виробничі та оперативно-виробничі працівники споживача або працівники спеціалізованої організації (за договором).

Обслуговування установок електротехнологічних процесів (електрозварювання, електролізу, електротермії тощо), вантажопідіймальних механізмів, ручних електричних машин, переносних та пересувних струмоприймачів, складного енергонасиченого виробничо-технологічного обладнання, під час роботи якого необхідно постійно проводити технічний нагляд, зміну, коригування ведення технологічних режимів за допомогою штатних засобів регулювання електроапаратури, електроприводів, повинні здійснювати спеціально підготовлені електротехнологічні працівники, які мають навички та знання для безпечного виконання робіт з технічного обслуговування закріпленої за ними установки.

2.3. Електротехнологічні працівники виробничих цехів та дільниць, які здійснюють експлуатацію електротехнологічних установок, повинні мати групу з електробезпеки не нижче II.

Керівники структурних підрозділів, яким безпосередньо підпорядковані електротехнологічні працівники, повинні мати групу з електробезпеки не нижчу, ніж у підлеглих працівників. Вони повинні здійснювати технічне керівництво цими працівниками та контроль за їхньою роботою.

2.4. Працівники, які обслуговують електроустановки споживачів або технологічні процеси, які базуються на використанні електричної енергії, повинні мати вік понад 18 років.

При прийнятті на роботу, а також періодично під час роботи стан здоров'я цих працівників повинен засвідчуватися медичним оглядом.

2.5. Керівник споживача відповідно до вимог ГНД 34.12.102-2004 з урахуванням енергоємності та складу енергетичного обладнання повинен затвердити відповідні положення про спеціальну підготовку і навчання електротехнічних та електротехнологічних працівників з питань технічної експлуатації електроустановок споживачів.

2.6. У процесі трудової діяльності електротехнічні та електротехнологічні працівники проходять відповідно до вимог ГНД 34.12.102-2004 такі форми навчання з питань технічної експлуатації електроустановок:

інструктажі;

періодичне навчання в спеціалізованих навчальних закладах (далі — СНЗ);

щорічне навчання на підприємстві електроенергетики;

спеціальну підготовку;

стажування;

дублювання;

протиаварійні тренування.

2.7. Щорічне навчання на виробництві проходять електротехнічні та електротехнологічні працівники, які зайняті на роботах з підвищеною небезпекою або там, де є потреба в професійному доборі. Списки цих працівників, плани-графіки проведення щорічного навчання на виробництві та періодичного навчання СНЗ затверджуються керівником споживача.

Як правило, щорічне навчання на виробництві проводиться із залученням адміністративно-технічних працівників споживача (електротехнічних служб) та СНЗ.

2.8. Спеціальну підготовку проходять працівники споживача, які забезпечують виробничі процеси на об'єктах електроенергетики. Перелік таких працівників визначається кожним споживачем згідно з вимогами ГНД 34.12.102-2004.

Спеціальна підготовка працівників здійснюється за індивідуальними програмами з урахуванням освіти, відповідної кваліфікації та попереднього досвіду роботи працівника на об'єктах електроенергетики.

2.9. Працівник, що має стаж за фахом не менше трьох років, який переходить з одного робочого місця на інше, і при цьому характер його роботи та тип устаткування, на якому він працюватиме, не змінюються звільняється від проходження стажування.

Тривалість стажування працівника встановлюється індивідуально залежно від здобутої освіти, спеціальності, досвіду роботи, займаної посади.

Після закінчення стажування та перевірки знань виробничі працівники допускаються до самостійної роботи, а оперативні — до дублювання.

Тривалість дублювання на робочому місці встановлюється рішенням комісії з перевірки знань і залежить від кваліфікації працівника та складності обладнання, яке він обслуговуватиме, та триває не менше, ніж шість змін.



2.10. Під час дублювання особа, що навчається, може робити оперативні перемикання або інші роботи в електроустановці під наглядом досвідченого працівника, який її навчає.

2.11. Протиаварійні тренування на робочих місцях та необхідність відпрацьовувати способи та прийоми запобігання порушенням у роботі обладнання та швидкої ліквідації несправностей і аварій повинні проходити оперативні та оперативно-виробничі працівники споживача один раз на квартал.

Ці тренування проводяться під керівництвом особи, відповідальної за електрогосподарство споживача.

2.12. Працівники, які не пройшли у встановлені строки навчання з питань технічної експлуатації електроустановок споживачів та обов'язкових для них медичних оглядів, до перевірки знань не допускаються.

Результати перевірки знань з технічної експлуатації електроустановок споживачів заносяться в журнал перевірки знань та підписуються всіма членами комісії з перевірки знань. Якщо перевірка знань декількох працівників проводилась в один день і склад комісії з перевірки знань не змінювався, то члени комісії з перевірки знань можуть підписатися один раз після закінчення роботи зазначеної комісії. При цьому необхідно вказати словами загальну кількість осіб, у яких перевірено знання.

2.13. Для проведення перевірки знань електротехнічних та електротехнологічних працівників щодо вимог цих Правил керівник споживача повинен своїм наказом призначити комісії (центральну комісію споживача та комісії в окремих структурних підрозділах підприємства) з перевірки знань, а також встановити перелік працівників, які проходять перевірку знань в зазначених комісіях.

Головою центральної комісії споживача з перевірки знань призначається керівник споживача або його заступник, до службових обов'язків якого входить організація роботи з питань технічної експлуатації електроустановок споживачів.

До складу центральної комісії споживача з перевірки знань входить особа, відповідальна за електрогосподарство, спеціалісти підрозділу відповідного підприємства з охорони праці, представники юридичних, виробничих, технічних служб, представник профспілки або уповноважена працівниками особа з питань охорони праці.

У разі потреби керівник споживача створює комісії з перевірки знань в окремих структурних підрозділах підприємства. Ці комісії очолюють керівники (заступники керівників) відповідних підрозділів, які пройшли перевірку знань в центральній комісії споживача з перевірки знань, або особа, відповідальна за електрогосподарство.

Керівники підрозділів споживача відповідають за своєчасну перевірку знань у електротехнічних та електротехнологічних працівників.

Комісія вважається правочинною, якщо до її складу входять не менше трьох осіб.

Перевірка знань електротехнічних та електротехнологічних працівників щодо вимог цих Правил може проводитись разом з перевіркою знань з питань охорони праці та пожежної безпеки. У разі створення єдиної комісії для перевірки знань з питань технічної експлуатації електроустановок споживачів, охорони праці та знань з пожежної безпеки склад цієї комісії та оформлення результатів перевірки знань повинні відповідати вимогам ГНД 34.12.102-2004, НПАОП 0.00-4.12-05, НАПБ Б.02.005-2003.

2.14. Новопризначені працівники, що прийняті на роботу, пов'язану з обслуговуванням електроустановок, або при перерві в роботі понад один рік, проходять первинну перевірку знань.

Первинна перевірка знань працівників повинна проводитись у строки, установлені програмами і планами їх підготовки.

Допускається при проведенні перевірки знань використання контрольно-навчальних засобів на базі персональних електронно-обчислювальних машин для всіх видів перевірок з наступним усним опитуванням, окрім первинної. У цьому разі запис у журналі перевірки знань проводиться обов'язково.

2.15. Перевірку знань з вимог цих Правил проходять:

працівники споживачів (ремонтних, будівельних, монтажних, проектних та інших підприємств і організацій), що експлуатують електроустановки, для яких електрична енергія використовується на підставі договору;

працівники електропередавальних організацій, які оформлюють акти огляду електроустановок споживачів та проводять обстеження технічного стану електроустановок побутових споживачів, а також виконують інші роботи, пов'язані з експлуатацією електроустановок споживачів.

Допускається не проводити перевірку знань з технічної експлуатації електроустановок споживачів у працівника, якого прийнято на роботу за сумісництвом з метою покладення на нього обов'язків особи, відповідальної за електрогосподарство, при одночасному виконанні таких умов:

якщо з дня перевірки знань у відповідній комісії з перевірки знань з технічної експлуатації електроустановок споживачів за участю представника центрального органу виконавчої влади з державного енергетичного нагляду за основним місцем роботи минуло не більше одного року;

енергоємність електроустановок, їх складність в організації експлуатації електрогосподарства за сумісництвом не вища, ніж за місцем основної роботи.

2.16. У разі переходу на інше підприємство чи переведення на іншу посаду у межах одного підприємства або у зв'язку з перервою в роботі електротехнічному працівнику, який успішно пройшов перевірку знань, рішенням комісії з перевірки знань може бути підтверджена та група з електробезпеки, яку він мав до зазначеного переходу або перерви в роботі.

2.17. Періодична перевірка знань з питань технічної експлуатації електроустановок споживачів проводиться:

первинне навчання та перевірка знань усіх працівників — до початку виконання роботи;

для працівників, які безпосередньо організують та проводять роботи з оперативного обслуговування діючих електроустановок чи виконують у них налагоджувальні, електромонтажні, ремонтні, профілактичні випробування або експлуатують електроустановки у вибухонебезпечних, пожежонебезпечних зонах, — один раз на рік;

для адміністративно-технічних працівників, які не належать до попередньої групи, а також для членів комісій з перевірки знань — один раз на три роки.

Забороняється допуск до роботи працівників, які не пройшли навчання та перевірку знань у визначені строки.

2.18. Особа, відповідальна за електрогосподарство, члени центральної комісії споживача з перевірки знань та посадові особи оперативних працівників проходять не рідше одного разу на три роки періодичне навчання в СНЗ з питань технічної експлуатації електроустановок споживачів та пожежної безпеки. Члени комісій з перевірки знань в окремих структурних підрозділах підприємства інших рівнів та інші електротехнічні та електротехнологічні працівники проходять періодичне навчання в СНЗ один раз на п'ять років.

2.19. Працівник, незалежно від строку проведення попередньої перевірки знань з правил технічної експлуатації електроустановок споживачів, проходить позачергову перевірку знань у разі:

внесення відповідних змін до цих Правил;

порушення працівником вимог НД;

переведення працівника на іншу роботу або призначення на іншу посаду, що потребує додаткових знань;

перерви в роботі на даній посаді понад шість місяців;

незадовільної оцінки знань працівника — у строки, визначені комісією з перевірки знань, але не раніше ніж через один місяць після одержаної незадовільної оцінки;

вимог центрального органу виконавчої влади з державного енергетичного нагляду та Державної служби гірничого нагляду та промислової безпеки України.

2.20. Перевірку знань з питань технічної експлуатації електроустановок споживачів проводять:

у особи, відповідальної за електрогосподарство споживача (головного енергетика, його заступника), та інших працівників — центральна комісія споживача з перевірки знань за участю в комісіях представника центрального органу виконавчої влади з державного енергетичного нагляду;

у осіб, відповідальних за електрогосподарство відповідного структурного підрозділу споживача, — центральна комісія споживача з перевірки знань або комісія з перевірки знань в окремому структурному підрозділі споживача за участю в зазначених комісіях особи, відповідальної за електрогосподарство споживача (головний енергетик, його заступник).

Проведення перевірки знань в осіб, відповідальних за електрогосподарство споживачів, допускається в комісії іншого підприємства з аналогічними виробничими процесами або юридичної особи, яка є засновником споживача.

2.21. Споживачі, чисельність яких не дає змоги створити комісію для перевірки знань з питань технічної експлуатації електроустановок споживачів, перевірку знань проходять у комісії СНЗ.

У роботі такої комісії, як правило, бере участь керівник споживача, працівники якого проходять перевірку знань.

У цьому випадку комісія з перевірки знань призначається наказом (розпорядженням) керівника СНЗ. Члени комісії повинні проходити перевірку знань з питань технічної експлуатації електроустановок споживачів в територіальному органі центрального органу виконавчої влади з державного енергетичного нагляду один раз на три роки.

Головою комісії призначається представник центрального органу виконавчої влади з державного енергетичного нагляду.

2.22. Перевірка знань у осіб, відповідальних за електрогосподарство, за участю відповідного інспектора центрального органу виконавчої влади з державного енергетичного нагляду у разі відсутності відповідного працівника Державної служби гірничого нагляду та промислової безпеки України може проводитись лише з питань технічної експлуатації електроустановок споживачів.

У цьому випадку роблять окремі записи в журналі перевірки знань.

Для безпосереднього виконання функцій щодо організації оперативного керування керівник споживача повинен призначити особу, відповідальну за оперативну роботу споживача, яка пройшла перевірку знань в центральній комісії споживача з перевірки знань за участю представника центрального органу виконавчої влади з державного енергетичного нагляду.

2.23. Перевірка знань кожного працівника здійснюється індивідуально за затвердженими керівником центральної комісії споживача з перевірки знань білетами або за допомогою тестування із наступним опитуванням. Результати зазначеної перевірки оформляються протоколом та записуються у журналі перевірки знань. У разі проходження перевірки знань з питань технічної експлуатації електроустановок споживачів, пожежної безпеки та охорони праці записи про проходження перевірки знань з цих питань оформляються окремо за підписом усіх членів комісії.

Керівник споживача протягом четвертого кварталу поточного року повинен подавати до центрального органу виконавчої влади з державного енергетичного нагляду графік перевірки знань електротехнічних та електротехнологічних працівників на наступний рік.

Про дату перевірки знань представники центрального органу виконавчої влади з державного енергетичного нагляду повинні бути повідомлені споживачем не пізніше ніж за 20 днів до дати проведення цієї перевірки.

2.24. Керівники спеціалізованих організацій, а також працівники цих організацій, які виконують технічне обслуговування і експлуатацію електроустановок споживачів чи проводять у них монтажні, налагоджувальні, ремонтні роботи, випробування і профілактичні вимірювання за договором, повинні проходити перевірку знань відповідно до вимог цих Правил.

2.25. Навчання та перевірка знань працівників навчальних закладів, які організують та проводять навчання з використанням електричного обладнання, здійснюються згідно з вимогами цих Правил та відповідних НД.

### 3. Технічна документація

3.1. Для забезпечення належного обслуговування та експлуатації електроустановок у споживача повинна бути така технічна документація:

технічні умови на приєднання до електричних мереж та довідка про їх виконання, видана власником електричних мереж;

затверджена проектна документація (креслення, пояснювальні записки тощо) з усіма змінами;

акти прийняття прихованих робіт;

акти випробувань та налагодження електроустановок;

акти прийняття електроустановок в експлуатацію, виконавчі схеми первинних і вторинних електричних з'єднань;

акти розмежування електричних мереж за балансовою належністю та експлуатаційною відповідальністю між споживачем і електропередавальною організацією;

технічні паспорти основного електрообладнання, будівель і споруд об'єктів, сертифікати на електрообладнання і матеріали, що підлягають сертифікації;

інструкції з експлуатації електроустановок, крім того, споживач повинен мати:

а) посадові інструкції, інструкції з охорони праці та пожежної безпеки на кожному робочому місці, програми підготовки працівників (які, як правило, повинні знаходитись у кожному структурному підрозділі підприємства чи самостійної виробничої дільниці споживача);

б) договори про постачання електричної енергії, а у разі передавання електричної енергії послідовно мережами декількох суб'єктів господарювання — договори про спільне використання технологічних електричних мереж (про технічне забезпечення електропостачання споживача).

3.2. Для структурного підрозділу підприємства чи самостійної виробничої дільниці споживача необхідно мати:

паспортні карти або журнали з переписом електроустановок та засобів захисту із зазначенням їх технічних даних, а також присвоєними їм інвентарними номерами (до паспортних карт або журналів додаються протоколи та акти випробувань, ремонту і ревізії обладнання);

креслення електрообладнання, електроустановок і споруд, комплекти креслень запасних частин, виконавчі креслення трас повітряних та кабельних ліній, кабельні журнали;

креслення підземних кабельних трас і заземлювальних пристроїв з прив'язками до будівель і постійних споруд, а також із зазначенням місць установа з'єднувальних муфт кабелів і перетинів їх з іншими комунікаціями;

загальні схеми електропостачання, складені для споживача в цілому та для окремих цехів і дільниць;

комплект експлуатаційних інструкцій з обслуговування електроустановок цеху, дільниці;

акти або письмові розпорядження керівника споживача про розмежування електричних мереж за балансовою належністю і експлуатаційною відповідальністю між структурними підрозділами.

3.3. Для кожної електроустановки повинні бути складені і затверджені особою, відповідальною за електрогосподарство, та узгоджені в установленому порядку однолінійні схеми електричних з'єднань усіх напруг для нормальних режимів роботи обладнання.

Усі зміни в схемах електроустановок, зроблені під час експлуатації, повинні відображатись у схемах і кресленнях та бути підтверджені записами в оперативному журналі, які вказують причину і дату внесення змін та прізвище особи, яка внесла зміни.

Відомості про зміни в схемах повинні доводитися до всіх працівників (із записом в оперативному журналі), для яких є обов'язковим знання цих схем.

3.4. Електричні (технологічні) схеми повинні переглядатися на їх відповідність фактичним експлуатаційним не рідше одного разу на три роки з відміткою в них про перевірку.

Інструкції з експлуатації устаткування, а також інші інструкції стосовно експлуатації обладнання переглядаються один раз на три роки.

3.5. Комплект необхідних схем електропостачання повинен бути на робочому місці в особи, відповідальної за електрогосподарство.

Комплект оперативних схем електроустановок даного цеху, дільниці та електроустановок, електрично з'єднаних з іншими цехами і дільницями, повинен зберігатись у чергового цеху, дільниці.

Основні електричні схеми електроустановки вивішуються на видному місці в приміщенні даної електроустановки.

3.6. Порядок експлуатації електроустановок споживачів, які безпосередньо підключені до мережі електропередавальної організації, установлюється положенням про взаємовідносини оперативних працівників споживача з працівниками електропередавальної організації, яке узгоджене з цією організацією.

Забороняється підключення електроустановок споживача до мережі електропередавальної організації без затвердження такого положення.

3.7. Споживачі (субспоживачі), що мають струмоприймачі, які відносяться до екологічної, аварійної та технологічної броні електропостачання, повинні забезпечити живлення цих струмоприймачів за категорією з надійності електропостачання, що відповідає характеру цих струмоприймачів та особливостям технологічного процесу. Величина цієї броні оформляється актом екологічної, аварійної та технологічної броні відповідно до Інструкції про порядок складання акта екологічної, аварійної та технологічної броні електропостачання споживача, затвердженої наказом Міністерства палива та енергетики України від 19 січня 2004 року № 26, зареєстрованої в Міністерстві юстиції України 04 лютого 2004 року за № 154/8753.

Акт екологічної, аварійної та технологічної броні електропостачання споживача складається електропередавальною організацією зі споживачем (споживачем із субспоживачем). Відповідно до Закону України «Про електроенергетику» енергопостачальна (електропередавальна) організація погоджує з відповідним споживачем величину екологічної броні електропостачання, яка має бути затверджена центральним органом виконавчої влади з державного енергетичного нагляду.

До переліку споживачів електроенергії та їх обладнання, для якого має бути встановлена екологічна броня електропостачання, включаються споживачі, об'єкти яких у встановленому порядку включено до Державного реєстру об'єктів підвищеної небезпеки, а також інші споживачі, яких визначено такими відповідно до законодавства.

3.8. У споживачів, що мають особливі умови виробництва або електроустановки, експлуатація яких не передбачена цими Правилами, повинні бути розроблені інструкції з

експлуатації цих електроустановок та інструкції з охорони праці і пожежної безпеки для електротехнічних працівників, що обслуговують електроустановки.

Ці інструкції затверджуються керівником споживача з урахуванням характеру і технології виробництва, особливостей обладнання тощо.

Крім того, у таких споживачів повинен бути комплект необхідних засобів індивідуального захисту.

3.9. У посадових інструкціях повинні бути вказані:

НД, які регламентують порядок технічної експлуатації електроустановок споживачів;

перелік інструкцій з експлуатації електроустановок, охорони праці, пожежної безпеки, схем і пристроїв електрообладнання, знання яких є обов'язковими для особи, яка займає відповідну посаду;

вимоги до працівника щодо групи з ПБЕЕС;

строки перевірки знань;

права, обов'язки та відповідальність працівника;

виробничі (службові) взаємовідносини з посадовими особами вищого рівня, підлеглими та іншими працівниками.

3.10. У разі зміни стану, умов експлуатації чи складу електроустановок до інструкцій вносяться відповідні зміни. З цими змінами під підпис та із записом у журналі інструктажу ознайомлюються працівники, для яких є обов'язковим знання цих інструкцій.

3.11. На кожній виробничій ділянці, у цеху повинен бути комплект необхідних інструкцій за затвердженим переліком. Повний комплект інструкцій повинен зберігатися у особи, відповідальної за електрогосподарство цеху чи ділянки, а необхідний комплект — у працівника на робочому місці.

Інструкції переглядаються не рідше ніж один раз на 3 роки.

3.12. На робочих місцях оперативних працівників залежно від структури управління електрогосподарством, особливостей умов виробництва (на підстанціях, у РУ або приміщеннях, відведених для працівників, які обслуговують електроустановки) необхідно вести таку документацію:

оперативну схему або схему-макет;

оперативний журнал;

бланки нарядів-допусків на виконання робіт в електроустановках;

бланки перемикачів;

перелік складних перемикачів;

перелік інвентарних засобів захисту;

журнал дефектів та неполадок на електроустановках;

журнал заявок на виведення у ремонт електрообладнання;

журнал показів засобів вимірювальної техніки і електролічильників;

журнал обліку споживання електричної енергії, півгодинних вимірів навантаги в години максимуму електропередавальної організації;

перелік робіт, що виконуються в порядку поточної експлуатації;

журнал обліку інструктажів;

журнал обліку протиаварійних тренувань та протипожежних тренувань;

журнал пристроїв релейного захисту, автоматики і телемеханіки та карти їх уставок

(у тому числі частотного розвантаження);

журнал обліку робіт за нарядами і розпорядженнями;

комплект виробничих інструкцій, інструкцій з охорони праці та пожежної безпеки;

журнал видачі та повернення ключів від приміщень з електроустановками;

список електроустановок, що перебувають в оперативному керуванні та/або віданні оперативних працівників вищого рівня;

положення про порядок взаємовідносин з оперативними працівниками електропередавальної організації;

списки працівників:

- а) які мають право оформляти розпорядження та наряди на виконання робіт;
- б) які мають право одноосібного огляду електроустановок та електротехнічної частини технологічного електрообладнання;
- в) які мають право давати оперативні розпорядження та вести оперативні переговори (керівні чергові працівники у зміні);
- г) які мають право виконувати оперативні перемикання;
- г) відповідальних оперативних працівників електропередавальної організації;
- д) які мають право бути допускатчем, керівником робіт, наглядачем, членом бригади;
- е) допущених до перевірки підземних споруд на наявність газу.

Крім того, на робочому місці оперативних працівників повинні бути:

інструкція про порядок дії працівників у разі виникнення аварійних та надзвичайних ситуацій, а також пожеж;

повідомлення електропередавальної організації про встановлення граничних величин споживання електричної енергії та потужності, а також графіки обмеження та аварійного відключення споживачів;

затверджений у встановленому порядку перелік заходів зі зниження навантаження в години контролю максимуму електричної потужності;

розроблені та затверджені регульовальні заходи щодо зниження споживання електричної енергії та потужності для забезпечення встановлених режимів електроспоживання відповідно до доведених графіками обмеження;

документи щодо допустимих на робочому місці параметрів факторів виробничого середовища: мікроклімату, шуму, освітленості, рівнів електромагнітних полів тощо згідно з державними санітарними нормами.

Залежно від особливостей умов виробництва обсяг оперативної документації може бути доповнений за рішенням керівника споживача чи особи, відповідальної за електрогосподарство.

3.13. Документацію періодично (у встановлений на підприємстві строк, але не рідше одного разу на місяць) повинні переглядати працівники (керівники і спеціалісти, які зобов'язані вживати заходів щодо усунення виявлених дефектів і порушень).

3.14. Документація, діаграми реєструвальних контрольно-вимірювальних приладів, відомості показів розрахункових електролічильників, вихідні документи, які формуються оперативно-інформаційним комплексом автоматизованої системи керування електрогосподарством споживача, належать до документів обліку та підлягають зберіганню в установленому порядку.

#### **4. Прийняття електроустановок в експлуатацію та порядок їх підключення до електричної мережі**

4.1. Повністю закінчені будівництвом електроустановки, їх черги чи пускові комплекси повинні бути прийняті в експлуатацію відповідно до вимог НД, зокрема СОУ-Н ЕЕ 20.402:2007.

Прийняття в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів здійснюється на підставі акта готовності об'єкта до експлуатації шляхом видачі Державною архітектурно-будівельною інспекцією України та її територіальними органами сертифіката.

При відсутності зауважень щодо готовності об'єкта до експлуатації інспектор центрального органу виконавчої влади з державного енергетичного нагляду (представник електропередавальної організації) здійснює погодження акта готовності об'єкта до експлуатації відповідно до вимог законодавства.

4.2. Схеми електроустановок пускового комплексу розробляються проектною організацією на основі технічних умов, виданих замовником, та погоджуються в установленому НД порядку.

Пусковий комплекс може включати в себе частину проектної схеми електроустановки, що забезпечує його нормальну експлуатацію із заданими параметрами.

Із складу пускових комплексів не повинні виключатися будівлі та споруди санітарно-побутового призначення, а також ті, що передбачені для створення безпечних умов життєдіяльності.

До початку основних будівельних робіт на будові має бути забезпечене протипожежне водопостачання від пожежних гідрантів на водогінній мережі або з резервуарів (водойм).

Внутрішній протипожежний водогін та автоматичні системи пожежогасіння, передбачені проектом, необхідно монтувати одночасно із зведенням об'єкта. Протипожежний водогін повинен уводитися в дію до початку опоряджувальних робіт, а автоматичні системи пожежогасіння й сигналізації — до моменту пусканалагоджувальних робіт (у кабельних спорудах — до укладання кабелів).

Пожежні депо, передбачені проектом, повинні зводитись у першу чергу будівництва. Використання будівлі депо під інші потреби забороняється.

4.3. На період будівельно-монтажних та пусканалагоджувальних робіт замовник (споживач) здійснює кваліфікований технічний нагляд і проводить проміжні прийняття вузлів обладнання і споруд, у тому числі прихованих робіт.

Перед початком проведення пусканалагоджувальних робіт з одночасною подачею напруги живлення за тимчасовими схемами замовник, як правило, установлює тимчасовий експлуатаційний режим обслуговування електроустановки оперативними працівниками.

4.4. До прийняття електроустановок в експлуатацію повинні бути проведені: індивідуальні випробування обладнання і опробування окремих систем (індивідуальні пуски); комплексне випробування обладнання.

4.5. Перед індивідуальними і комплексними випробуваннями повинно бути перевірене виконання вимог НД, зокрема цих Правил, інструкцій з монтажу устаткування тощо.

Для приймально-здавальних випробувань допускається подання напруги на електроустановку, якщо укладено договір про тимчасове постачання електричної енергії без засобів обліку та узгоджено з Державною службою гірничого нагляду та промислової безпеки України.

4.6. Індивідуальні та функціональні випробування обладнання й окремих систем проводить генеральний підрядник із залученням працівників замовника, монтажних і пусканалагоджувальних організацій за проектними схемами після закінчення всіх будівельних, монтажних і налагоджувальних робіт.

4.7. Комплексне випробування організовує і проводить замовник. Під час комплексного випробування повинна бути перевірена спільна робота основних агрегатів, технологічних схем і всього допоміжного обладнання під навантагою та безпечність їх експлуатації.

Початком комплексного випробування енергоустановки вважається момент включення її в мережу або під навантагу.

Комплексне випробування передбачає увімкнення в роботу та налагодження засобів вимірювальної техніки, блокувань, пристроїв сигналізації та дистанційного керування, захисту та автоматичного регулювання.

Комплексні випробування вважаються проведеними за умови нормальної і безперервної роботи основного і допоміжного обладнання протягом 72 год, а ліній електропередавання — протягом 24 год.

Після проведення комплексного випробування замовник (та/або інспектор центрального органу виконавчої влади з державного енергетичного нагляду, представник електропередавальної організації) підписує відповідний акт випробування об'єкта.



4.8. Якщо змонтовані електроустановки передаються на баланс електропередавальній організації або на обслуговування (за договором), їх прийняття від монтажної організації проводить замовник разом з електропередавальною організацією. Підключення цих електроустановок до електричної мережі здійснюється в установленому порядку.

4.9. Дефекти й недоробки, допущені в ході будівництва та монтажу, а також дефекти обладнання, виявлені під час випробувань, повинні бути усунені будівельними, монтажними, пусконаладжувальними організаціями та підприємствами-виробниками до оформлення підключення електроустановок до електричної мережі.

Підключення електроустановок до електричної мережі з дефектами та недоробками забороняється.

4.10. До прийняття електроустановок в експлуатацію повинні бути:

розроблені експлуатаційні інструкції та оперативні схеми, технічна документація;

експлуатаційні (електротехнічні й електротехнологічні) працівники, які пройшли відповідне навчання та перевірку знань або з керівниками яких укладено договір про надання послуг щодо обслуговування електроустановок з електропередавальною або спеціалізованою організацією;

підготовлені запасні частини й матеріали, випробувані захисні засоби й інструмент;

уведені в роботу засоби зв'язку, установки пожежної сигналізації та пожежогасіння (за участю представника Державної інспекції техногенної безпеки України), аварійного освітлення і вентиляції;

створені безпечні умови роботи для виробничих працівників та перебування людей відповідно до вимог НД з охорони праці, промислової безпеки, пожежної та технологічної безпеки, екологічних та санітарних норм.

4.11. Для оформлення підключення електроустановки до електричної мережі замовник надає інспектору центрального органу виконавчої влади з державного енергетичного нагляду (електропередавальній організації) електроустановку для здійснення технічного огляду, а також необхідну документацію.

4.12. Технічний огляд електроустановок проводиться для об'єктів:

напругою понад 1 кВ або призначених для живлення струмоприймачів I категорії з надійності електропостачання та її особливої групи — представниками центрального органу виконавчої влади з державного енергетичного нагляду та Державної служби гірничого нагляду та промислової безпеки України;

напругою до 1 кВ II та III категорій з надійності електропостачання — представником електропередавальної організації.

Під час технічного огляду замовник надає проектну та технічну документацію, акти виконаних робіт та інші матеріали в необхідному обсязі, а також протокол перевірки знань та розпорядчий документ про призначення особи, відповідальної за електрогосподарство споживача, або договір про обслуговування електроустановок спеціалізованою організацією.

Результати технічного огляду щодо відповідності нових та реконструйованих електричних установок та мереж технічним умовам, нормам, правилам і стандартам фіксуються у відповідному акті огляду.

Зазначений акт надається лише за наявності у споживача власних електротехнічних працівників, які пройшли навчання, перевірку знань та інструктаж відповідно до вимог цих Правил, наказу про призначення особи, відповідальної за електрогосподарство, або договору про надання послуг щодо обслуговування цих електроустановок з електропередавальною або спеціалізованою організацією.

4.13. Електроустановки тимчасового електропостачання (будівельних майданчиків, атракціонів тощо) повинні бути виконані відповідно до вимог ПУЕ і прийняті в експлуатацію в порядку, передбаченому цими Правилами.

Місце розташування та засіб підключення електричної мережі будівельних майданчиків та тимчасових атракціонів необхідно виконувати відповідно до затверджених проектів, які пройшли експертизу на відповідність НД з питань пожежної безпеки.

Підключення зазначених електроустановок до електричної мережі електропередавальної організації здійснюється після проведення технічного огляду електроустановки центральним органом виконавчої влади з державного енергетичного нагляду.

4.14. Підключення електроустановки закінченого будівництвом об'єкта, який прийнятий в експлуатацію, до електричної мережі здійснюється власником мереж після одержання сертифіката та здійснення технічного огляду електроустановки відповідно до пункту 4.12 цієї глави та на підставі договору про постачання електричної енергії (договору про спільне використання технологічних електричних мереж, про технічне забезпечення електропостачання споживача).

Якщо електроустановка є складовою частиною будівництва об'єкта або пускового комплексу то за письмовим зверненням замовника допускається здійснювати підключення електроустановки до електричної мережі на підставі проведеного огляду.

## **5. Технічний контроль, обслуговування і ремонт електроустановок**

5.1. У споживача повинен бути організований контроль технічного стану шляхом проведення оглядів, технічного опосвідчення (діагностування) електроустановок, обладнання, будівель і споруд. Контроль має бути як постійним, так і періодичним.

Періодичність контролю установлює особа, відповідальна за електрогосподарство. За результатами контролю мають складатися відповідні документи (акти огляду, акти і протоколи випробувань та вимірювань). Крім того, результати контролю повинні фіксуватись у оперативному журналі, журналі дефектів та неполадок на електроустановках.

5.2. Контроль технічного стану електроустановок повинен проводитись оперативними й оперативно-виробничими працівниками споживача, які пройшли відповідну підготовку й допущені до виконання подібних робіт. Обсяг контролю встановлюється відповідно до вимог НД, вимог інструкцій підприємств-виробників, щорічних планів, які затверджує особа, відповідальна за електрогосподарство.

5.3. Після закінчення встановленого технічною документацією строку експлуатації технологічні системи та електроустановки повинні підлягати технічному опосвідченню з метою визначення залишкового ресурсу й можливості його поновлення.

Технічне опосвідчення проводиться за програмою, узгодженою з центральним органом виконавчої влади з державного енергетичного нагляду та відповідною комісією з визначення строку експлуатації технологічних систем, очолюваною керівником споживача (особою, відповідальною за електрогосподарство) або його заступником. До складу комісії включають керівників і спеціалістів структурних підрозділів споживача, осіб, відповідальних за електрогосподарство підрозділів, представників центрального органу виконавчої влади з державного енергетичного нагляду, Державної служби гірничого нагляду та промислової безпеки України, спеціалізованих організацій (за договором).

У разі наявності залишкового ресурсу роботи обладнання, а також після виконання робіт з його поновлення комісією з визначення строку експлуатації технологічних систем приймається рішення про продовження строку експлуатації згідно з інструкціями виробника.

5.4. Завданням технічного опосвідчення електроустановок є:  
визначення технічного стану електроустановок (справна, несправна, працездатна, непрацездатна);

визначення місця можливої відмови або несправності;

прогнозування технічного стану електроустановки.

В обсяг проведення технічного опосвідчення на підставі НД повинні бути включені:

зовнішній і внутрішні огляди;  
перевірка технічної документації;  
питання організації експлуатації електричних установок;  
оперативне їх обслуговування та відповідність здійснюваних випробувань та вимірювань чинним НД тощо.

Для проведення технічного опосвідчення електроустановки споживач може використовувати наявні в нього системи і засоби технічного опосвідчення.

Одночасно з технічним опосвідченням повинна здійснюватись перевірка виконання приписів центрального органом виконавчої влади з державного енергетичного нагляду, намічених за результатами розслідування порушень роботи електроустановок, а також заходів, розроблених за попереднім технічним опосвідченням.

Результати роботи комісії з визначення строку експлуатації технологічних систем повинні бути оформлені актом та/або занесені в технічні паспорти устаткування з обов'язковим визначенням терміну наступного опосвідчення.

Експлуатація електроустановок з аварійно небезпечними дефектами, виявленими в процесі контролю та технічного опосвідчення, забороняється.

5.5. У споживача повинна діяти система ТОР устаткування електрогосподарства, спрямована на забезпечення надійної і безпечної його роботи.

Графіки ремонтів, технічного обслуговування і їх обсяги визначаються щорічними планами, які підписуються особою, відповідальною за електрогосподарство, та затверджуються керівником споживача. Зазначені графіки можуть складатися на основі проведеного діагностування технічного стану електроустановок.

5.6. Термін технічного обслуговування і ремонту визначається цими Правилами, чинними галузевими нормами, інструкціями підприємств-виробників.

Збільшення або зменшення періодичності та збільшення тривалості ремонту порівняно з нормативними термінами допускають залежно від стану електроустановок, відповідного технічного обґрунтування та за результатами контролю основних експлуатаційних характеристик обладнання.

5.7. Конструктивні зміни електроустановок, окремих апаратів, а також зміни електричних схем під час виконання ремонтів повинні здійснюватись тільки за затвердженою технічною документацією.

5.8. Ремонт електроустановок, що безпосередньо пов'язані з технологічними агрегатами, повинен, як правило, проводитись одночасно з ремонтом агрегатів.

5.9. До виведення електроустановок у капітальний ремонт повинні бути:

складені відомості обсягу робіт і кошторис, які уточнюються після огляду обладнання:

розроблені, узгоджені та затверджені технологічні карти, а також проект на проведення робіт;

заготовлені відповідно до відомостей обсягу робіт необхідні матеріали і запасні частини;

складена і затверджена технічна документація на роботи з реконструкції, намічені для виконання під час ремонту, підготовлені матеріали й обладнання для їх освоєння;

укомплектовані та приведені в справний стан інструменти, пристрої, такелажне обладнання, вантажопідіймальні механізми;

підготовлені робочі місця для ремонту, проведене планування ремонтної площадки із зазначенням місць розміщення деталей;

укомплектовані ремонтні бригади та проінструктовано працівників.

5.10. Технічну документацію на капітальний ремонт електроустановок затверджує особа, відповідальна за електрогосподарство. У разі виконання ремонту сторонньою організацією технічну документацію узгоджують з керівником ремонтного підприємства.

5.11. Установлені у споживачів електроустановки повинні бути забезпечені запасними частинами й матеріалами. Стан запасних частин і матеріалів, умови їх зберігання повинні періодично перевірятись особою, відповідальною за електрогосподарство.

5.12. Під час прийняття електроустановок з капітального ремонту перевіряються виконання всіх передбачених робіт, а також зовнішній стан електроустановок (теплова ізоляція, чистота, фарбування, стан поручнів тощо), наявність і якість ремонтної звітної технічної документації, а також параметри електромагнітних полів на робочих місцях, мікроклімату, шуму, освітленості, інших факторів відповідно до ДСН 3.3.6.042-99, ДСН 3.3.6.037-99, ДСанПіН № 198-97 та ДСанПіН № 3.3.6.096-2002.

5.13. Електроустановки, які вводяться в роботу після ремонту, випробуються згідно з додатками 1 та 2 до цих Правил. Спеціальні випробування електроустановок та електрообладнання проводять за розробленими схемами та програмами, затвердженими особою, відповідальною за електрогосподарство.

5.14. Електроустановки після попереднього прийняття з капітального ремонту перевіряються в роботі під навантаженням у строки, вказані підприємством-виробником, але не менше ніж 24 годин. За відсутності дефектів у роботі протягом цього часу вони приймаються в експлуатацію. Якщо під час перевірки виявлені дефекти, що заважають роботі електроустановок, ремонт вважається не закінченим до їх усунення та повторної перевірки під навантаженням протягом наступних 24 годин.

5.15. Роботи, виконані під час капітального та поточного ремонтів, приймаються за актом виконаних робіт, до якого повинна бути додана технічна документація з ремонту. Зазначені акти з усіма додатками зберігаються у паспортах обладнання.

## **V. Керування електрогосподарством**

### **1. Загальні вимоги**

1.1. Система управління електрогосподарством споживача повинна забезпечувати: розвиток системи електропостачання споживача для задоволення його потреб в електроенергії;

підвищення надійності і безпечної роботи електроустановок;

безаварійну роботу;

оперативне керування електрогосподарством, узгоджене залежно від електричної схеми живлення (у разі наявності власних джерел електричної енергії та/або розподільних мереж) з електропередавальною організацією (енергогенеруючою компанією та/або регіональною електроенергетичною системою);

контроль за технічним станом та експлуатацією власних електроустановок і джерел електричної енергії;

контроль за дотриманням установлених електропередавальною організацією режимів споживання електричної енергії та потужності.

1.2. Споживач повинен проводити аналіз техніко-економічних показників роботи електрогосподарства та його технологічних підрозділів з метою оцінки стану окремих елементів і всієї системи електропостачання, режимів роботи, відповідності фактичних показників функціонування електрогосподарства нормованим, а також проводити оцінку умов праці на робочих місцях працівників згідно з вимогами цих Правил.

1.3. На підставі аналізу повинні розроблятися й виконуватись заходи з підвищення надійності електропостачання споживача й ефективності використання електричної енергії.

### **2. Оперативне керування**

2.1. Незалежно від форм власності та відомчої належності у споживача повинна бути створена система оперативного керування власним електрогосподарством.

Система оперативного керування електрогосподарством споживача повинна бути організована за ієрархічною структурою, яка передбачає розподіл функцій оперативного керування за різними рівнями керування, а також підпорядкованість працівників нижчих рівнів оперативного керування вищим.

Для споживача вищим рівнем оперативного керування, залежно від існуючої схеми електропостачання, є оперативні служби електропередавальних організацій (основного споживача, електростанції).

2.2. Для роботи в сфері оперативного керування електрогосподарством споживача повинні залучатись висококваліфіковані працівники, яким необхідно пройти відповідне навчання та перевірку знань на право виконання цих робіт відповідно до пунктів 2.20 та 2.22 глави 2 розділу IV цих Правил.

2.3. Розпорядження чергових працівників вищого рівня оперативного керування з питань, що входять до їхньої компетенції, є обов'язковими до виконання працівниками нижчого рівня оперативного керування.

2.4. Для кожного рівня оперативного керування повинні бути визначені дві категорії керування обладнанням та спорудами — оперативне керування та оперативне відання.

В оперативному керуванні старшого оперативного працівника повинні бути лінії електропередавання, устаткування, пристрої РЗАіТ, ПА, ЗДТК, операції з якими потребують координації дій підпорядкованих оперативних працівників та узгоджених змін режимів на декількох об'єктах. Операції із зазначеним устаткуванням та пристроями повинні проводитись ним самостійно або під його керівництвом.

В оперативному віданні старшого оперативного працівника повинні бути лінії електропередавання, устаткування, пристрої РЗАіТ, ПА, ЗДТК, операції з якими не потребують координації дій працівників різних енергетичних об'єктів, але стан і режим яких впливає на режими роботи та надійність електричних мереж, а також на настроювання пристроїв РЗАіТ, ПА, ЗДТК. Операції із зазначеним устаткуванням та пристроями повинні проводитись за згодою старшого оперативного працівника, у віданні якого вони знаходяться.

2.5. Оперативну підпорядкованість електрообладнання і пристроїв РЗАіТ та ПА споживача, що впливають на режим роботи мережі електропередавальної організації (основного споживача) або РУ електростанції, установлюють ці організації.

Ця підпорядкованість, крім того, визначається залежно від наявності у споживача достатньої кількості підготовлених працівників, засобів зв'язку та можливості забезпечення споживачем безперешкодного доступу чергових оперативних працівників вищого рівня до цих електроустановок.

2.6. Перелік ліній електропередавання, устаткування, пристроїв РЗАіТ, ПА, ЗДТК, що знаходяться в оперативному керуванні або в оперативному віданні оперативних працівників споживача, узгоджується з електропередавальною організацією (основним споживачем або електростанцією) та затверджується особою, відповідальною за електрогосподарство, і є невід'ємним додатком до положення про порядок взаємовідносин з оперативними працівниками електропередавальної організації.

Засоби комерційного обліку електричної енергії в електроустановках споживача повинні знаходитись в оперативному віданні чергових оперативних працівників електропередавальної організації (основного споживача, електростанції) і в оперативному керуванні споживача.

2.7. З урахуванням особливостей роботи споживача система оперативного керування електрогосподарством повинна вирішувати завдання:

- дотримання оперативної дисципліни;
- підготовки та проведення перемикань в електроустановках;
- надійності та якості електропостачання;

уведення та дотримання режимів електроспоживання та компенсації реактивної потужності, у тому числі й тих, що вводяться електропередавальною організацією (електростанцією);

забезпечення економічності роботи системи електропостачання та раціонального використання енергоресурсів;

запобігання та ліквідації технологічних порушень електропостачання, відновлення необхідного режиму електропостачання;

підготовки режиму роботи електричної мережі при виконанні ремонтних робіт в електроустановках.

Крім того, споживачі, які мають власні джерела електроенергії (електростанції), розподільні електричні мережі, повинні розробляти та узгоджувати з електропередавальною організацією (основним споживачем, електростанцією) питання організації та ведення режимів роботи власних електростанцій та електричних мереж.

Оперативна підпорядкованість електрообладнання і пристроїв споживача фіксується в акті розмежування балансової належності електроустановок і експлуатаційної відповідальності сторін.

2.8. Система оперативного керування споживачів, які, крім приймачів електричної енергії, мають у своєму складі власні джерела електроенергії (електростанції), розподільні електричні мережі напругою 35 кВ — 150 кВ або самостійні підприємства електричних мереж за узгодженням з територіальним органом центрального органу виконавчої влади з державного енергетичного нагляду, повинна здійснюватись відповідно до вимог ГКД 34.20.507-2003 з урахуванням особливостей технологічних процесів виробництва споживача.

У цьому разі система оперативного керування споживача вирішує завдання щодо:

розроблення та узгодження з електропередавальною організацією питань організації і ведення режимів роботи власних електростанцій та електричних мереж, які забезпечують безперебійність електропостачання;

виконання вимог щодо забезпечення якості електричної енергії;

забезпечення економічності роботи системи електропостачання та раціональне використання енергоресурсів за умови дотримання режимів електроспоживання та компенсації реактивної потужності;

запобігання і ліквідації аварій, зворотної трансформації та інших технологічних порушень під час виробництва, передавання, розподілу і споживання електричної енергії.

2.9. Організаційна структура оперативного керування електрогосподарством споживача визначається керівництвом споживача, виходячи з обсягів обслуговування, складності обладнання і змінності роботи споживача. Система оперативного керування електрогосподарством споживача знаходить своє відображення у положенні про взаємовідносини між споживачем і електропередавальною організацією (основним споживачем, електростанцією).

Положення про взаємовідносини між споживачем та електропередавальною організацією (основним споживачем, електростанцією) є додатком до договору про користування електричною енергією або договору про технічне забезпечення електропостачання споживача. В окремому розділі цього положення обумовлюються оперативні взаємовідносини при включенні автономних електростанцій.

Крім того, положення про взаємовідносини має висвітлювати питання:

оперативного керування (для обладнання, що знаходиться в оперативному керуванні та (або) віданні чергових оперативних працівників електропередавальної організації (основного споживача, електростанції));

порядку проведення оперативних перемикань, ліквідації технологічних порушень тощо;

контролю та введення режимів, в тому числі й тих, що вводяться електропередавальною організацією (електрогенеруючою компанією);

експлуатації пристроїв РЗАіТ та ПА;  
експлуатації засобів оперативного і технологічного управління;  
експлуатації засобів комерційного обліку тощо.

2.10. Оперативне керування має здійснюватися з пункту керування. Можливе використання пристосованого для цього електротехнічного приміщення.

Пункти керування повинні бути оснащені засобами зв'язку. Оперативні переговори повинні записуватися за допомогою відповідних аудіозасобів зв'язку або на магнітофон, зберігання яких повинно здійснюватись в нормальних умовах не менше ніж 10 діб.

2.11. На пунктах оперативного керування мають бути оперативні схеми (схеми-макети) електричних з'єднань електроустановок, що перебувають в оперативному керуванні чи віданні оперативних працівників, а також затверджені в установленому порядку переліки видів оперативної документації.

Усі зміни в схемі з'єднань електроустановок, уставок пристроїв РЗАіТ, а також місця встановлення заземлень повинні бути відображені на оперативній схемі (схемі-макеті) та в оперативному журналі.

2.12. На кожному пункті оперативного керування електрогосподарством споживача повинні знаходитись положення про взаємовідносини між споживачем та електропередавальною організацією (основним споживачем, електростанцією), а також інструкції із запобігання та ліквідації аварій та інших порушень, які складаються відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.563:2004.

Під час складання споживачем інструкції з ліквідації аварій необхідно також керуватись інструкцією з ліквідації аварій, яка стосується вищого рівня оперативного керування, а також інструкцією стосовно дій оперативних працівників і порядку вимкнення електрообладнання під час виникнення пожежі.

2.13. Основними завданнями оперативного керування під час ліквідації аварій та інших технологічних порушень електропостачання є:

попередження розвитку порушень, захист від ураження працівників електричним струмом, запобігання пошкодженню обладнання, якого не торкнулась аварія;

організація гасіння пожежі у разі її виникнення;

термінове відновлення електропостачання електроприймачів і нормальних показників якості електроенергії;

створення найбільш надійної післяаварійної схеми електропостачання споживача в цілому та окремих його частин;

обстеження стану обладнання, яке вимкнулось, і, за можливості, увімкнення його в роботу.

2.14. Перемикання в електричних схемах РУ підстанцій, пунктів і збірок пристроїв РЗАіТ, ПА, ЗДТК повинні виконувати оперативні працівники, які безпосередньо обслуговують ці електроустановки (пристрої).

При проведенні перемикань в електроустановках необхідно керуватись ГКД 34.35.507-2003.

Перемикання на електроустаткуванні та в пристроях РЗАіТ, ПА, ЗДТК, що знаходяться в оперативному керуванні оперативних працівників вищого рівня керування, повинні проводитися за їх розпорядженням, а ті, що знаходяться в їх оперативному віданні, — за їх згодою із записом в оперативному журналі.

Перемикання без розпорядження і згоди вищих оперативних працівників, але з наступним їх повідомленням, виконуються у випадках, що не допускають зволікання (нешасний випадок, стихійне лихо, пожежа, технологічне порушення).

2.15. Стан та режим роботи обладнання, що перебуває в оперативному керуванні або оперативному віданні працівників вищого рівня оперативного керування, не можуть бути змінені (уведення, виведення в ремонт, резерв, роботу) без їх згоди, навіть за наявності заявки, за винятком випадків явної небезпеки для людей і обладнання.

У розпорядженні стосовно виконання перемикачів необхідно зазначити їх послідовність. Розпорядження вважається виконаним тільки після одержання про це повідомлення від особи, якій воно видавалось.

2.16. Складні перемикачів, а також усі перемикачів (крім поодиноких операцій) в електроустановках, що не обладнані блокувальними пристроями (мають несправні блокувальні пристрої або блокування виконано не в повному обсязі), повинні виконуватись відповідно до програм перемикачів, бланків перемикачів і відповідних інструкцій з оперативних перемикачів у присутності особи, яка контролює ці перемикачів.

Перелік складних перемикачів повинен бути затверджений особою, відповідальною за електрогосподарство, і зберігатись на оперативних пунктах керування.

Перелік складних перемикачів повинен переглядатись у разі зміни електричної схеми з'єднань, складу електрообладнання, пристроїв РЗАіТ, ПА та ЗДТК.

До складних перемикачів необхідно відносити перемикачів, що вимагають певної послідовності та координації дій оперативних працівників під час операцій з комутаційними апаратами, заземлювальними роз'єднувачами і пристроями РЗАіТ, ПА, ЗДТК.

До простих перемикачів відносяться перемикачів на одному приєднанні, що включають не більше чотирьох операцій з комутаційним обладнанням основної схеми електричних з'єднань або в колах РЗАіТ, ПА, ЗДТК та не впливають на надійність електропостачання.

2.17. Під час проведення перемикачів особливу увагу потрібно звертати на операції увімкнення на паралельну роботу власних джерел електроенергії споживача з електричною мережею електропередавальної організації (основним споживачем, електростанцією) або увімкнення їх в автономному режимі. Уведення їх в роботу повинно відповідати порядку, встановленому цими організаціями.

У випадках, що не допускають зволікання (нещасний випадок, стихійне лихо, пожежа, а також під час ліквідації аварії), виконання перемикачів, крім увімкнення на паралельну роботу власних джерел електроенергії споживача з електричною мережею електропередавальної організації, може проводитись без розпорядження чи без відома оперативних працівників вищого рівня керування з подальшим повідомленням і записом в оперативному журналі.

2.18. Список працівників, які мають право вести оперативні переговори та виконувати оперативні перемикачів, затверджує щорічно керівник споживача (особа, відповідальна за електрогосподарство) та передає електропередавальній організації (основному споживачу, електростанції).

Оперативні працівники, які без підстав не виконали розпорядження оперативних працівників вищого рівня керування, за поданням територіального підрозділу Держенергонагляду повинні бути усунені керівництвом споживача від проведення оперативних перемикачів. Допуск таких працівників до самостійної роботи здійснюється після позачергової перевірки знань цих Правил.

2.19. Обладнання електроустановок, що прийняті в експлуатацію, повинно знаходитись в одному з таких оперативних станів: у роботі, резерві, ремонті або консервації.

Виведення ліній електропередавання, електрообладнання, пристроїв РЗАіТ, ПА, ЗДТК, систем і приладів комерційного обліку енергії з роботи і резерву для ремонту й випробувань навіть за затвердженим планом повинно бути оформлене письмовою заявкою, яка подається у відповідну оперативну службу згідно із затвердженими переліками обладнання відповідно до категорії оперативного керування.

Порядок оформлення заявок на вимкнення електрообладнання повинен бути затверджений особою, відповідальною за електрогосподарство.

Порядок оформлення заявок на вимкнення електрообладнання споживача, яке перебуває в оперативному керуванні або віданні електропередавальної організації



(основного споживача, електростанції), повинен погоджуватися з цією організацією. Незважаючи на заявку, виведення обладнання з роботи і резерву (або для випробування) може бути виконане лише за згодою зазначених оперативних працівників, наданою безпосередньо перед виведенням з роботи і резерву обладнання або перед проведенням випробувань.

Технологічне електрообладнання, вимкнуте за заявкою неелектротехнічних працівників для виконання будь-яких робіт, вмикається тільки на вимогу особи, яка подала заявку на вимкнення, чи працівника, який її заміщує.

Перед увімкненням під напругу електроустановки і введенням тимчасово вимкненого обладнання на вимогу неелектротехнічних працівників оперативний працівник повинен оглянути обладнання, переконатися в його готовності до увімкнення під напругу, попередити працюючих на ньому працівників про наступне увімкнення та впевнитись у відсутності сторонніх осіб на обладнанні, що вмикається під напругу.

2.20. Обладнання, яке було в ремонті чи випробуванні в електроустановках з постійним чергуванням оперативних працівників, вмикається під напругу тільки після прийняття його оперативними працівниками.

Порядок прийняття обладнання після його ремонту чи випробування в електроустановках без постійного чергування оперативних працівників визначається відповідними інструкціями з урахуванням особливостей електроустановки і виконання вимог безпеки.

2.21. В електроустановках на напругу понад 1 кВ перемикання проводяться:

без бланків перемикань — у разі виконання простих перемикань і за наявності діючих блокувальних пристроїв, що в повному обсязі унеможливають помилкові операції з вимикачами, відокремлювачами, короткозамикачами, роз'єднувачами і заземлювальними ножами під час проведення перемикань;

за бланком перемикань — у разі відсутності блокувальних пристроїв або їх несправності, виконання блокування не в повному обсязі, а також під час проведення складних перемикань.

Під час ліквідації аварій перемикання здійснюють без бланків перемикань, виконуючи послідовно всі операції під контролем чергового оперативного працівника, який є старшим в зміні за посадою, з подальшим записом в оперативному журналі.

Бланки перемикань повинні бути пронумеровані. Використані та зіпсовані бланки зберігають в установленому порядку, але не менше ніж десять діб.

2.22. В електроустановках на напругу до 1 кВ перемикання здійснюються без складання бланків перемикань, але із записом в оперативному журналі.

2.23. Під час перемикань в електроустановках потрібно дотримуватись такого порядку:

оперативний працівник, який дає розпорядження про перемикання, і працівник, який приймає розпорядження, повинні чітко уявляти порядок проведення операцій з перемикань;

оперативне розпорядження працівників вищого рівня оперативного керування має бути чітким і стислим. Вислухавши розпорядження, підпорядкований оперативний працівник повинен дослівно повторити текст розпорядження й одержати підтвердження, що розпорядження ним зрозуміло правильно.

Розпорядження працівників вищого рівня оперативного керування повинні виконуватись негайно і точно. Оперативні працівники, віддавши чи отримавши зазначені розпорядження, повинні записати його в оперативний журнал. За наявності пристроїв реєстрації оперативних переговорів обсяг запису в оперативний журнал визначається відповідними інструкціями:

оперативні переговори повинні вестись технічно грамотно, бути гранично короткими, чіткими і зрозумілими. Мова оперативних переговорів повинна унеможливити неправильне розуміння оперативними працівниками отримуваних повідомлень і розпоряджень. Усе обладнання, приєднання, пристрої релейного і технологічного захисту,

автоматики повинні називатися повністю відповідно до встановлених диспетчерських найменувань. Відступ від технічної термінології і диспетчерських найменувань категорично забороняється;

працівник, який одержав завдання на перемикання, повинен установити за оперативною схемою чи схемою-макетом порядок операцій, необхідних для його виконання, а також скласти, за потреби, бланк перемикань;

у розпорядженнях щодо зміни режиму роботи обладнання повинні бути вказані необхідне значення змінюваного режимного параметра та час, до якого має бути досягнуте вказане значення параметра;

якщо перемикання виконують два працівники, то працівник (старший за посадою), який одержав розпорядження, повинен пояснити за оперативною схемою з'єднань іншому працівникові, що бере участь у перемиканнях, порядок і послідовність операцій, які треба виконати;

у разі якщо розпорядження працівників вищого рівня оперативного керування здається підпорядкованим оперативним працівникам помилковим, вони повинні негайно доповісти про це особі, яка дала розпорядження. У разі підтвердження розпорядження підпорядковані оперативні працівники зобов'язані виконати його;

якщо виникають сумніви щодо правильності виконання перемикань, їх слід припинити і перевірити послідовність згідно з оперативною схемою з'єднань;

після виконання завдання на перемикання необхідно про це зробити запис в оперативному журналі;

за необхідності негайного вимкнення електрообладнання (існує загроза життю людей, пошкодження обладнання, аварій) воно повинно бути вимкнене оперативними працівниками споживача відповідно до вимог чинних інструкцій з попереднім, якщо це можливо, і обов'язковим наступним повідомленням оперативних працівників вищого рівня керування. Після зупинення обладнання оформляється термінова заявка на ремонт із зазначенням причин і орієнтовного строку ремонту.

2.24. Оперативним працівникам, які безпосередньо виконують перемикання, виводити самовільно з роботи пристрої блокування забороняється.

У разі виявлення несправності пристроїв блокування працівник зобов'язаний повідомити про це старшого в зміні оперативного працівника. Виконувати операції з тимчасовим зняттям блокування можна тільки за згодою та під керівництвом оперативних працівників, уповноважених на це відповідним розпорядженням.

2.25. Допускається тимчасове деблокування роз'єднувачів з повітряними вимикачами на напругу 110 кВ і вище в разі вимкнення (увімкнення) ненавантажених систем шин або приєднань з трансформаторами напруги серії НКФ. Порядок деблокування і введення пристроїв блокування повинен бути відображений у бланках перемикань.

2.26. Усі складні перемикання повинні виконувати, як правило, два працівники: один безпосередньо виконує перемикання, а другий — контролює правильність виконання і послідовність операцій.

Бланк перемикань заповнює оперативний працівник, який одержав розпорядження для проведення перемикань. Підписують бланк обидва працівники, які здійснюють перемикання і є в списку осіб, що мають право виконувати оперативні перемикання.

Працівник, який контролює правильність перемикань, є старшим в зміні за посадою.

За правильність перемикань у вищезазначених випадках відповідають працівники, які виконують операції з перемикань.

Якщо в зміні перебуває один працівник з числа оперативних, особою, що контролює, може бути адміністративно-технічний працівник, який знає схему даної електроустановки, правила виконання перемикань, допущений до виконання перемикань і знаходиться в списку осіб, що мають право виконання оперативних перемикань.

Прості перемикання, за працездатності блокувального пристрою, можуть бути виконані одноосібно незалежно від складу зміни.

2.27. У разі виконання складних перемикачів допускається залучати для виконання операцій в колах пристроїв РЗАіТ та ПА третього працівника з персоналу служб РЗАіТ. Цей працівник повинен бути попередньо ознайомлений з бланком перемикачів і підписати його. Усі операції він повинен виконувати за розпорядженням працівника, який виконує перемикач.

2.28. Оперативні працівники, що перебувають у резерві, можуть бути залучені до виконання робіт з обслуговування електроустановки в рамках посадової інструкції і тільки за згодою відповідних керівних оперативних працівників, які перебувають у зміні, із записом в оперативному журналі.

2.29. Заміна однієї особи з числа оперативних працівників іншою до початку зміни, у разі потреби, допускається за згодою керівника споживача, який затвердив графік, або керівника технологічного підрозділу, в адміністративному підпорядкуванні якого перебувають обидві особи з числа оперативних працівників. Робота оперативних працівників протягом двох змін поспіль забороняється.

2.30. Кожен працівник з числа оперативних, що працює у зміні, заступаючи на робоче місце, повинен прийняти зміну від попереднього працівника, а після закінчення роботи здати зміну за графіком наступному працівникові. Залишати чергування без здавання зміни забороняється.

2.31. Оперативні працівники за згодою оперативних працівників вищого рівня можуть короткочасно залучатися до ремонтних робіт і випробувань у рамках посадових інструкцій зі звільненням на цей час від виконання обов'язків на робочому місці і записом в оперативному журналі. У цьому разі повинні бути дотримані вимоги ПБЕЕС.

2.32. Перемикач в КРУ на КТП, у тому числі викочування і вкочування візків з обладнанням, а також перемикач в РУ, на щитах і збірках на напругу до 1 кВ може виконувати один працівник з числа оперативних працівників, які обслуговують ці електроустановки, без бланків перемикачів, але із записом в оперативному журналі.

2.33. Вимкнення, увімкнення під напругу або під навантагу приєднання, яке має у своєму колі вимикач, повинні виконуватись за допомогою вимикача.

Допускається вимкнення і увімкнення відокремлювачами, роз'єднувачами відповідного ступеня напруги (з неперевищенням установлених значень комутуючих струмів):

трансформаторів напруги, нейтралей силових трансформаторів на напругу 110 кВ — 150 кВ;

заземлювальних дугогасильних реакторів на напругу 6 кВ — 35 кВ за відсутності в мережі струму замикання на землю;

намагнічувального струму силових трансформаторів на напругу 6 кВ — 150 кВ;

сили зарядного струму і струму замикання на землю повітряних і кабельних ліній електропередавання: силою до 5 А — для ліній напругою 20 кВ — 35 кВ і силою до 30 А — для ліній напругою 10 кВ і нижче;

зарядного струму системи шин, а також зарядного струму приєднань (електроустаткування), крім конденсаторних батарей.

У кільцевих мережах напругою 6 (10) кВ допускається вимкнення роз'єднувачами вирівнювальних струмів силою до 70 А і замикання мережі в кільце за різниці напруг на розімкнених контактах роз'єднувачів не більше 5%.

Допускається вимкнення та увімкнення навантажувального струму силою до 15 А триполюсними роз'єднувачами зовнішньої установки на напругу 10 кВ і нижче.

Допускається дистанційне вимкнення роз'єднувачами несправного вимикача на напругу 110 кВ, зашунтованого одним вимикачем або кільцем з кількох вимикачів інших приєднань системи шин, якщо вимкнення вимикача може спричинити його руйнування і знеструмлення підстанції.

Допустимі значення сили струмів, що вимикаються і вмикаються роз'єднувачами, повинні бути визначені НД і для основної мережі споживача погоджені з електропередавальною організацією (основним споживачем, електростанцією).

Порядок і умови виконання операцій з перемикачів для різних електроустановок повинні бути регламентовані виробничою інструкцією споживача.

2.34. Оперативним працівникам забороняється самовільно виводити струмоприймачі споживачів з-під дії противарійної автоматики (АЧР, САВН, АВР), перемикачі вимкнені пристроями АЧР, САВН, а також АВР струмоприймачі на джерела живлення, що залишилися в роботі.

Порядок підключення струмоприймачів споживача до пристроїв ПА, введення та виведення з роботи цих пристроїв, а також дії оперативних працівників при спрацьовуванні зазначених пристроїв визначені у главі 6 розділу VII цих Правил.

### **3. Автоматизовані системи керування**

3.1. АСКЕ призначені для вирішення питань диспетчерського, технологічного та організаційного керування енергогосподарством. Структура і рівень розвитку АСКЕ залежать від структури електрогосподарства, особливостей споживання електричної енергії та технології виробництва.

3.2. АСКЕ входить до АСКП споживача. Необхідний рівень зв'язку між підсистемами різного функціонального призначення, що входять до АСКП, визначається самим споживачем.

АСКЕ повинна мати необхідні засоби зв'язку з диспетчерськими пунктами електропередавальної організації за обсягом, узгодженим з останньою, та забезпечувати передавання інформації на диспетчерський пункт електропередавальної організації.

3.3. АСКЕ призначена сприяти вирішенню завдань:  
оперативного й технологічного керування електрогосподарством;  
розрахункового і технічного обліку споживання електроенергії;  
контролю та керування режимами електроспоживання;  
розподілення та збуту електроенергії;  
техніко-економічного прогнозування і планування;  
управління ремонтом електрообладнання, матеріально-технічним постачанням;  
управління виробничо-технічною діяльністю електрогосподарства;  
підготовки експлуатаційних (електротехнічних та електротехнологічних) працівників, кадрів тощо.

3.4. Задачі АСКЕ в кожному електрогосподарстві визначаються, виходячи з виробничої та економічної доцільності та з урахуванням раціонального використання наявних типових рішень пакетів прикладних програм і можливостей технічних засобів.

3.5. До складу комплексу технічних засобів АСКЕ можуть входити:  
засоби збору інформації (лічильники, давачі інформації, пристрої системи контролю та обліку тощо);  
засоби передавання інформації (апаратура передавання даних, канали зв'язку тощо);  
засоби обробки і відображення інформації (електронно-обчислювальні машини), аналогові й цифрові прилади, реєстратори, пристрої друку тощо;  
засоби керування (функціональна клавіатура);  
виконавчі механізми з пристроями керування;  
системоутворювальні мережі;  
кабелі зв'язку з об'єктами контролю і керування, а також внутрішньосистемні кабелі зв'язку і волоконно-оптичні лінії зв'язку;  
різноманітні вузли і блоки, що забезпечують функціонування комплексу;  
пристрої заземлення;

допоміжні системи (електроживлення, кондиціонування повітря, протипожежні системи тощо).

3.6. Уведення АСКЕ в експлуатацію повинно здійснюватись відповідно до встановленого порядку за актом введення в експлуатацію. Під час введення в експлуатацію АСКЕ, інформація якої використовується електропередавальною організацією, до складу приймальної комісії повинні входити її представники.

Прийняття АСКЕ в промислову експлуатацію здійснюється після завершення прийняття в промислову експлуатацію всіх складових функцій, передбачених для черги АСКЕ, яка вводиться.

3.7. Під час організації експлуатації АСКЕ обов'язки структурних підрозділів з обслуговування комплексу технічних засобів, програмного забезпечення повинні бути визначені розпорядчим документом.

Експлуатацію і ремонт обладнання (конденсатори зв'язку, реактори високочастотних загороджувачів, заземлювальні ножі, пристрої антенного зв'язку, прохідні ізолятори, розрядники елементів налагодження і фільтрів приєднань тощо) високочастотних каналів телемеханіки і телефонного зв'язку, виконаного лініями електропередавання напругою понад 1 кВ, повинні здійснювати працівники, які обслуговують електроустановки на напругу понад 1 кВ.

3.8. Підрозділи, що обслуговують АСКЕ, повинні забезпечити:

надійну експлуатацію технічних засобів інформаційного програмного забезпечення; надання електропередавальній організації відповідно до встановленого графіка узгодженого обсягу інформації;

удосконалення і розвиток системи керування (упровадження нових задач; модернізація нових програм, що перебувають в експлуатації; освоєння нових технологій збору і підготовки вихідної інформації);

організацію взаємодії із суміжними ієрархічними рівнями АСКЕ;

розробку інструктивних і методичних матеріалів, необхідних для функціонування АСКЕ;

аналіз роботи АСКЕ, її економічну ефективність, своєчасне надання звітності.

3.9. Ремонтно-профілактичні роботи на технічних засобах, що належать електропередавальній організації або пов'язані з режимами її роботи (давачі інформації, прилади і системи контролю й обліку, канали зв'язку, пристрої телемеханіки, апаратура передачі даних тощо), повинні виконуватись відповідно до затвердженого графіка; порядок технічного обслуговування і ремонт систем визначаються положенням про порядок взаємовідносин з оперативними працівниками електропередавальної організації.

Виведення з роботи засобів контролю та обліку електроспоживання, диспетчерського й інформаційного зв'язку та систем телемеханіки необхідно оформляти оперативною заявкою і погоджувати з електропередавальною організацією.

3.10. Керівник споживача повинен здійснювати заходи щодо організації роботи з проведення аналізу функціонування АСКП, контролю за її експлуатацією і розробки планів з розвитку і вдосконалення зазначеної системи та її своєчасного переозброєння.

## **VI. Безпечна експлуатація. Виробнича санітарія. Пожежна і екологічна безпека**

6.1. Улаштування електроустановок, будівель і споруд, у яких вони розташовані, організація їх експлуатації і ремонту повинні відповідати вимогам ССБП, ПБЕЕС, ПУЕ, а також стандартам та НД, що регламентують виробничу санітарію, забезпечення пожежної та екологічної безпеки.

6.2. Приміщення, у яких розміщуються електроустановки, що створюють шкідливі виробничі фактори, повинні відповідати вимогам діючих санітарних норм щодо

проектування промислових підприємств. Рівні освітлення, опалення і вентиляція приміщень повинні відповідати вимогам будівельних норм і правил.

Мікрокліматичні умови в приміщеннях, наявність у повітрі робочої зони шкідливих речовин, рівень шуму, а також інші несприятливі фактори виробничого середовища повинні відповідати вимогам, указаним у відповідних НД ДСН 3.3.6.042-99, ДСН 3.3.6.037-99, ДСанПіН № 3.3.6.096-2001 та ДСанПіН № 198-97.

6.3. Засоби індивідуального захисту, пристрої та інструмент, що застосовують для обслуговування електроустановок, будівель і споруд підприємств, повинні підлягати огляду і випробуванням.

6.4. Працівники електрогосподарства споживача під час виконання робіт в електроустановках повинні керуватися ПБЕЕС та інструкціями з охорони праці, що встановлюють вимоги безпеки за обсягом, обов'язковим для працівників даної спеціальності.

6.5. Кожний працівник електрогосподарства зобов'язаний знати і виконувати вимоги безпеки праці, що стосуються електроустановок, які він обслуговує, та організацію праці на робочому місці.

6.6. На керівника споживача та особу, відповідальну за електрогосподарство, покладається безпосереднє керівництво організаційно-технічною роботою із створення безпечних умов праці в електроустановках.

Особи, відповідальні за електрогосподарство структурних підрозділів споживача, керівники підрозділів (начальники електроцехів, підстанцій, служб, лабораторій, майстри) та інші посадові особи повинні забезпечувати проведення організаційних і технічних заходів щодо створення безпечних і здорових умов праці, інструктажів працівників з наочним показом і навчанням безпечним методам роботи, а також систематичного контролю за відповідністю електроустановок вимогам ССБП, дотриманням працівниками вимог безпеки праці і застосуванням ними інструмента, пристроїв, спецодягу, спецвзуття та інших засобів індивідуального захисту залежно від складності роботи, що виконується.

6.7. Кожний нещасний випадок, а також випадки порушення вимог безпеки праці повинні бути ретельно розслідувані для виявлення причин і осіб, винних у їх виникненні, та вжиття заходів щодо запобігання повторенню подібних випадків.

Розслідування здійснюються:

нещасні випадки на виробництві — згідно з порядком розслідування та ведення обліку нещасних випадків, професійних захворювань і аварій на виробництві, затвердженим керівником відповідного підприємства;

нещасні випадки не виробничого характеру — згідно з порядком розслідування та обліку нещасних випадків не виробничого характеру, затвердженим керівником відповідного підприємства;

порушення вимог безпеки праці — згідно з НПАОП 40.1-1.21-98.

6.8. Усі виробничі працівники електрогосподарств структурних підрозділів споживача повинні бути навчені практичним способам вивільнення людини, яка потрапила під дію електричного струму, надання їй долікарської допомоги та прийомам надання долікарської допомоги потерпілому при інших нещасних випадках.

6.9. Під час виконання робіт на одному й тому самому обладнанні чи споруді одночасно кількома організаціями повинен бути складений суміщений графік робіт з передбаченням заходів, які б гарантували необхідний рівень безпеки праці. Ці заходи і графік повинні бути затверджені керівником споживача (особою, відповідальною за електрогосподарство).

Особи, відповідальні за електрогосподарство споживача та відповідного структурного підрозділу, повинні неухильно дотримуватись вимог стосовно підготовки робочого місця, координації дій з виконання суміщеного графіка робіт і спільних заходів з безпеки праці, а також допуску до виконання робіт.

6.10. У кожному підрозділі електрогосподарства споживача, на виробничих дільницях, у кімнатах для оперативних (чергових) працівників повинні бути аптечки або сумки першої допомоги з постійним запасом медикаментів і медичних засобів.

Працівники повинні бути забезпечені спецодягом, спецвзуттям та іншими засобами індивідуального захисту відповідно до діючих норм залежно від характеру робіт, що виконуються, та зобов'язані ними користуватись при виконанні цих робіт.

6.11. Працівники, які перебувають у приміщеннях з діючими електроустановками (за винятком щитів керування, релейних щитів та подібних до них), у ЗРУ і ВРУ, колодязях, камерах, каналах і тунелях електростанцій та електричних мереж, на будівельному майданчику і в ремонтній зоні, а також у зоні обслуговування повітряних ліній електропередавання, повинні надягати захисні каски.

6.12. Споживачі електроенергії, у яких є електроустановки (електрозварювальні, електротермічні та інші), що створюють небезпечні та шкідливі виробничі фактори, указані в державному стандарті (аерозолі, що виникають при зварюванні, підвищена температура поверхонь обладнання, інфра- і ультразвук, неіонізуючі електромагнітні поля, шум та ін.), повинні мати прилади, методики і кваліфікованих працівників для контролю за цими факторами або проводити гігієнічну оцінку цих факторів атестованими лабораторіями. Атестація лабораторій проводиться відповідно до Положення про проведення органами, установами та закладами державної санепідслужби Міністерства охорони здоров'я України атестації санітарних лабораторій підприємств і організацій на право проведення санітарно-гігієнічних досліджень факторів виробничого середовища і трудового процесу для атестації робочих місць за умовами праці.

Результати вимірювання повинні реєструватись. У разі перевищення установлених норм повинні бути вжиті заходи щодо зниження рівнів шкідливих факторів.

6.13. Умови праці працівників, що займаються виготовленням, експлуатацією, обслуговуванням та ремонтом обладнання, при роботі якого виникають постійні електромагнітні поля та електромагнітні випромінювання частотою від 50,0 Гц до 300,0 ГГц, повинні відповідати вимогам ДСанПіН № 3.3.6.096-2002.

При неможливості уникнути впливу на працівників шкідливих і небезпечних факторів керівні посадові особи зобов'язані забезпечити їх засобами індивідуального захисту.

6.14. Пожежна безпека електроустановок, а також будівель і споруд, у яких вони розміщуються, повинна відповідати вимогам Закону України «Про пожежну безпеку», НАПБ А.01.001-2004 та розробленим на їх основі галузевим правилам, які враховують особливості пожежної безпеки окремих виробництв.

Споживачі при експлуатації своїх електроустановок за відсутності галузевих правил пожежної безпеки можуть керуватись НАПБ В.01.034-2005.

У разі причетності електроустановок до причин виникнення пожеж на підприємствах у комісії з розслідування беруть участь працівники органів центрального органу виконавчої влади з державного енергетичного нагляду та Державної інспекції техногенної безпеки України.

6.15. Вибір і встановлення електрообладнання, яке розміщене в пожежонебезпечних зонах усередині і зовні приміщень, необхідно виконувати відповідно до вимог ПУЕ.

6.16. Будівлі, приміщення, споруди електроустановок повинні бути оснащені первинними засобами пожежогасіння з урахуванням вимог НАПБ А.01.001-2004.

Працівники, які перебувають у цих приміщеннях, повинні бути навчені відповідним діям у разі виникнення пожежі, правилам користування вогнегасниками та первинними засобами пожежогасіння.

Будинки, приміщення та споруди електроустановок повинні обладнуватись установками пожежної автоматики відповідно до чинних НД, а також будівельних норм, правил, які діють у відповідній галузі. Місця розташування установок пожежної

автоматики в установленому порядку мають бути узгоджені з органами державного пожежного нагляду.

Усі установки пожежної автоматики мають бути справними і утримуватися в постійній готовності для виконання завдань, що стоять перед ними. Несправності, які впливають на їх працездатність, повинні усуватися негайно, інші несправності усуваються в передбачені регламентом терміни, при цьому необхідно робити записи у відповідних журналах. Організації, що здійснюють технічне обслуговування установок, є відповідальними у випадку, якщо установки не спрацювали і не виконали свого призначення з вини цієї організації. Організації, які здійснюють технічне обслуговування, монтаж та наладку установок, повинні мати ліцензію на право виконання цих робіт.

6.17. Під час експлуатації електроустановок повинні бути вжиті заходи із запобігання чи обмеження прямої та непрямої дії на навколишнє природне середовище викидів забруднювальних речовин в атмосферне повітря і скидання стічних вод у водні природні об'єкти, зниження звукової потужності та зменшення неекономного використання води з природних джерел.

6.18. Викид забруднювальних речовин в атмосферне повітря не повинен перевищувати:

величин нормативів граничнодопустимих викидів забруднювальних речовин стаціонарних джерел;

величин технологічних нормативів допустимих викидів забруднювальних речовин для окремих типів обладнання, споруд.

Скидання забруднювальних речовин у водні об'єкти не повинно перевищувати встановлених нормативів граничнодопустимих скидів забруднювальних речовин.

Напруженість електромагнітних полів не повинна перевищувати граничнодопустимих рівнів цих факторів відповідно до ДСанПіН № 3.3.6.096-2002.

Рівні шуму не повинні перевищувати норм, встановлених відповідними санітарними нормами та стандартами відповідно до ДСН 3.3.6.037-99.

6.19. У споживача, що експлуатує електрообладнання з великим об'ємом масла (трансформатори, масляні реактори, вимикачі тощо), повинні бути розроблені заходи із запобігання аварійним та іншим викидам його в навколишнє середовище.

6.20. Споживач, у якого під час експлуатації електроустановок утворюються токсичні відходи, зобов'язаний в установленому порядку забезпечити своєчасну їх утилізацію, знешкодження та захоронення.

6.21. Експлуатація електроустановок без пристроїв, які забезпечують дотримання встановлених санітарних норм і природоохоронних вимог, або з несправними пристроями, які не забезпечують дотримання цих норм і вимог, забороняється.

## **VII. Електрообладнання та електроустановки загального призначення**

### **1. Повітряні лінії електропередавання та струмопроводи**

1.1. Вимоги цього підрозділу поширюються на ПЛ напругою до 150 кВ і повітряні струмопроводи напругою до 35 кВ включно змінного і постійного струму, що обслуговуються споживачами.

Вимоги розділу не поширюються на лінії контактної мережі, на спеціальні струмопроводи для електролізних установок, короткої мережі електротермічних установок, а також на ПЛ і струмопроводи, обладнання яких визначається спеціальними правилами або нормами.

1.2. Під час узгодження технічної документації на проектування ПЛ і струмопроводів (спорудження, капітальний ремонт або модернізацію) замовник повинен надати проектним організаціям дані про фактичні умови в зоні проходження ПЛ



(кліматичні умови, забруднення та інші дані, що характеризують місцеві умови) і вимагати їх урахування в проектній документації.

1.3. Під час спорудження або модернізації ПЛ замовник повинен організувати технічний нагляд за будівельними та монтажними роботами, перевіряючи їх відповідність затвердженій технічній документації. Особливу увагу слід приділяти контролю за якістю виконання прихованих робіт, дотриманню вимог узгодженої і затвердженої проектною документації на відповідність СОУ-Н ЕЕ 20.402:2007 та не допускати введення в експлуатацію ПЛ з порушенням установлених правил.

1.4. Прийняття в експлуатацію ПЛ і струмопроводів необхідно проводити згідно з відповідними НД з прийняття в експлуатацію завершених будівництвом об'єктів електромереж.

При здаванні в експлуатацію струмопроводів напругою понад 1 кВ, крім документації, передбаченої державними будівельними нормами та ПУЕ, повинні бути оформлені:

- виконавчі креслення траси із зазначенням місць перетину з різними комунікаціями;
- креслення профілю струмопроводу в місцях перетину з комунікаціями;
- перелік відступів від проекту;
- протокол фазування;
- акт виконання робіт з монтажу натяжних затискачів для гнучких струмопроводів.

1.5. Під час уведення в роботу нових повітряних ліній напругою 6 кВ — 35 кВ необхідно провести перевірку симетричності ємностей окремих фаз. У разі необхідності розробити і впровадити заходи із симетрування фаз.

Перевірку симетричності ємностей фаз здійснюють також після проведення робіт на ПЛ, що могли призвести до порушення симетричності (модернізація лінії, заміна або перестановка конденсаторів зв'язку тощо).

Напруга несиметрії не повинна перевищувати 0,75% значення фазної напруги.

1.6. Під час експлуатації ПЛ необхідно неухильно дотримуватись чинних Правил охорони електричних мереж і контролювати їх виконання.

Організації, що експлуатують ПЛ, повинні проводити роз'яснювальну роботу з охорони ПЛ серед населення та організацій, розташованих у зоні проходження ПЛ, а також ужити заходів для припинення робіт в охоронній зоні, що проводяться з порушенням Правил охорони електричних мереж.

Проходження ПЛ з неізольованими проводами будь-якого класу напруги по території шкіл, дитячих садків, баз відпочинку та інших територій, де можливе масове скупчення людей, заборонено.

1.7. Охоронну зону ПЛ треба періодично очищати від порослі й дерев з метою збереження просіки відповідної ширини і підтримувати її в безпечному протипожежному стані.

Обрізування дерев, що ростуть безпосередньо біля проводів, здійснює електропередавальна організація, у віданні якої перебуває ПЛ, згідно з порядком, визначеним цією організацією.

1.8. На ділянках ПЛ і струмопроводів, що зазнають інтенсивного забруднення, треба застосовувати спеціальну або посилену ізоляцію, а за необхідності — очищати (обмивати) ізоляцію, замінювати забруднені ізолятори.

У зонах інтенсивних забруднень ізоляції птахами і в місцях їх масового гніздування необхідно застосовувати спеціальні пристрої, що унеможливають сідання птахів над гірляндами або відлякують їх.

1.9. Антикоровізне покриття нецинкованих металевих опор і металевих деталей залізобетонних і дерев'яних опор, а також сталевих тросів і відтяжок опор необхідно оновлювати відповідно до графіка, затвердженого особою, відповідальною за електрогосподарство.

1.10. На ПЛ напругою понад 1 кВ, що зазнають інтенсивного льодоутворення, необхідно передбачити плавлення ожеледі електричним струмом.

Споживач, що експлуатує ПЛ, повинен контролювати процес льодоутворення на ПЛ і забезпечувати своєчасне введення пристроїв плавлення ожеледі. ПЛ, на яких відбувається плавлення ожеледі, повинні бути обладнані пристроями автоматичного контролю і сигналізації утворення ожеледі.

1.11. Під час експлуатації ПЛ у прогонах перетину діючих ліній з іншими ПЛ, у тому числі із самоутримними ізольованими проводами (СП) та лініями зв'язку, на кожному проводі або тросі ПЛ, що проходить зверху, допускається не більше одного з'єднання на кожен провід і не більше одного з'єднання на лініях з СП. При перетині контактної мережі з'єднання проводів не допускається. Кількість з'єднань проводів і тросів на ПЛ, що не перетинаються, не регламентується.

1.12. Споживач, що експлуатує ПЛ, має утримувати в справному стані: сигнальні знаки на берегах у місцях перетину ПЛ судноплавної або сплавної річки, озера, водосховища, каналу, установлені відповідно до НД з питань водного транспорту за узгодженням із басейновим управлінням водного шляху (управлінням каналів); постійні знаки безпеки, установлені на опорах згідно з проектом ПЛ і вимогами НД; захист опор від пошкодження у місцях, де можливі потоки води, льодоходи тощо; захист опор, установлених біля автомобільних доріг.

1.13. Споживач, що експлуатує ПЛ, повинен стежити за справністю габаритних знаків, установлених на перетині ПЛ із шосейними шляхами; габаритних воріт, які встановлюють у місцях перетину ПЛ із залізничними коліями, якими можливе пересування негабаритних вантажів і кранів. Установлення та обслуговування таких знаків здійснюють організації, у віданні яких перебувають залізничні колії та шосейні шляхи.

1.14. Під час експлуатації ПЛ і струмопроводів необхідно проводити їх технічне обслуговування, ремонт та аварійно-відновлювальні роботи, спрямовані на забезпечення їх надійної роботи, проводити контроль параметрів електромагнітних полів згідно з пунктом 6.12 розділу VI цих Правил.

Під час технічного обслуговування треба стежити за технічним станом ПЛ і струмопроводів у цілому, їх окремих елементів і траси шляхом проведення оглядів, профілактичних перевірок та усувати виявлені пошкодження й несправності.

Під час капітального ремонту ПЛ необхідно виконати комплекс заходів, спрямованих на підтримання або відновлення початкових експлуатаційних характеристик ПЛ, що досягають ремонтом зношених деталей і елементів або заміною їх більш надійними й економічними, які поліпшують експлуатаційні характеристики лінії.

Обсяг та періодичність робіт, що належить виконувати під час технічного обслуговування та капітального ремонту, визначаються СОУ-Н ЕЕ 20.502 та ГҚД 34.20.503. Крім цього, слід враховувати конкретні умови експлуатації ПЛ.

1.15. Аварійно-відновлювальні роботи необхідно виконувати негайно після виникнення аварійної ситуації.

1.16. Під час експлуатації ПЛ необхідно проводити періодичні та позачергові огляди ліній. Графік періодичних оглядів затверджує особа, відповідальна за електрогосподарство.

Періодичність огляду кожної ПЛ по всій довжині має бути не рідше ніж один раз на рік, для повітряної лінії з СП — не рідше ніж один раз на два роки. Крім того, не рідше ніж один раз на рік спеціалістам необхідно проводити вибіркові огляди окремих ділянок ліній, враховуючи всі лінії (ділянки), які підлягають капітальному ремонту.

Верхові огляди з вибірковою перевіркою проводів і тросів у затискачах і в дистанційних розпірках на ПЛ напругою 35 кВ і вище або їх ділянок, термін служби яких становить двадцять років і більше або які проходять у зонах інтенсивного забруднення чи на відкритій місцевості, необхідно проводити не рідше ніж один раз на п'ять років; на решті ПЛ напругою 35 кВ і вище (ділянках ліній) — не рідше ніж один раз на десять років.

На ПЛ напругою 0,38 кВ – 20 кВ верхові огляди необхідно проводити в разі потреби.

1.17. Позачергові огляди ПЛ або їх ділянок необхідно проводити:  
у разі утворення на проводах і тросах ожеледі;  
у разі коливань проводів і тросів;  
під час льодоходу і розлиття рік;  
під час лісових і степових пожеж та після інших стихійних явищ;  
після вимкнення ПЛ релейним захистом і неуспішного АПВ, а в разі успішного — за необхідності.

1.18. Під час огляду ПЛ необхідно звертати увагу на:  
наявність обривів і оплавлень окремих проводів або накидів на проводи і троси;  
наявність бою, оплавлень і тріщин ізоляторів;  
стан опор, їх нахилів, обгорання, розчеплення деталей та загнивання дерев'яних опор, цілісність бандажів і заземлювальних пристроїв на дерев'яних опорах;  
стан кріплення металевих опор на фундаментах;  
наявність корозійного пошкодження елементів опор;  
наявність іскріння;  
правильність регулювання проводів;  
стан розрядників, ОПН та захисних проміжків, комутаційної апаратури на ПЛ та кінцевих кабельних муфт на спусках;  
наявність і стан попереджувальних плакатів та інших постійних знаків на опорах;  
наявність болтів і гайок, цілісність окремих елементів, зварних швів і заклепкових з'єднань на металевих опорах;  
стан стояків залізобетонних опор і залізобетонних приставок;  
протипожежний стан траси, наявність дерев, що загрожують падінням на лінію, сторонніх предметів, будівель, відстань від проводів до різних об'єктів тощо.

1.19. На лініях із СПП додатково проводять перевірки та вимірювання:  
стану ізоляції проводів;  
стану підтримувальних затискачів;  
наявності і стану захисних кожухів на з'єднувальних і відгалужувальних затискачах ПЛ напругою до 1 кВ.

1.20. Профілактичні перевірки та вимірювання на ПЛ і струмопроводах виконуються згідно з таблицями 6 та 7 додатка 1 до цих Правил.

1.21. Для виявлення дефектних фарфорових ізоляторів та контактних з'єднань ПЛ під робочою напругою рекомендовано застосовувати портативні тепловізори.

Контроль лінійної ізоляції необхідно проводити не раніше ніж через п'ять — шість годин після подачі напруги на ПЛ.

Контроль контактних з'єднань необхідно проводити за значень навантаги не менше ніж 30% — 40% від номінальної.

1.22. Для визначення місць пошкоджень ПЛ напругою 110 кВ – 150 кВ, а також місць міжфазових замикань на ПЛ напругою 6 кВ – 35 кВ повинні бути встановлені спеціальні прилади (пристрої), що фіксують місце пошкодження. На ПЛ напругою 6 кВ – 35 кВ з відгалуженнями повинні бути встановлені покажчики пошкодженої ділянки.

1.23. Дефекти, виявлені під час огляду ПЛ та при проведенні профілактичних перевірок та вимірювань, необхідно відмічати в експлуатаційній документації і залежно від їх характеру усувати в найкоротший строк під час проведення технічного обслуговування або під час капітального ремонту ПЛ.

1.24. Капітальний ремонт ПЛ необхідно виконувати залежно від її технічного стану за затвердженим графіком ремонту.

Капітальний ремонт ПЛ на дерев'яних опорах необхідно проводити не рідше ніж один раз на п'ять років, ПЛ на металевих і залізобетонних опорах — не рідше ніж один раз на десять років.

Капітальний ремонт ділянок ПЛ проводять з урахуванням проведеного ремонту всієї ПЛ за міжремонтний період.

Роботи, виконані на лінії під час капітального ремонту, оформляють записом у журналі обліку робіт із внесенням відповідних змін та доповнень у паспорт ПЛ.

1.25. Роботи із ліквідації аварій в електричних мережах можуть проводитись будь-якої пори року і в будь-який час без погодження із землекористувачами, але з повідомленням їх про проведення цих робіт у десятиденний строк після їх початку, відповідно до вимог Правил охорони електричних мереж.

1.26. Конструктивні зміни опор та інших елементів ПЛ, спосіб закріплення опор у ґрунті, а також конструктивні зміни струмопроводів можна проводити лише за наявності затвердженої технічної документації та за рішенням особи, відповідальної за електрогосподарство.

1.27. Під час ремонту ПЛ, що мають високочастотні канали телемеханіки і зв'язку, з метою збереження цих каналів у роботі для заземлення потрібно використовувати переносні заземлювальні загороджувачі.

Порядок роботи ПЛ напругою 6 кВ – 35 кВ із заземленою фазою визначено в пункті 8.15 глави 8 розділу VII цих Правил.

1.28. В електричних мережах напругою 6 кВ – 35 кВ допускається робота із заземленою фазою; при цьому працівники повинні приступити до пошуку місця замикання негайно і усунути його в найкоротший строк.

1.29. Організації, що експлуатують ПЛ із спільною підвіскою проводів, планові ремонти повинні проводити в узгоджені строки. В аварійних ситуаціях ремонтні роботи необхідно проводити з попереднім повідомленням другої сторони (власника лінії).

1.30. Бригади, що виконують роботи на ПЛ, повинні бути оснащені засобами зв'язку з диспетчерськими пунктами.

1.31. З метою своєчасної ліквідації аварійних пошкоджень на ПЛ споживач, що експлуатує їх, повинен мати аварійний запас матеріалів і деталей згідно з установленими нормами.

## 2. Кабельні лінії

2.1. Вимоги цієї глави поширюються на КЛ напругою від 0,4 кВ до 35 кВ.

2.2. Під час здачі в експлуатацію КЛ напругою понад 1 кВ повинні бути оформлені та передані замовникові:

виконавче креслення траси із зазначенням місць установаження з'єднувальних муфт у масштабі 1:200 і 1:500 залежно від розвитку комунікацій в даному районі траси;

відкоригований проект КЛ;

креслення профілю КЛ у місцях перетину з дорогами та іншими комунікаціями для КЛ напругою 35 кВ і для особливо складних трас КЛ напругою 6 (10) кВ;

акти стану кабелів на барабанах і, за необхідності, протоколи їх розбирання й огляду зразків;

сертифікати, що засвідчують відповідність кабелів і проводів вимогам НД;

кабельний журнал;

інвентарний опис усіх елементів КЛ;

акти будівельних і прихованих робіт із зазначенням перетинів і зближень кабелів з усіма підземними комунікаціями;

акти виконання робіт з монтажу кабельних муфт;

акти прийняття траншей, блоків, труб, каналів під монтаж;

акти виконання робіт з монтажу пристроїв для захисту КЛ від електрохімічної корозії, а також результати корозійних випробувань згідно з проектом;

протокол вимірювання опору ізоляції та випробування підвищеною напругою КЛ після її прокладання;

акти огляду кабелів, прокладених у траншеях і каналах перед закриттям;

протокол нагрівання кабелів на барабанах перед прокладанням, якщо температура повітря нижче від нуля градусів;

акти перевірки і випробування автоматичних стаціонарних установок систем пожежогасіння та пожежної сигналізації.

При здачі в експлуатацію КЛ напругою до 1 кВ повинні бути оформлені і передані замовнику: кабельний журнал, відкоригований проект ліній, акти, протоколи випробувань та вимірювань.

2.3. Кожна КЛ повинна мати документацію, зазначену в пункті 2.2 цієї глави, яка оформлена окремою справою (паспорт), відповідний диспетчерський номер та назву.

Відкрито прокладені кабелі, а також усі кабельні муфти повинні мати бирки з позначеннями:

на кінці й на початку ліній на бирках повинні бути вказані марка кабелю, напруга, переріз, номери або найменування ліній;

на бирках з'єднувальних муфт — номер муфти, дата монтажу.

Бирки повинні бути стійкими до впливу навколишнього середовища.

Бирки потрібно закріплювати по всій довжині КЛ через кожні 50 м на відкрито прокладених кабелях, а також на поворотах траси і в місцях проходження кабелів через вогнестійкі перегородки й перекриття (з обох боків).

2.4. Трасу кабельних ліній, прокладену по орних землях і незабудованій місцевості, позначають покажчиками, установленими на відстані не менше 500 метрів один від одного, а також у місцях зміни напрямку траси.

Усі місця проходів кабелів крізь стіни, перегородки та перекриття на підстанціях повинні бути ущільнені негорючим матеріалом.

2.5. Для кожної КЛ під час уведення в експлуатацію повинні бути встановлені найбільші допустимі струмові навантаги. Навантаги КЛ повинні бути визначені за даними нагріву кабелю на ділянці траси з найгіршими тепловими умовами, якщо довжина ділянки становить не менше ніж 10 м. Підвищення цих навантаж допускається на підставі теплових випробувань за умови, що нагрів жил не перевищуватиме допустимого за державними стандартами або технічними умовами значення. Нагрів кабелів необхідно перевіряти на ділянках трас з найгіршими умовами охолодження.

2.6. У кабельних спорудах необхідно організувати систематичний контроль за тепловим режимом роботи кабелів, температурою повітря і роботою вентиляційного устаткування.

Температура повітря всередині кабельних тунелів, каналів і шахт улітку не повинна перевищувати температуру зовнішнього повітря більше ніж на 10 °С.

2.7. На період ліквідації післяаварійного режиму допускається перевантаження струмом:

кабелів напругою до 10 кВ включно з ізоляцією з поліетилену та полівінілхлоридного пластику — на 15%;

кабелів з гумовою ізоляцією і вулканізованого поліетилену — на 18% від тривало допустимої навантаги тривалістю не більше ніж 6 год. на добу протягом 5 діб, але не більше ніж 100 год. на рік, якщо навантага в інші періоди не перевищує тривало допустимої.

Кабелі напругою до 10 кВ включно з паперовою ізоляцією допускають перевантаження протягом 5 діб у межах, указаних в ПУЕ.

Для кабелів, що експлуатуються понад 15 років, перевантаження струмом не повинно перевищувати 10%.

Перевантаження кабелів з просоченою паперовою ізоляцією напругою 20 кВ і 35 кВ забороняється.

2.8. У разі однофазного замикання на землю в мережах з ізольованою або компенсованою нейтраллю необхідно негайно повідомити про це оперативних працівників підстанції живлення або електропередавальної організації і далі діяти за їх вказівками.

У мережах генераторної напруги, а також на КЛ напругою 35 кВ робота в указаному режимі допускається протягом не більше ніж 2 год. У виняткових випадках за згодою оперативних працівників електропередавальної організації цей час може бути збільшений до 6 год.

2.9. Вимірювання навантаг КЛ і напруг у різних точках мережі необхідно проводити у строки, що встановлює особа, відповідальна за електрогосподарство.

На основі цих вимірювань уточнюються режими і схеми роботи кабельних мереж.

2.10. Огляди КЛ необхідно проводити один раз у строк, вказаний в таблиці 1, згідно з графіком, затвердженим особою, відповідальною за електрогосподарство.

Таблиця 1.

### Періодичність огляду КЛ напругою до 35 кВ

№ з/п	Об'єкт огляду	Періодичність огляду, місяці
1	Траси кабелів, прокладених у землі	3
2	Траси кабелів, прокладених під удосконаленим покриттям на території міст	12
3	Траси кабелів, прокладених у колекторах, тунелях, шахтах і на залізничних мостах	6
4	Кабельні колодязі	6

Огляд кабельних муфт зовнішньої установки на напругу понад 1 кВ необхідно проводити при кожному огляді електрообладнання.

Огляд трас підводних кабелів необхідно проводити в строки, установлені особою, відповідальною за електрогосподарство.

Спеціалістами повинні періодично проводитись вибіркові контрольні огляди трас КЛ та кабельних колодязів.

У період повеней і після злив, а також у разі вимкнення КЛ релейним захистом необхідно проводити позачергові огляди.

Про порушення на КЛ, виявлені під час оглядів, робляться записи в журналі дефектів та неполадок. Порушення повинні бути усунені в найкоротший строк.

2.11. КЛ, для захисту яких застосовувались вогнезахисні матеріали, повинні проходити профілактичний огляд стану кабелів і проводів та вогнезахисних матеріалів, що на них нанесені.

2.12. Огляд тунелів (колекторів), шахт і каналів на підстанціях з постійним оперативним обслуговуванням необхідно проводити не рідше ніж один раз на місяць, огляд цих споруд на підстанціях без постійного оперативного обслуговування — за виробничими інструкціями в строки, установлені особою, відповідальною за електрогосподарство.

2.13. Розташування в кабельних приміщеннях будь-яких тимчасових і допоміжних споруд (майстерень, інструментальних, комор тощо), а також зберігання в них будь-яких матеріалів і обладнання забороняються.

2.14. Строки перевірки працездатності пристроїв пожежної сигналізації та пожежогасіння у кабельних спорудах установлюються виробничими інструкціями.

2.15. Підприємство, на балансі якого перебувають КЛ, повинно контролювати виконання службами електрифікованого рейкового транспорту заходів із зменшення значень блукаючих струмів у землі відповідно до стандарту ГСТУ 45.016-2000.

2.16. У районах з електрифікованим рейковим транспортом або там, де є агресивні ґрунти, КЛ може бути прийнята в експлуатацію лише після здійснення її антикорозійного захисту.

У цих районах на КЛ необхідно проводити вимірювання сили блукаючих струмів, складати і систематично корегувати діаграми потенціалів кабельної мережі (або її окремих ділянок), карти ґрунтових корозійних зон. У населених пунктах, де організовано спільний антикорозійний захист для всіх підземних комунікацій, складання діаграм потенціалів не вимагається.

Потенціали кабелів необхідно вимірювати у зонах блукаючих струмів, місцях зближення кабелів із трубопроводами і кабелями зв'язку, що мають катодний захист, а також на ділянках кабелів, обладнаних пристроями для захисту від корозії. На кабелях із шланговим захисним покриттям необхідно контролювати стан антикорозійного покриття відповідно до вимог СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509:2005.

2.17. Тунелі, колектори, канали та інші кабельні споруди необхідно утримувати в чистоті. Металеву неоцинковану броню кабелів, прокладену в кабельних спорудах, і металеві конструкції з неметалізованим покриттям, на яких прокладені кабелі, необхідно періодично покривати негорючими антикорозійними лаками і фарбами.

Кабельні споруди, до яких потрапляє вода, повинні бути обладнані засобами для відводу ґрунтових і поверхневих вод.

2.18. Роботи в межах охоронних зон КЛ проводяться відповідно до вимог Правил охорони електричних мереж, затверджених постановою Кабінету Міністрів України від 04 березня 1997 року № 209.

Організацію роботи на КЛ необхідно проводити з урахуванням вимог ПБЕЕС та цих Правил.

2.19. Кабельні лінії повинні проходити профілактичні випробування згідно з таблицею 5 додатка 1 до цих Правил.

Необхідність у позачергових випробуваннях КЛ, наприклад, після ремонтних робіт або розкопувань, пов'язаних з розкриттям трас, а також після автоматичного вимкнення КЛ, визначається особою, відповідальною за електрогосподарство споживача, на балансі якого перебуває ця лінія.

2.20. Для попередження електричних пробоїв на вертикальних ділянках кабелів з паперовою ізоляцією напругою 20 кВ — 35 кВ унаслідок висихання ізоляції їх необхідно періодично замінювати або встановлювати на них стопорні муфти.

Кабельні лінії напругою 20 кВ — 35 кВ з нестічною просочувальною масою або з пластмасовою ізоляцією додаткового нагляду за станом ізоляції вертикальних ділянок та їх періодичну заміну не вимагають.

2.21. Зразки пошкоджених кабелів і пошкоджені кабельні муфти повинні проходити лабораторні дослідження для визначення причин пошкоджень та розробки заходів з їх запобігання.

2.22. Споживач, що експлуатує електричні мережі, повинен періодично оповіщати організації і населення району, де проходять кабельні траси, про порядок виконання земляних робіт поблизу цих трас.

### **3. Розподільні установки та підстанції**

3.1. Вимоги цієї глави поширюються на РУ та підстанції споживачів напругою від 0,38 до 150 кВ.

3.2. Приміщення РУ споживача, що мають обладнання, яке перебуває під напругою або на яке може бути подана напруга, та приміщення сторонніх організацій, які прилягають до цих приміщень, повинні бути ізольованими від останніх і мати окремий вихід, який замикається.

3.3. Місця, у яких допускається переїзд автотранспорту через кабельні канали, необхідно позначати відповідним знаком.

3.4. У приміщеннях РУ вікна повинні бути завжди зачиненими, а отвори в перегородках між апаратами, що містять масло, закладені негорючим матеріалом.

Кабельні канали й наземні кабельні лотки ВРУ і ЗРУ повинні бути закриті негорючими плитами з межею вогнестійкості відповідно до вимог ПУЕ та будівельних норм. Місця виходу кабелів з кабельних каналів, з поверхів і переходи між кабельними відсіками повинні бути ущільнені вогнетривким матеріалом.

Для запобігання потраплянню у приміщення РУ тварин і птахів усі отвори і прорізи в зовнішніх стінах закривають сітками або ущільнюють.

Покриття підлоги приміщень підстанцій повинно бути таким, щоб виключалась можливість утворення цементного пилу. Щитові РУ та інше обладнання повинні бути пофарбовані у світлі тони.

3.5. Тунелі, підвали, канали необхідно утримувати в чистоті, а дренажні пристрої повинні забезпечувати безперешкодне відведення води.

Маслоприймачі, гравійна підсипка, дренажі та масловідводи необхідно утримувати в справному стані.

Гравійна підсипка в разі забруднення або замащення повинна бути промита або замінена.

3.6. Приміщення, призначені для встановлення комірок КРУЕ, а також для їх ревізії та ремонту, повинні бути ізольовані від зовнішнього середовища та інших приміщень. Стіни, підлога та стеля повинні бути пофарбовані пілонепроникною фарбою або викладені кахельною плиткою. Прибирання приміщень повинно здійснюватись вологим або вакуумним способом.

Приміщення, де встановлені комірочки КРУЕ або елегазові вимикачі відповідно до вимог проекту, повинні бути обладнані припливно-витяжною вентиляцією з відведенням повітря знизу. Повітря припливної вентиляції повинно проходити через фільтри, що запобігають потраплянню в приміщення пилу.

Приміщення з комірками КРУЕ повинні бути обладнані пристроями, що сигналізують про недопустиму концентрацію елегазу й автоматично вмикають припливно-витяжну вентиляцію. При вході в приміщення РУ з елегазовими вимикачами або КРУЕ повинні бути встановлені покажчики стану вентиляції та пристрої, що дають змогу вмикати вентиляцію. Періодичність перевірки цієї системи визначає особа, відповідальна за електрогосподарство.

Контроль концентрації елегазу в приміщеннях із комірками КРУЕ та ЗРУЕ повинен проводитись за допомогою галогенних течошукачів на висоті 10 см — 15 см від рівня підлоги.

Концентрація елегазу повинна бути в межах норм, зазначених в інструкціях підприємств-виробників апаратів. Контроль повинен проводитись згідно із графіком, затвердженим особою, відповідальною за електрогосподарство споживача.

3.7. Струмовідні частини пускорегулювальних апаратів та апаратів захисту повинні бути захищені від випадкового торкання. У спеціальних приміщеннях (електромашинних, щитових тощо) допускається відкрите встановлення апаратів без захисних кожухів.

Умови праці в РУ та використання засобів індивідуального захисту повинні здійснюватись відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.21-98 та цих Правил.

3.8. Відстань від струмовідних частин ВРУ до дерев, високого чагарнику має відповідати Правилам охорони електричних мереж.

3.9. Електрообладнання РУ усіх видів і напруг повинно задовольняти умови роботи як для номінальних режимів, так і для коротких замикань (далі — КЗ), перенапруг та перевантажень.

3.10. У разі розташування електрообладнання в місцевості із забрудненою атмосферою необхідно вжити заходів, що забезпечують надійність ізоляції:

у ВРУ — посилення ізоляції, обмивання, очищення, покриття гідрофобними пастами;

у ЗРУ — захист від проникнення пилу та шкідливих газів;

у КРУЗ — герметизація шаф та обробка ізоляції гідрофобними пастами.



За температурою роз'ємних з'єднань шин у РУ повинен бути організований контроль за затвердженим графіком.

3.11. Температура повітря всередині приміщень ЗРУ у літній період не повинна перевищувати 40 °С. У разі її перевищення повинні бути вжиті заходи для зниження температури обладнання або охолодження навколишнього повітря.

За температурою роз'ємних з'єднань шин у РУ повинен бути організований контроль відповідно до графіка, затвердженого особою, відповідальною за електрогосподарство.

3.12. Рівень масла в масляних вимикачах, вимірювальних трансформаторах і негерметичних вводах повинен залишатись у межах шкали маслопоказчиків за максимального і мінімального значень температур навколишнього повітря. У герметичних вводах контроль значень тиску масла проводять за показами манометрів.

Масло негерметичних вводів, вимірювальних трансформаторів зовнішнього розташування повинно бути захищеним від зволоження та окислення.

3.13. На всіх ключах, кнопках і ручках керування повинні бути написи, що вказують на операцію, для якої вони призначені («Увімкнути», «Вимкнути», «Зменшити», «Збільшити» тощо).

На сигнальних лампах і сигнальних апаратах повинні бути написи, що вказують на характер сигналу («Увімкнено», «Вимкнено», «Перегрівання» тощо).

3.14. Вимикачі та їх приводи повинні мати показчики вимкненого та увімкненого положень.

На вимикачах з умонтованим приводом або з приводом, розташованим у безпосередній близькості від вимикача і не відділеним від нього суцільним непрозорим огороженням (стілкою), допускається встановлення одного показчика — на вимикачі або на приводі. На вимикачах, зовнішні контакти яких чітко вказують на увімкнене положення, наявність показчика на вимикачі та вмонтованому або не відгородженому стійкою приводі є необов'язковою.

Приводи роз'єднувачів, заземлювальних ножів, відокремлювачів, короткозамикачів та іншого обладнання, відділеного від апаратів стійкою, повинні мати показчики вимкненого та увімкненого положень.

3.15. Працівники, які обслуговують РУ, повинні мати документацію з допустимих режимів роботи електрообладнання (нормальних та аварійних).

Оперативні працівники повинні мати запас плавких каліброваних вставок. Застосування некаліброваних плавких вставок забороняється. Плавкі вставки повинні відповідати типу запобіжників.

Справність резервних елементів РУ (трансформаторів, вимикачів, шин тощо) необхідно регулярно перевіряти увімкненням під напругу в строки, встановлені виробничими інструкціями.

3.16. Обладнання РУ необхідно періодично очищувати від пилу та бруду.

Строки очищення встановлюються особою, відповідальною за електрогосподарство, з урахуванням місцевих умов. Прибирання приміщень РУ і очищення електрообладнання повинні виконувати навчені працівники з дотриманням правил безпеки.

3.17. РУ на напругу 1 кВ і вище повинні бути обладнані блокувальними пристроями, які унеможливають помилкові операції роз'єднувачами, відокремлювачами, короткозамикачами, викотними візками КРУ і заземлювальними ножами. Блокувальні пристрої, крім механічних, повинні бути постійно опломбовані.

На робочому місці оперативного працівника має бути повний перелік блокувальних пристроїв, які повинні бути опломбовані. Опломбування блокувальних пристроїв проводиться працівниками служб РЗАіТ, які обслуговують ці пристрої.

3.18. На щоглових трансформаторних підстанціях, пунктах перемикачів та інших пристроях, що не мають огорожі, приводи роз'єднувачів і шафи щитків низької напруги повинні бути замкнені на замок.

Стационарні драбини біля площадки обслуговування повинні бути заблоковані з роз'єднувачами та замкнені на замок.

3.19. Для встановлення заземлення в РУ на напругу 1 кВ і вище необхідно, як правило, застосовувати стаціонарні заземлювальні ножі. У діючих електроустановках, у яких заземлювальні ножі не можуть бути встановлені за умовами компонування або конструкції, заземлення здійснюється переносними заземлювачами.

Ручки приводів заземлювальних ножів повинні бути пофарбовані в червоний колір, а заземлювальні ножі, як правило, у чорний колір. Операції з ручними приводами апаратів повинні здійснюватись з дотриманням ПБЕЕС.

3.20. На дверях і внутрішніх стінках камер ЗРУ, електрообладнанні ВРУ, лицьових і внутрішніх частинах КРУ зовнішньої та внутрішньої установки, збірках, а також на лицьовому і зворотному боках панелей щитів повинні бути нанесені написи, що вказують на призначення приєднань та їх диспетчерське найменування.

На дверях РУ, КРУ, збірок та щитів повинні бути вивішені чи нанесені попереджувальні плакати та знаки встановленого зразка.

З внутрішньої сторони збірок, щитів повинні бути вивішені однолінійні схеми електричних з'єднань.

На схемах збірок, щитів, щитків запобіжників і біля запобіжників та автоматичних вимикачів усіх приєднань повинні бути написи, що вказують на номінальні струми плавких вставок запобіжників або допустимі значення уставки струму автоматичного розчіплювача.

Двері ЗРУ, ВРУ, КРУ, зовнішніх та внутрішніх збірок повинні бути закриті на замок. Ключі від приміщень повинні зберігатись у оперативних працівників або у працівників зі складу керівників і спеціалістів.

3.21. У РУ повинні зберігатись однолінійні первинні схеми електричних з'єднань, схеми нормального режиму, переносні заземлення, захисні засоби, первинні засоби пожежогасіння (потрібна кількість первинних засобів пожежогасіння та їх види визначаються відповідно до НАПБ А 01.001-2004 та НД з питань пожежної безпеки), а також протигази, респіратори і засоби для надання долікарської допомоги потерпілим від нещасних випадків. Зберігання сторонніх речей та запасних частин в приміщеннях РУ забороняється.

Для РУ, які обслуговують ОВБ, переносні заземлення і захисні засоби можуть знаходитись в ОВБ.

3.22. Шафи з апаратурою пристроїв релейного захисту та автоматики, зв'язку і телемеханіки, електрорічильниками, шафи керування і розподільні шафи повітряних вимикачів, а також шафи приводів масляних вимикачів, відокремлювачів, короткозамикачів і роз'єднувачів, установлених в РУ, у яких значення температури повітря може бути нижче за допустиме, повинні бути обладнані пристроями електропідігрівання, які вмикаються у разі зниження значень температури навколишнього середовища нижче від 5 °С. Увімкнення і вимкнення електропідігрівачів, як правило, здійснюються автоматично.

Масляні вимикачі повинні бути обладнані пристроями електропідігрівання днищ баків і корпусів, якщо значення температури навколишнього повітря в місці їх розташування може бути нижче за мінус 25 °С протягом однієї доби і більше, або згідно з вимогами інструкції підприємства-виробника.

3.23. Резервуари повітряних вимикачів та інших апаратів, а також повітрозбірники і балони повинні задовольняти вимоги відповідних НД.

3.24. Поверхні тертя шарнірних з'єднань, підшипників і поверхонь механізмів вимикачів, роз'єднувачів, відокремлювачів, короткозамикачів та їх приводів необхідно змащувати низькотемпературними мастилами, а масляні демпфери вимикачів та інших апаратів — заповнювати маслом, температура замерзання якого повинна бути не менше ніж на 20 °С нижчою за мінімальну зимову температуру навколишнього повітря.

3.25. Пристрої автоматичного керування, захисту і сигналізації повітроприготувальної установки, а також запобіжні клапани необхідно систематично перевіряти і регулювати відповідно до вимог інструкцій підприємств-виробників.

3.26. Конденсат з повітрозбірників компресорів тиску 4,0 МПа — 4,5 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>-45 кгс/см<sup>2</sup>) необхідно видаляти не рідше ніж один раз на 3 доби, а на об'єктах без постійного чергування працівників — за затвердженим графіком, складеним на підставі досвіду експлуатації, але не рідше одного разу на місяць.

Днища повітрозбірників і спускний вентиль повинні бути утеплені й обладнані пристроєм електропідігрівання, який вмикають уручну, для видалення конденсату на час, необхідний для танення льоду за мінусових температур навколишнього повітря.

Видалення конденсату з конденсатозбірників, груп балонів тиском 23 МПа (230 кгс/см<sup>2</sup>) повинно здійснюватись автоматично під час кожного запуску компресора. Для запобігання замерзанню конденсату нижні частини балонів і конденсатозбірники повинні бути розташовані в теплоізоляційній камері з електропідігріванням.

3.27. Внутрішній огляд повітрозбірників і балонів компресорного тиску, а також резервуарів повітряних вимикачів та інших апаратів необхідно здійснювати не рідше ніж один раз на два роки, а їх гідравлічні випробування (крім резервуарів повітряних вимикачів та інших апаратів) — не рідше ніж один раз на вісім років.

Гідравлічні випробування резервуарів повітряних вимикачів необхідно проводити у тих випадках, коли під час огляду виявляються дефекти, що викликають сумніви в міцності резервуарів.

Внутрішні поверхні резервуарів повинні мати антикорозійне покриття.

3.28. Стиснене повітря, що використовується у повітряних вимикачах і приводах інших комутаційних апаратів, повинно бути очищене від механічних домішок за допомогою фільтрів, установлених у розподільних шафах кожного повітряного вимикача або на повітропроводі, що живить привід кожного апарата.

Після завершення монтажу повітродозподільної мережі перед першим наповненням резервуарів повітряних вимикачів та приводів інших апаратів необхідно провести продувку всіх повітропроводів.

Для запобігання забрудненню стисненого повітря в процесі експлуатації необхідно періодично здійснювати продування:

магістральних повітропроводів за плюсової температури навколишнього повітря — не рідше ніж один раз на два місяці;

повітропроводів відпайок від мережі до розподільних шаф і від шафи до резервуарів кожного полюса вимикачів і приводів інших апаратів з їх від'єднанням від апарата — після кожного капітального ремонту апарата;

резервуарів повітряних вимикачів — після кожного поточного і капітального ремонтів, а також у разі порушення режимів роботи компресорних станцій.

3.29. У повітряних вимикачах необхідно періодично перевіряти роботу вентиляції внутрішніх порожнин (для вимикачів, що мають покажчики).

Періодичність перевірок повинна бути встановлена на підставі рекомендацій підприємств-виробників.

3.30. Перевірку дугогасильних камер вимикачів навантаги, установлення ступеня зносу газогенерувальних вкладишів та обгоряння нерухомих дугогасильних контактів здійснюють періодично в строк, установлений особою, відповідальною за електрогосподарство, залежно від частоти оперування вимикачами навантаги, згідно з вимогами підприємства-виробника.

3.31. Зливання води з баків масляних вимикачів необхідно здійснювати два рази на рік — весною з настанням плюсових температур і восени перед настанням мінусових температур.

3.32. Міжремонтні перевірки, виміри та випробування обладнання РУ необхідно проводити в обсягах і строки, передбачені додатком 1 до цих Правил.

3.33. Огляд РУ без вимкнення напруги необхідно проводити:

на об'єктах з постійним чергуванням працівників — не рідше ніж один раз на добу;  
у темний час доби для виявлення розрядів, коронування — не рідше ніж один раз на місяць;  
на об'єктах без постійного чергування працівників — не рідше ніж один раз на місяць, а в трансформаторних і розподільних пунктах — не рідше ніж один раз на 6 місяців.

За несприятливої погоди (сильний туман, мокрий сніг, ожеледиця тощо) або сильного забруднення на ВРУ, а також після вимкнення електрообладнання захистами від КЗ повинні бути організовані додаткові огляди.

Про всі помічені несправності повинні бути зроблені записи в журналі дефектів і неполадок обладнання, і, крім того, про несправності повинна бути повідомлена особа, відповідальна за електрогосподарство.

Виявлені несправності необхідно усунути в найкоротший строк.

3.34. Під час огляду РУ особливу увагу необхідно звернути на:

стан приміщення — справність дверей і вікон, відсутність протікання покрівлі та міжповерхового перекриття, наявність та справність замків;

справність опалення, вентиляції та освітлення;

справність заземлення;

наявність засобів захисту;

рівень і значення температури масла та відсутність його протікання в апаратах;

стан контактів, рубильників щита низької напруги;

цілісність пломб на лічильниках;

стан ізоляції (запиленість, наявність тріщин, слідів розрядів тощо);

роботу системи сигналізації;

тиск повітря в баках повітряних вимикачів;

відсутність витоків повітря;

справність і правильність показів показчиків положення вимикачів;

наявність вентиляції полюсів повітряних вимикачів;

відсутність течі масла з конденсаторів ємнісних подільників напруги повітряних вимикачів;

дію пристроїв електропідігрівання в холодну пору року;

щільність закриття шаф керування;

можливість вільного доступу до комутаційних апаратів тощо.

3.35. Капітальний ремонт обладнання РУ необхідно проводити в такі строки:

масляних вимикачів — один раз на шість — вісім років з контролем характеристик вимикачів з приводами у міжремонтний період;

вимикачів навантаги, роз'єднувачів і заземлювальних ножів — один раз на чотири — вісім років залежно від конструктивних особливостей;

повітряних вимикачів — один раз на чотири — шість років;

відокремлювачів і короткозамикачів з відкритим ножом та їх приводів — один раз на два — три роки;

компресорів — після напрацювання відповідної кількості годин згідно з інструкцією підприємства-виробника;

КРУЕ — один раз на десять — дванадцять років;

елегазових і вакуумних вимикачів — згідно з вимогами підприємства-виробника;

струмопроводів — один раз на вісім років;

усіх апаратів і компресорів — після вичерпання ресурсу незалежно від тривалості експлуатації.

Перший капітальний ремонт устаткованого обладнання повинен бути проведений у терміни, вказані в технічній документації підприємства-виробника.

Роз'єднувачі внутрішньої установки підлягають ремонту за потреби.

Капітальний ремонт решти апаратів РУ (ТС, ТН, конденсаторів зв'язку тощо) здійснюється також за потреби з урахуванням результатів профілактичних випробувань та оглядів.

Періодичність капітальних ремонтів може бути змінена на основі проведеного технічного опосвідчення стану електроустановок згідно з вимогами глави 5 розділу IV цих Правил, виходячи з досвіду експлуатації, за рішенням особи, відповідальної за електрогосподарство.

Поточні ремонти обладнання РУ, а також їх випробування необхідно проводити за необхідності в терміни, установлені особою, відповідальною за електрогосподарство.

Позачергові ремонти виконуються у разі відмови обладнання, а також після вичерпання комутаційного чи механічного ресурсів.

3.36. Під час експлуатації елегазового електрообладнання необхідно дотримуватися інструкцій підприємств-виробників як щодо обслуговування самого обладнання, так і до приміщень, у яких експлуатується чи проводиться ремонт елегазового обладнання.

Працівники, які допускаються до обслуговування елегазового обладнання, повинні пройти відповідну підготовку.

#### **4. Силові трансформатори та масляні реактори**

4.1. Вимоги цієї глави поширюються на силові трансформатори (автотрансформатори) та масляні реактори споживачів.

4.2. Для забезпечення тривалої і надійної експлуатації трансформаторів (реакторів) необхідно забезпечити:

дотримання допустимих температурних і навантажувальних режимів, рівня напруги; дотримання характеристик ізоляції та трансформаторного масла в межах установлених норм;

утримання у справному стані пристроїв охолодження, регулювання напруги, захисту масла тощо.

4.3. На дверях трансформаторних пунктів і камер зовні та всередині повинні бути вказані підстанційні номери трансформаторів, а з зовнішнього боку нанесені ще й попереджувальні знаки відповідно до вимог відповідних НД.

На баках трансформаторів і реакторів зовнішнього встановлення повинні бути зазначені станційні (підстанційні) номери.

Трансформатори та реактори зовнішнього встановлення повинні бути пофарбовані у світлі кольори фарбою без металевих добавок, стійкою до атмосферних впливів і впливу масла.

4.4. Трансформатори, що вперше вводяться в експлуатацію, за відсутності відповідної вказівки підприємства-виробника можуть не підлягати внутрішньому огляду.

Огляд з розкриванням трансформатора необхідний у разі зовнішніх пошкоджень, допущених під час транспортування або зберігання, та таких, що викликають припущення щодо можливості внутрішніх пошкоджень.

4.5. Трансформатори (реактори), обладнані пристроями газового захисту, повинні бути встановлені таким чином, щоб кришка (знімальна частина бака) мала підйом у напрямку до газового реле не менше ніж 1%, а маслопровід до розширника — не менше ніж 2%. Порожнина випускної труби повинна бути з'єднана з повітряною порожниною розширника.

4.6. Під час обслуговування трансформаторів (реакторів) повинні бути забезпечені зручні і безпечні умови для спостереження за рівнем масла, газовим реле, а також для відбору проб масла.

Огляд розташованих на висоті частин (3 м і більше) трансформаторів IV габариту і вище, що перебувають в експлуатації, здійснюють зі стаціонарних драбин з урахуванням вимог ПБЕЕС.

Організацію роботи на трансформаторах (реакторах) необхідно проводити з урахуванням вимог НАПБ А 01.001-2004 та пунктів 6.17, 6.19 розділу VI цих Правил.

4.7. Рівень масла в розширнику трансформатора (реактора), який не працює, повинен бути на позначці, що відповідає температурі навколишнього середовища на даний момент. На працюючому трансформаторі рівень масла повинен бути не нижче позначки, що відповідає температурі навколишнього середовища.

Працівники, які обслуговують трансформатори, повинні вести спостереження за температурою верхніх шарів масла за термосигналізаторами і термометрами, якими оснащуються трансформатори з розширника, а також за показами мановакуумметрів у герметичних трансформаторах, для яких у разі підвищення тиску в баку понад 50 кПа ( $0,5 \text{ кгс/см}^2$ ) навантага трансформатора повинна бути знижена.

4.8. Трансформаторні установки, реактори оснащуються протипожежними засобами відповідно до вимог ПУЕ. Стаціонарні засоби пожежогасіння повинні бути у справному стані і підлягати перевіркам згідно із затвердженим графіком.

4.9. За наявності під трансформатором маслоприймальних пристроїв дренаж від них і масловоди та маслосбірники необхідно утримувати у справному стані відповідно до вимог ПУЕ.

Споживач, що має на балансі та самостійно обслуговує маслосналичне обладнання, повинен зберігати незнижувальний запас ізоляційного масла в обсязі не менше 110% місткості найбільшого маслосналичного апарата.

4.10. Експлуатація трансформаторів (реакторів) з примусовим охолодженням без увімкнених в роботу пристроїв сигналізації про припинення циркуляції масла, охолоджувальної води або зупинку вентиляторів дугтя не допускається.

Для трансформаторів з примусовим охолодженням допускаються аварійні режими роботи з припиненням циркуляції масла чи води або в разі зупинки вентиляторів дугтя. Тривалість зазначених режимів установлюється виробничими інструкціями відповідно до результатів випробування чи заводських даних.

4.11. Для масловодяного охолодження трансформаторів тиск масла в маслоохолодниках повинен перевищувати тиск циркулювальної в них води не менше ніж на  $0,1 \text{ кгс/см}^2$  (10 кПа) за мінімального рівня масла в розширнику трансформатора.

Система циркуляції води повинна бути увімкнена після вмикання робочих маслопомп за значення температури верхніх шарів масла не нижче ніж  $15 \text{ }^\circ\text{C}$  і вимкнена в разі зниження значення температури масла до  $10 \text{ }^\circ\text{C}$ , якщо інше не обумовлено в документації підприємства-виробника.

Мають бути передбачені заходи для запобігання заморожуванню маслоохолодників, pomp і водяних магістралей.

4.12. За номінальної навантаги трансформатора температура верхніх шарів масла не повинна перевищувати (якщо в інструкціях підприємств-виробників не обумовлені інші температури):

у трансформаторів із системою охолодження ДЦ (примусова циркуляція повітря і масла) —  $75 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

у трансформаторів із системами охолодження М (природна циркуляція повітря і масла) і Д (примусова циркуляція повітря та природна циркуляція масла) —  $95 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

у трансформаторів із системою охолодження Ц (примусова циркуляція води і масла) температура масла на вході до маслоохолодника повинна бути не вище ніж  $70 \text{ }^\circ\text{C}$ .

4.13. На трансформаторах з примусовою циркуляцією повітря і природною циркуляцією масла (система охолодження Д) електродвигуни вентиляторів повинні автоматично вмикатися у разі досягнення: значення температури верхніх шарів масла  $55 \text{ }^\circ\text{C}$  або номінального значення навантаги, і вимикатися у разі зниження значення температури масла до  $45\text{-}50 \text{ }^\circ\text{C}$ , якщо при цьому сила струму навантаги менша від номінального значення.

Умови роботи трансформаторів із вимкненим дуттям повинні бути визначені інструкцією підприємства-виробника.

4.14. На трансформаторах та реакторах із системами охолодження ДЦ та Ц пристрої охолодження повинні автоматично вмикатися (вимикатися) одночасно із вмиканням (вимиканням) трансформатора (реактора). Примусова циркуляція масла та води повинна бути безперервною незалежно від навантаги. Порядок увімкнення (вимкнення) систем охолодження повинен бути визначений інструкцією підприємства-виробника.

Увімкнення трансформаторів на номінальну навантагу допускається:

- із системами охолодження М і Д — за будь-яких мінусових значень температури повітря;

- із системами охолодження ДЦ і Ц — за значення температури повітря не нижче ніж мінус 25 °С. У разі нижчих значень температури трансформатор повинен бути попередньо прогрітий увімкненням під навантагу близько 0,5 номінального значення без запуску системи циркуляції масла. Система циркуляції масла повинна бути увімкнена після того, як значення температури верхніх шарів масла досягне мінус 25 °С.

При аварійних ситуаціях допускається увімкнення трансформаторів під повну навантагу незалежно від температури навколишнього повітря.

4.15. Для кожної електроустановки залежно від графіка зміни значень навантаги, з урахуванням надійності живлення споживачів і мінімальних втрат енергії, повинна бути визначена кількість трансформаторів, що працюють одночасно.

У розподільних електромережах напругою до 15 кВ включно повинні бути організовані вимірювання значень навантаги і напруги трансформаторів не рідше ніж два рази в перший рік експлуатації (у період максимальних і мінімальних навантаж), а надалі — за необхідності. Періодичність вимірювань установлює особа, відповідальна за електрогосподарство.

4.16. Працівники, які обслуговують трансформатори, обладнані перемикачем коефіцієнтів трансформації без збудження (далі — ПБЗ), повинні не менше ніж два рази на рік перед настанням зимового максимуму і літнього мінімуму навантаження перевірити правильність установлення коефіцієнта трансформації.

4.17. Пристрої РПН трансформаторів повинні бути в роботі і, як правило, з автоматичним керуванням. За рішенням особи, відповідальної за електрогосподарство, допускається встановлення неавтоматичного режиму регулювання напруги шляхом дистанційного перемикачання РПН з пульта керування, якщо коливання напруги в мережі є в межах, що задовольняють вимоги споживачів електроенергії. Під час перемикачання РПН перебування працівників поблизу трансформатора забороняється. Огляд трансформаторів виконується у відповідності до інструкцій з їх експлуатації.

Перемикачання пристрою РПН трансформатора, що перебуває під напругою, вручну з місця (рукою, кнопками чи ключами приводу РПН) заборонене.

4.18. Перемикальні пристрої РПН трансформаторів допускається вмикати в роботу за значень температури верхніх шарів масла мінус 20 °С і вище для заглибних резисторних пристроїв РПН і значень температури навколишнього повітря мінус 45 °С і вище — для перемикальних пристроїв з контактором, розташованим на опорному ізоляторі поза баком трансформатора та обладнаним пристроєм підігрівання.

Експлуатація пристроїв РПН повинна бути організована відповідно до вимог інструкцій підприємств-виробників. Кількість перемикачів, зафіксованих лічильником, установленим на приводі, необхідно реєструвати в експлуатаційній документації не рідше ніж один раз на місяць.

4.19. Під час роботи з перевантаженням трансформатора, що має пристрій РПН, здійснювати перемикачання відгалужень не допускається, якщо значення сили струму навантаги перевищує номінальне значення сили струму перемикального пристрою.

4.20. Для масляних трансформаторів і трансформаторів з негорючим рідким діелектриком допускається тривале перевантаження однієї чи двох обмоток струмом, сила

якого перевищує номінальне значення сили струму відгалуження на 5%, якщо напруга на жодній з обмоток не перевищує номінального значення напруги відповідного відгалуження. В автотрансформаторі сила струму у загальній обмотці повинна бути не більшою від найбільшого тривалого допустимого значення сили струму цієї обмотки.

Тривало допустимі перевантаження сухих трансформаторів установлюються в стандартах і технічних умовах конкретних груп і типів трансформаторів.

Для масляних і сухих трансформаторів, а також трансформаторів з негорючим рідким діелектриком допускають систематичні перевантаження, значення і тривалість яких регламентуються інструкціями підприємств-виробників.

4.21. В аварійних режимах допускається короткочасне перевантаження трансформаторів понад номінальне значення сили струму для всіх систем охолодження, значення і тривалість якого регламентована стандартами ДСТУ 3463-96 та ДСТУ 2767-94.

Якщо інше не визначено інструкціями підприємств-виробників, допускається короткочасне перевантаження трансформаторів для всіх систем охолодження незалежно від тривалості і значення попередньої навантаги і значення температури охолоджувального середовища в межах, наведених у таблиці 2.

Таблиця 2

№ з/п	Показник	Допустимі перевантаження				
1	Трансформатори масляні:					
	перевантаження струмом, %	30	45	60	75	140
	тривалість перевантаження, хв	120	80	45	20	10
2	Трансформатори сухі:					
	перевантаження струмом, %	20	30	40	50	60
	тривалість перевантаження, хв	60	45	32	18	5

4.22. Для трансформаторів з охолодженням Д під час аварійного вимкнення всіх вентиляторів допускається робота з номінальною навантагою залежно від значень температури навколишнього повітря протягом часу, указанного в таблиці 3.

Таблиця 3

№ з/п	Показник	Допустима тривалість роботи для температур повітря					
1	Температура навколишнього повітря, °С	-15	-10	0	+10	+20	+30
2	Допустима тривалість роботи, год	60	40	16	10	6	4

Для трансформаторів з охолодженням ДЦ у разі повної відмови системи охолодження допускається робота з номінальною навантагою протягом 10 хв або режим НХ протягом 30 хв. Якщо після зазначеного часу температура верхніх шарів масла не досягла 75 °С, то допускається подальша робота з номінальною навантагою до досягнення зазначеної температури, але не більше ніж 1 год з моменту відмови системи охолодження.

Для трансформаторів з охолодженням Д у разі вимкнення електродвигунів вентиляторів допускається тривале навантаження, яке становить не більше ніж 50% від номінального значення потужності трансформатора.

4.23. Уведення в експлуатацію трансформатора (реактора) необхідно здійснювати відповідно до інструкції підприємства-виробника. Увімкнення в мережу трансформатора (реактора) можна здійснювати як поштовхом на повну (номінальну) напругу, так і підйомом значення напруги з нуля.



4.24. Допускається тривала робота трансформаторів (за значення потужності не більше номінального) у разі підвищення напруги на будь-якому відгалуженні будь-якої обмотки на 10% вище номінального значення напруги даного відгалуження. При цьому напруга на будь-якій обмотці трансформатора не повинна перевищувати значення найбільшої робочої напруги для даного класу напруги.

Допускається короткочасне перевищення напруги відповідно до інструкції підприємства-виробника.

4.25. Нейтралі обмоток трансформаторів (реакторів) на напругу 110 кВ і вище, які мають неповну ізоляцію з боку нейтралі, повинні працювати в режимі глухого заземлення.

Трансформатори на напругу 110 кВ, 150 кВ із випробною напругою нейтралі відповідно 100 кВ та 150 кВ можуть працювати з розземленою нейтраллю за умови її захисту розрядником або ОПН. У разі обґрунтування розрахунками допускають роботу з розземленою нейтраллю трансформаторів на напругу 110 кВ з випробною напругою нейтралі 85 кВ, захищеною розрядником або ОПН.

4.26. У разі автоматичного вимкнення трансформатора (реактора) дією захисту від внутрішніх пошкоджень трансформатор (реактор) можна вмикати в роботу лише після проведення огляду, випробувань, аналізу масла, газу і усунення виявлених дефектів (пошкоджень).

У разі вимкнення трансформатора (реактора) від захистів, які не пов'язані з його внутрішнім пошкодженням, він може бути увімкненим знову без перевірок.

4.27. У разі спрацьовування газового реле на сигнал потрібно провести зовнішній огляд трансформатора (реактора) та взяти газ із реле для аналізу і перевірки на горючість.

Для забезпечення безпеки працівників під час відбору газу з газового реле та виявлення причини його спрацьовування трансформатор (реактор) повинен бути розвантажений і вимкнений в найкоротший термін.

Якщо газ у реле негорючий і відсутні видимі ознаки пошкодження трансформатора (реактора), він може бути увімкнений в роботу до з'ясування причини спрацьовування газового реле на сигнал. Тривалість роботи трансформатора (реактора) в цьому разі встановлює особа, відповідальна за електрогосподарство.

За результатами аналізу газу з газового реле, аналізу масла, інших вимірювань (випробувань) необхідно встановити причину спрацьовування газового реле на сигнал, визначити технічний стан трансформатора (реактора) і можливість його нормальної експлуатації.

4.28. За потреби вимкнення роз'єднувачем (відокремлювачем) струму НХ ненавантаженого трансформатора, обладнаного пристроєм РПН, після зняття навантаги на боці споживача перемикальний пристрій повинен бути встановлений в положення, що відповідає номінальному значенню напруги.

4.29. Резервні трансформатори повинні триматися в стані постійної готовності до увімкнення в роботу.

4.30. Допускається паралельна робота трансформаторів (автотрансформаторів) за умови, що жодна з обмоток не буде навантажена струмом, який перевищує допустиме значення сили струму для даної обмотки.

Паралельна робота трансформаторів допускається за таких умов:

групи з'єднань обмоток однакові;

співвідношення потужностей трансформаторів не більше ніж 1:3;

коефіцієнти трансформації відрізняються не більше ніж на плюс 0,5% і не менше ніж на мінус 0,5%;

напруги КЗ відрізняються не більше ніж на плюс 10% і не менше ніж на мінус 10% середньоарифметичного значення напруг КЗ трансформаторів, що вмикаються на паралельну роботу;

проведено фазування трансформаторів.

Для вирівнювання навантаження між паралельно працюючими трансформаторами з різними напругами КЗ допускається в невеликих межах змінювати коефіцієнт трансформації шляхом перемикання відгалужень за умови, що жоден з трансформаторів не буде перевантажений.

4.31. Огляд трансформаторів (без їх вимкнення) проводять у такі строки:

в електроустановках з постійним чергуванням працівників — один раз на добу;

в електроустановках без постійного чергування працівників — не рідше одного разу на місяць, а в трансформаторних пунктах — не рідше одного разу на шість місяців.

Залежно від місцевих умов, конструкції і стану трансформаторів вказані терміни оглядів трансформаторів без вимкнення можуть бути змінені особою, відповідальною за електрогосподарство.

Позачергові огляди трансформаторів проводять:

за різкої зміни температури зовнішнього повітря;

у разі вимкнення трансформатора дією газового чи диференціального захисту.

Під час огляду трансформаторів повинні бути перевірені:

покази термометрів та мановакуумметрів;

стан кожухів трансформаторів і відсутність течі масла, відповідність рівня масла в розширнику згідно з його температурним показником, а також наявність масла в маслonaповнених вводах;

стан маслоохолоджувальних і маслозбірних пристроїв, а також ізоляторів;

стан ошиновки і кабелів, відсутність нагріву контактних з'єднань;

справність пристроїв сигналізації та пробивних запобіжників;

стан мережі заземлення;

стан маслоочисних пристроїв безперервної регенерації масла, термосифонних фільтрів і вологопоглинальних патронів;

стан трансформаторного приміщення.

4.32. Трансформатор (реактор) повинен бути аварійно виведений з роботи в разі виявлення:

сильного нерівномірного шуму і потріскування всередині трансформатора;

перевищення нормованих температур нагрівання трансформатора за нормальної навантаги й охолодження;

викиду масла з розширника чи розриву діафрагми вихлопної труби;

течі масла з пониженням його рівня нижче рівня маслопоказника.

Трансформатори виводяться з роботи також у разі потреби негайної заміни масла за результатами лабораторних аналізів.

4.33. Трансформатори потужністю 120 кВА і більше та реактори необхідно експлуатувати із системою безперервної регенерації масла в термосифонних або адсорбційних фільтрах. Необхідно періодично замінювати сорбент у фільтрах відповідно до інструкції з експлуатації трансформаторів.

Масло в розширнику трансформаторів (реакторів), а також у баці або розширнику пристрою РПН повинно бути захищено від безпосереднього контакту з навколишнім повітрям.

У трансформаторах і реакторах, обладнаних спеціальними пристроями, які запобігають зволоженню масла, ці пристрої повинні бути постійно увімкнені незалежно від режиму роботи трансформатора (реактора). Експлуатація зазначених пристроїв повинна бути організована відповідно до інструкції підприємства-виробника.

Масло негерметичних маслonaповнених вводів повинно бути захищено від зволоження.

Експлуатація маслonaповнених вводів проводиться відповідно до СОУ 40.1-21677681-06:2009.

4.34. Поточні ремонти трансформаторів (реакторів) проводяться залежно від умов їх експлуатації, відповідно до затвердженого графіка. Так, поточні ремонти:

трансформаторів, які регулюються під навантагою (з РПН), необхідно проводити один раз на рік;

трансформаторів без РПН: головних трансформаторів підстанції на напругу 35 кВ і вище — не рідше ніж один раз на 2 роки;

інших трансформаторів — за необхідності, але не рідше ніж один раз на 4 роки;

трансформаторів, установлених в місцях посиленого забруднення, — згідно з виробничими інструкціями.

Поточні ремонти масляних реакторів повинні бути проведені залежно від їх стану, в разі потреби — на основі проведення технічного опосвідчення стану електроустановок.

4.35. Капітальні ремонти необхідно проводити:

трансформаторів на напругу 110 кВ і вище, потужністю 63 МВА і більше — не пізніше ніж через 12 років після введення в експлуатацію з урахуванням результатів профілактичних випробувань, а надалі — у разі потреби залежно від результатів випробувань і їх стану;

інших трансформаторів — залежно від результатів випробувань і їх стану.

4.36. Випробування трансформаторів (реакторів) необхідно проводити відповідно до таблиці 1 додатка 1 до цих Правил з урахуванням вимог підприємств-виробників, а ремонти виконувати згідно із затвердженими графіками.

## 5. Електричні двигуни

5.1. Вимоги цієї глави поширюються на електродвигуни змінного та постійного струму.

5.2. На електродвигунах та механізмах, які вони приводять у дію, повинні бути нанесені стрілки, що вказують напрямок обертання їх рухомих частин, а також написи з назвою агрегату, до якого вони належать.

5.3. На комутаційних апаратах (вимикачах, контакторах, магнітних пускачах, пускорегулювальних пристроях, запобіжниках тощо) повинні бути нанесені написи, що вказують, до якого електродвигуна вони належать.

5.4. Плавкі вставки запобіжників повинні бути калібровані із зазначенням на клеймі номінальної сили струму вставки. Клеймо ставиться підприємством-виробником або електротехнічною лабораторією. Застосовувати некалібровані плавкі вставки забороняється.

5.5. У разі короткочасного припинення електроживлення повинен бути забезпечений самозапуск електродвигунів відповідальних механізмів після повторної подачі напруги, якщо збереження механізмів у роботі необхідне (за умов технологічного процесу) і допустиме за умов безпеки та зниження напруги електромережі.

Перелік електродвигунів відповідальних механізмів, які беруть участь у самозапуску, із зазначенням уставок захистів і допустимого часу перерви живлення затверджує особа, відповідальна за електрогосподарство.

5.6. Захисти елементів електричної мережі споживачів, а також технологічне блокування вузлів електричної мережі виконуються таким чином, щоб забезпечувався самозапуск електродвигунів відповідальних механізмів.

Для полегшення самозапуску відповідальних механізмів, як правило, повинен бути передбачений захист мінімальної напруги, що вимикає на час зниження (зникнення) напруги електродвигуни, які не беруть участі в процесі самозапуску.

5.7. Електродвигуни, що тривалий час перебувають у резерві, та пристрої АВР повинні оглядатись та випробуватись разом із механізмами відповідно до графіка, затвердженого особою, відповідальною за електрогосподарство. У цьому разі в електродвигунів зовнішнього розташування, які не мають обігріву, а також двигунів на напругу 6 кВ, що тривалий час перебувають у резерві, повинен бути перевірений опір ізоляції обмотки статора і коефіцієнт абсорбції.

5.8. Електродвигуни з короткозамкненими роторами допускається запускати з холодного стану два рази поспіль, з гарячого — один раз, якщо інструкція підприємства-виробника не передбачає більшої кількості пусків. Наступні пуски допускаються після їх охолодження протягом часу, обумовленого інструкцією підприємства-виробника для відповідного типу електродвигуна.

Повторні увімкнення електродвигунів у разі їх вимкнення основними захистами допускаються після обстеження, проведення контрольних вимірів опору ізоляції і перевірки справності захистів.

Для електродвигунів відповідальних механізмів, що не мають резерву, допускається одне повторне увімкнення після дії основних захистів за результатами зовнішнього огляду двигуна.

Наступне увімкнення електродвигунів у разі дії резервних захистів до з'ясування причин вимкнення заборонене.

5.9. Для спостереження за пуском і роботою електродвигунів, регулювання технологічного процесу яких здійснюється за значенням сили струму, а також усіх електродвигунів змінного струму потужністю більше ніж 100 кВт на пусковому щитку чи панелі керування встановлюють амперметр, який вимірює силу струму у колі статора електродвигуна (потужністю менше 100 кВт, якщо він передбачений підприємством-виробником). Амперметр установлюють також у колі збудження синхронних електродвигунів. На шкалі амперметра червоною рисою позначають значення допустимої сили струму (вище номінального значення сили струму електродвигуна на 5%).

На електродвигунах постійного струму, призначених для приводу відповідальних механізмів, незалежно від їх потужності необхідно контролювати силу струму якоря.

5.10. Для контролю наявності напруги на групових щитках і збірках електродвигунів повинні бути встановлені вольтметри або сигнальні лампи.

5.11. Для забезпечення нормальної роботи електродвигунів напругу на шинах необхідно підтримувати в межах від 100% до 105% від її номінального значення. За необхідності допускається робота електродвигуна з напругою 90-110% від її номінального значення. У разі зміни частоти живильної мережі в межах від мінус 2,5% до плюс 2,5% від номінального значення допускається робота електродвигунів з номінальною потужністю.

5.12. Вібрація, виміряна на кожному підшипнику електродвигуна, осьовий зсув ротора, розмір повітряного зазору між сталлю статора та ротора, а також в підшипниках ковзання не повинні перевищувати значень, указаних у таблицях 22 та 23 додатка 1 та таблиці 43 додатка 2 до цих Правил.

5.13. Постійний нагляд за навантагою електродвигунів, щітковим апаратом, температурою елементів і охолоджувальних середовищ електродвигуна (обмотки і осердя статора, повітря, підшипників тощо), догляд за підшипниками і пристроями підведення охолоджувального повітря, води до повітроохолодників і обмоток, а також операції з пуску, регулювання швидкості і зупинки здійснюють працівники цеху (дільниці), які обслуговують механізм.

5.14. Електродвигуни, що продуваються і які встановлені в запиленних приміщеннях і приміщеннях з підвищеною вологістю, повинні бути обладнані пристроями підведення чистого охолоджувального повітря, кількість якого і параметри (температура, вміст домішок тощо) повинні відповідати вимогам інструкції підприємства-виробника.

Щільність тракту охолодження (корпусу електродвигуна, повітропроводів, засувки) необхідно перевіряти не рідше ніж один раз на рік.

Індивідуальні електродвигуни зовнішніх вентиляторів охолодження повинні автоматично вмикатися і вимикатися у разі увімкнення та вимкнення основних електродвигунів.

5.15. Електродвигуни з водяним охолодженням статора чи ротора, а також з умонтованими водяними повітроохолодниками повинні бути обладнані пристроями, що сигналізують про появу води в корпусі. Організація експлуатації обладнання та апаратури

систем водяного охолодження, якість конденсату та води повинні відповідати вимогам інструкцій підприємства-виробника.

5.16. Аварійні кнопки електродвигунів повинні бути опломбовані. Зривати пломби з аварійних кнопок для вимкнення електродвигуна допускається тільки в аварійних випадках. Опломбування аварійних кнопок виконують працівники, визначені особою, відповідальною за електрогосподарство.

5.17. Електродвигун (обертюва машина) повинен бути негайно відключений від мережі у таких випадках:

нещасний випадок (чи загроза) з людиною;

поява диму, вогню або запаху горілої ізоляції з корпусу електродвигуна або його пускорегулювальної апаратури;

вібрація понад допустимі норми, яка загрожує виходу з ладу електродвигуна або механізму;

вихід з ладу привідного механізму;

нагрівання підшипників або контрольованих вузлів понад допустиме значення температури, зазначене в інструкції підприємства-виробника;

виникнення КЗ в електричній схемі;

значне зниження частоти обертання;

швидке зростання температури обмоток або сталі статора.

В експлуатаційній інструкції можуть бути вказані й інші випадки, за якими електродвигуни (обертюві машини) повинні бути негайно вимкнені, а також указаний порядок їх усунення.

5.18. Періодичність капітальних і поточних ремонтів електродвигунів, залежно від умов, у яких вони працюють, визначає особа, відповідальна за електрогосподарство. Залежно від умов поточний ремонт електродвигунів, як правило, здійснюють одночасно з ремонтом привідних механізмів, і його виконують навчені працівники споживача або підрядної організації.

5.19. Профілактичні випробування і вимірювання на електродвигунах повинні проводитись відповідно до таблиць 22 та 23 додатка 1 до цих Правил.

## **6. Релейний захист, електроавтоматика та вторинні кола**

6.1. Електрообладнання підстанцій, електричних мереж, електроустановок споживача, повітряні та кабельні лінії електропередавання повинні бути захищені від КЗ і порушень нормальних режимів пристроями релейного захисту, автоматичними вимикачами або запобіжниками й оснащені засобами електроавтоматики та телемеханіки відповідно до ПУЕ та інших чинних НД.

6.2. Технічне обслуговування пристроїв РЗАіТ та їх вторинних кіл повинні здійснювати, як правило, працівники служб релейного захисту, автоматики і вимірів або електролабораторії споживача. У тих випадках, коли в обслуговуванні окремих видів пристроїв РЗАіТ беруть участь інші служби, то між ними відповідно до інструкцій повинні бути розмежовані зони обслуговування та обов'язки.

Для обслуговування пристроїв РЗАіТ, установлених у споживача, можливе залучення спеціалізованих організацій.

Обсяг і терміни технічного обслуговування пристроїв РЗАіТ та їх вторинних кіл, що перебувають у керуванні (віданні) оперативних працівників електропередавальної організації, повинні бути узгоджені з останньою.

6.3. Під час проведення налагоджувальних робіт спеціалізованою налагоджувальною організацією у пристроях РЗАіТ їх прийняття здійснюють працівники споживача, які обслуговують ці пристрої.

Введення пристрою в роботу оформлюється записом у журналі РЗАіТ за підписами відповідальних представників споживача (або організації вищого рівня) і налагоджувальної організації, якщо остання здійснювала налагодження цього пристрою.

6.4. Під час здавання в експлуатацію пристроїв РЗАіТ і вторинних кіл повинна бути надана така технічна документація:

проектна документація, що скоригована під час монтажу (креслення, пояснювальні записки, кабельний журнал тощо), — монтажною організацією;

документація підприємства-виробника (інструкції з експлуатації, паспорти електрообладнання і апаратури тощо) — монтажною організацією;

протоколи налагодження і випробувань, виконавчі принципово-монтажні (або принципові та монтажні) схеми — налагоджувальною організацією чи лабораторією споживача;

програмне забезпечення для керування та обслуговування мікропроцесорних пристроїв РЗАіТ у вигляді програм на відповідних носіях інформації — налагоджувальною організацією.

6.5. У споживача на кожне приєднання або пристрій РЗАіТ, що є в експлуатації, повинна бути, крім указаної в пункті 6.4 цієї глави, така технічна документація:

паспорт-протокол пристрою;

методичні вказівки, інструкції або програми з технічного обслуговування, налагодження і перевірки (для складних пристроїв — для кожного типу пристрою чи його елементів);

технічні дані про пристрої у вигляді карт або таблиць уставок і характеристик.

Результати періодичних перевірок повинні бути занесені до паспорта-протоколу пристрою (докладні записи про складні пристрої РЗАіТ здійснюються за потреби в журналі релейного захисту).

Виконавчі схеми РЗАіТ необхідно приводити у відповідність після зміни реальної схеми. Зміни у схемах повинні бути підтверджені записами, які вказують причину й дату внесення змін та хто вніс зміни. Виконавчі схеми пристроїв РЗАіТ (у тому числі пристроїв АЧР та спеціальної автоматики вимкнення навантаги) погоджують з тією організацією, у керуванні (віданні) оперативних працівників якої перебувають ці пристрої.

6.6. Обсяг засобів телемеханіки — телекерування, телесигналізації, телевимірювання, кількість самописних приладів з автоматичним прискоренням запису в аварійних режимах, автоматичних осцилографів чи мікропроцесорних реєстраторів, фіксувальних амперметрів, вольтметрів і омметрів та інших приладів, що використовуються для аналізу роботи пристроїв РЗАіТ, повинен відповідати вимогам ПУЕ.

В електроустановках, які мають вибухонебезпечні зони, захист від багатозонних КЗ та перевантажень має бути дворелейним або трирелейним, а вибухозахищені електродвигуни повинні мати захист від однофазних замикань на землю з дією на відключення.

6.7. Уставки пристроїв РЗАіТ ліній споживача, що живляться від мережі електропередавальної організації, а також трансформаторів (автотрансформаторів), які є в оперативному керуванні або віданні оперативних працівників електропередавальної організації, повинні бути погоджені з нею; зміну уставок допускається здійснювати лише за вказівкою служби релейного захисту цієї організації.

Під час вибору уставок електрообладнання споживача повинна бути забезпечена селективність дії з урахуванням наявності пристроїв АВР і АПВ. При цьому також необхідно враховувати роботу пристроїв технологічної автоматики і блокування цехових агрегатів і механізмів.

6.8. Усі уставки захистів перевіряють на чутливість та селективність, і вони повинні відповідати всім режимам і схемам електропостачання. Принципи виконання і розташування пристроїв РЗАіТ повинні відповідати вимогам НД.

6.9. Граничнодопустимі навантаги живильних елементів електричної мережі згідно з умовами настроювання РЗАіТ і з урахуванням можливих експлуатаційних режимів повинні бути узгоджені споживачем з диспетчерською службою електропередавальної організації і їх необхідно періодично переглядати.

6.10. У колах оперативного струму повинна бути забезпечена селективність дії апаратів захисту (запобіжників і автоматичних вимикачів).

Автоматичні вимикачі, колодки запобіжників повинні мати маркування із зазначенням найменування приєднання і номінального значення сили струму. Працівники повинні мати запас каліброваних плавких вставок для заміни перегорілих.

6.11. В експлуатації повинні бути забезпечені умови для нормальної роботи електровимірювальних приладів, вторинних кіл і апаратури пристроїв РЗАіТ (допустима температура, вологість, вібрація, відхилення робочих параметрів від номінальних тощо).

6.12. Пристрої РЗАіТ, що перебувають в експлуатації, повинні бути завжди в роботі, за винятком тих пристроїв, що повинні виводитись з роботи відповідно до призначення і принципу дії, режимів роботи або за умовами селективності.

Уведення в роботу і виведення з роботи пристроїв РЗАіТ, що перебувають у віданні оперативних працівників вищого рівня, здійснюють тільки за їх згодою (за диспетчерською заявкою).

У разі загрози неправильного спрацьовування пристрою РЗАіТ він повинен бути виведений з роботи без згоди оперативних працівників вищого рівня, але з наступним його повідомленням (відповідно до інструкції з експлуатації). Пристрої, що залишилися в роботі, повинні забезпечувати повноцінний захист електрообладнання і ліній електропередавання від усіх видів пошкоджень та порушень нормального режиму. Якщо така умова не може бути виконана, то повинен бути введений тимчасовий захист або приєднання повинно бути вимкнене з повідомленням оперативних працівників вищого рівня.

6.13. Зміну уставок мікропроцесорних пристроїв РЗАіТ оперативними працівниками і працівниками служб РЗАіТ допускається здійснювати за санкціонованим доступом з фіксацією точного часу, дати і даних особи, яка виконала зміну, а також змісту зміни.

6.14. Знімання інформації з пристрою РЗАіТ на мікропроцесорній базі за допомогою переносної електронно-обчислювальної техніки або вбудованого дисплея можуть виконувати працівники служби релейного захисту (електролабораторії), які обслуговують ці пристрої, або спеціально навчені оперативні працівники згідно з інструкцією з експлуатації без звернення за згодою до оперативних працівників вищого рівня.

6.15. Аварійна і попереджувальна сигналізація повинні бути завжди готовими до дії, їх необхідно періодично опробувати.

Особливу увагу необхідно звертати на контроль наявності оперативного струму, справність запобіжників і автоматичних вимикачів у вторинних колах, а також на контроль справності кіл керування вимикачами.

6.16. Уперше змонтовані пристрої РЗАіТ і вторинні кола перед уведенням у роботу підлягають налагодженню і приймальним випробуванням із записом до паспорта обладнання чи спеціальної відомості. Введення пристроїв РЗАіТ у роботу здійснюють згідно з вимогами цих Правил.

6.17. Реле і допоміжні пристрої РЗАіТ повинні бути опломбовані працівниками, які обслуговують ці пристрої, за винятком тих, уставки яких змінюють оперативні працівники залежно від режиму роботи і схеми первинних з'єднань, або тих, у яких немає спеціальних пристосувань для зміни параметрів їх настроювання.

Реле, апарати і допоміжні пристрої РЗАіТ (за винятком тих, уставки яких змінюють оперативні працівники) можуть відкривати лише працівники, які обслуговують пристрої РЗАіТ, чи за їх вказівкою оперативні працівники з подальшим записом в оперативному журналі.

6.18. На лицьовому й зворотному боках панелей і шаф пристроїв РЗАіТ, сигналізації, а також панелей і пультів керування повинні бути написи, що вказують на їх призначення,

відповідно до диспетчерських найменувань, а на встановлених у них апаратах — написи або маркування згідно зі схемами.

На панелі з апаратами, що належать до різних приєднань чи різних пристроїв РЗАіТ одного приєднання, які можуть перевірятися окремо, повинні бути нанесені або встановлені чіткі розмежувальні лінії. Під час таких перевірок необхідно вживати заходів щодо запобігання помилковому доступу до апаратури, яка залишилася в роботі.

6.19. На проводах, приєднаних до збірок (рядів) затискачів, повинно бути маркування, що відповідає схемам.

На контрольних кабелях повинно бути маркування на кінцях, у місцях розгалуження і перетину потоків кабелів у разі проходження їх через стіни, стелі тощо. Кінці вільних жил контрольних кабелів повинні бути ізольовані, і на них повинно бути маркування.

6.20. Опір ізоляції електрично з'єднаних вторинних кіл пристроїв РЗАіТ відносно землі, а також між колами різного призначення, електрично не з'єднаними (вимірні кола, кола оперативного струму, сигналізації), необхідно підтримувати у межах кожного приєднання відповідно до норм, зазначених у таблиці 25 додатка 1 та таблиці 48 додатка 2 до цих Правил.

Під час перевірки ізоляції вторинних кіл пристроїв РЗАіТ, що мають напівпровідникові і мікроелектронні елементи, повинні бути вжиті заходи із запобігання пошкодженню цих елементів (наприклад, закорочування окремих елементів, ділянок схеми або «плюса» і «мінуса» схеми живлення).

6.21. Перед увімкненням після монтажу і першого профілактичного випробування пристроїв РЗАіТ ізоляція відносно землі електрично пов'язаних кіл РЗАіТ і всіх інших вторинних кіл кожного приєднання, а також ізоляція між електрично не пов'язаними колами, які розміщені в межах однієї панелі, за винятком кіл елементів, розрахованих на робочу напругу 60 В і нижчу, повинна бути випробувана напругою 1 кВ змінного струму протягом 1 хв.

Крім того, напругою 1 кВ протягом 1 хв повинна бути випробувана ізоляція між жилами контрольного кабелю тих кіл, де є підвищена ймовірність замикання із серйозними наслідками (кола газового захисту, кола конденсаторів, що використовуються як джерела оперативного струму, вторинні кола ТН та ТС тощо).

У подальшій експлуатації ізоляцію кіл РЗАіТ, за винятком кіл напругою 60 В і менше, допускається випробувати під час профілактичних випробувань як напругою 1 кВ змінного струму протягом 1 хвилини, так і випрямленою напругою 2,5 кВ з використанням мегаомметра або спеціальної установки.

Випробування ізоляції кіл РЗАіТ напругою 60 В і менше здійснюється в процесі вимірювання опору ізоляції мегаомметром на напругу 500 В.

6.22. Усі випадки спрацьовування і відмови пристроїв РЗАіТ, а також виявлені в процесі їх оперативного і технічного обслуговування дефекти (несправності) працівники, що обслуговують ці пристрої, повинні ретельно аналізувати. Виявлені дефекти повинні бути усунені.

Про кожен випадок неправильного спрацьовування або відмови спрацьовування пристроїв РЗАіТ необхідно повідомляти диспетчера електропередавальної організації, в оперативному керуванні або віданні якої перебувають ці пристрої.

6.23. Пристрої РЗАіТ і вторинні кола періодично перевіряють і випробують відповідно до чинних положень та інструкцій.

Після безпідставного (помилкового) спрацьовування чи відмови спрацьовування цих пристроїв повинні бути проведені додаткові (післяаварійні) перевірки за спеціальними програмами.

6.24. За наявності швидкодійних релейних захистів і пристроїв резервування відмови вимикачів усі операції з увімкнення ліній, шин і електрообладнання, а також операції з перемикання роз'єднувачами і вимикачами здійснюють з уведеними в дію цими захистами. Якщо їх неможливо ввести в дію, то необхідно ввести прискорення на резервних захистах,



або виконати тимчасовий захист, хоча б неселективний, але з необхідною швидкістю, або ввести прискорення на резервних захистах.

6.25. Роботи в пристроях РЗАіТ повинні виконувати працівники, навчені і допущені до самостійного технічного обслуговування відповідних пристроїв з дотриманням ПБЕЕС.

6.26. Під час роботи на панелях (у шафах) і в колах керування РЗАіТ повинні бути вжиті заходи щодо запобігання помилковому вимкненню обладнання. Роботи необхідно виконувати тільки ізольованим інструментом.

Виконання цих робіт без виконавчих схем, а для складних пристроїв РЗАіТ — без програм із заданим обсягом і послідовністю робіт забороняється.

Операції у вторинних колах ТС і ТН (у тому числі з випробувальними блоками) повинні бути проведені з виведенням з дії пристроїв РЗАіТ (або окремих їх ступенів), які за принципом дії і параметрами настроювання можуть спрацювати хибно в процесі виконання зазначеної операції.

Після закінчення робіт повинні бути перевірені справність і правильність приєднань кіл струму, напруги та оперативних кіл. Оперативні кола РЗАіТ і кола керування повинні бути перевірені, як правило, шляхом опробування в дії.

6.27. Роботи в пристроях РЗАіТ, які можуть викликати їх спрацювання на вимкнення або увімкнення приєднань, які вони захищають, або суміжних, а також інші непередбачені дії, необхідно здійснювати за заявкою, що враховує такі можливості.

6.28. Вторинні обмотки ТС повинні бути завжди замкнені на реле, на прилади або закорочені. Вторинні кола ТС та ТН і вторинні обмотки фільтрів приєднання високочастотних каналів повинні бути заземлені.

6.29. Після закінчення планового технічного обслуговування, випробувань і післяаварійних перевірок пристроїв РЗАіТ повинні бути складені протоколи і зроблені записи в журналі РЗАіТ, а також у паспорті-протоколі.

У разі зміни уставок і схем РЗАіТ у журналі і паспорті-протоколі повинні бути здійснені відповідні записи, а також унесені виправлення в принципові і монтажні або принципово-монтажні схеми та інструкції з експлуатації пристроїв.

6.30. Випробні установки для перевірки пристроїв РЗАіТ під час виконання технічного обслуговування необхідно приєднувати до штепсельних розеток або щитків, установлених для цієї мети в приміщеннях щитів керування, РУ підстанції та в інших місцях.

6.31. Лицьові боки панелей (шаф) і пультів керування, РЗАіТ та апаратів, установлених на них, повинні періодично очищатися від пилу спеціально навченими працівниками.

Апарати відкритого виконання, а також зворотний бік цих панелей (шаф) і пультів повинні очищатися працівниками, які обслуговують пристрої РЗАіТ, або оперативними працівниками, що пройшли інструктаж.

6.32. Оперативні працівники повинні здійснювати:

контроль за правильністю положення перемикальних пристроїв на панелях (шафах) РЗАіТ і керування, кришок випробувальних блоків, а також за станом автоматичних вимикачів і запобіжників у колах РЗАіТ і керування;

уведення та виведення з роботи пристроїв РЗАіТ (їх ступенів), а також зміну їх дії та уставок за розпорядженням оперативних працівників, у керуванні (віданні) яких перебувають ці пристрої, використовуючи спеціально передбачені перемикальні пристрої;

контроль за станом пристроїв РЗАіТ за показами наявних на панелях (шафах) і апаратах пристроїв зовнішньої сигналізації та індикації, а також за повідомленнями, що надходять від мікропроцесорних пристроїв РЗАіТ;

опробування високовольтних вимикачів та інших апаратів, а також пристроїв АПВ, АВР та фіксувальних приладів (індикаторів);

обмін сигналами високочастотних захистів і контроль параметрів високочастотних апаратів ПА;

вимірювання сили струму небалансу в захисті шин і напруги небалансу в розімкнутому трикутнику ТН;

заведення годинників автоматичних осцилографів аварійного запису тощо;  
зняття показів з реєстраторів аварійних подій після їх спрацьовування.

Періодичність проведення контролю пристроїв РЗАіТ та виконання інших операцій, а також порядок дій оперативних працівників повинні встановлюватись виробничими інструкціями споживача, які узгоджуються з вимогами відповідних інструкцій електропередавальних організацій, у віданні яких перебувають ці пристрої.

6.33. Переведення обладнання, що керується пристроями телемеханіки, на автономне керування і навпаки необхідно здійснювати виключно за згодою оперативних працівників споживача (особи, відповідальної за електрогосподарство).

Для виведення з роботи вихідних кіл телекерування на підстанціях необхідно застосовувати загальні ключі або пристрої вимикання. Вимкнення кіл телекерування чи телесигналізації окремих приєднань необхідно здійснювати на роз'ємних затискачах або індивідуальних пристроях вимикання.

Усі операції із загальними ключами телекерування та індивідуальними пристроями вимикання в колах телекерування та телесигналізації можуть виконуватись лише за вказівкою або з відома оперативних працівників.

6.34. На збірках (рядах) затискачів пультів керування та панелей не повинні розміщуватись у безпосередній близькості затискачі, випадкове з'єднання яких може зумовити увімкнення чи вимкнення приєднання, КЗ в колах генератора (синхронного компенсатора) тощо.

6.35. Під час усунення пошкоджень контрольних кабелів з металевою оболонкою або їх нарощування з'єднання жил необхідно здійснювати з установленням герметичних муфт, кожна з яких підлягає реєстрації в спеціальному журналі.

На кожні 50 метрів одного кабелю в середньому повинно бути не більше однієї муфти.

Кабелі з полівінілхлоридною і гумовою оболонкою з'єднуються, як правило, за допомогою епоксидних з'єднувальних муфт або на перехідних рядах затискачів.

Для запобігання пошкодженню ізоляції контрольних кабелів повинні застосовуватись заходи дератизації.

6.36. У разі застосування контрольних кабелів з ізоляцією, яка зазнає пошкодження під впливом повітря, світла й масла, на ділянках жил від затискачів до кінцевих заробок виконується додаткове покриття, що запобігає такому руйнуванню.

6.37. На панелях (у шафах) апаратури РЗАіТ, на яких оперативні працівники виконують перемикання за допомогою ключів, накладок, випробувальних блоків та інших пристосувань, повинні бути таблиці положення вказаних перемикальних пристроїв для всіх режимів, що використовуються.

Операції за цими перемиканнями повинні бути записані до оперативного журналу.

6.38. Працівники служб споживача, які здійснюють технічне обслуговування пристроїв РЗАіТ, повинні періодично оглядати всі панелі і пульти керування, панелі (шафи) РЗАіТ, сигналізації, звертаючи особливу увагу на правильність положення перемикальних пристроїв (контактних накладок, рубильників, ключів керування тощо), кришок випробувальних блоків, а також на відповідність їх положення схемам і режимам роботи електрообладнання.

Періодичність оглядів, що визначається виробничою інструкцією, повинна бути затверджена особою, відповідальною за електрогосподарство.

Оперативні працівники несуть відповідальність за правильне положення тих елементів РЗАіТ, з якими вони можуть виконувати операції, незалежно від періодичних оглядів працівниками служби РЗАіТ.

6.39. Порядок підключення електрообладнання споживачів до пристроїв ПА (АЧР, САВН тощо) регламентується ГКД 34.35.511-2002 та ГНД 34.20.567-2003.

Керівник споживача, приєднання якого підключені до ПА, несе відповідальність за фактичне виконання заданих обсягів відключення навантаги, а також за виконання організаційно-технічних заходів щодо запобігання аваріям на своїх об'єктах під час дії ПА з повним або частковим відключенням об'єктів від централізованого електропостачання.

6.40. Пристрої АЧР повинні бути постійно увімкнені в роботу із заданими обсягами навантаги, уставками спрацьовування за частотою і витримками часу. Якщо приєднання, заведені під дію АЧР, мають пристрої АВР, то дією АЧР повинна бути блокована робота АВР.

6.41. Установлені на підстанціях чи в РУ самописні прилади з автоматичним прискоренням запису в аварійних режимах, автоматичні осцилографи аварійного запису, у тому числі пристрої для їх пуску, мікропроцесорні регістратори, фіксувальні прилади (індикатори) та інші пристрої, що використовуються для аналізу роботи пристроїв РЗАіТ, визначення місця пошкодження повітряних ліній електропередавання, повинні бути завжди готовими до дії. Уведення і виведення з роботи зазначених пристроїв необхідно здійснювати за заявкою.

6.42. Види технічного обслуговування пристроїв РЗАіТ, ПА дистанційного управління сигналізації, програми, а також обсяги їх технічного обслуговування, високочастотних каналів релейного захисту, ТС та ТН, а також інших пристроїв РЗАіТ проводяться відповідно до ГКД 34.35.603-95, ГКД 34.35.604-96 та інших НД, що стосуються РЗАіТ та ПА.

6.43. Відповідно до зазначених НД та досвіду експлуатації пристроїв РЗАіТ та ПА, які встановлені у споживачів, періодичність та види технічного обслуговування пристроїв РЗАіТ та ПА встановлюються відповідно до таблиці 4.

6.44. Графіки періодичності та видів технічного обслуговування пристроїв РЗАіТ та ПА затверджуються особою, відповідальною за електрогосподарство. В окремих обґрунтованих випадках періодичність циклів технічного обслуговування пристроїв РЗАіТ та ПА може бути змінена проти зазначених у таблиці 4 цих Правил. Рішення з цього питання приймається керівництвом споживача (особою, відповідальною за електрогосподарство) або електропередавальної організації.

6.45. Перевірка заданих уставок РЗАіТ та ПА здійснюється з періодичністю, установленою для технічного обслуговування.

Періодичність випробування АВР проводиться не рідше одного разу на 6 місяців. Результати випробування фіксуються в оперативному журналі.

6.46. Споживачі повинні забезпечувати безперешкодний доступ працівників центрального органу виконавчої влади з державного енергетичного нагляду (електропередавальної організації) для нагляду за технічним станом та уставками пристроїв РЗАіТ та ПА, контролю за обсягами підключеної навантаги й уставками АЧР, а також для пломбування накладок РЗАіТ і ПА.

### Види технічного обслуговування пристроїв РЗАіТ та ПА

Пристрої, установлені в приміщеннях (комірках)	Пристрої РЗАіТ та ПА	Цикл технічного обслуговування, років	Види технічного обслуговування залежно від кількості років експлуатації																
			кількість років експлуатації																
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
I категорії	На електро-механічній елементній базі	8	Н	К1	-	-	К	-	-	-	В	-	-	-	К	-	-	-	В
	На мікро-електронній елементній базі	6	Н	К1	-	К	-	-	В	-	-	К	-	-	В	-	-	К	-
II категорії	На електро-механічній елементній базі	6	Н	К1	-	К	-	-	В	-	-	К	-	-	В	-	-	К	-
	На мікро-електронній елементній базі	5	Н	К1	-	К	-	В	-	-	К	-	В	-	-	К	-	В	-
III категорії	На електро-механічній елементній базі	3	Н	К1	-	В	-	-	В	-	-	В	-	-	В	-	-	В	-
	На мікро-електронній елементній базі	3	Н	К1	-	В	-	-	В	-	-	В	-	-	В	-	-	В	-
Розчіплювачі автоматів до 100 В		6	Н	К1	-	К	-	-	В	-	-	К	-	-	В	-	-	К	-

Примітки:

1. Види технічного обслуговування:

Н — перевірка (наладка) при новому включенні; К1 — перший профілактичний контроль;

К — профілактичний контроль; В — профілактичне відновлення.

2. У залежності від впливу зовнішніх факторів приміщення, у яких розміщені пристрої РЗАіТ та ПА, діляться:

I категорія — сухі приміщення з незначною кількістю вібрації та запиленості;

II категорія — приміщення, які характеризуються великим діапазоном коливань температури, незначною вібрацією, наявністю значної запиленості;

III категорія — приміщення, які мають постійну велику вібрацію.

3. До обсягу профілактичного контролю РЗАіТ та ПА входить обов'язкове відновлення реле серій РТ-80, РТ-90, ИТ-80, ИТ-90, РТ-40/Р, РВ-200, ЭВ-200, РПВ-58, РПВ-358, РТВ, РП-8, РП-11.

## 7. Заземлювальні пристрої

7.1. Заземлювальні пристрої електроустановок повинні відповідати вимогам забезпечення захисту людей від ураження електричним струмом, захисту електроустановок, а також забезпечення експлуатаційних режимів роботи.

Усі відкриті провідні частини в електроустановках на напругу понад 1 кВ повинні бути заземлені, а в електроустановках на напругу до 1 кВ — приєднані до захисного РЕ-провідника відповідно до типу заземлення системи (TN, TT, IT).

Крім того, в електроустановках на напругу до 1 кВ, у яких здійснюється автоматичне вимкнення живлення, повинна бути виконана основна, а за необхідності, і додаткова система зрівнювання потенціалів згідно з вимогами глави 1.7 ПУЕ.

7.2. Під час здавання в експлуатацію заземлювальних пристроїв електроустановок монтажною організацією повинні бути надані:

затверджена проектно-технічна документація на заземлювальні пристрої;

виконавчі схеми заземлювальних пристроїв, включаючи для електроустановок на напругу до 1 кВ схеми зрівнювання потенціалів;

основні параметри елементів заземлювачів і захисних провідників (матеріал, профіль, лінійні розміри);

акти виконання прихованих робіт;

протоколи приймально-здавальних випробувань.

7.3. Для визначення технічного стану заземлювального пристрою необхідно періодично здійснювати:

зовнішній огляд видимої частини заземлювального пристрою, а для електроустановок на напругу до 1 кВ — і системи зрівнювання потенціалів;

перевірку кола між заземлювачем і заземлювальними елементами, між головною заземлювальною шиною (ГЗШ) і провідними частинами системи зрівнювання потенціалів (відсутність обривів і незадовільних контактів у провідниках, надійність з'єднань природних заземлювачів);

вимірювання значення опору заземлювального пристрою;

вибіркове розкриття ґрунту для огляду елементів заземлювального пристрою, що розміщені у землі;

вимірювання значення питомого опору ґрунту для опор ліній електропередавання напругою понад 1 кВ;

вимірювання значення напруги дотику в електроустановках, заземлювальний пристрій яких виконано за нормами на напругу дотику;

перевірку пробивних запобіжників в електроустановках на напругу до 1 кВ з ізолюваною нейтраллю;

вимірювання значення повного опору петлі «фаза-нуль» або сили струму однофазного замикання на відкриту провідну частину або на захисний провідник в електроустановках на напругу до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю.

За необхідності повинні вживатись заходи для доведення параметрів заземлювальних пристроїв до нормативних.

Випробування та вимірювання заземлювальних пристроїв проводяться відповідно до таблиці 25 додатка 1 до цих Правил.

7.4. На кожен заземлювальний пристрій, що є в експлуатації, повинен бути паспорт, який містить:

дату введення в експлуатацію;

виконавчу схему заземлення;

основні технічні характеристики;

дані про результати перевірок стану пристрою;

відомість оглядів і виявлених дефектів;

характер ремонтів і змін, унесених у цей пристрій.

7.5. Візуальний огляд видимої частини заземлювального пристрою повинен проводитись за графіком огляду електрообладнання, установленим особою, відповідальною за електрогосподарство.

Огляди заземлювачів з вибірковою розкриттям ґрунту в місцях найбільшого впливу корозії повинні проводитись згідно з графіками, затвердженими особою, відповідальною за електрогосподарство, але не рідше ніж один раз на 12 років.

Для заземлювачів, що піддаються інтенсивній корозії, за рішенням особи, відповідальної за електрогосподарство, може бути встановлена частіша періодичність вибіркового розкриття ґрунту.

Про результати огляду, виявлені несправності і вжиті заходи щодо їх усунення необхідно зробити відповідні записи до оперативного журналу та паспорта заземлювального пристрою.

7.6. Вибіркова перевірка з розкриттям ґрунту повинна проводитись:

на підстанціях — поблизу нейтралей силових трансформаторів і автотрансформаторів, короткозамикачів, шунтувальних реакторів, заземлювальних вводів дугогасильних реакторів, розрядників, ОПН;

на ПЛ — у 2% опор із заземлювачами.

7.7. Вимірювання значення опору заземлювальних пристроїв необхідно здійснювати: після монтажу, переобладнання і ремонту цих пристроїв на електростанціях, підстанціях і лініях електропередавання;

у разі виявлення на тросових опорах ПЛ напругою 110-150 кВ слідів перекриття або руйнування ізоляторів електричною дугою;

на підстанціях — не рідше ніж один раз на 12 років;

на опорах з роз'єднувачами, захисними проміжками, розрядниками, і на опорах з повторними заземленнями PEN-провідника і опорах із заземлювачами, призначеними для захисту від грозових перенапруг, — не рідше ніж один раз на 6 років;

вибірково у 2% залізобетонних і металевих опор у населеній місцевості, на ділянках з найагресивнішими ґрунтами — не рідше ніж один раз на 12 років.

Вимірювання слід виконувати в періоди найбільшого висихання ґрунту.

7.8. Вимірювання значення напруги дотику має здійснюватись після монтажу, переобладнання і капітального ремонту заземлювального пристрою, але не рідше ніж один раз на 6 років. Крім того, на підприємстві щорічно повинно проводитись: уточнення значення сили струму однофазного КЗ, що стікає в землю із заземлювача електроустановки; корегування значень напруги дотику, порівняння їх з вимогами ПУЕ. У разі потреби повинні вживатися заходи щодо зниження напруги дотику.

7.9. Значення опору заземлювальних пристроїв повинно підтримуватись на рівні, визначеному вимогами ПУЕ.

7.10. Відкрито прокладені заземлювальні провідники повинні мати пофарбування, яке їх відрізняє від іншого обладнання, відповідно до вимог НД.

## **8. Захист від перенапруг**

8.1. Вимоги цієї глави поширюються на пристрої захисту від перенапруг електроустановок змінного струму на напругу до 150 кВ.

Пристрої захисту від перенапруг повинні задовольняти вимоги ПУЕ.

Умови праці при експлуатації пристроїв захисту від перенапруг та використання засобів індивідуального захисту повинні здійснюватись відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.21-98 та цих Правил.

8.2. Залежно від важливості будівлі і споруди вони забезпечуються відповідними пристроями захисту від блискавки.

Захист від прямих ударів блискавки може бути виконаний стрижневими або тросовими блискавковідводами.

До пристроїв захисту від блискавки належить також металева покрівля або сітка, що накладається на неметалеву покрівлю, з приєднанням її до заземлювачів.

8.3. Споживач, що має окремо встановлені блискавковідводи або такі, що використовуються для грозозахисту (димові труби, споруди тощо), повинен мати окреслення захисних зон цих блискавковідводів.

У разі реконструкції та будівництва зону захисту необхідно уточнювати.

8.4. Для введення в експлуатацію пристроїв грозозахисту підприємству повинна бути передана така технічна документація:

технічний паспорт пристроїв захисту від блискавки, затверджений відповідними організаціями й узгоджений з електропередавальною організацією та інспекцією протипожежної охорони;

акт випробування вентиляльних розрядників та ОПН до і після їх монтажу;

акт виконання робіт з встановлення трубчастих розрядників;

протоколи вимірювання значень опору заземлення грозозахисних пристроїв (розрядників, ОПН і блискавковідводів) і заземлювачів опор ПЛ напругою до 1 кВ, призначених для захисту від грозових перенапруг.

8.5. Споживач, що експлуатує засоби грозозахисту, повинен мати такі систематизовані дані:

про місця розташування ОПН, вентиляльних і трубчастих розрядників та захисних проміжків (типи розрядників, ОПН, відстані по ошиновці від вентиляльних розрядників і ОПН до силових трансформаторів, ТН, ізоляторів лінійних роз'єднувачів), а також про відстань від трубчастих розрядників до лінійних роз'єднувачів і вентиляльних розрядників;

значення опорів заземлювачів опор, на яких встановлено засоби грозозахисту, включаючи і троси;

значення питомого опору ґрунту на підходах лінії електропередавання до підстанцій;

про розташування і значення опору заземлювачів, призначених для захисту від грозових перенапруг в мережах напругою до 1 кВ;

про перетин ліній електропередавання з іншими лініями електропередавання, зв'язку й автоблокування залізниць; відгалуження від ПЛ; лінійні кабельні вставки та інші місця з ослабленою ізоляцією.

На кожному ВРУ повинні бути складені контури зон захисту блискавковідводів, прожекторних щогл, металевих і залізобетонних конструкцій, у зони яких потрапляють струмовідні частини.

8.6. Підвіска проводів ПЛ напругою до 1 кВ будь-якого призначення (освітлювальних, телефонних, високочастотних тощо) на конструкціях ВРУ, окремо встановлених стрижневих блискавковідводах, прожекторних щоглах, димових трубах і градирнях, а також підведення цих ліній до вибухонебезпечних приміщень забороняються.

Зазначені лінії необхідно виконувати кабелями з металевою оболонкою або кабелями без оболонки, прокладеними в металевих трубах у землі.

Металеві оболонки кабелів і металеві труби повинні бути заземлені, а в електроустановках на напругу до 1 кВ — приєднані до РЕ (PEN) провідника відповідно до особливостей типу заземлення системи (TN, TT, IT).

Підведення ліній до вибухонебезпечних приміщень повинно бути виконане згідно з вимогами чинної інструкції з улаштування грозозахисту будинків і споруд. До збірних шин на напругу 6 (10) кВ, до яких підключаються електродвигуни і генератори, не допускається підключення високовольтних ПЛ без розділового трансформатора.

8.7. Щорічно перед початком грозового сезону необхідно перевіряти стан пристроїв (засобів) захисту від перенапруг РУ і ліній електропередавання шляхом вимірювань струмів провідності під робочою напругою або за допомогою тепловізійного обстеження апаратів захисту та забезпечувати готовність засобів захисту від грозових і внутрішніх перенапруг.

Споживачі повинні реєструвати випадки грозових вимкнень і пошкоджень ПЛ, обладнання РУ і трансформаторних підстанцій. На підставі отриманих даних необхідно

оцінювати надійність грозозахисту і розробляти, за потреби, заходи щодо підвищення його надійності.

8.8. Вентильні розрядники та ОПН усіх класів напруги повинні бути постійно увімкненими.

У ВРУ допускається вимкнення на зимовий період (чи окремі його місяці) вентильних розрядників, призначених лише для захисту від грозових перенапруг у районах з ураганим вітром, ожеледдю, різкими коливаннями температури та інтенсивним забрудненням. Можливість вимкнення вентильних розрядників автотрансформаторів узгоджується із підприємством-виробником.

Трубчасті розрядники і захисні проміжки на ПЛ усіх класів напруги допускається залишати на зимовий період без збільшення іскрових проміжків.

8.9. Вентильні і трубчасті розрядники, а також ОПН підлягають випробуванням відповідно до таблиць 17 та 18 додатка 1 до цих Правил та з урахуванням вимог підприємств-виробників.

8.10. В електромережах усіх класів напруги вентильні розрядники рекомендовано замінювати на ОПН. Заміна вентильних розрядників обмежувачами перенапруг повинна бути виконана на підставі проектного рішення.

8.11. Огляд пристроїв захисту від перенапруг здійснюють:

на підстанціях з постійним чергуванням працівників — під час чергових обходів, а також після кожної грози, що викликала стійке замикання на землю;

на підстанціях без постійного чергування працівників — під час огляду всього обладнання.

8.12. Огляд трубчастих розрядників, установлених на ПЛ, і захисних проміжків проводить із землі особа, яка виконує обхід:

під час кожного чергового обходу ПЛ;

у разі вимкнення ПЛ чи роботи пристрою АПВ після грози, якщо є підозра пошкодження ізоляції (поява «землі»).

8.13. Трубчасті розрядники, установлені на вводах у підстанцію, та основне обладнання оперативні працівники оглядають періодично, а також після грози в районі розташування підстанції чи на ділянках ліній електропередавання, що відходять від неї.

8.14. На ПЛ напругою до 1 кВ з ізолюваною нейтраллю перед грозовим сезоном вибірково (на розсуд особи, відповідальної за електрогосподарство) необхідно шляхом зовнішнього огляду перевіряти справність заземлення кріюків і штирів кріплення фазних проводів, установлених на залізобетонних опорах, а також арматури цих опор. У мережах із заземленою нейтраллю перевіряється з'єднання цих елементів з PEN (PE)-провідником.

На ПЛ напругою до 1 кВ, побудованих на дерев'яних опорах, перевіряють заземлення і приєднання кріюків і штирів ізоляторів до PEN-провідника на опорах, на яких є захист від грозових перенапруг, а також там, де здійснено повторне заземлення PEN (PE)-провідника.

8.15. У мережах напругою 6 кВ — 35 кВ, що працюють з ізолюваною або з компенсованою нейтраллю (або із заземленням через високоомний резистор), допускається робота повітряних і кабельних ліній електропередавання із замиканням на землю до ліквідації пошкодження, але не довше встановленої для мережі допустимої тривалості замикання на землю. Пошук місця пошкодження повинен проводитись негайно, а ліквідація його — в найкоротший термін.

У мережах з компенсованою нейтраллю ємнісних струмів тривалість замикання на землю не повинна перевищувати допустимої тривалості безперервної роботи дугогасильних реакторів, а в мережах з високоомним резисторним заземленням нейтралі — допустимої термічної стійкості резистора.

За наявності в мережі замикання на землю вимкнення дугогасильних реакторів забороняється.



В електричних мережах з підвищеними вимогами щодо умов електробезпеки людей (підприємства гірничорудної промисловості, торфорозробки тощо) роботи з однофазним замиканням на землю забороняються. У цих випадках усі лінії, що відходять від підстанції, повинні бути обладнані захистами від замикань на землю.

8.16. Компенсацію ємнісного струму замикання на землю дугогасильними реакторами необхідно здійснювати за наявності ємнісних струмів, що перевищують значення, наведені в таблиці 5.

Таблиця 5

Показник	Значення			
	6	10	15-20	35
Номинальна напруга мережі, кВ	6	10	15-20	35
Сила ємнісного струму замикання на землю, А	30	20	15	10

У мережах напругою 6 кВ — 20 кВ з ПЛ на залізобетонних і металевих опорах і в усіх мережах напругою 35 кВ дугогасильні реактори необхідно застосовувати за значення сили ємнісного струму замикання на землю більше ніж 10 А.

Можна застосовувати компенсацію в мережах напругою 6 кВ — 35 кВ також за значень сили ємнісного струму, менших від наведених вище.

Для компенсації ємнісних струмів замикання на землю в мережах необхідно застосовувати заземлювальні дугогасильні реактори з автоматичним або ручним регулюванням струму. Під час проектування або модернізації слід передбачити тільки автоматичне регулювання компенсації ємнісних струмів.

Вимірювання сили ємнісних струмів замикання на землю, напруги несиметрії та зміщення нейтралі в мережах з компенсацією ємнісного струму необхідно проводити під час уведення в експлуатацію дугогасильних реакторів і значних змін схеми мережі, але не рідше ніж один раз на 6 років.

Вимірювання сили струмів дугогасильних реакторів і сили струмів замикання на землю у разі різних настроювань виконують за потреби.

У мережах напругою 6 кВ — 35 кВ з ізольованою нейтраллю розрахунки значень сили ємнісних струмів замикання на землю необхідно проводити під час уведення даної мережі в експлуатацію, а також у разі зміни схеми мережі.

8.17. Потужність дугогасильних реакторів повинна бути вибрана за значенням сили ємнісного струму мережі з урахуванням її перспективного розвитку на найближчі 10 років.

Заземлювальні дугогасильні реактори повинні бути встановлені на підстанціях, пов'язаних з компенсованою мережею не менше ніж двома лініями електропередавання. Установлення дугогасильних реакторів на тупикових підстанціях забороняється.

Дугогасильні реактори повинні бути приєднані до нейтралей трансформаторів, генераторів або синхронних компенсаторів через роз'єднувачі. Біля приводу роз'єднувача повинна бути встановлена світлова сигналізація про наявність у мережі замикання на землю.

Для під'єднання дугогасильних реакторів, як правило, повинні бути використані трансформатори зі схемою з'єднання обмоток «зірка з виведеною нейтраллю — трикутник».

Приєднання дугогасильних реакторів до трансформаторів, захищених плавкими запобіжниками, заборонене.

8.18. Дугогасильні реактори повинні мати резонансне настроювання.

Допускається настроювання з перекомпенсацією, за якою реактивна складова сили струму замикання на землю не повинна перевищувати 5 А, а ступінь розстроювання — не більше ніж 5%. Якщо встановлені в мережах напругою 6 (10) кВ дугогасильні реактори зі ступінчастим регулюванням індуктивності мають велику різницю сили струмів суміжних відгалужень, допускається настроювання з реактивною складовою струму замикання на

землю силою не більше ніж 10 А. У мережах напругою 35 кВ за ємнісного струму замикання на землю силою менше ніж 15 А допускається ступінь розстроювання до 10%.

У мережах напругою 6 (10) кВ з ємнісними струмами замикання на землю силою менше ніж 10 А ступінь розстроювання компенсації не нормують.

Робота електричних мереж з недокомпенсацією ємнісного струму, як правило, не допускається. Допускається застосовувати настроювання з недокомпенсацією лише тимчасово за відсутності дугогасильних реакторів необхідної потужності і за умови, що несиметрії ємностей фаз мережі, які виникають аварійно (наприклад, обрив проводу або перегорання плавких запобіжників), не можуть призвести до появи напруги зміщення нейтралі, що перевищує 70% значення фазної напруги.

8.19. В електричних мережах, що працюють з компенсацією ємнісного струму, значення напруги несиметрії не повинно перевищувати 0,75% значення фазної напруги.

За відсутності в мережі замикання на землю допускається напруга зміщення нейтралі: довготривало — не більше ніж 15% значення фазної напруги і протягом 1 год — не більше ніж 30%.

Зниження напруги несиметрії і зміщення нейтралі до вказаних значень здійснюються врівнюванням ємностей фаз мережі відносно землі транспозицією проводів ПЛ, а також розподіленням конденсаторів високочастотного зв'язку між фазами ліній.

У разі підключення до мережі конденсаторів високочастотного зв'язку і конденсаторів захисту від блискавки обертових електричних машин, а також нових ПЛ напругою 6 кВ — 35 кВ перевіряється допустимість несиметрії ємностей фаз відносно землі.

Забороняються пофазні увімкнення і вимкнення повітряних і кабельних ліній електропередавання, які можуть зумовлювати збільшення напруги зміщення нейтралі більше зазначених значень.

8.20. У мережах, до яких підключено електродвигуни на напругу понад 1 кВ, у разі виникнення однофазного замикання в обмотці статора, машина повинна вимкатися автоматично, якщо сила струму замикання на землю становить понад 5 А. Якщо сила струму замикання не перевищує 5 А, допускається робота не більше ніж 2 год, після чого машина має бути вимкнена. Якщо встановлено, що місце замикання на землю міститься не в обмотці статора, то на розсуд особи, відповідальної за електрогосподарство, допускається робота електричної машини із замиканням у мережі на землю тривалістю до 6 год.

8.21. У мережах напругою 6 (10) кВ, як правило, повинні застосовуватись плавнорегульовані дугогасильні реактори з автоматичним настроюванням струму компенсації.

У разі використання дугогасильних реакторів з ручним регулюванням струму показники настроювання повинні бути визначені за допомогою пристрою вимірювання розстроювання компенсації. Якщо такий прилад відсутній, показники настроювання повинні бути вибрані на підставі результатів вимірювань ємнісних струмів та струмів дугогасильних реакторів з урахуванням напруги зміщення нейтралі.

8.22. Споживач, що живиться від мережі, яка працює з компенсацією ємнісного струму, повинен своєчасно повідомляти оперативних працівників електропередавальної організації про зміни в конфігурації своєї мережі для перенастроювання дугогасильних засобів.

8.23. В електроустановках з вакуумними вимикачами, як правило, повинні бути передбачені заходи щодо захисту від комутаційних перенапруг. Відмова від захисту від перенапруг повинна бути обґрунтована.

8.24. На підстанціях напругою 110 кВ – 150 кВ для запобігання виникненню перенапруг від самовільних зміщень нейтралі або небезпечних ферорезонансних процесів оперативні дії необхідно починати із заземлення нейтралі трансформатора, що вмикається на ненавантажену систему шин з електромагнітними ТН.

Перед відокремленням від мережі ненавантаженої системи шин з електромагнітними ТН нейтраль живильного трансформатора має бути заземлена.

РУ напругою 150 кВ з електромагнітними ТН і вимикачами, контакти яких шунтовані конденсаторами, повинні бути перевірені щодо можливості виникнення ферорезонансних перенапруг у разі вимкнення систем шин. За потреби повинні вживатись заходи із запобігання ферорезонансним процесам під час оперативних перемикачів та автоматичних вимкнень.

У мережах і на приєднаннях напругою 6 кВ – 35 кВ, у разі необхідності, повинні бути вжиті заходи для запобігання ферорезонансним процесам, у тому числі самовільним зміщенням нейтралі.

8.25. У мережах напругою 110 кВ – 150 кВ розземлення нейтралі обмоток 110 кВ – 150 кВ трансформаторів, а також вибір дії релейного захисту й автоматики повинні здійснюватись таким чином, щоб у разі різних оперативних і автоматичних вимкнень не відокремлювались ділянки мережі без трансформаторів із заземленими нейтраліями.

Захист від перенапруг нейтралі трансформатора з рівнем ізоляції нижче ніж у лінійних введів має бути здійснений вентильними розрядниками або ОПН.

8.26. Невикористані обмотки нижчої і середньої напруги силових трансформаторів і автотрансформаторів повинні бути з'єднані в зірку або трикутник і захищені від перенапруг вентильними розрядниками або ОПН, приєднаними до вводу кожної фази.

Допускається виконувати захист невикористаних обмоток нижчої напруги, розташованих першими від магнітопроводу, заземленням однієї з вершин трикутника або нейтралі обмотки. Захист невикористаних обмоток не потрібний, якщо до обмотки нижчої напруги постійно під'єднана кабельна лінія довжиною не менше ніж 30 м, яка має заземлену оболонку або броню.


8.27. У мережах напругою 110 кВ – 150 кВ під час оперативних перемикачів і в аварійних режимах короткочасні підвищення напруги промислової частоти (50 Гц) на обладнанні не повинні перевищувати відносних значень (для напруги між фазами або полюсами — відносно найбільшої робочої напруги; для напруги відносно землі — відносно значення найбільшої робочої напруги, поділеної на  $\sqrt{3}$ ), наведених у таблиці 6. Найбільше допустиме значення робочої напруги електрообладнання на напругу 110 кВ складає 126 кВ, електрообладнання на напругу 150 кВ – 172 кВ.

Таблиця 6

### Допустимі короткочасні підвищення напруги частотою 50 Гц для електрообладнання класів напруги від 110 кВ до 150 кВ

Вид електрообладнання	Допустиме підвищення напруги (відносне значення) не більше ніж за тривалості дії t			
	20 хв	20 с	1 с	0,1 с
Силові трансформатори й автотрансформатори	1,10	1,25	1,90	2,00
	1,10	1,25	1,50	1,58
Шунтувальні реактори та електромагнітні ТН	1,15	1,35	2,00	2,10
	1,15	1,35	1,50	1,58
Комутаційні апарати, ТС, конденсатори зв'язку та шинні опори	1,15	1,60	2,20	2,40
	1,15	1,60	1,70	1,80

Наведені в таблиці 6 відносні значення напруги поширюються також на підвищені напруги, що відрізняються від синусоїди частоти 50 Гц за рахунок накладання гармонічних складових напруги. Наведені в таблиці 6 значення напруги між фазами і відносно землі є

відношенням максимуму підвищеної напруги відповідно до амплітуди найбільшої робочої напруги або до амплітуди найбільшої робочої напруги, поділеної на .

У таблиці 6 наведені значення допустимого підвищення напруги: у чисельнику — відносно землі, у знаменнику — між фазами.

Значення допустимих підвищень напруги між фазами стосуються тільки трифазних силових трансформаторів, шунтувальних реакторів і електромагнітних ТН, а також апаратів у триполюсному виконанні у разі розташування трьох полюсів в одному баці або на одній рамі. При цьому для апаратів класів напруги 110 кВ і 150 кВ значення 1,60 і 1,70 стосуються тільки зовнішньої ізоляції між фазами.

8.28. Для силових трансформаторів і автотрансформаторів незалежно від значень, указаних у таблиці, за умови нагрівання магнітопроводу кратність значень підвищеної напруги в частках номінальної напруги встановленого відгалуження обмотки повинна бути обмежена для 20 хв до 1,15, а для 20 с — до 1,30.

Для вимикачів, незалежно від наведених у таблиці 6 значень, підвищені напруги повинні бути в межах, за яких кратність власної відновленої напруги на контактах вимикача не перевищує значень 2,4 або 2,8 (залежно від виконання вимикача, зазначеного в технічних умовах) за умови вимкнення непошкодженої ненавантаженої фази лінії під час несиметричного КЗ.

За тривалості підвищення напруги  $t$ , проміжної між двома значеннями, наведеними в таблиці, допустиме підвищення напруги повинне дорівнювати вказаному для більшого з цих двох значень тривалості.

За умови  $0,1 \text{ с} < t < 0,5 \text{ с}$  допускається підвищення значення напруги, яке дорівнює  $U_{1c} + 0,3 (U_{0.1c} - U_{1c})$ , де  $U_{1c}$  і  $U_{0.1c}$  — допустимі підвищення значення напруги тривалістю  $t$ , яка дорівнює відповідно 1,0 і 0,1 с.

Проміжок часу між двома підвищеннями напруги тривалістю 20 с і 20 хв. повинен бути не меншим, ніж 1 год. Якщо підвищення напруги тривалістю 20 хв. відбувалося два рази (з інтервалом в 1 год), то протягом найближчих 24 год. підвищення напруги втретє допускається лише в разі аварійної ситуації, але не раніше ніж через 4 год.

Кількість підвищень напруги тривалістю 20 хв не повинна бути більше ніж 50 протягом 1 року.

Кількість підвищень напруги тривалістю 20 с не повинна бути більше ніж 100 за термін служби електрообладнання, указаний у стандартах на окремі види електрообладнання, або за 25 років, якщо термін служби не вказаний. У цьому разі кількість підвищень напруги тривалістю 20 с не повинна бути більше ніж 15 протягом одного року і більше ніж 2 протягом однієї доби.

Кількість підвищень напруги тривалістю 0,1 с і 1,0 с — не регламентована.

8.29. У разі одночасної дії підвищення напруги на декілька видів обладнання допустимим для електроустановки в цілому є значення, найнижче з нормованих для цих видів обладнання.

Допустимі короткочасні підвищення напруги частотою 50 Гц для ОПН не повинні перевищувати значень, наведених у документації підприємств-виробників.

Для запобігання підвищенню напруги понад допустимі значення в інструкціях з експлуатації повинен бути вказаний порядок операцій увімкнення та вимикання кожної лінії електропередавання напругою 110 кВ – 150 кВ великої довжини. Для ліній напругою 110 кВ – 150 кВ, де можливе підвищення напруги кратністю понад 1,1 від значення найбільшої робочої напруги, повинен бути передбачений релейний захист від підвищення напруги.

У схемах, у тому числі пускових, у яких під час планових увімкнень лінії можливе підвищення значення напруги кратністю понад 1,1, а під час автоматичних вимкнень — понад 1,4 від значення найбільшої робочої напруги, рекомендовано передбачати автоматику, що обмежує до допустимих рівнів значення і тривалість підвищення напруги.

## 9. Установки конденсаторні

9.1. Вимоги цієї глави поширюються на конденсаторні установки на напругу від 0,22 кВ до 10 кВ частотою 50 Гц, що використовуються для компенсації реактивної потужності і регулювання напруги та приєднуються паралельно індуктивним елементам електричної мережі споживача.

9.2. Конденсаторні установки, їх розміщення та захист повинні відповідати вимогам ПУЕ.

Допускається застосування суміщеної пускової апаратури конденсаторних батарей, що не мають автоматичного регулювання потужності, з пусковою апаратурою технологічного обладнання, тобто здійснення індивідуальної (групової) компенсації реактивної потужності.

9.3. Конденсаторна установка повинна бути в технічному стані, що забезпечує її тривалу та надійну роботу.

Керування режимом роботи конденсаторної установки, як правило, повинно бути автоматичним, якщо в разі ручного керування неможливо забезпечити необхідну якість електроенергії.

Умови праці при експлуатації конденсаторних установок та використання засобів індивідуального захисту повинні здійснюватись відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.21-98 та пунктів 6.17, 6.19 розділу IV цих Правил.

9.4. Тип, потужність, місце встановлення і режим роботи компенсуювальних пристроїв вибираються проектною чи спеціалізованою організацією відповідно до технічних умов електропередавальної організації на приєднання електроустановок, технічних характеристик та режимів роботи електроустановок споживачів з урахуванням вимог чинних НД з компенсації реактивної потужності.

Розташування конденсаторів і режими їх роботи повинні відповідати умовам найбільшого зниження втрат активної потужності від реактивних навантаж з урахуванням вимог щодо підтримання рівня напруги на затискачах приймачів.

9.5. У паспорті конденсаторної батареї повинен бути наведений список конденсаторів із зазначенням порядкового номера, заводського номера, дати встановлення, номінальної напруги, потужності і ємності кожного конденсатора відповідно до даних, зазначених на паспортній таблиці підприємства-виробника і конденсаторної батареї в цілому.

9.6. У приміщеннях (шафах) конденсаторних батарей (незалежно від їх розташування) повинні бути:

однолінійна принципова схема конденсаторної установки із зазначенням номінального значення сили струму плавких вставок запобіжників, які захищають окремі конденсатори, всю конденсаторну установку або її частину, а також значення уставки реле максимального струму в разі застосування захисного реле;

стаціонарні пристрої пофазного вимірювання струму. Для конденсаторних установок потужністю до 400 кВ·Ар допускається застосування одного пристрою, що перемикається за фазами;

термометр або датчик вимірювання температури навколишнього повітря;

спеціальна штанга для контрольного розрядження конденсаторів;

резервний запас запобіжників на відповідні номінальні струми плавких вставок;

первинні засоби пожежогасіння (необхідна кількість первинних засобів пожежогасіння та їх види визначаються відповідно до НАПБ А.01.001-2004 та НД з питань пожежної безпеки).

Пристрої для вимірювання температури необхідно розташовувати в найгарячішому місці батареї посередині між конденсаторами. При цьому повинна бути забезпечена можливість спостереження за його показами без вимкнення конденсаторної установки і зняття огорожі.

9.7. Якщо температура навколишнього повітря в місці встановлення конденсаторів нижча за граничнодопустиму мінусову температуру, зазначену на їх паспортних табличках, увімкнення в роботу конденсаторної установки забороняється.

Увімкнення конденсаторної установки допускається лише після підвищення температури навколишнього повітря до вказаного в паспорті значення температури.

9.8. Температура навколишнього повітря в місці встановлення конденсаторів повинна бути не вищою за максимальне значення, зазначене в їх паспортних табличках. У разі перевищення цієї температури повинні вживатись заходи щодо підсилення ефективності вентиляції. Якщо протягом однієї години температура не знижується, конденсаторна установка повинна бути вимкнена.

9.9. Для недопущення режиму перетікання реактивної потужності з електричних мереж споживачів, якщо такий режим не обумовлено електропередавальною організацією, конденсаторні установки відключаються від електромереж в неробочі години підприємства.

9.10. У конденсаторних установках на напругу понад 1 кВ розрядні пристрої повинні бути постійно приєднані до конденсаторів, тому в колі між резисторами і конденсаторами не повинно бути комутаційних апаратів.

Конденсаторні установки на напругу до 1 кВ з метою економії електроенергії рекомендується виконувати без постійно приєднаних розрядних пристроїв з автоматичним приєднанням останніх у момент вимкнення конденсаторів.

У разі якщо для секціонування конденсаторної батареї використані комутаційні апарати, що вимикають окремі її секції під напругою, на кожній секції встановлюється окремий комплект розрядних пристроїв.

Для конденсаторів із вбудованими розрядними резисторами додаткові зовнішні розрядні пристрої не потрібні.

9.11. Увімкнення і вимкнення конденсаторних установок на напругу 1 кВ і більше за допомогою роз'єднувачів забороняється.

Усі операції щодо увімкнення і вимкнення батареї конденсаторів здійснюються відповідно до вимог цих Правил і ПБЕЕС.

Умикати конденсаторну батарею в той час, коли значення напруги на збірних шинах перевищує найбільше допустиме для даного типу конденсаторів, забороняється.

Перед вимкненням конденсаторної установки необхідно зовнішнім оглядом переконатися у справності розрядного пристрою.

9.12. Заміна згорілих або несправних запобіжників здійснюється на вимкненій конденсаторній батареї після контрольного розряду всіх конденсаторів батареї спеціальною штангою.

У разі наявності індивідуального захисту контрольне розрядження здійснюється шляхом почергового замикання між собою всіх виводів кожного конденсатора, що входить до складу вимкненої батареї. У разі групового захисту розряджається кожна група конденсаторів, а за наявності тільки загального захисту замикаються між собою відповідні шини в ошиновці батареї.

9.13. У разі вимкнення конденсаторної установки повторно її увімкнення допускається для конденсаторів на напругу понад 1 кВ не раніше ніж через 5 хв після вимкнення, а для конденсаторів на напругу 660 В і нижче — не раніше ніж через 1 хв.

9.14. Увімкнення конденсаторної установки, що була вимкнена дією захистів, допускається після з'ясування й усунення причини, що викликала її вимкнення.

9.15. Огляд конденсаторної установки без вимкнення здійснюється з такою періодичністю:

на об'єктах з постійним чергуванням працівників — не рідше ніж один раз на добу;

на об'єктах без постійного чергування працівників — не рідше ніж один раз на місяць.

9.16. Під час огляду конденсаторної установки перевіряють:

справність огорожі, цілість замків, відсутність сторонніх предметів;

відсутність пилу, бруду, тріщин на ізоляторах;  
температуру навколишнього повітря в найгарячішому місці приміщення, в якому встановлена батарея;

відсутність спучування стінок конденсаторів та слідів витікання просочувальної рідини (масла, софтола тощо) з них; наявність плям просочувальної рідини не є причиною для зняття конденсаторів з експлуатації — такі конденсатори слід узяти під нагляд;

цілісність плавких вставок (зовнішнім оглядом) у запобіжниках відкритого типу;

значення сили струму і рівномірність навантаги окремих фаз батареї конденсаторів;

значення напруги на шинах конденсаторної установки або на шинах найближчої РУ;

справність кола розрядного пристрою;

справність усіх контактів (зовнішнім оглядом) електричної схеми увімкнення батареї конденсаторів (струмопровідних шин, заземлення, роз'єднувачів, вимикачів тощо);

наявність і справність блокування для безпечної експлуатації;

наявність і справність засобів захисту (спеціальної штанги тощо) та засобів гасіння пожежі.

Позачергові огляди конденсаторних установок здійснюються у разі:

появи розрядів (тріску) у конденсаторних батареях;

підвищення напруги на затискачах або температури навколишнього повітря до значень, близьких до граничнодопустимих.

Про результати огляду повинен бути зроблений відповідний запис в оперативному журналі.

9.17. Експлуатація конденсаторних батарей забороняється у таких випадках:

якщо значення напруги на виводах одиничного конденсатора перевищує 110% від його номінальної напруги або напруга на шинах, до яких приєднано конденсаторні батареї, становить понад 110% від номінального значення напруги конденсаторів;

за значень температури навколишнього повітря, які знаходяться поза межами граничнодопустимих для конденсаторів даного типу відповідно до паспортних даних конденсаторних установок;

при наявності спучування стінок конденсаторів;

при нерівномірності навантаги фаз конденсаторної установки понад 10% від середнього значення сили струму;

при збільшенні сили струму батареї понад 30% від її номінального значення;

при крапельній течі просочувальної рідини;

при пошкодженні фарфорового ізолятора.

9.18. Конденсатори, просочені трихлордифенілом, повинні мати на корпусі біля таблички з паспортними даними розпізнавальний знак у вигляді рівностороннього трикутника жовтого кольору.

Під час технічного обслуговування конденсаторів, у яких як просочувальний діелектрик використовується трихлордифеніл, необхідно вживати заходів для запобігання його потраплянню в навколишнє середовище. Просочені трихлордифенілом конденсатори, що вийшли з ладу, за відсутності умов їх утилізації мають бути знищені (захоронені) у місцях, визначених санітарно-епідеміологічними службами.

Капітальний ремонт конденсаторних установок необхідно проводити не рідше ніж один раз на 8 років. Поточні ремонти конденсаторних установок необхідно проводити щорічно.

9.19. Профілактичні випробування конденсаторних установок необхідно проводити відповідно до таблиці 3 додатка 1 до цих Правил.

## 10. Установки акумуляторні

10.1. Вимоги цієї глави поширюються на стаціонарні установки кислотних і лужних АБ, що встановлені на підстанціях, у виробничих цехах споживача. АБ повинні

встановлюватися та обслуговуватись відповідно до вимог ПУЕ, цих Правил, ПБЕЕС та інструкцій підприємств-виробників.

Умови праці працівників, що обслуговують акумуляторні установки, та використання засобів індивідуального захисту повинні відповідати вимогам пунктів 6.2, 6.3 розділу VI цих Правил.

10.2. Установлювати кислотні та лужні АБ в одному приміщенні забороняється.

10.3. Стіни й стеля приміщення акумуляторної, двері та віконні рами, металеві конструкції, стелажі та інші частини повинні бути пофарбовані кислотостійкою (лугостійкою) фарбою, що не містить спирту. Вентиляційні коробки та витяжні шафи повинні бути пофарбовані як із зовнішнього, так і з внутрішнього боку. На вікнах повинно бути вставлене матове або покрите білою фарбою скло.

10.4. Для освітлення приміщень АБ необхідно застосовувати лампи розжарювання, установлені у вибухозахищеній арматурі. Один із світильників повинен бути приєднаний до мережі аварійного освітлення.

Вимикачі, штепсельні розетки, запобіжники й автоматичні вимикачі потрібно розташовувати поза акумуляторним приміщенням. Освітлювальна електропроводка повинна бути виконана проводом з кислотостійкою (лугостійкою) оболонкою.

Рівень освітленості приміщень АБ повинен відповідати вимогам будівельних норм і правил. Під час проведення монтажних, ремонтних та інших робіт у приміщеннях АБ освітленість на робочому місці повинна бути не менше ніж 200 лк.

10.5. Під час прийняття АБ, щойно змонтованої або після капітального ремонту, повинні бути перевірені:

наявність документів на монтаж або капітальний ремонт АБ (технічного звіту);

значення ємності батареї, перевірене струмом 10-годинного розрядження або у відповідності до вказівки підприємства-виробника;

якість електроліту за результатами аналізу проб, узятих в кінці контрольного розрядження;

значення густини електроліту, приведене до температури 20 °С;

значення напруги елементів наприкінці зарядження та розрядження батареї;

значення опору ізоляції батареї відносно землі;

справність окремих елементів;

справність припливно-витяжної вентиляції;

відповідність будівельної частини акумуляторних приміщень вимогам ПУЕ.

Батарея повинна вводиться в експлуатацію після досягнення 100% номінальної ємності.

10.6. Рівень електроліту в кислотних АБ повинен бути:

вище верхнього краю електродів на 10 мм – 15 мм для стаціонарних акумуляторів з поверхнево-коробчастими пластинами типу СК;

у межах 20 мм – 40 мм над запобіжним щитком для стаціонарних акумуляторів з намазними пластинами типу СН.

Густина кислотного електроліту за температури 20 °С повинна бути:

для акумуляторів типу СК —  $(1,205 \pm 0,005)$  г/см<sup>3</sup>;

для акумуляторів типу СН —  $(1,24 \pm 0,005)$  г/см<sup>3</sup>.

10.7. Для приготування кислотного електроліту слід застосовувати сірчану кислоту та дистильовану воду. Дистильована вода повинна бути перевірена на відсутність хлору та заліза.

Якість води та кислоти повинна засвідчуватися сертифікатом підприємства-виробника або протоколом хімічного аналізу, проведеного відповідно до вимог стандартів.

Приготування кислотного електроліту і приведення АБ до робочого стану повинні здійснюватись відповідно до вказівок інструкції підприємства-виробника.

10.8. Лужні акумулятори під час збирання в батарею повинні бути з'єднані в послідовне коло за допомогою сталених нікельованих міжелементних перемичок.



Лужні АБ повинні бути з'єднані в послідовне коло за допомогою перемичок з мідного проводу.

Рівень електроліту натрій-літієвих і калій-літієвих заряджених акумуляторів повинен бути на 5 мм -10 мм вище від верхнього краю пластин.

10.9. Для приготування лужного електроліту слід застосовувати: гідроксиди калію або гідроксиди натрію, гідроксиди літію та дистильовану воду, які відповідають чинним стандартам.

Під час приготування лужного електроліту та приведення АБ до робочого стану повинні бути виконані вказівки інструкції підприємства-виробника.

10.10. Для зменшення випару банки АБ відкритого виконання повинні бути накриті пластинами зі скла або іншого прозорого ізоляційного матеріалу, які б спирались на виступи (напливи) пластин АБ. Матеріал пластин не повинен вступати в реакцію з електролітом. Для акумуляторів з розмірами банки більше ніж 400 x 200 мм можна застосовувати накривні пластини з двох або більше частин.

10.11. Елементи АБ повинні бути пронумеровані. Великі цифри наносяться на лицьову вертикальну стінку посудини кислотостійкою (лугостійкою) фарбою. Першим номером у батареї позначається елемент, до якого приєднується позитивна шина.

10.12. Працівники, які обслуговують акумуляторну установку, повинні бути забезпечені:

технічною документацією;

принциповими та монтажними електричними схемами з'єднань;

денсиметрами (ареометрами) та термометрами для вимірювання значень густини й температури електроліту;

переносним вольтметром постійного струму з діапазоном вимірювання від нуля вольт до трьох вольт і вольтметром для вимірювання номінальної напруги батареї.

Крім того, для безпечного виконання робіт акумуляторна установка повинна бути укомплектована згідно з СОУ 31.4-21677681-21-2010.

10.13. Кислотні батареї типу СК і СН, що працюють в режимі постійного підзарядження, потрібно експлуатувати без тренувальних розряджень і періодичних вирівнювальних перезаряджень. Залежно від стану батареї, але не рідше ніж один раз на рік, необхідно проводити вирівнювальне зарядження (дозарядження) батареї до досягнення значення густини електроліту, указанного в пункті 10.6 цієї глави на всіх елементах. Тривалість вирівнювального зарядження залежить від технічного стану батареї і повинна тривати не менше ніж 6 год.

Для інших типів АБ вирівнювальне зарядження виконують згідно з інструкцією підприємства-виробника.

Вирівнювальне перезарядження всієї батареї або окремих її елементів необхідно здійснювати тільки за потреби.

10.14. Контрольне розрядження батарей проводять за необхідності (один раз на 1-2 роки) для визначення їх фактичної ємності (у межах номінальної ємності).

Працездатність АБ на підстанціях перевіряється за спадом значень напруги під час короткочасних (не більше ніж 5 с) розряджень струмом кратністю 1,5-2,5 від значення струму одногодинного розрядження (струмом поштовху), яку виконують один раз на рік. Значення напруги повністю зарядженої справної батареї в момент поштовху не повинно знижуватися більше ніж на 0,4 В на елемент від значення напруги в момент, що передує поштовху струму.

Значення сили струму розрядження кожного разу повинно бути таким самим. Результати вимірювань під час контрольних розряджень необхідно порівнювати з результатами вимірювань попередніх розряджень.

Заряджати і розряджати АБ допускається струмом силою не вище максимального для даної батареї. Температура електроліту наприкінці зарядження не повинна перевищувати 40 °С для акумуляторів типу СК та 35 °С для акумуляторів типу СН.

10.15. На дверях приміщення АБ повинні бути написи: «Акумуляторна», «Вогнебезпечно», «Палити заборонено».

На дверях приміщень витяжної вентиляції АБ необхідно вказати клас вибухонебезпечної зони «2». Експлуатація електрообладнання в цих приміщеннях повинна виконуватись відповідно до вимог розділу IX цих Правил.

10.16. Потужність і напруга зарядного пристрою повинні бути достатніми для зарядження АБ до 90% значення ємності протягом не більше ніж 8 год.

Підзарядний пристрій повинен забезпечувати стабілізацію значення напруги на шинах постійного струму з відхиленнями не більше ніж 2%. Випрямні установки, які використовують для зарядження та підзарядження АБ, повинні бути під'єднані з боку змінного струму через розділовий трансформатор. Додаткові елементи АБ, які не використовуються у роботі постійно, повинні мати окремий пристрій для зарядження. Ці елементи експлуатують у режимі постійного підзарядження.

10.17. Порядок експлуатації системи вентиляції в приміщенні АБ з урахуванням конкретних умов роботи АБ та умов роботи працівників, що обслуговують АБ, повинен визначатись виробничою інструкцією споживача.

Припливно-витяжна вентиляція приміщення АБ повинна бути увімкнена перед початком зарядження та вимкнена після повного відведення газів, але не раніше ніж через 1,5 год після закінчення зарядження.

Для АБ необхідно передбачити блокування, що унеможливує зарядження батареї зі значенням напруги більше ніж 2,3 В на елемент при вимкненій вентиляції.

Конструкція витяжних вентиляторів повинна бути у вибухозахищеному виконанні і відповідати вимогам НПАОП 0.00-1.18-98.

10.18. Значення напруги на шинах оперативного постійного струму за нормальних умов експлуатації допускається підтримувати на 5% вище від номінального значення напруги струмоприймачів.

10.19. Усі збірки і кільцеві магістралі постійного струму повинні бути забезпечені подвійним живленням.

10.20. Значення опору ізоляції АБ вимірюють за спеціальною програмою не рідше ніж один раз на 3 місяці. Залежно від номінальної напруги АБ воно повинно дорівнювати значенням, наведеним у таблиці 7.

Таблиця 7

Значення напруги акумуляторної батареї, В	220	110	60	48	24
Значення опору ізоляції (не менше), кОм	100	50	30	25	15

За наявності пристрою для контролю ізоляції на шинах постійного оперативного струму він повинен діяти на сигнал під час зниження значення опору ізоляції одного з полюсів: до відмітки 20 кОм — у мережі напругою 220 В; 10 кОм — у мережі 110 В; 6 кОм — у мережі 60 В; 5 кОм — у мережі 48 В; 3 кОм — у мережі 24 В.

В умовах експлуатації значення опору ізоляції мережі постійного оперативного струму, яке періодично вимірюється за допомогою пристрою контролю ізоляції або вольтметра, повинно бути не нижче двократного щодо зазначених вище мінімальних значень.

10.21. У разі замикання на землю (або зниження опору ізоляції до спрацьовування пристрою контролю) у мережі оперативного струму необхідно негайно вжити заходів щодо усунення цих неполадок.

Виконання робіт під напругою в мережі оперативного струму, якщо в цій мережі є замикання на землю, забороняється, за винятком робіт з пошуку місця замикання.

10.22. Обслуговування акумуляторних установок повинно бути покладено на працівника, навченого правилам експлуатації АБ.

На кожній акумуляторній установці повинен бути журнал АБ для запису результатів оглядів та обсягів виконаних робіт.

10.23. Аналіз електроліту працюючої кислотної АБ необхідно здійснювати щороку з урахуванням проб, узятих з контрольних елементів. Кількість контрольних елементів установлює особа, відповідальна за електрогосподарство, залежно від стану АБ, але не менше ніж 10% від кількості елементів у батареї. Контрольні елементи повинні щорічно замінюватись.

Під час контрольного розрядження проби електроліту відбирають наприкінці розрядження.

10.24. Елементів, що відстають, в АБ повинно бути не більше ніж 5% від загальної кількості елементів. Значення напруги цих елементів у кінці розрядження повинні відрізнитися від середнього значення напруги інших елементів не більше ніж на 1,5%.

10.25. Напругу, густину й температуру електроліту кожного елемента стаціонарних АБ вимірюють відповідно до таблиці 4 додатка 1 до цих Правил.

10.26. Огляд АБ здійснюють:

оперативні працівники — один раз на добу;

майстер або начальник підстанції — два рази на місяць;

на підстанціях без постійного чергування оперативних працівників — спеціально навчені експлуатаційні (електротехнічні та електротехнологічні) працівники, одночасно з оглядом обладнання; а також спеціально виділена особа — за графіком, затвердженим особою, відповідальною за електрогосподарство.

10.27. Під час поточного огляду перевіряють:

значення напруги, густини і температури електроліту в контрольних елементах (напруга та густина електроліту в усіх елементах повинна бути перевірена не рідше ніж один раз на місяць);

значення напруги та сили струму підзарядження основних і додаткових акумуляторів;

рівень електроліту;

правильність положення накривних пластин;

цілісність акумуляторів;

чистоту в приміщенні;

наявність виділення бульбашок газу з акумуляторів;

рівень та колір шламу в акумуляторах з прозорими баками.

10.28. Під час поточного ремонту АБ здійснюють:

перевірку стану пластин і заміну їх за необхідності в окремих елементах;

нейтралізацію електроліту, що потрапив на стелаж;

заміну частини сепараторів;

видалення шламу з елементів;

перевірку якості електроліту;

перевірку стану стелажів та їх ізоляції відносно землі;

усунення інших несправностей АБ;

перевірку та ремонт будівельної частини приміщення.

10.29. Капітальний ремонт батареї (заміна значної кількості пластин, сепараторів, розбирання всієї або більшої її частини) здійснюють залежно від стану АБ із залученням за необхідності спеціалізованих організацій.

Капітальний ремонт АБ типу СК виконують, як правило, не раніше ніж через 15-20 років її експлуатації.

Капітальний ремонт АБ типу СН не проводять. Заміна акумуляторів цього типу повинна виконуватися не раніше ніж через 10 років експлуатації.

Потребу капітального ремонту батареї встановлює особа, відповідальна за електрогосподарство, або організація, що здійснює капітальний ремонт.

10.30. АБ закритого типу іноземного виробництва необхідно експлуатувати на підставі інструкцій, які повинні бути розроблені відповідно до вимог підприємств-виробників.

Герметизовані АБ з внутрішньою рекомбінацією газів і значенням напруги до 2,4 В на елемент допускається встановлювати у виробничих приміщеннях загального призначення згідно з рекомендаціями підприємств-виробників. Спільна експлуатація герметизованих та відкритих АБ заборонена.

## 11. Електричне освітлення

11.1. Вимоги, викладені в цьому підрозділі, поширюються на установки електричного освітлення промислових підприємств, приміщень і споруд, житлових і громадських будівель, відкритих просторів і вулиць, а також на рекламне освітлення.

11.2. Робоче та аварійне освітлення в усіх приміщеннях, на робочих місцях, відкритих просторах і вулицях повинно забезпечувати освітленість відповідно до вимог будівельних норм і правил.

Рекламне освітлення, яке забезпечене пристроями програмного керування, повинно задовольняти також вимоги діючих норм на допустимі індустриальні радіоперешкоди.

Світильники робочого та аварійного освітлення, які застосовуються під час експлуатації електроустановок, повинні бути виключно заводського виготовлення і відповідати вимогам державних стандартів і технічних умов.

11.3. Світильники аварійного освітлення повинні відрізнятися від світильників робочого освітлення спеціально нанесеною літерою «А» червоного кольору.

У вибухонебезпечних зонах необхідно користуватись вибухозахищеними переносними світильниками, які мають маркування згідно з вибухонебезпечним середовищем (категорії і групи відповідно до вимог інструкції на світильник).

Світлоогородження димових труб та інших висотних споруд повинно відповідати правилам маркування та світлоогородження висотних перешкод.

11.4. Живлення світильників аварійного та робочого освітлення в нормальному режимі повинно здійснюватись від різних незалежних джерел. У разі вимкнення джерела мережа аварійного освітлення повинна автоматично перемикатися на незалежне джерело живлення (АБ тощо).

Живлення мережі аварійного освітлення за схемами, що відрізняються від проектних, забороняється.

Приєднання до мережі аварійного освітлення переносних трансформаторів та інших видів струмоприймачів, які не належать до цього освітлення, забороняється.

Мережа аварійного освітлення повинна бути виконана без штепсельних розеток.

11.5. На щитах і збірках мережі освітлення на всіх вимикачах (рубильниках, автоматах) повинні бути написи з найменуванням приєднання, а на запобіжниках — із зазначенням струму плавкої вставки.

Застосування некаліброваних плавких вставок в усіх видах запобіжників забороняється.

11.6. Переносні ручні світильники, які застосовуються при організації ремонтних робіт у приміщеннях з підвищеною небезпекою та особливо небезпечних, слід застосовувати на напрузі не більше ніж 24 В, особливо — за наявності несприятливих умов, коли небезпека ураження електричним струмом збільшується через тісноту, незручне положення працівника, можливість дотикання до великих металевих, добре заземлених поверхонь. У зовнішніх установках для живлення ручних світильників слід застосовувати напругу не більше ніж 12 В.

Вилки приладів, розраховані на напругу 12 В – 42 В, повинні мати конструктивне виконання, що унеможливує їх увімкнення в розетки з напругою 127 В і 220 В. На всіх

штепсельних розетках повинні бути написи із зазначенням номінальної напруги та з умовним позначенням виду напруги.

Використання автотрансформаторів для живлення світильників мережі напругою 12-42 В забороняється.

Застосування для переносного освітлювання люмінесцентних ламп і ламп ДРЛ, не закріплених на жорстких опорах, забороняється.

11.7. Установлення ламп у світильники мережі робочого та аварійного освітлення, потужність або колір випромінювання яких не відповідає проектній, а також знімання розсіювачів, екранувальних і захисних ґрат світильників забороняються.

11.8. Живлення мереж внутрішнього, зовнішнього, а також охоронного освітлення підприємств, споруд, житлових і громадських будівель, відкритих просторів і вулиць, як правило, повинно бути виконане окремими лініями.

Керування мережею зовнішнього освітлення, окрім мережі освітлення віддалених об'єктів, а також керування мережею охоронного освітлення повинно здійснюватись централізовано з приміщення щита керування електрогосподарством даного підприємства або з іншого спеціального приміщення.

11.9. Мережа освітлення повинна живитися від джерел (стабілізаторів або окремих трансформаторів), що забезпечують можливість підтримання значень напруги в необхідних межах.

Значення напруги на лампах освітлення не повинно перевищувати номінальне. Зниження напруги біля найвіддаленіших ламп мережі внутрішнього робочого освітлення, а також прожекторних установок не повинно бути більше ніж на 5% номінального значення; біля найвіддаленіших ламп мережі зовнішнього і аварійного освітлення в мережі 12 В – 42 В — не більше ніж на 10%.

11.10. У коридорах електричних підстанцій і РУ, що мають два виходи, а також у прохідних тунелях освітлення повинно бути виконано з двостороннім керуванням.

11.11. В оперативних працівників, які обслуговують мережі електричного освітлення, повинні бути схеми цієї мережі, запас каліброваних плавких вставок, світильників і ламп усіх напруг мережі освітлення.

Оперативні працівники споживача або об'єкта навіть за наявності аварійного освітлення повинні бути забезпечені переносними електричними ліхтарями з автономним живленням.

11.12. Установку та очищення світильників мережі електричного освітлення, заміну ламп, ремонт та огляд мережі електричного освітлення повинні виконувати відповідно до графіка оперативні, оперативно-виробничі або спеціально навчені працівники.

Періодичність робіт з очищення світильників і перевірки технічного стану освітлювальних установок споживача (наявність і цілісність скла, ґрат і сіток, справність ущільнення світильників спеціального призначення тощо) повинна бути встановлена особою, яка відповідає за електрогосподарство споживача, з урахуванням місцевих умов. На ділянках, що піддаються підвищеному забрудненню, очищення світильників повинно виконуватись за окремим графіком.

11.13. Заміна ламп може виконуватись груповим або індивідуальним способом, який встановлюється конкретно для кожного споживача залежно від доступу до ламп і потужності освітлювальної установки. У разі групового способу строк чергового очищення арматури повинен бути узгоджений з терміном групової заміни ламп.

11.14. Якщо висота підвішування світильників менша ніж 5 м, допускається їх обслуговування з приставних драбин і стрем'янок. У разі розміщення світильників на більшій висоті допускається їх обслуговування з мостових кранів, стаціонарних містків і пересувних пристроїв за умови дотримання заходів безпеки, обумовлених виробничими інструкціями, та обов'язково зі зняттям напруги.

11.15. Люмінесцентні лампи, що вийшли з ладу, лампи ДРЛ та інші, що містять ртуть, повинні зберігатися у спеціальному приміщенні. Їх необхідно періодично вивозити для подальшої демеркуризації до спеціальних організацій.

11.16. Огляд і перевірка мережі освітлення повинні проводитись у такі терміни:  
перевірка дії автомата аварійного освітлення — не рідше ніж один раз на місяць у денні години;

перевірка справності аварійного освітлення у разі вимкнення робочого освітлення — два рази на рік;

вимірювання освітленості робочих місць — під час уводу мережі в експлуатацію і надалі за потреби, а також після зміни технологічного процесу або переобладнання;

випробування ізоляції стаціонарних трансформаторів 12 В – 42 В — один раз на рік, переносних трансформаторів і світильників 12 В – 42 В — два рази на рік.

Виявлені під час перевірки та огляду дефекти повинні бути усунені в найкоротші строки.

11.17. Перевірка стану стаціонарного обладнання й електропроводки аварійного, евакуаційного та робочого освітлення, випробування та вимірювання опору ізоляції проводів, кабелів і заземлювальних пристроїв треба проводити під час уведення в експлуатацію, а також реконструкції мережі електричного освітлення, надалі — згідно з графіком, затвердженим особою, відповідальною за електрогосподарство споживача, відповідно до таблиць 25 та 27 додатка 1 до цих Правил.

11.18. Технічне обслуговування та ремонт установок вуличного і рекламного освітлення повинні виконувати підготовлені електротехнічні працівники.

Споживачі, що не мають таких працівників, можуть передавати функції технічного обслуговування та ремонту цих установок спеціалізованим організаціям.

Періодичність планово-попереджувальних ремонтів установок мережі рекламного освітлення встановлюється залежно від їх категорії (місця розташування, системи технічного обслуговування тощо), її затверджує особа, відповідальна за електрогосподарство.

11.19. Увімкнення та вимкнення установок зовнішнього (вуличного) і рекламного освітлення, як правило, здійснюються автоматично відповідно до графіка, складеного з урахуванням пори року та особливостей місцевих умов.

11.20. Про всі відхилення в роботі установок рекламного освітлення і пошкодження (миготіння, часткові розряди тощо) оперативні працівники споживача зобов'язані негайно інформувати працівників, які здійснюють технічне обслуговування та ремонт таких установок.

Робота установок рекламного освітлення за наявності видимих пошкоджень забороняється.

11.21. За наявності централізованої автоматичної системи керування установками вуличного і рекламного освітлення повинно забезпечуватись цілодобове чергування працівників, які мають у своєму розпорядженні транспортні засоби і телефонний зв'язок.

11.22. Роботи на установках рекламного освітлення, а також очищення світильників вуличного освітлення повинні здійснюватись у світлий час доби.

## **12. Засоби вимірювальної техніки електричних величин**

12.1. Вимоги цієї глави поширюються на стаціонарні та переносні ЗВТ. Правові основи забезпечення єдності вимірювання в Україні визначаються Законом України «Про метрологію і метрологічну діяльність», а також іншими НД з метрології.

12.2. Оснащеність електроустановок ЗВТ повинна відповідати проектній документації, чинним державним та галузевим НД з вимірювань, сигналізації, автоматичного регулювання.

12.3. Електроустановки повинні бути забезпечені ЗВТ, занесеними до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки (далі — Державний реєстр). Допускається застосування ЗВТ, які не занесені до Державного реєстру, але пройшли метрологічну атестацію в установленому порядку. Забороняється використання ЗВТ з терміном повірки чи калібрування, що минув.

12.4. У кожного споживача повинна бути організована метрологічна служба або підрозділ, що виконує функції такої служби, обов'язком якої є періодичний огляд та профілактичне обслуговування ЗВТ, нагляд за їх станом, повірка, калібрування, ремонт та випробування цих засобів.

Виконання завдань метрологічної служби споживач організовує власними силами за наявності свідоцтва про уповноваження або атестацію у державній метрологічній системі відповідно до Закону України «Про метрологію і метрологічну діяльність» або виконує ці роботи за договором, залучаючи організації, що мають право на їх проведення.

12.5. Засоби вимірювальної техніки, що підлягають державному метрологічному контролю та нагляду, у тому числі ЗВТ, результати вимірювань яких використовуються для розрахункового обліку електроенергії, а також вихідні еталони електричних величин, що перебувають у власності споживача, підлягають періодичній повірці.

Періодична повірка повинна проводитись у процесі експлуатації згідно з календарним графіком, який повинен складатися у кожного споживача та узгоджуватися з організацією, акредитованою в установленому порядку на право виконання повірки відповідних ЗВТ.

12.6. Умови зберігання та експлуатації ЗВТ повинні відповідати вимогам підприємства-виробника. При використанні ЗВТ в умовах або режимах експлуатації, відмінних від наведених у документації на ці ЗВТ, для них встановлюються індивідуальні метрологічні характеристики.

12.7. На ЗВТ, що перебувають в експлуатації, за узгодженням з метрологічною службою можливе нанесення додаткових позначок, що поліпшують сприйняття контрольованих параметрів.

Біля кожного лічильника електричної енергії має бути напис, що вказує диспетчерське найменування приєднання, на якому здійснюється облік електроенергії.

Спостереження за нормальною роботою ЗВТ, у тому числі за роботою реєструвальних приладів, приладів з автоматичним прискоренням запису в аварійних режимах, а також зміна паперу, доливання чорнила для регульовальних приладів, контроль поточного часу на підстанціях або в РУ ведуть оперативні працівники.

12.8. Про всі порушення в роботі ЗВТ працівники, які обслуговують обладнання, на якому встановлені ЗВТ, повинні інформувати підрозділ, що виконує функції метрологічної служби споживача.

Споживач, у якого встановлені ЗВТ, що належать та/або експлуатуються електропередавальною організацією, відповідає за їх збереження та дотримання умов експлуатації.

12.9. Усі дії з ЗВТ, що перебувають в експлуатації електропередавальної організації або якщо інформація від ЗВТ використовується електропередавальною організацією (датчики інформації, прилади, системи контролю та обліку, розрахункові лічильники електричної енергії, ТС та ТН тощо), виконуються електропередавальною організацією або спільно із споживачем, що експлуатує ЗВТ, за згоди та в присутності представника електропередавальної організації.

12.10. Використання та встановлення засобів обліку реактивної електроенергії і місця їх встановлення узгоджуються з електропередавальною організацією на стадії видачі технічних умов на приєднання нових електроустановок, виготовлення проектної документації та під час оформлення додатків до договорів про порядок розрахунків за перетікання реактивної електроенергії.

Для споживачів, яких залучено до розрахунків за перетікання реактивної електроенергії, установа засобів обліку реактивної електроенергії є обов'язковим.

Облік реактивної електроенергії, як правило, установається на межі розділу електромереж.

12.11. Засоби обліку реактивної електроенергії повинні забезпечувати можливість окремого обліку перетікань реактивної електроенергії з мереж електропередавальної організації в мережу споживача (споживання реактивної електроенергії) і обліку перетікань з мереж споживача в мережу електропередавальної організації (генерація реактивної електроенергії) — у разі можливості таких перетікань.

12.12. Розрахункові прилади обліку, що контролюють генерацію реактивної електроенергії в мережу електропередавальної організації, повинні встановлюватись вище точок приєднання усіх наявних у мережі споживача джерел реактивної електроенергії, але найближче до межі балансового розділу електричних мереж.

12.13. В умовах транзитних схем електропостачання, що мають багатостороннє живлення, розрахунковий облік споживання і генерації реактивної електроенергії має встановлюватись безпосередньо на приєднаннях споживачів.

12.14. За умови складної схеми електропостачання зі змінними напрямками перетікань реактивної потужності як розрахункова може використовуватись автоматизована система обліку, яка повинна враховувати всі можливі співвідношення перетікань у відповідних годинних інтервалах.

12.15. У вторинних колах ТН, до яких підключені ЗВТ розрахункового обліку, керування та контролю за споживанням електричної енергії, установа запобіжників без контролю їх цілісності з дією на сигнал забороняється.

12.16. Для запобігання порушенням розрахункового обліку електричної енергії споживач готує місця для опломбування, що забезпечують захист від несанкціонованого доступу до ЗВТ розрахункового обліку.

При цьому мають бути опломбовані:

розрахункові лічильники електричної енергії та їх клемні коробки;

струмові кола розрахункових лічильників електричної енергії;

випробувальні колодки, до яких підключені вторинні кола ТС і ТН;

місця приєднання телеметричних виходів ліній зв'язку автоматизованих систем розрахункового обліку, керування та контролю за використанням електричної енергії;

грати або дверцята камер підстанцій, де встановлені запобіжники на боці високої напруги ТН, до яких приєднані ЗВТ розрахункового обліку, керування й контролю за використанням електричної енергії;

рукоятки приводів роз'єднувачів ТН, до яких приєднані ЗВТ розрахункового обліку, керування та контролю за використанням електричної енергії.

Допускається використання інших додаткових засобів контролю та захисту від несанкціонованого доступу до ЗВТ розрахункового обліку, керування та контролю за споживанням електричної енергії.

### **13. Випробування та вимірювання параметрів електрообладнання та апаратів електроустановок споживачів**

13.1. Випробування та вимірювання параметрів електрообладнання та апаратів споживачів під час експлуатації проводяться у обсязі та з періодичністю, наведеними у додатках 1, 2 до цих Правил.

Норми випробувань та вимірювань параметрів електрообладнання та апаратів (далі — Норми) є обов'язковими для споживачів, які експлуатують електроустановки на напругу до 150 кВ, незалежно від їх форми власності та відомчої належності.



Під час перевірок, випробувань та вимірювань електрообладнання на напругу понад 150 кВ, а також генераторів та синхронних компенсаторів слід керуватися СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007.

Під час перевірок, випробувань та вимірювань електрообладнання, крім Норм, слід керуватися чинними НД, а також інструкціями підприємств-виробників.

Під час проведення випробувань імпортного обладнання необхідно керуватися інструкціями підприємств-виробників та вимогами цих Норм, якщо вони не суперечать вимогам інструкцій.

13.2. ТОР включає такі види перевірок електрообладнання:

К — під час капітального ремонту;

П — під час поточного ремонту;

М — міжремонтні (профілактичні) випробування та вимірювання, не пов'язані з виводом електрообладнання в ремонт.

Для окремих видів електрообладнання, які не увійшли в ці Норми, конкретні строки випробувань і вимірювань параметрів електрообладнання й апаратів електроустановок визначаються особою, відповідальною за електрогосподарство, на основі цих Норм, відомчої або місцевої системи ТОР у відповідності до інструкцій підприємств-виробників та з урахуванням місцевих умов і стану електроустановок.

13.3. Придатність електрообладнання до експлуатації визначається не тільки на підставі порівняння результатів випробувань з Нормами, але також і за сукупністю результатів усіх проведених перевірок.

Значення параметрів, отриманих під час чергових випробувань та вимірювань, необхідно порівнювати з вихідними даними. Під вихідними значеннями вимірюваних параметрів слід розуміти їх значення, указані в паспортах і протоколах підприємства-виробника або отримані під час випробувань, які проводяться після капітального ремонту. В окремих випадках результати вимірювань слід порівнювати з параметрами однотипного електрообладнання або з результатами попередніх вимірювань.

Параметри, на значення яких впливає температура, необхідно привести до температури, за якої проводилися вимірювання параметрів, з якими зіставляються отримані значення.

Електрообладнання, у якого значення параметрів, одержаних під час випробувань, не відповідає нормам, повинно бути виведене з роботи. Рішення про порядок та терміни виведення з роботи цього електрообладнання приймає особа, відповідальна за електрогосподарство.

Прийняті в Нормах бракувальні нормативи з вказівками «не менше ніж» є найменшими, а «не більше ніж» — найбільшими. Усі числові значення «від» і «до», зазначені в Нормах, необхідно приймати включно.

13.4. При проведенні випробувань та вимірювань вживаються такі терміни і визначення:

випробна напруга частоти 50 Гц — середньоквадратичне (діюче) значення напруги змінного струму, яке повинна витримувати протягом заданого часу внутрішня і зовнішня ізоляція електрообладнання за певних умов випробувань;

випробна випрямлена напруга — амплітудне значення випрямленої напруги, яка прикладається до електрообладнання впродовж заданого часу за певних умов випробувань;

електрообладнання з нормальною ізоляцією — електрообладнання, призначене для використання в електроустановках, які зазнають дії атмосферних перенапруг, за звичайних заходів грозозахисту;

електрообладнання з полегшеною ізоляцією — електрообладнання, призначене для використання тільки в електроустановках, які не зазнають дії атмосферних перенапруг, або за умови застосування спеціальних заходів грозозахисту, що обмежують амплітуду атмосферних перенапруг до значень, які не перевищують амплітуду однохвилинної випробної напруги частоти 50 Гц.

13.5. Випробування та вимірювання параметрів електрообладнання повинні проводитись атестованими лабораторіями за програмами (методиками), затвердженими керівником споживача, відповідно до вимог Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність», наведених у відповідних технічних умовах та НД, з урахуванням вимог безпечного виконання робіт.

Похибки вимірювань і вимоги до параметрів випробних напруг повинні відповідати державним стандартам та вимогам НД.

Результати перевірки, вимірювання та випробування повинні бути оформлені протоколами або відповідними актами, які зберігаються разом з паспортами електрообладнання.

13.6. Вимірювання характеристик ізоляції, випробування ізоляції підвищеною напругою й відбір проби трансформаторного масла з баків апаратів для аналізу необхідно проводити за плюсової температури не нижче ніж 5 °С, крім спеціально обумовлених у Нормах випадків, коли потрібна вища температура.

В окремих випадках за рішенням керівника споживача вимірювання значень  $\tan\delta$ , опору ізоляції та інші вимірювання електрообладнання на напругу до 35 кВ можна проводити за нижчої температури. Вимірювання характеристик ізоляції, які виконані за мінусових значень температур, необхідно повторити в якомога коротші строки за температури ізоляції, не нижчої ніж 5 °С.

13.7. Перед проведенням випробувань і вимірювань електрообладнання (за винятком обертових електричних машин, які перебувають в експлуатації, та у випадках, спеціально обумовлених у Нормах) зовнішня поверхня ізоляції повинна бути очищена від пилу та бруду, крім тих випадків, коли випробування і вимірювання проводяться методом, що не потребує виведення обладнання з роботи.

13.8. Під час випробування ізоляції обмоток обертових електричних машин, трансформаторів та реакторів підвищеною напругою частоти 50 Гц повинні бути випробувані по черзі кожне незалежне електричне коло або паралельна вітка (в останньому випадку за наявності повної ізоляції між вітками). У цьому випадку високовольтний вивід випробного пристрою з'єднується з закороченими выводами обмотки, що випробовується, а другий — із заземленим корпусом електрообладнання, ізоляція якого випробовується. Виводи інших обмоток перемикаються і з'єднуються з заземленим корпусом.

Обмотки, що постійно з'єднані між собою і не мають виведених кінців кожної фази або вітки, випробовуються відносно корпусу без їх роз'єднання.

13.9. До і після випробування ізоляції підвищеною напругою частоти 50 Гц або випрямленою напругою необхідно вимірювати опір ізоляції. За опір ізоляції приймається однохвилинне значення вимірюваного опору  $R_{60}$ .

13.10. Результати випробування підвищеною напругою частоти 50 Гц вважаються задовільними, якщо під час прикладання випробної напруги не спостерігалось поверхневих розрядів, поштовхів струму, зростання струму витoku, пробоїв чи перекриття ізоляції та якщо опір ізоляції після випробування зріс або залишився таким, як і до випробування.

13.11. Нормативні значення тангенса кута діелектричних втрат ізоляції електрообладнання та струму провідності розрядників наведені для вимірів за температури обладнання 20 °С, за винятком випадків, коли значення температури обумовлено.

Під час вимірювання значення тангенса кута діелектричних втрат ізоляції електрообладнання слід одночасно визначати і значення її ємності.

13.12. Випробування напругою 1 кВ частоти 50 Гц може бути замінене вимірюванням однохвилинного значення опору ізоляції мегаомметром на напругу 2500 В.

Ця заміна не допускається у разі випробування обертових електричних машин, відповідальних кіл релейного захисту та електроавтоматики.

13.13. Перед проведенням випробувань ізоляції електрообладнання підвищеною напругою необхідно попередньо провести ретельний зовнішній огляд та оцінити стан ізоляції іншими методами. Збраковане під час зовнішнього огляду електрообладнання

незалежно від результатів випробувань та вимірювань повинно бути замінене або відремонтоване.

13.14. Вимірювання значень втрат та струму НХ силових трансформаторів слід виконувати перед проведенням перевірок, які вимагають подачі постійного струму на обмотку трансформатора (вимірювання значень опору ізоляції, опору обмоток постійному струму, прогріву постійним струмом тощо).

13.15. Температура ізоляції електрообладнання визначається таким чином:

для силового трансформатора, що не піддавався нагріву, приймається температура верхніх шарів масла, виміряна термометром;

для трансформатора, що піддавався нагріву або дії сонячної радіації, приймається середня температура фази «В» обмотки вищої напруги, що визначається за її опором постійному струмові;

для електричних машин, що перебувають у холодному стані, приймається температура навколишнього середовища;

для електричних машин, які піддавались нагріву, приймається середня температура обмотки, що визначається за її опором постійному струмові;

для ТС приймається середньодобова температура навколишнього середовища;

для введів, установлених на масляному вимикачі або на силовому трансформаторі, який не піддавався нагріву, приймається температура масла в баку вимикача або силового трансформатора;

для введів, установлених на силовому трансформаторі, який піддавався нагріву, температуру ізоляції вводу визначають відповідно до ГКД 34.47.502.

13.16. Оцінка стану електрообладнання, що перебуває в резерві, проводиться в обсязі, який вказаний у Нормах. Періодичність контролю визначає особа, відповідальна за електрогосподарство.

13.17. Обсяг і періодичність випробувань та вимірювань параметрів електрообладнання й апаратів електроустановок у гарантійний період роботи необхідно проводити згідно з інструкціями підприємств-виробників.

При визначенні строку проведення перевірок (огляд, вимірювання, випробування, контроль), наведених у відповідній таблиці додатка 1 до цих Правил, необхідно керуватись строком, що зазначений по цій роботі, в решті випадків — строком, зазначеним в поясненнях до даної таблиці.

13.18. Електрообладнання та ізолятори на номінальну напругу, що перевищує номінальну напругу електроустановки, у якій вони експлуатуються, можуть випробуватися підвищеною напругою частоти 50 Гц за нормами, установленими для класу ізоляції даної електроустановки.

13.19. Якщо випробування випрямленою напругою або напругою частоти 50 Гц проводять без розшиновки електрообладнання РУ, то значення випробної напруги приймається за нормами електрообладнання з найнижчим рівнем випробної напруги.

Випробування підвищеною напругою ізоляторів і ТС, які з'єднані з кабелями напругою 6 (10) кВ, можна проводити без розшиновки разом з кабелями за нормами, прийнятими для кабелів.

Випробування підвищеною напругою без розшиновки електрообладнання проводять для кожної фази окремо, за заземлених двох інших.

Випробування підвищеною напругою є обов'язковим для електрообладнання на напругу до 35 кВ; для електрообладнання на напругу понад 35 кВ — лише за наявності випробних пристроїв.

Під час експлуатації допускається проводити випробування електрообладнання підвищеною напругою, що становить 90% від значення випробної напруги під час приймально-здавальних випробувань.

Для електрообладнання на напругу до 35 кВ, яке виготовлене з 1 січня 1999 року і пройшло перевірку на підприємстві-виробнику на відсутність часткових розрядів, значення випробної напруги визначається згідно з вимогами ГОСТ 1516.3-96.

13.20. За відсутності потрібної випробної апаратури змінного струму допускається випробувати електрообладнання РУ (напругою до 20 кВ) випрямленою напругою, яка дорівнює півторакратному значенню випробної напруги частоти 50 Гц.

13.21. Після заміни масла в маслонаповненому електрообладнанні (крім масляних вимикачів) необхідно провести повторне випробування ізоляції згідно з цими Нормами, але не раніше ніж через 12 год після закінчення заливання електрообладнання маслом.

13.22. Для випробування підвищеною напругою частоти 50 Гц, а також для вимірювання струму та втрат НХ рекомендується до випробної установки подавати лінійну напругу мережі живлення.

13.23. Споживачі електроенергії, у яких електроустановки створюють небезпечні та шкідливі виробничі фактори, наведені у пункті 6.12 розділу VI цих Правил, повинні проводити гігієнічну оцінку цих факторів.

Вимірювання та гігієнічна оцінка результатів досліджень зазначених факторів проводяться при введенні в експлуатацію відповідних електроустановок або на вимогу санітарно-епідеміологічних органів.

13.24. Галузеві та виробничі інструкції, системи ТОР повинні бути приведені у відповідність до Норм.

При проведенні технічного обслуговування та ремонту електрообладнання, яке знаходиться у власності споживача, необхідно керуватись графіком, затвердженим керівником споживача.

Графік складається на основі діючих НД, стану електрообладнання та включає терміни проведення, види технічного обслуговування і ремонту електрообладнання.

13.25. Указана для окремих видів електрообладнання періодичність випробувань є рекомендованою та може бути змінена як у більшу, так і в меншу сторону згідно з обґрунтованим рішенням керівника споживача з урахуванням технічного стану електроустановок, строку їх служби та результатів діагностики електрообладнання.

13.26. Рекомендується впроваджувати тепловізійний контроль електрообладнання, який дає змогу провести перевірку окремих його характеристик під робочою напругою, що забезпечує своєчасне виявлення дефектів, а також зменшує обсяг робіт на виведеному з експлуатації обладнанні. Сюди належить перевірка розрядників, ОПН, контактних з'єднань на повітряних лініях та на ВРУ, відбракування фарфорових ізоляторів, а також перегрів елементів обладнання, вбудованого у фарфорові накривки.

Тепловізійний контроль стану електрообладнання всіх типів виконується відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007.

## **VIII. Електроустановки спеціального призначення**

### **1. Установки електрозварювальні**

1.1. Вимоги цієї глави поширюються на стаціонарні, пересувні й переносні установки дугового зварювання постійного і змінного струмів для виконання електротехнологічних процесів зварювання, наплавлення і різання металів.

1.2. Електрозварювальні установки, їх монтаж і розташування повинні відповідати вимогам ПУЕ, цих Правил та інших НД, а також вказівкам підприємств-виробників електрозварювального обладнання.

1.3. Електрозварювальні роботи на об'єктах незалежно від форм власності і відомчого підпорядкування необхідно виконувати відповідно до вимог державних стандартів та інших НД.

1.4. Виконання електрозварювальних робіт у вибухонебезпечних і вибухопожежонебезпечних приміщеннях необхідно здійснювати відповідно до вимог державних стандартів, цих Правил та інших НД.

1.5. Джерела зварювального струму повинні приєднуватись до розподільних електричних мереж напругою не вище ніж 660 В.

1.6. Джерелами зварювального струму для всіх видів дугового зварювання повинні застосовуватись джерела, тільки спеціально для цього призначені та такі, що задовольняють вимоги діючих стандартів, зварювальні трансформатори або перетворювачі (статичні чи двигун-генераторні) з електродвигунами або двигунами внутрішнього згоряння.

Живлення зварювальної дуги безпосередньо від силової, освітлювальної чи контактної електричної мережі забороняється.

1.7. Схеми приєднання кількох джерел зварювального струму в разі роботи їх на одну зварювальну дугу повинні унеможливлувати одержання між виробом й електродом напруги, яка перевищує найбільшу напругу НХ одного з джерел зварювального струму.

1.8. Для підведення струму від джерела зварювального струму до електродотримача установки ручного дугового зварювання повинен застосовуватись гнучкий провід з гумовою ізоляцією і в гумовій оболонці. Застосування проводів з ізоляцією або в оболонці з полімерних матеріалів, які розповсюджують горіння, забороняється.

1.9. Електрозварювальні установки з багатопостовим джерелом зварювального струму повинні мати в первинному колі комутаційний апарат і пристрій захисту джерела від перевантаження (автоматичний вимикач, запобіжники), а також комутаційні і захисні електричні апарати на кожній лінії, що відходить до зварювального поста.

1.10. Пересувні або переносні електрозварювальні установки повинні розташовуватись на такій відстані від комутаційного апарата, за якої довжина з'єднувального гнучкого кабелю не перевищуватиме 10 м.

Ця вимога не поширюється на живлення установок за тролейною системою та у випадках, де інша довжина передбачена конструкцією відповідно до технічних умов на установку. Пересувні електрозварювальні установки на час переміщення необхідно від'єднати від мережі.

1.11. Зварювальні пости повинні бути оснащені фільтрокомпенсуючими пристроями, що забезпечують якість електроенергії на межі балансової належності.

1.12. Усі електрозварювальні установки з джерелами змінного та постійного струму, призначені для зварювання в особливо небезпечних умовах (усередині металевих ємностей, колодязях, тунелях, на понтонах, у котлах, відсіках суден тощо) або для роботи в приміщеннях з підвищеною безпекою, повинні бути оснащені пристроями автоматичного (захисного) вимикання напруги НХ в разі розриву зварювального кола чи її обмеження до значення, безпечного в даних умовах.

Цей пристрій повинен мати технічну документацію, затверджену в установленому порядку, а його параметри відповідати державним стандартам та іншим НД.

Застосування захисних пристроїв обмеження напруги НХ не звільняє зварника від безумовного дотримання ним діючих правил безпеки в зварювальному виробництві, застосування електродотримачів заводського виготовлення, спецодягу, спецвзуття, електрозахисних засобів.

1.13. Під час проведення зварювальних робіт у закритому приміщенні необхідно передбачати відведення зварювальних аерозолів безпосередньо поблизу дуги чи електрода. У вентиляційних системах приміщень для електрозварювальних установок повинні бути встановлені фільтри, які б унеможливлували викиди шкідливих речовин у навколишнє середовище.

1.14. Споживачі електроенергії, які створюють зварювальні дільниці, повинні мати прилади, методики і кваліфікованих працівників для контролю за небезпечними і шкідливими виробничими факторами. Результати вимірювання повинні реєструватись. У

разі перевищення установлених норм повинні бути вжиті заходи із зниження результатів дії шкідливих факторів.

1.15. Приєднання і від'єднання від мережі електрозварювальних установок, а також нагляд за їх справним станом у процесі експлуатації повинні виконуватись електротехнічними працівниками споживача, які мають групу з електробезпеки не нижче III.

1.16. До виконання електрозварювальних робіт допускаються особи, які пройшли медичний огляд в установленому порядку, навчання, інструктаж і перевірку знань правил, вимог безпеки і мають групу з електробезпеки не нижче II, а також мають відповідні посвідчення.

Електрозварникам, які пройшли спеціальне навчання, може присвоюватись в установленому порядку III група з електробезпеки і вище з правом приєднання і від'єднання від мережі пересувних електрозварювальних установок.

1.17. Пересувне, переносне електрозварювальне обладнання закріплюється за електрозварником, про що робиться запис у спеціальному журналі (обліку перевірки та випробувань електроінструменту та допоміжного обладнання до нього). Не закріплені за електрозварником пересувні й переносні джерела струму для дугового зварювання повинні зберігатись в замкнених на замок приміщеннях.

1.18. Під час виконання зварювальних робіт в умовах підвищеної й особливої небезпеки ураження електричним струмом (зварювання в замкнутих, важкодоступних просторах тощо) зварник, крім спецодягу, повинен додатково користуватись діелектричними рукавицями, калошами або діелектричними гумовими килимками.

Під час роботи в замкнених чи важкодоступних просторах необхідно надягати захисні каски.

1.19. Роботи в замкнених або важкодоступних просторах виконуються зварником під контролем двох спостережних осіб (одна з яких — з групою з електробезпеки не нижче II), які перебувають зовні для здійснення контролю за безпечним проведенням робіт зварником. Зварник повинен мати запобіжний пояс з лямками і страхувальним канатом, кінець якого міститься у спостережної особи. Електрозварювальні роботи в цих умовах повинні виконуватись тільки на установці, яка відповідає вимогам пункту 1.12 цієї глави.

1.20. Забороняється виконувати зварювальні роботи на закритих посудинах, що перебувають під тиском (котли, балони, резервуари, трубопроводи), або посудинах, які містять у собі легкозаймисті чи вибухонебезпечні речовини. Електрозварювання і різання цистерн, баків, бочок, резервуарів та інших ємностей з-під паливних і легкозаймистих рідин, а також горючих і вибухонебезпечних газів без попереднього ретельного очищення, пропарювання цих ємностей і видалення газів вентиляванням забороняються. Зварювальні роботи у вказаних ємностях проводяться за згодою особи, яка відповідає за безпечне проведення зварювальних робіт, після особистої перевірки ємностей.

1.21. Технічне обслуговування та ремонт електрозварювальних трансформаторів для дугового зварювання виконуються в такі строки:

капітальний ремонт — один раз на 3 роки;

поточний ремонт — один раз на 6 місяців;

огляди — один раз на місяць.

1.22. Проведення випробувань і вимірювань на зварювальних установках здійснюється згідно з нормами випробування відповідно до додатків 1, 2 до цих Правил та інструкцій підприємств-виробників.

Крім того, вимірювання опору ізоляції проводять після тривалої перерви в роботі, перестановки обладнання, але не рідше одного разу на 6 місяців.

1.23. Посадовими інструкціями, затвердженими в установленому порядку керівником споживача, визначається особа, яка відповідає за експлуатацію обладнання, виконання річного графіка технічного обслуговування та ремонту, безпечне ведення зварювальних робіт.

## 2. Установки електротермічні. Загальні вимоги

2.1. Вимоги цієї глави поширюються на електротермічні установки всіх видів.

2.2. Під час експлуатації електротермічних установок необхідно дотримуватись вимог технічних інструкцій та інших розділів цих Правил, що стосуються експлуатації окремих елементів, які входять до складу таких установок: трансформаторів, електродвигунів, перетворювачів, РУ, конденсаторних установок, пристроїв релейного захисту і засобів автоматики, вимірювальних приладів тощо.

2.3. Значення температури нагрівання шин і контактних з'єднань, а також значення густини струму в провідниках вторинних струмопроводів електротермічних установок повинні періодично контролюватись у строки, обумовлені виробничими інструкціями, але не рідше ніж один раз на рік. Температуру нагрівання слід вимірювати в літній період.

2.4. Значення опору електричної ізоляції вторинних струмопроводів і робочих струмопровідних елементів електропечей і електротермічних пристроїв (електронагрівачів опору, індукторів тощо) необхідно вимірювати під час кожного увімкнення електротермічної установки після ремонту та в інших випадках, передбачених виробничими інструкціями споживача.

2.5. Значення опору електричної ізоляції ізолювальних прокладок, які запобігають з'єднанню із землею через гак або трос кранів і талів, що обслуговують електронагрівальні установки опору прямої дії, а також феросплавних печей з перепуском електродів, які самі спікаються, без вимкнення установок, повинні періодично перевірятися в строки, які встановлює особа, відповідальна за електрогосподарство, залежно від місцевих умов, але не рідше ніж один раз на рік.

2.6. Якість води, що охолоджує електротермічні установки, повинна контролюватись відповідно до інструкції з експлуатації цього обладнання.

2.7. Електрообладнання електротермічних установок повинні обслуговувати електротехнічні працівники.

В той же час, обов'язки електротехнологічних працівників для ведення технологічних режимів визначаються експлуатаційними інструкціями з урахуванням вимог пункту 3.3 глави 3 розділу IV цих Правил та повинні в установленому порядку бути відокремлені від обов'язків електротехнічних працівників.

2.8. Строки технічного обслуговування та ремонту електротермічних установок установлюють відповідно до таблиці 8.

Таблиця 8

№ з/п	Найменування установки	Періодичність		
		ремонту капітального, рік	ремонту поточного, місяць	огляду, місяць
1	Електропечі дугові	2	4	1
2	Електропечі опору	2-3	4-6	1-2
3	Установки індукційні (плавильні та нагрівальні)	4-6	6	2-3
4	Установки високочастотні	3-4	6	1
5	Котли електродні на напругу:			
	понад 1 кВ	1-2	6	1
	до 1 кВ	2	за рішенням особи, відповідальної за електрогосподарство	перед опалювальним сезоном

2.9. Умови праці працівників, які обслуговують та експлуатують електротермічні установки (електропечі дугові, електропечі опору, установки індукційні, високої частоти, плазмово-дугові, електронно-променеві, електродні котли), та використання засобів індивідуального захисту повинні відповідати вимогам Державних санітарних норм ДСанПіН № 3.3.6.096-2002, ДСН 3.3.6.037-99 та ДСН 3.3.6.042-99.

### **3. Установки електротермічні. Електропечі дугові**

3.1. На дуговій електропечі повинні бути зняті експериментально робочі характеристики для всіх ступенів вторинної напруги і ступенів реактансу дроселя. За наявності в цеху кількох електропечей, однакових за своїми технічними характеристиками (параметрами), зняття характеристик здійснюється на одній з них.

3.2. Усі роботи щодо підготовки до плавки на установках електрошлакового переплавлення проводять тільки з обов'язковим вимкненням трансформатора. У разі якщо один трансформатор живить почергово дві електрошлакові установки, має бути розроблена спеціальна інструкція щодо безпечної підготовки другої установки, коли увімкнена перша. Перелік таких електроустановок повинен бути затверджений керівником споживача.

3.3. Робота з перепуску, нарощування і заміни електродів на дуговій сталеплавильній печі, а також роботи з ущільнювання електродних отворів повинні виконуватись із зняттям напруги з електропечі. Роботу з перепуску і нарощування набивних електродів, що самі спікаються, руднотермічних і феросплавних електропечей, приварювання гальмівної стрічки та завантаження електродної маси допускається виконувати без зняття напруги (до 1 кВ) за умови виконання цієї роботи з робочих площадок, що мають міжфазні роздільні ізоляційні перегородки.

3.4. На дугових установках сталеплавильних печей настроювання струмового захисту від перевантаження повинно узгоджуватись з дією автоматичного регулятора електричного режиму. Експлуатаційні короткі замикання повинні ліквідуватись автоматичним регулятором, і тільки у випадках, коли переміщенням електродів не вдається швидко усунути КЗ, повинен працювати захист від перевантаження.

3.5. Настроювання автоматичного регулятора електричного режиму повинно забезпечувати оптимальний режим роботи дугової електропечі. Параметри настроювання регуляторів повинні періодично контролюватися.

Обсяги й терміни перевірок автоматичного регулятора визначаються виробничими інструкціями, складеними з урахуванням інструкції з експлуатації підприємства-виробника та виробничих умов експлуатації. Повні перевірки автоматичних регуляторів проводяться не рідше ніж один раз на рік.

3.6. Дугові електропечі повинні бути оснащені фільтрокомпенсувальними пристроями, що працюють в автоматичному режимі. Потужність цих пристроїв та їх регулювання повинні забезпечувати на межі балансової належності електромережі якість електроенергії, що відповідає державному стандарту. Робота дугових електропечей без фільтрокомпенсувальних пристроїв забороняється.

3.7. Контактні з'єднання короткої мережі струмопроводу й електродотримачів повинні підлягати періодичному огляду не рідше ніж один раз на 6 місяців.

### **4. Установки електротермічні. Електропечі опору**

4.1. Температура зовнішньої поверхні кожуха електропечі не повинна перевищувати значення, установлені інструкцією з експлуатації підприємства-виробника.

4.2. Правильність роботи терморегуляторів і допустима похибка датчиків температури повинні систематично контролюватись зразковими приладами.



4.3. Глибина установки термоелектричних перетворювачів у робочому просторі електропечей повинна постійно підтримуватися такою, якою вона була під час первинного налагодження. З цією метою на зовнішній частині термоелектричних перетворювачів стійкою фарбою наносяться мітки.

4.4. В електропічних агрегатах, призначених для автоматичних циклів роботи, перехід на ручне керування може бути допущений тільки в разі виходу з ладу системи автоматики для закінчення розпочатого циклу технологічного процесу.

4.5. Робота на електрованнах допускається тільки за справної вентиляційної системи.

4.6. Експлуатація електрованн з вибухонебезпечними наповнювачами за відсутності чи несправності контрольно-вимірювальної і регулювальної апаратури неприпустима.

4.7. У конвективних електропечах з циркуляційними вентиляторами потрібно передбачати блокування під час відкривання завантажувального отвору та вимкнення нагрівачів при вимкненні вентиляторів.

Під час експлуатації електропечей необхідно систематично контролювати стан ущільнень робочих прорізів виводів нагрівачів, місць установки термоелектричних перетворювачів тощо, передбачених експлуатаційною документацією підприємства-виробника.

## **5. Установки електротермічні. Установки індукційні (плавильні та нагрівальні)**

5.1. Вимоги цієї глави поширюються на електротермічні індукційні установки промислової (50 Гц), підвищеної (до 30 кГц) і високої (понад 30 кГц) частот.

5.2. Прийняття індукційних установок в експлуатацію здійснюється за умови:

виконання вимог цих Правил, ПУЕ;

виконання вимог державних санітарних норм за рівнем електромагнітного поля на робочих місцях і норм з радіоперешкод;

проведення випробувань установки згідно з технічною документацією підприємства-виробника.

5.3. Для зниження електрокорозії від струмів витoku металеві труби системи водоохолодження повинні бути заземлені на самому початку їх переходу в ізольовані шланги, які приєднані до водоохолоджувальних деталей, що перебувають під напругою.

5.4. Водоохолодження плавильних і нагрівальних установок повинно здійснюватись безперервно з моменту увімкнення до повного охолодження деталей після вимкнення установки.

Наявність блокування водоохолодження з вимикальним пристроєм установки обов'язкова.

5.5. Електротехнологічні працівники, які обслуговують індукційні плавильні печі та нагрівальні установки, зобов'язані систематично вести спостереження за ступенем нагрівання їх конструктивних елементів від струмів, що наводяться електромагнітними полями розсіювання. За необхідності повинні вживатись заходи із зниження вказаних втрат.

5.6. Огляд електротехнічної частини установок повинні проводити електротехнічні працівники споживача відповідно до вимог підприємств-виробників обладнання та експлуатаційних інструкцій за графіком, затвердженим особою, відповідальною за електрогосподарство.

Огляд індукційних установок і ремонтні роботи на них допускається проводити виключно після вимкнення напруги живлення.

5.7. Блоки нагрівальних установок, що мають конденсатори, на яких після їх вимкнення може залишатись заряд, повинні бути забезпечені розрядним пристроєм (опори, ТН), що автоматично діє під час відкривання дверей даного блока установки.

5.8. Увімкнення контурних конденсаторів під напругу для підстроювання коливального контуру в процесі плавлення в індукційних плавильних печах допускається за

наявності роз'єднувачів з дистанційним приводом. Вимикання контурних конденсаторів під напругою забороняється.

5.9. Система охолодження індуктора індукційних плавильних печей повинна мати блокування, що забезпечує зняття напруги з індуктора в разі припинення подачі води.

5.10. Нагрівальні пости, на яких виконуються операції термообробки і які є частиною спеціалізованих агрегатів (ковальсько-пресувальних і прокатних станів, трубозварювальних верстатів тощо), улаштовуються у вигляді окремих вузлів в агрегат.

5.11. Під час роботи на нагрівальному посту з відкритими нагрівальними індукторами, увімкненими через знижувальний узгоджувальний високочастотний трансформатор, повинні бути передбачені такі захисні заходи:

кнопки керування нагрівом і вимкненням нагрівального поста повинні бути розташовані безпосередньо біля нагрівального індуктора в зручному для оператора-терміста місці;

одна точка вторинної обмотки узгоджувального високочастотного трансформатора повинна бути заземлена в будь-якому місці;

оператор-терміст повинен бути забезпечений індивідуальними засобами захисту;

необхідно вивісити плакат «Установка деталі і торкання рукою до індуктора при увімкненій напрузі забороняються».

## **6. Установки електротермічні. Установки високої частоти**

6.1. До установок високої частоти, що розглядаються в цьому пункті, належать установки ультразвукової частоти та радіочастот, що використовуються для термообробки матеріалів (металів при індукційному нагріванні, непровідних матеріалів — в електричному полі конденсаторів) і для ультразвукової їх обробки.

6.2. Частота коливань генерувальної установки повинна періодично (після кожного ремонту, пов'язаного з демонтажем коливального контуру або його деталей) перевірятись на відповідність паспортним даним.

6.3. Експлуатація неекраниваних нагрівальних постів, робочих конденсаторів або інших технологічних пристроїв, у яких рівень магнітного і електростатичного полів на робочому місці перевищує величини, установлені чинними санітарними нормами і нормами допустимих радіоперешкод, забороняється.

6.4. У технологічних елементах установок для ультразвукової обробки повинні бути передбачені заходи, що забезпечують відсутність електричних потенціалів у тих середовищах, з якими доводиться стикатися працівникам, що обслуговують ці установки. Усі високочастотні частини установки повинні бути екрановані відповідно до вимог санітарних норм і допустимих радіоперешкод.

6.5. Під час проведення налагоджувальних або ремонтних робіт під напругою із зняттям постійного огороження з установки або її деблокування особа, яка видає письмові розпорядження на ці роботи, зобов'язана впевнитись у необхідності зняття на робочому місці огороження (або деблокування) та передбачити додаткові заходи із створення безпечних умов роботи.

6.6. Під час проведення вимірювань на установці, що працює, забороняється виконувати будь-які регульовальні роботи, пов'язані з проникненням за постійні огороження і наближенням до струмовідних частин.

## **7. Установки електротермічні. Установки плазмо-дугові та електронно-променеві**

7.1. Установки плазмо-дугові й електронно-променеві (далі — електронно-променеві установки) повинні обслуговувати працівники, спеціально підготовлені для роботи на цих установках.

На основі інструкцій підприємств-виробників з урахуванням місцевих умов повинні бути складені інструкції з експлуатації електронно-променевих установок для електротехнічних і електротехнологічних працівників.

7.2. Електронно-променеві установки повинні бути обладнані:

електричним блокуванням, що вимикає вимикачі під час відкривання дверцят, огорожень блоків і приміщення електрообладнання;

механічним блокуванням приводів роз'єднувачів, що допускає відкривання дверцят камер вимикача, а також роз'єднувачів випрямляча і блока розжарювання тільки в разі відключених роз'єднувачів.

Для контролю за технологічними процесами необхідно використовувати окуляри з світлофільтрами.

7.3. Відкривати дверцята блока сигналізації, кришку пульта керування й захисні кожухи електрообладнання увімкненої установки забороняється.

7.4. Ремонтні роботи в зоні променевого нагрівача електронно-променевої установки проводяться тільки після її вимкнення і накладення заземлення.

7.5. Рівень рентгенівського випромінювання електронно-променевих установок не повинен перевищувати значень, допустимих чинними санітарними нормами. У процесі експлуатації необхідно періодично проводити дозиметричний контроль.

У разі якщо рівень рентгенівського випромінювання перевищує допустимий, слід негайно припинити роботу на електронно-променевої установці та вжити заходів для його зниження.

## **8. Установки електротермічні. Котли електродні**

8.1. Вимоги цієї глави поширюються на електродні водогрійні та парові котли незалежно від робочого тиску і температури нагріву води в них, які живляться від джерел струму частоти 50 Гц напругою до і понад 1 кВ, призначені для систем опалення, гарячого водо- і паропостачання житлових, комунально-побутових, громадських і виробничих будівель, споруд, промислових і сільськогосподарських установок.

8.2. В експлуатацію допускаються тільки електродні котли, виготовлені на підприємствах, що мають спеціальний дозвіл на таке виробництво і технічні засоби для забезпечення їх якісного виготовлення відповідно до вимог державного стандарту або технічних умов, узгоджених в установленому порядку.

8.3. Електродні парові котли на напругу понад 1 кВ підключаються до електричної мережі після проведення комплексу перевірок та випробувань під контролем органів Державної служби гірничого нагляду та промислової безпеки України та отримання відповідного акта.

8.4. На кожному електродному котлі після його установки повинні бути нанесені фарбою на видному місці або на спеціальній табличці такі дані:

граничні значення питомого електроопору котлової води за температури 20 °С, Ом·см;

значення робочої напруги у кіловольтах;

максимально допустиме значення сили струму в амперах;

кількість фаз.

8.5. Електродні котли і трубопроводи повинні мати теплову ізоляцію з матеріалу невеликої питомої ваги і низьким коефіцієнтом теплопровідності. Температура зовнішньої поверхні ізоляції не повинна перевищувати 45 °С.

8.6. Електродні котли необхідно встановлювати в окремому приміщенні, у якому повинні бути передбачені дренажні пристрої для забезпечення аварійного та ремонтного відведення води із системи опалення або гарячого водозабезпечення. У цьому самому приміщенні можуть бути розміщені: інше технологічне обладнання, пристрої захисту й автоматики.

8.7. Електродні котли на напругу до 1 кВ допускається встановлювати у виробничих приміщеннях разом з іншим обладнанням.

В електрокотельні напругою понад 1 кВ повинно бути передбачене окреме приміщення для розміщення електротехнологічних працівників. У цьому самому приміщенні можуть бути розташовані пульти телекерування, телевимірювань, а також пристрої захисту й автоматики.

8.8. Водогрійний електродний котел повинен працювати на воді, яка має питомий електричний опір у межах, зазначених у паспорті котла. Перевірка цієї величини здійснюється перед пуском котла в експлуатацію або в разі зміни джерела водопостачання.

8.9. Підтримання необхідного значення питомого електричного опору котлової води в процесі роботи парового електродного котла здійснюється безперервною чи періодичною продувкою і добавками до конденсату живильної води згідно з виробничою інструкцією.

8.10. Виходячи з необхідності вирівнювання і дотримання графіка електроспоживання, забороняється експлуатувати електродні котли без автоматики, яка встановлює їх роботу відповідно до графіка, встановленого електропередавальною організацією.

8.11. Електродні котли можуть працювати без постійного чергування оперативних працівників за наявності автоматичного керування, що забезпечує ведення нормального режиму роботи електродних котлів, а також за наявності захисту, що забезпечує зупинку котла в разі порушення режимів роботи із сигналізацією на пульт керування. При цьому повинна бути передбачена можливість зупинки котла з пульта керування.

8.12. Значення сили струму в нормальному режимі роботи котла не повинно перевищувати розрахункове для даної установки і відповідати температурі води, що нагрівається, згідно з тепловим графіком.

8.13. Допустимі коливання фазного струму в робочому режимі визначаються під час випробування котла і не повинні перевищувати вказаних в інструкції з експлуатації.

Не допускається робота електродного котла при електричній потужності вище номінальної.

8.14. Електродний котел необхідно негайно вимкнути в разі:

нешасного випадку;

зникнення напруги на пристроях дистанційного, автоматичного керування і на контрольно-вимірювальних приладах;

підвищення значення тиску в котлі вище допустимого на 10%;

припинення подачі чи зниження об'єму витрат води через водогрійний котел нижче мінімально допустимого значення, а також в інших випадках, передбачених інструкцією з експлуатації електродного котла.

У виробничій інструкції можуть бути вказані й інші випадки, за яких електрокотли повинні бути вимкнені, а також вказані порядок усунення виявлених порушень роботи та порядок пуску електродних котлів.

8.15. На кожен котел на напругу понад 1 кВ, установлений у котельні, повинен бути заведений журнал, у який заносяться дата, характер виду ремонту, огляду, заміна деталей, аварійні ситуації тощо.

8.16. Огляд електродних котлів, їх ремонт повинні виконуватись відповідно до графіків, затверджених особою, відповідальною за електрогосподарство, з урахуванням таблиця 24 додатка 1 до цих Правил, вимог підприємств-виробників обладнання, виробничих інструкцій, реального стану обладнання.

## 9. Автономні електростанції

9.1. Вимоги цієї глави поширюються на автономні стаціонарні і пересувні джерела електричної енергії, такі як дизельні, бензинові, газотурбінні та інші електростанції одиничною потужністю до 1000 кВт (далі — автономні електростанції), що використовуються як основні або резервні джерела живлення струмоприймачів споживачів, але не працюють паралельно з електромережею електропередавальної організації.

Вимоги цієї глави розповсюджуються також на ВЕУ одиничною потужністю до 20 кВт, підключені до електромережі напругою 0,38 кВ споживачів електричної енергії.

Автономні електростанції повинні експлуатуватись відповідно до інструкції з експлуатації підприємства-виробника. Схеми їх підключення до електромережі споживачів також повинні унеможливлувати подачу напруги в електромережу 0,22 кВ — 0,38 кВ електропередавальної організації.

9.2. До експлуатації допускаються автономні електростанції, на яких повністю змонтовані, перевірені і випробувані в необхідному обсязі електрообладнання, пристрої захисту та автоматики, контрольно-вимірювальні прилади і сигналізація, засоби захисту.

9.3. Під час прийняття в експлуатацію автономної електростанції режим роботи нейтралі електростанції і захисні заходи з електробезпеки повинні відповідати режиму роботи нейтралі та захисним заходам, реалізованим в електромережі споживача.

9.4. Підключення автономної електростанції до електромережі споживача вручну допускається тільки за наявності блокувань між комутаційними апаратами, що унеможлиблюють одночасну подачу напруги в мережу споживача і в мережу електропередавальної організації.

9.5. Автоматичне увімкнення резервної автономної електростанції у разі зникнення напруги з боку електромережі електропередавальної організації повинно здійснюватись за допомогою пристроїв автоматики, що забезпечують попереднє вимкнення комутаційних апаратів електроустановок споживача від мережі електропередавальної організації та наступну подачу напруги електроприймачам від автономної електростанції. При цьому наявність електромеханічного блокування в електромережі споживача є обов'язковою.

9.6. Перед уведенням в експлуатацію автономної електростанції споживач повинен розробити та узгодити з електропередавальною організацією інструкцію про порядок включення її в роботу та положення про взаємовідносини з електропередавальною організацією, що включатиме розділ «оперативне керування».

Інструкція про порядок включення в роботу автономної електростанції обов'язково повинна містити:

- список осіб споживача, які мають право оперативних переговорів з оперативними працівниками електропередавальної організації та право оперативних перемикачів;

- наказ про призначення особи, відповідальної за технічний стан і експлуатацію автономної електростанції;

- номери телефонів диспетчерського зв'язку електропередавальної організації;

- узгоджену електропередавальною організацією електричну схему приєднання автономної електростанції до мережі електропередавальної організації.

9.7. Для обслуговування автономної електростанції та забезпечення її справного технічного стану повинні бути призначені працівники, підготовлені згідно з вимогами цих Правил і такі, що мають відповідну групу з електробезпеки. Працівники, які обслуговують автономні електростанції, у своїх діях повинні керуватись вимогами підприємства-виробника електростанції, інструкції щодо її обслуговування й експлуатації, інших НД та цих Правил.

9.8. На кожному автономному електростанції повинні бути встановлені регламент технічного обслуговування її обладнання, технологія і періодичність регламентних робіт.

Регламент технічного обслуговування повинен передбачати:

- візуальний огляд обладнання;

контроль кріплення обладнання і вузлів;  
перевірку справності систем автоматики, захистів і діагностики (у тому числі тестування), стану ЗВТ;

проведення спеціальних вимірів, перевірок, регулювання і змащення вузлів, облік окремих деталей, що вичерпали ресурс;

заміну масла, деталей чи вузлів, зношених у процесі експлуатації;

відновлення лакофарбових покриттів у разі їхнього пошкодження;

перевірку й випробування електрообладнання.

Технічне обслуговування та ремонт ВЕУ повинні проводитися в денний час доби.

9.9. Для кожного виду технічного обслуговування та ремонту автономної електростанції повинен бути визначений термін з урахуванням документації підприємства-виробника. Огляд станції, що перебуває у резерві, повинен проводитися не рідше ніж один раз на 3 місяці.

9.10. Відомості про готовність до пуску автономної електростанції, тривалість її роботи на НХ або під навантагою, а також результати оглядів і перевірок роботи станції повинні оформлятися в експлуатаційному журналі (формулярі) та відображатись на електричній схемі (макеті).

9.11. Особливості експлуатації ВЕУ полягають у:

можливості установаження без огороження і розміщення її під відкритим небом;

основному обладнанні ВЕУ, розташованому на висоті;

електромагнітному випромінюванні від ВЕУ, яке може впливати на роботу систем радіозв'язку;

неможливості сталого забезпечення виробництва електроенергії;

розкиданні деталей на значні відстані в разі аварійного руйнування ротора ВЕУ;

високому ступені автоматизації керування роботою ВЕУ;

залежності роботи ВЕУ від швидкості вітру, що вимагає прийняття спеціальних рішень щодо організації та обсягів приймальних випробувань, комплектації документацією і технічними засобами.

9.12. Метеорологічне забезпечення є одним із складових чинників щодо забезпечення надійної експлуатації ВЕУ. До завдань метеорологічного забезпечення повинні входити:

вимірювання і реєстрація фактичних параметрів вітру (напрямок і швидкість) на території розташування ВЕУ;

одержання поточних і прогнозованих метеоданих Державної гідрометеорологічної служби (далі — метеорологічна служба) для даної місцевості.

На підставі прогнозованих метеоданих слід планувати ведення оптимального режиму роботи ВЕУ та загалом уживати заходів для запобігання і зменшення збитків від стихійних явищ.

9.13. Споживачі, що мають ВЕУ, повинні регулярно одержувати від місцевої метеорологічної служби такі поточні дані:

швидкість і напрямок вітру;

температура, атмосферний тиск і вологість;

кількість і вид опадів;

утворення ожеледі;

штормові попередження.

Обсяг метеорологічних прогнозів, терміни і порядок їх надання споживачу повинні бути погоджені ними з місцевою метеорологічною службою.

9.14. У разі відсутності на ВЕУ засобів вимірювальної техніки, що реєструють швидкість і напрямок вітру, споживачі повинні встановлювати метеовишки з вітровимірювальними приладами, що реєструють параметри в безперервному режимі.

Експлуатація ВЕУ без реєстраторів швидкості і напрямку вітру забороняється.

Пуск ВЕУ забороняється у разі сейсмічних та інших природних впливів (обмерзання, паморозь, град, снігопад), що перевищують допустимі показники, наведені в документації підприємства-виробника чи інструкції з експлуатації.

9.15. На ВЕУ з асинхронними генераторами повинна здійснюватися компенсація реактивної потужності, споживаної генераторами.

Експлуатація ВЕУ без необхідної компенсації реактивної потужності не допускається.

9.16. Система автоматичного керування і контролю ВЕУ, крім загальних задач автономної електростанції споживача з виробництва електричної енергії, повинна забезпечувати:

стійке підтримання номінальної навантаги незалежно від швидкості вітру;

надійне обмеження частоти обертання ротора в допустимих межах у разі миттєвого скидання електричної навантаги, пов'язаного з відключенням ВЕУ від електричної мережі споживача і можливістю пошкодження вітроколеса;

орієнтацію ротора (контроль орієнтації) за напрямком вітру;

аварійну зупинку ВЕУ.

9.17. Автономна електростанція повинна бути негайно зупинена дією захистів або відключена оперативними працівниками у випадках, передбачених пунктом 5.17 глави 5 розділу VII цих Правил, а також за умов:

витікання масла;

перевантаження генератора потужністю понад допустимі значення;

підвищення частоти обертання ротора понад допустиме значення;

швидкості вітру, яка перевищує значення швидкості, установлене підприємством-виробником;

виникнення сейсмічних та інших природних явищ (обмерзання, паморозь, град, снігопад, що перевищують допустимі показники, наведені в документації підприємства-виробника).

9.18. Автономна електростанція повинна бути відключена від мережі і зупинена за рішенням особи, відповідальної за електрогосподарство, у разі:

виявлення несправностей у її механізмах і системах;

виходу з ладу окремих каналів захисту й діагностики;

одержання повідомлення про прогнозований сейсмічний вплив;

виникнення зовнішніх умов, небезпечних для експлуатації.

9.19. Під час оформлення договору про постачання електричної енергії, акта розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності між електропередавальною організацією і споживачем повинні бути вказані наявність автономних електростанцій, схеми їх увімкнень, їх установлені потужність і значення номінальної напруги.

9.20. Профілактичні випробування та вимірювання параметрів електрообладнання (крім генераторів), заземлювальних пристроїв, апаратів, проводів і кабелів тощо проводяться згідно з відповідними таблицями додатка 1 до цих Правил.

Випробування генераторів проводиться згідно з СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 та вимогами підприємства-виробника.

## **ІХ. Електроустановки у вибухонебезпечних зонах**

### **1. Вимоги до обладнання і працівників. Прийняття обладнання в експлуатацію**

1.1. Вимоги цієї глави поширюються на всі види електроустановок, які розміщуються у вибухонебезпечних зонах, класифікованих згідно з вимогами НД, усередині і поза приміщеннями.

1.2. Монтаж, випробування, налагодження, експлуатацію і ремонт електроустановок, установлених у вибухонебезпечних зонах, необхідно виконувати з дотриманням вимог цих Правил, ПБЕЕС та інструкцій підприємств-виробників електрообладнання та державних санітарних норм, правил і інструкцій.

1.3. До експлуатації у вибухонебезпечних зонах допускається вітчизняне або імпордне електрообладнання, яке відповідає вимогам державних стандартів України, вимогам НД та цим Правилам.

1.4. Для прийняття в експлуатацію електроустановки або технологічної установки, розміщеної у вибухонебезпечних зонах, надаються документи, наведені в додатку 3 до цих Правил.

До початку експлуатації електрообладнання у вибухонебезпечних зонах на нього необхідно мати експлуатаційні паспорти або окремі карти, у яких разом з паспортними даними необхідно занести результати приймальних і профілактичних випробувань, вимірів параметрів вибухозахисту (ширина і довжина щілини, значення надлишкового тиску тощо), ремонтів, а також аварій і дефекти. Усі записи підписує особа, відповідальна за електрогосподарство споживача.

1.5. При кожному пошкодженні вибухозахищеного електрообладнання особа, відповідальна за електрогосподарство споживача, складає акт або робить запис у паспорті обладнання, запис дати про пошкодження та його причини, а також запис про їх усунення.

Форму експлуатаційного паспорта (карти) затверджує особа, відповідальна за електрогосподарство споживача.

1.6. Монтаж, випробування, налагодження, експлуатацію, ремонт вибухозахищеного електрообладнання повинні виконувати кваліфіковані працівники, які пройшли теоретичне і практичне навчання та перевірку знань цих Правил, ПБЕ, ПБЕЕС, ПУЕ, будівельних норм, інструкцій підприємств-виробників із способів монтажу, налагодження, експлуатації, випробування і ремонту цього електрообладнання.

1.7. Новозмонтована чи реконструйована електроустановка повинна прийматись в експлуатацію у порядку, установленому цими Правилами, вимогами, викладеними в додатку 4 до цих Правил. Вмикати в роботу вибухозахищене електрообладнання необхідно з дотриманням вимог інструкцій підприємств-виробників і виробничих інструкцій.

Результати обстеження електроустановки оформляються відповідним актом обстеження згідно з пунктом 4.12 глави 4 розділу IV цих Правил.

Акт обстеження складається комісією у складі: особи, відповідальної за електрогосподарство, та представників Державної служби гірничого нагляду та промислової безпеки України, генерального підрядника (будівельно-монтажної організації) та пусконаладжувальної організації.

Підключення електроустановки до електричної мережі здійснюється відповідно до вимог пункту 4.11 глави 4 розділу IV цих Правил.

Прийняття в експлуатацію електроустановок з дефектами або недоробками забороняється.

## **2. Експлуатація і ремонт. Профілактичні випробування**

2.1. При виконанні окремих експлуатаційних робіт у вибухонебезпечних зонах необхідно діяти таким чином:

електроустановки, виведені з роботи більш ніж на добу, перед увімкненням у роботу повинні оглядатися електротехнічними працівниками у обсягах, регламентованих виробничими інструкціями та цими Правилами;

електроустановки, що перебувають у гарячому резерві, повинні бути повністю готові до негайного введення в роботу. Ця готовність перевіряється періодичним їх включенням із записом в оперативному журналі, у терміни, обумовлені інструкціями, з урахуванням



виробничих умов. Щомісяця необхідно робити короточасний пуск резервного електрообладнання із записом в оперативному журналі;

у процесі експлуатації забороняється перевищувати допустимі режими роботи та навантаги вибухозахищеного електрообладнання, проводів та кабелів;

у трубних електропроводках, прокладених у сирих і особливо сирих приміщеннях, не рідше одного разу на місяць необхідно зливати конденсат з водозбірних трубок з подальшою їх герметизацією, про що робиться запис в паспорті відповідного електрообладнання;

у споживача, де є зона класів 20, 21 та 22, небезпечних щодо вибуху горючого пилу та/або волокон, у відповідності до виробничої інструкції, але не рідше одного разу на місяць, необхідно вимірювати в повітрі концентрацію пилу та/або волокон на технологічному обладнанні, що працює, про що робиться запис у відповідному журналі або складається протокол виконаних вимірів;

на кришках оболонки електрообладнання загального призначення з захистом IP54, що експлуатується у вибухонебезпечній зоні 22, повинні бути зроблені попереджувальні написи «Відкривати, вимкнувши від мережі»;

ущільнення та пристосування, що забезпечують захист приміщень підстанцій, трансформаторних пунктів та інших електроустановок від проникнення пилу і горючих волокон, необхідно підтримувати справними. Двері тамбурів і приміщень з вибухонебезпечними зонами необхідно тримати замкненими;

запобігати і не допускати скупчення пилу та/або волокон на внутрішніх та/або зовнішніх поверхнях електрообладнання й електропроводок;

очищати приміщення, електрообладнання, електропроводки від пилу та/або волокон пиловідсмоктувальною установкою з іскробезпечним наконечником на кінці шланга;

в електроустановках напругою до 1 кВ з ізолюваною нейтраллю не рідше ніж один раз на місяць перевіряти звукову сигналізацію пристрою контролю ізоляції і цілісність пробивного запобіжника, про що робиться запис в оперативному журналі. Стан пробивних запобіжників перевіряється також у разі підозри у їх спрацьовуванні;

у мережах постійного струму не рідше ніж один раз на місяць перевіряти, із записом в оперативному журналі, звукову сигналізацію пристрою контролю ізоляції мережі;

заміну плавких вставок проводити після виходу їх з ладу. Інформацію про заміну плавких вставок записувати в оперативний журнал чи експлуатаційний паспорт. Експлуатувати плавкі вставки з витокм наповнювача, тріщинами й іншими дефектами корпусу забороняється;

регулярно, у терміни, установлені виробничою інструкцією, змащувати поверхні тертя і замінювати мастило в пилонапроникних з'єднаннях типу «метал до металу»;

еластичні ущільнювачі, призначені для захисту електрообладнання від проникнення пилу, волокон, бризок води або технологічних розчинів, тримати справними;

систематично контролювати температуру вузлів електрообладнання, конструкцією якого передбачено такий контроль. Максимальне значення температури зовнішніх поверхонь електрообладнання, установленого на виробництвах, небезпечних щодо запалення або вибуху пилу та/чи волокон, повинно бути на 75 °C нижче температури тління чи самозапалювання для осілого пилу і не більше 2/3 значення температури самозапалювання пилу, що міститься у повітрі. У разі якщо за рахунок вжитих заходів неможливо забезпечити на електрообладнанні шар пилу менше 5 мм, електрообладнання повинне бути перевірене на реальне нагрівання його зовнішньої поверхні. Такі випробування проводять спеціально вповноважені випробувальні організації;

після кожного від'єднання, приєднання або переміщення електрообладнання перед його увімкненням проводити в мережах з ізолюваною нейтраллю вимірювання опору заземлювального пристрою, а при живленні від мережі напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю, крім того, вимірювати опір петлі «фаза-нуль» з наступною

перевіркою кратності струму однофазного КЗ до струму уставки захисних пристроїв (автоматичний вимикач, вставка запобіжника);

контролювати і не допускати роботу електрообладнання при зменшенні нижче встановленого рівня масла (вид вибухозахисту «Масляне заповнення оболонки»), висоти шару кварцового піску (вид вибухозахисту «Кварцове заповнення оболонки»), тиску в оболонці з видом вибухозахисту «Заповнення або продування оболонки захисним газом з надлишковим тиском»;

зупиняти роботу установки при виявленні пошкодження зовнішньої оболонки електрообладнання, кабелю або труб електропроводок;

електроустановку, що автоматично вимкнулась, забороняється вмикати без з'ясування і усунення причин її вимкнення.

2.2. Температура вибухозахищеного електрообладнання не повинна перевищувати значень, наведених у таблицях 9-11.

Таблиця 9

### Для електрообладнання, виготовленого згідно з вимогами ПВВЕ

Температура, °C	Температурний клас
360	А
240	Б
140	Г
100	Д

Таблиця 10

### Для електрообладнання, виготовленого згідно з державними стандартами

Температура, °C	Температурний клас
450	T1
300	T2
200	T3
135	T4
100	T5
85	T6

Таблиця 11

### Для електрообладнання, виготовленого згідно з вимогами ПВВРЕ

Температура, °C	Група вибухонебезпечних сумішей
450	T1
300	T2
200	T3
135	T4
100	T5

2.3. Строки очищення від пилу та/або волокон обумовлюються в експлуатаційних інструкціях. Очищення необхідно проводити не рідше ніж:

два рази на рік — у приміщеннях підстанцій, трансформаторних пунктів та інших електроустановок;

один раз на місяць — на виробництвах, де існує небезпека вибуху пилу та/або волокон;

один раз на місяць — на електричних машинах з нормальним іскрінням (машини постійного струму, колекторні тощо), на внутрішніх та/або зовнішніх нагрітих поверхнях електрообладнання й електропроводок;

один раз на два місяці — на електрообладнанні, установленому на механізмах, що піддаються трясінню, вібрації тощо;

чотири рази на місяць — у приміщеннях зі значними виробничими виділеннями пилу чи волокон на освітлювальній арматурі (скляні ковпаки, рефлектори, металеві частини тощо) і на лампах всіх видів;

два рази на місяць — у приміщеннях з незначними виробничими виділеннями пилу чи волокон і два рази на рік — у зовнішніх установках;

один раз на рік — для іншого електрообладнання.

Якщо шар осілого пилу (волокон) на зовнішніх поверхнях оболонок електрообладнання більший ніж 5 мм, поверхні очищаються достроково.

При виконанні робіт згідно з цим пунктом необхідно проводити запис в оперативному журналі.

2.4. У разі будь-яких пошкоджень або несправностей електрообладнання експлуатація його зупиняється, і виконуються у необхідних обсягах ремонт, випробування, налагодження.

2.5. Ремонт і профілактичні випробування вибухозахищеного електрообладнання проводяться в строки, установлені цими Правилами, інструкціями підприємств-виробників та іншими НД.

Проведення ремонтних, випробувальних та налагоджувальних робіт споживач, а також пусконалагоджувальна організація повинні виконувати відповідно до Закону України «Про об'єкти підвищеної небезпеки» та Порядку видачі дозволів на виконання робіт підвищеної небезпеки та на експлуатацію (застосування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки.

2.6. Керівники та спеціалісти, під керівництвом і контролем яких здійснюється ремонт, випробування, налагодження електрообладнання, повинні забезпечити належне їх виконання та відповідають за якість проведення цих робіт.

Після ремонту, випробування, налагодження елементи вибухозахисту електрообладнання повинні відповідати вимогам інструкцій підприємств-виробників та державним стандартам на вибухозахищене електрообладнання та ремонтній документації, узгодженій з ДВСЦ ВЕ.

2.7. Розкривати оболонку електрообладнання, виконувати його ремонт або ремонт електропроводок необхідно на устаткуванні, відімкненому від джерела живлення.

2.8. На вибухозахищеному електрообладнанні оперативним працівникам в порядку поточної експлуатації з дотриманням вимог цих Правил допускається виконувати такі роботи:

усунення протікання масла або його заміну;

заміну мастила і заміну підшипників на аналогічні;

ревізію струмопровідних частин, контактних з'єднань;

заміну контакторів, реле, розчіплювачів на однотипні;

заміну контактних кілець та колекторів;

розбирання та збирання електрообладнання, очищення та змашування вибухозахищених поверхонь, ремонт зовнішніх елементів оболонки, не пов'язаних з її вибухобезпечністю;

заміну ущільнювальних прокладок та еластичних кілець, що ущільнюють кабелі або проводи, на аналогічні заводського виготовлення;

заміну перегорілих ламп та пошкоджених ковпаків у світильниках при висоті їх установлення до 2,5 м;

заміну запобіжників сухих гальванічних елементів та АБ ідентичними.

Під час ремонту іскробезпечних систем та електрообладнання проводяться тільки роботи, які регламентовані відповідними інструкціями:

ремонт вентиляторів електродвигунів та його кожуха;

заміна обмоток електричних машин, крім електричних машин з видом вибухозахисту «е», з дотриманням параметрів обмотки і марки або типу матеріалу, що застосовуються для ремонту електричних машин;

заміна пошкоджених ізоляторів ідентичними;

ремонт оболонок з видом вибухозахисту «р» та встановленого в них електрообладнання, а також систем забезпечення захисним газом і систем захисту та блокувань;

установлення відсутніх болтів, гвинтів та гайок ідентичними за розмірами та матеріалом.

Класифікація ремонту та місце його проведення визначаються керівником споживача за умови, що цей ремонт не буде впливати на вибухозахищеність електрообладнання, оболонка якого заповнена або продувається газом під надлишковим тиском.

2.9. Розбирання і збирання електрообладнання виконується у послідовності, визначеній підприємством-виробником в інструкціях з монтажу й експлуатації. Живильні кабелі, від'єднанні на час виведення електрообладнання в ремонт, необхідно захищати від механічних пошкоджень. Під час розбирання вибухонепроникних оболонок електрообладнання не допускається утворення іскри або застосування відкритого вогню.

2.10. Після закінчення ремонту вибухозахищеного електрообладнання необхідно виміряти параметри вибухозахисту, зазначені в інструкціях підприємств-виробників або ремонтній документації, погодженій з ДВСЦ ВЕ, а обсяг виконаної роботи і результати вимірів записати у паспорт (карту) електрообладнання.

Після ремонту трубних електропроводок труби випробуються на щільність з'єднань.

2.11. Періодичність профілактичних випробувань вибухозахищеного електрообладнання встановлює особа, відповідальна за електрогосподарство, з урахуванням інструкцій підприємств-виробників, виробничих умов. Випробування повинні проводитись не рідше, ніж зазначено в цих Правилах.

2.12. Профілактичні випробування здійснюються відповідно до вимог норм цих Правил, ПБЕЕС та інструкцій підприємств-виробників.

2.13. Електричні вимірювання і випробування у вибухонебезпечних зонах необхідно проводити вибухозахищеними приладами, які призначені для використання у відповідних вибухонебезпечних середовищах.

Допускається проводити вимірювання і випробування безпосередньо у вибухонебезпечних зонах приладами загального призначення за умови, що вибухонебезпечні суміші під час проведення вимірювань і випробувань відсутні або вміст горючих газів (парів ЛЗР) у вибухонебезпечній зоні знаходиться в межах встановлених норм і унеможливлено утворення вибухонебезпечних сумішей під час проведення вимірювань і випробувань.

2.14. Електромагнітні розчіплювачі автоматичних вимикачів і теплові розчіплювачі (реле) магнітних пускачів та автоматичних вимикачів, пристрою захисного вимикання необхідно піддавати профілактичним випробуванням на спрацьовування після проведення ремонтів і між ремонтами в терміни, установлені додатком 1 до цих Правил, а також у разі неправильної їх дії чи відмов.

2.15. Плавкі вставки запобіжників під час ремонту перевіряються на їх відповідність номінальним параметрам обладнання, що захищається. Результати перевірки плавких вставок фіксуються в оперативному журналі чи експлуатаційному паспорті.

2.16. Перевірку спрацьовування блокувань електрообладнання з видом вибухозахисту «Заповнення або продування оболонки під надлишковим тиском» проводять один раз на 6 місяців. Результати перевірки записуються в журнал дефектів або в оперативний журнал.

2.17. Перевірку спрацьовування газосигналізаторів, що діють на вимкнення електрообладнання, проводять один раз на рік, про що робиться запис в оперативному журналі або в експлуатаційному паспорті цієї електроустановки.

2.18. В електроустановках напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю вимірювання повного опору петлі «фаза-нуль» електричних приймачів електроустановки і перевірку кратності струму КЗ проводять під час ремонтів і міжремонтних випробувань, але не рідше ніж один раз на 2 роки. Позапланову перевірку необхідно виконувати в разі відмови пристроїв захисту електроустановок.

Результати перевірки записуються в журнал дефектів або в експлуатаційний паспорт цієї електроустановки.

2.19. Заміни окремих частин електрообладнання, що можуть вплинути на його вибухозахищеність, проводять тільки деталями підприємства-виробника за наявності рішення ДВСЦ ВЕ.

### **3. Обсяг огляду та перевірки**

3.1. Особа, відповідальна за електрогосподарство, або інша відповідальна особа, призначена наказом керівника споживача, у строки, визначені виробничими інструкціями, але не рідше ніж один раз на 3 місяці, зобов'язана проводити зовнішній огляд усього електрообладнання й електропроводок у вибухонебезпечних зонах. Під час огляду та перевірки електрообладнання всіх типів вибухозахисту необхідно керуватись додатком 5 до цих Правил. Результати огляду заносяться в оперативний або спеціальний журнал.

3.2. Позачергові огляди електроустановки проводяться після їх автоматичного вимкнення пристроями захисту.

3.3. Огляд і вимірювання опору заземлювального пристрою проводять з вибірковою розкриттям підземної частини: перші — після 8 років експлуатації, а наступні — через кожні 2 роки.

3.4. У споживача, де існує небезпека вибуху пилу або волокон, концентрація наявних у повітрі пилу або волокон (при роботі технологічного обладнання на повну потужність) вимірюється не рідше ніж один раз на місяць.

3.5. Під час огляду необхідно вимірювати ширину вибухонепроникної щілини в доступних для проведення контролю місцях для електрообладнання з видом вибухозахисту «вибухонепроникна оболонка» на:

електрообладнанні, розташованому на механізмах, що вібрують (періодичність встановлюється особою, відповідальною за електрогосподарство);

електрообладнанні, що перебуває у плановому ремонті;

електрообладнанні, вибухонепроникні оболонки якого розбирались.

Ширина щілини повинна бути не більшою від указаної в інструкціях підприємств-виробників, а за відсутності цих інструкцій ширина щілини повинна відповідати даним, наведеним у додатку 4 до цих Правил.

Під час внутрішнього огляду одночасно з оглядом корпусу електрообладнання необхідно перевірити внутрішні порожнини оболонок, злити накопичений конденсат, затягнути деталі, що послабились, з'єднувальні і контактні затискачі струмовідних частин, замінити пошкоджені або зношені прокладки, почистити вибухозахисні поверхні від застарілого консистентного мастила і нанести нове протикорозійне мастило на ці поверхні.

Після збирання обладнання необхідно перевірити затягування всіх болтів та інших роз'ємних з'єднань з наступним вимірюванням щупами ширини вибухонепроникних щілин (зазорів), керуючись при цьому інструкціями з експлуатації підприємств-виробників, а також таблицями 1-3 додатка 4 до цих Правил.

Результати вимірювання записуються до паспорта обладнання.

Під час збирання вибухонепроникних оболонок усі з'єднання повинні бути ретельно почищені і змащені тонким шаром відповідного мастила. Глухі різьбові отвори повинні бути вільними від мастила.

3.6. Для електрообладнання з видом вибухозахисту «масляне заповнення оболонки» граничні значення температури верхнього шару мінерального масла відповідно до ДСТУ ІЕС 60079-6:2009 повинні бути не більшими за наведені в таблиці 12.

Таблиця 12

Температура, °С	Температурний клас
115	T1, T2, T3, T4
100	T5
85	T6

Граничне значення температури верхнього шару синтетичної рідини повинно бути не вище від значення, наведеного в технічних умовах на цю рідину.

**Директор Департаменту  
електроенергетики**

**С. Я. МЕЖЕННИЙ**

**ПОГОДЖЕНО:**

Керівник Державного випробувального  
сертифікаційного центру вибухозахищеного  
та рудникового електрообладнання  
(ДВСЦ ВЕ)

**А. Є. ПОГОРЕЛЬСЬКИЙ**

Заступник Голови Державної служби  
технічного регулювання України -  
заступник Голови комісії з реорганізації  
Держспоживстандарту України

**О. В. ПШЕНИЧКА**

Міністр надзвичайних ситуацій України

**В. БАЛОГА**

В. о. Голови Антимонопольного  
комітету України

**Р. КУЗЬМІН**

## НОРМИ І ОБСЯГ ВИПРОБУВАНЬ ТА ВИМІРЮВАНЬ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ТА АПАРАТІВ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК СПОЖИВАЧІВ

Таблиця 1

### Силові трансформатори, автотрансформатори й масляні реактори (далі — трансформатори)

Найменування перевірки	Вид перевірки	Перелік питань та обладнання, які підлягають перевірці	Вказівки
1	2	3	4
1. Обсяг і періодичність вимірювань та випробувань трансформаторів		Види та обсяг вимірювань і випробувань силових трансформаторів, автотрансформаторів та масляних реакторів загального призначення повинні відповідати вказівкам, зазначеним в таблиці 1 додатка 2 до цих Правил	
2. Визначення умов увімкнення трансформатора	К2	Трансформатори, що пройшли капітальний ремонт з повною або частковою заміною обмоток чи ізоляції, підлягають сушінню незалежно від результатів вимірювання. Трансформатори, що пройшли капітальний ремонт без заміни обмоток чи ізоляції, можуть бути увімкнені в роботу без підсушування чи сушіння, якщо показники масла й ізоляції обмоток відповідають вимогам, наведеним у таблиці 2 додатка 2 до цих Правил, а також за дотримання умов перебування активної частини у повітрі. Тривалість робіт, пов'язаних з розгерметизацією бака, повинна бути не більше ніж: для трансформаторів на	Обсяг вимірювань і випробувань трансформаторів під час їх здавання на капітальний ремонт і після його завершення приймають згідно з пунктами 3-6, 9-19, 20, 21 цієї таблиці; додатково, у разі заміни обмоток трансформаторів, виконують визначення групи з'єднань, коефіцієнта трансформації за ГОСТ 3484.1-88 та випробування підвищеною напругою за ГОСТ 1516.3-96

Найменування перевірки	Вид перевірки	Перелік питань та обладнання, які підлягають перевірці	Вказівки
1	2	3	4
		<p>напругу до 35 кВ — 48 год. при відносній вологості до 75% і 32 год. при відносній вологості до 85%;</p> <p>для трансформаторів на напругу 110 кВ і більше — 16 год. при відносній вологості до 75% і 10 год. при відносній вологості до 85%.</p> <p>Якщо час огляду трансформатора перевищує вказаний, але не більше ніж у 2 рази, то має бути проведене контрольне підсушування трансформатора</p>	
3. Вимірювання опору ізоляції:			
а) обмоток	К, П, М	<p>Найменші допустимі значення опору ізоляції для обмоток маслонаповнених трансформаторів, які вводяться до експлуатації, регламентуються вимогами документації підприємства-виробника. Значення опору ізоляції обмоток трансформаторів, які вводяться в експлуатацію після капітального ремонту, повинні бути не меншими ніж 50% від значень, отриманих під час приймально-здавальних випробувань або паспортних, а для трансформаторів на напругу до 35 кВ потужністю до 10 МВ·А значення <math>R_{60}</math> має бути не меншим ніж значення, наведені у таблиці 4 додатка 2 до цих Правил. Найменші допустимі значення опору ізоляції для обмотки сухих трансформаторів, які вводяться до експлуатації,</p>	<p>Вимірювання проводиться мегаомметром на напругу 2500 В за схемами, наведеними в таблиці 3 додатка 2 до цих Правил. Вимірювання опору ізоляції обмоток рекомендується виконувати за температури ізоляції: для трансформаторів на напругу 110 кВ — 150 кВ — не нижчої ніж 10 °С, а для трансформаторів на напругу до 35 кВ — за температури не нижчої ніж 5 °С. Методика перерахунку <math>R_{60}</math>, виміряного після капітального ремонту, за температури <math>t_1</math> до значення <math>R_{60}</math>, виміряного під час приймально-здавальних випробувань за температури <math>t_2</math>, наведена в додатку Д СОУ-Н ЕЕ 20.302</p>



Найменування перевірки	Вид перевірки	Перелік питань та обладнання, які підлягають перевірці	Вказівки
1	2	3	4
		за температури від 10 °С до 30 °С мають бути не нижчими: для обмоток з номінальною напругою до 1 кВ — 100 МОм, 6 кВ — 300 МОм; понад 6 кВ — 500 МОм. Під час експлуатації значення опору ізоляції не нормується, але воно повинно враховуватися під час комплексного розгляду результатів усіх вимірювань ізоляції та порівнюватися з раніше одержаними параметрами.	
б) ярмових балок, пресувальних кілець і доступних стяжних шпильок	К, П	Опір ізоляції має бути не меншим ніж 0,5 МОм	Вимірювання проводиться за необхідності, у разі огляду або ремонту активної частини, мегаомметром на напругу 1000 В або 2500 В
4. Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат	К, М	Для трансформаторів, які вводяться в експлуатацію після капітального ремонту, отримані значення tg $\delta$ ізоляції, з урахуванням впливу tg $\delta$ масла, не повинні відрізнятися більше ніж на 50% від значень, отриманих під час приймально-здавальних випробувань або паспортних даних. Значення tg $\delta$ , які виміряні за температури ізоляції 20 °С та вище, менші ніж 1%, вважають задовільними (без порівняння з паспортними). Під час експлуатації значення tg $\delta$ не нормується, але його необхідно враховувати під час комплексного розгляду результатів усіх вимірювань ізоляції і порівнювати із раніше одержаними	Під час експлуатації вимірювання tg $\delta$ проводять в трансформаторах на напругу 110 кВ і вище. Вимірювання проводиться за схемами, наведеними в таблиці 3 додатка 2 до цих Правил. Вимірювання tg $\delta$ рекомендується виконувати за температури ізоляції не нижчої ніж 10 °С. Методика перерахунку tg $\delta$ , виміряного після капітального ремонту за температури $t_1$ , до значення tg $\delta$ , виміряного під час приймально-здавальних випробувань за температури $t_2$ , наведена в додатку Д СОУ-Н ЕЕ 20.304:2009
5. Випробування ізоляції підвищеною	К	Під час ремонту з повною заміною обмоток усіх	Під час капітальних ремонтів без заміни обмоток та ізоляції

Найменування перевірки	Вид перевірки	Перелік питань та обладнання, які підлягають перевірці	Вказівки
1	2	3	4
прикладеною напругою частоти 50 Гц		типів трансформаторів випробування підвищеною напругою обов'язкове. Значення випробної напруги повинно дорівнювати встановленому підприємством-виробником. Під час ремонту з частковою заміною ізоляції або під час реконструкції значення випробної напруги повинно дорівнювати 0,9 від встановленого підприємством-виробником. Випробування ізоляції обмоток під час експлуатації проводять згідно з інструкціями підприємства-виробника. Тривалість прикладення випробної напруги — 1 хв.	випробування ізоляції обмоток разом із вводами маслонаповнених трансформаторів не обов'язкове. Випробування ізоляції сухих трансформаторів проводиться обов'язково. Значення випробної напруги приймається згідно з даними таблиці 5 додатка 2 до цих Правил
6. Вимірювання опору обмоток постійному струму	К, М	Допускається відхилення виміряного значення опору обмоток трифазних трансформаторів в межах 2%, а для однофазних трансформаторів — не більше ніж 5% від значення опору, отриманого на відповідних відгалуженнях інших фаз, або паспортних значень опору за однакових температур, якщо немає особливих вказівок підприємства-виробника	Вимірювання проводиться на всіх відгалуженнях, якщо в паспорті підприємства-виробника немає інших вказівок
7. Перевірка коефіцієнта трансформації	К	Допускається відхилення виміряного значення в межах 2% від значень, отриманих на відповідних відгалуженнях інших фаз, або від вихідних даних. Крім того, для трансформаторів з РПН різниця коефіцієнтів трансформації не повинна бути більшою від значення ступеня регулювання	Перевірка проводиться на всіх відгалуженнях перемикального пристрою

Найменування перевірки	Вид перевірки	Перелік питань та обладнання, які підлягають перевірці	Вказівки
1	2	3	4
8. Перевірка групи з'єднань обмоток трифазних трансформаторів і полярності виводів однофазних трансформаторів	К	Група з'єднань повинна відповідати зазначеній в паспорті трансформатора, а полярність виводів — позначенням на кришці трансформатора	Перевірка проводиться під час ремонту з частковою або повною заміною обмоток
9. Вимірювання значення сили струму і втрат неробочого ходу (НХ) за зниженої напруги	К	В експлуатації значення втрат НХ не нормується. Силу струму НХ вимірюють за зниженої напруги. Значення сили струму НХ не нормується. Вимірювання проводяться у трансформаторах потужністю 1000 кВ·А і більше	Вимірювання під час експлуатації проводять під час комплексних випробувань трансформатора. Значення сили струму і втрат НХ вимірюють за схемами, за якими їх вимірювали на підприємстві-виробнику
10. Перевірка роботи перемикальних пристроїв типів РПН і ПБЗ	К, П	Контроль справності перемикальних пристроїв проводять згідно з типовими інструкціями або інструкціями підприємства-виробника	
11. Випробування бака на щільність	К	Після монтажу та ремонту трансформаторів випробування баків на щільність проводять тиском згідно з ГОСТ 3484.5-88, інструкціями підприємства-виробника та керівними документами на ремонт трансформаторів. Трансформатори без розширника і герметизовані на маслощільність не випробуються	Випробування проводиться тиском стовпа масла, висота якого над рівнем заповненого розширника приймається 0,6 м; для баків хвилястих і з пластинчастими радіаторами — 0,3 м. Тривалість випробування — не менше ніж 3 годин за температури масла не нижче ніж 10 °С
12. Перевірка пристроїв охолодження	К	Пристрої охолодження повинні бути справними і відповідати вимогам інструкцій підприємства-виробника	Перевірка проводиться відповідно до типових інструкцій і інструкцій підприємства-виробника
13. Перевірка засобів захисту масла від впливу навколишнього середовища	К, М	Перевірку повітроосушувача, установок азотного і плівкового захистів масла, термосифонного або абсорбційного фільтра під час капітального ремонту	Індикаторний силікагель повинен мати рівномірне блакитне забарвлення зерен. Зміна кольору зерен силікагелю на рожевий свідчить про його зволоження

Найменування перевірки	Вид перевірки	Перелік питань та обладнання, які підлягають перевірці	Вказівки
1	2	3	4
		проводять згідно з інструкціями підприємства-виробника	
14. Фазування трансформаторів	К	Чергування фаз повинно збігатися	Фазування проводиться після капітального ремонту, а також після змін у первинних колах
15. Випробування трансформаторного масла:			
а) з бака трансформатора	К, П, М	Масло випробується за показниками, наведеними в пунктах 1-5 таблиці 6 додатка 2 до цих Правил. Вимірювання tg $\delta$ масла проводиться у трансформаторах, які мають підвищене значення tg $\delta$ ізоляції. Масло з плівковим захистом повинно додатково випробуватися: за показниками, наведеними в пунктах 7 та 8 таблиці 6 додатка 2 до цих Правил, з азотним захистом — за показниками таблиці 6 додатка 2 до цих Правил	Випробування проводяться: після капітальних ремонтів трансформаторів; у силових трансформаторів потужністю більше 630 кВА на напругу 6 кВ — 35 кВ — не рідше одного разу на 3 роки, а трансформаторів, що працюють без термосифонних фільтрів, — не рідше ніж один раз на 2 роки; у силових трансформаторів на напругу 110 кВ і вище — один раз на 3 роки та після спрацьовування газового реле на сигнал. У трансформаторів потужністю до 630 кВ·А проба масла не відбирається. У разі незадовільних характеристик ізоляції здійснюються роботи з відновлення ізоляції, заміни масла та силікагелю у термосифонних фільтрах. У трансформаторах на напругу 110 кВ і вище, а також у трансформаторах з пристроєм РПН проводиться хроматографічний аналіз розчинених у маслі газів. Контроль проводиться згідно з СОУ-Н ЕЕ 46.302 та СОУ-Н ЕЕ 46.501.
б) з бака контактора РПН (відокремленого від масла трансформатора)	К, П, М	Масло слід замінювати: коли значення пробивної напруги нижче ніж: 25 кВ у контакторах з ізоляцією на напругу 10 кВ; 30 кВ — з ізоляцією на напругу 35 кВ, 35 кВ — з ізоляцією на напругу 110 кВ; якщо в маслі виявлена вода (визначення якісне) або механічні домішки (визначення візуальне)	Випробування проводиться після певної кількості перемикачів, зазначених в інструкції з експлуатації даного перемикача, але не рідше ніж один раз на рік
16. Вимірювання	К, М	Значення опору КЗ (Зк)	Під час експлуатації вимірювання

Найменування перевірки	Вид перевірки	Перелік питань та обладнання, які підлягають перевірці	Вказівки
1	2	3	4
значення опору короткого замикання (КЗ)		вимірюється перед першим увімкненням та після капітального ремонту трансформаторів на напругу 110 кВ і вище, потужністю 63 МВ·А і вище. Значення $Z_k$ приймають за базове. Значення $Z_k$ не повинно відрізнятися більше ніж на 3% від базового або на 5% від вирахованого за паспортом на однакових відгалуженнях обмоток, якщо інші значення не вказані в документації підприємства-виробника	проводять після протікання через обмотки трансформатора струму КЗ силою 70% і більше від допустимого за стандартами і ТУ, а також під час комплексного визначення необхідності капітального ремонту
17. Випробування трансформаторів увімкненням поштовхом на номінальну напругу	К	У процесі 3-5-разового увімкнення трансформатора на номінальну напругу і витримки під напругою протягом часу не менше ніж 30 хв. не повинно бути явищ, що свідчать про незадовільний стан трансформатора	Трансформатори, змонтовані за схемою блока з генератором, рекомендується вмикати в мережу з підняттям напруги від нуля
18. Випробування вводів	К, М	Проводиться відповідно до таблиці 9 додатка 1 до цих Правил	
19. Перевірка вбудованих трансформаторів струму (ТС)	К, М	Проводиться відповідно до таблиці 20 додатка 1 до цих Правил	
20. Перевірка дії допоміжних елементів	К, П, М	Перевірку засобів захисту масла від впливу навколишнього середовища, дії газового і захисного реле РПН, стрілкового маслопоказчика, запобіжного і відсічного клапанів, термоперетворювачів опору проводять згідно з інструкціями підприємства-виробника	
21. Оцінювання вологості твердої ізоляції	К, М	Оцінювання вологості проводять для трансформаторів на	

Найменування перевірки	Вид перевірки	Перелік питань та обладнання, які підлягають перевірці	Вказівки
1	2	3	4
		напругу 110 кВ і вище потужністю 63 МВ·А і більше. При цьому необхідно також враховувати вказівки пункту 8.16 СОУ-Н ЕЕ 20.302	
22. Перевірка запобіжних пристроїв	К	Перевірку запобіжного і відсічного клапанів, а також запобіжної (вихлопної) труби проводять згідно з інструкціями підприємства-виробника	

Примітки:

К — для:

трансформаторів на напругу 110 кВ і вище потужністю 63 МВ·А і більше, головних трансформаторів електростанцій та підстанцій, основних трансформаторів власних потреб електростанцій і реакторів — перший раз не пізніше ніж через 12 років після введення в експлуатацію, а надалі — залежно від стану цього обладнання згідно з рішенням технічного керівника споживача;

решти трансформаторів і реакторів — відповідно до місцевих інструкцій та залежно від терміну експлуатації.

П — для:

трансформаторів і автотрансформаторів з РПН — щорічно. Позачергові випробування пристроїв РПН проводять після кількості перемикачів, яка встановлена інструкцією підприємства-виробника;

трансформаторів без РПН, реакторів, головних трансформаторів електростанцій і підстанцій, основних і резервних трансформаторів власних потреб — один раз на 3 роки;

трансформаторів, які експлуатуються в зонах підвищеного забруднення, — згідно з місцевими інструкціями;

системи охолодження типів Д, ДЦ і Ц — щорічно;

решти трансформаторів — не рідше одного разу на 6 років.

М — проводиться у терміни, установлені системою ТОР.

Випробування трансформаторного масла слід проводити відповідно до вказівок, наведених у пункті 15 цієї таблиці.

1. Випробування за пунктами 4, 7-9, 12, 16, 18, 20-22 цієї таблиці не обов'язкові для трансформаторів потужністю до 1000 кВ·А.

2. Випробування за пунктами 2, 4, 9-13, 15, 16, 18-22 цієї таблиці для сухих трансформаторів усіх потужностей не проводяться.

3. Вимірювання опору ізоляції та  $\text{tg } \delta$  повинні проводитися за однакової температури або приводитися до однієї температури. Значення  $\text{tg } \delta$ , виміряні за температури ізоляції 20 °С і вище, які не перевищують 1%, вважаються задовільними, і їх перерахунок до вихідної температури не вимагається.

## Напівпровідникові перетворювачі (далі — перетворювачі)

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
1. Вимірювання опору ізоляції струмовідних частин	К, М	Опір ізоляції повинен бути не менше ніж 5 МОм	Проводяться в холодному стані і за незаповненої системи охолодження для силової частини мегаомметром на напругу 2500 В, для кіл вторинної комутації — мегаомметром на напругу 1000 В. Усі тиристори (анооди, катооди, керуючі електроди), вентиля, конденсатори, обмотки трансформаторів на час випробувань слід закортити, блоки системи керування необхідно вийняти з роз'ємів
2. Випробування підвищеною напругою частоти 50 Гц ізоляції струмовідних частин відносно корпусу та кіл, не пов'язаних між собою	К, М	Значення випробної напруги наведені в таблиці 7 додатка 2 до цих Правил. Тривалість випробування 1 хв.	Силові кола змінної і постійної напруг на період випробування повинні бути електрично з'єднані. Усі тиристори (анооди, катооди, керуючі електроди), вентиля, конденсатори, обмотки трансформаторів на час випробувань слід закортити, блоки системи керування необхідно вийняти з роз'ємів
3. Перевірка режимів роботи силових напівпровідникових приладів:			
а) вимірювання значення опору «анод-катод» на всіх тиристорах (перевірка відсутності пробую)	К, П, М	Відхилення від середньоарифметичного значення опору не більше ніж на 10%	Вимірюється омметром
б) перевірка відсутності обриву у вентилях (вимірювання прямого і зворотного падіння напруги на вентилях)	К, М	Значення падіння напруги на вентилях повинно бути в межах даних, вказаних підприємством-виробником	Вимірюється вольтметром або осцилографом за умови граничного значення сили струму перетворювача
в) перевірка цілісності плавких вставок запобіжників	К, М	Значення опору не нормується	Вимірюється омметром
г) вимірювання розподілення струмів між паралельними вітками тиристорів або вентилів	К, П, М	Відхилення від середньоарифметичного значення сили струму не більше ніж на 10%	Вимірюється під час роботи перетворювача з номінальним значенням сили струму

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
г) вимірювання розподілення напруги між послідовно включеними тиристорами і вентилями	К, П, М	Відхилення від середньоарифметичного значення напруги не більше ніж на 20%	Вимірюється під час роботи перетворювача з номінальним значенням сили струму
д) вимірювання розподілення струмів між паралельно увімкненими перетворювачами	К, П, М	Відхилення від середнього розрахункового значення струму через перетворювач не більше ніж на 10%	Вимірюється під час роботи перетворювача з номінальним значенням сили струму
е) вимірювання розподілення струмів між гілками однойменних плечей паралельно увімкнених перетворювачів	К, П, М	Відхилення від середнього розрахункового значення струму гілки однойменних плечей не більше ніж на 20%	Вимірюється під час роботи перетворювача з номінальним значенням сили струму
4. Перевірка трансформаторів агрегату (крім вимірювання опору обмоток)	К, М	Проводиться відповідно до пунктів 2-19 таблиці 1 цього додатка та інструкцій підприємств-виробників	
5. Вимірювання значення опору обмоток агрегату трансформатора (випрямного, послідовного та ін.)	К	Допускається відхилення від початкових даних у межах $\pm 5\%$	Показники вимірювань повинні бути приведені до температури вихідних даних
6. Перевірка системи керування тиристорами	К, П, М	Діапазон регулювання випрямленої напруги повинен відповідати вимогам підприємства-виробника	Проводиться в обсязі і за методикою, передбаченими інструкціями підприємства-виробника
7. Перевірка системи охолодження тиристорів і вентилів	К, П, М	Виконуються гідравлічні випробування підвищеним тиском води. Значення тиску та час випробування повинні відповідати нормам підприємства-виробника	Проводиться в обсязі і за методикою, передбаченими інструкціями підприємства-виробника
8. Знімання робочих регульовальних та динамічних характеристик	К	Відхилення від заданих характеристик повинні залишатися в межах, установлених підприємством-виробником	Проводиться в обсязі і за методикою, передбаченими інструкціями підприємства-виробника
9. Перевірка температури силових тиристорів, діодів, запобіжників, шин та інших елементів перетворювача	К, М	Значення температури не повинно перевищувати допустимі значення згідно з вимогами підприємства-виробника	Перевірку рекомендується виконувати за допомогою тепловізора



Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
10. Перевірка захисту агрегатів на напругу до 1 кВ	К, П, М	Проводиться відповідно до пункту 3 таблиці 27 цього додатка	

Примітка.

К, П, М — проводяться у терміни, установлені системою ТОР.

Таблиця 3

### Силові конденсатори

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
1. Зовнішній огляд	К, П	Перевіряється відсутність течі просочувальної рідини, пошкодження ізоляторів, здуття стінок корпусу	З експлуатації знімаються конденсатори, що мають краплинну течу, яку не можна усунути, пошкодження ізоляторів, здуття стінок корпусу
2. Вимірювання опору ізоляції	К	Значення опору ізоляції між виводами і корпусом конденсатора не нормується, але воно має бути не меншим ніж 100 МОм. Вимірювання опору ізоляції ізолюючих фарфорових підставок конденсаторів проводиться відповідно до пункту 2 таблиці 8 цього додатка	Вимірювання проводиться мегаомметром на напругу 2500 В
3. Вимірювання значення ємності конденсатора	К, М	Допускається відхилення значення ємності від вихідних даних: не більше ніж на плюс 10% та не менше ніж на мінус 10% для косинусних конденсаторів; не більше ніж на плюс 10% та не менше ніж на мінус 15% для конденсаторів поздовжньої компенсації; не більше ніж на плюс 5% та не менше ніж на мінус 5% для конденсаторів зв'язку та конденсаторів — подільників напруги, якщо інші значення не вказані в документації підприємства-виробника	
4. Випробування підвищеною напругою частоти 50	К	Необхідність проведення випробування конденсаторів підвищеною напругою,	Випробування відносно корпусу проводиться при перемкнутих виводах конденсатора.

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
Гц		значення випробної напруги та тривалість її прикладання визначають за інструкціями підприємства-виробника	Випробування конденсаторів відносно корпусу, що мають один вивід, з'єднаний з корпусом, не проводяться
5. Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат $\text{tg } \delta$	К	Виміряні значення $\text{tg } \delta$ не повинні перевищувати 0,8% за температури 20 °С. Якщо виміри проведені за температури, яка відрізняється від 20 °С, необхідно застосовувати коефіцієнт перерахунку, що дорівнює 0,3% на 1 °С	Вимірювання проводяться на конденсаторах зв'язку, відбору потужності та конденсаторах для подільників напруги
6. Випробування батареї конденсаторів	К	Випробування проводять трикратним увімкненням батареї на номінальну напругу з контролем значення сили струму кожної з фаз	Значення сили струму в різних фазах не повинні відрізнятися один від одного більше ніж на 5%

Примітки:

1. К, М — проводяться у терміни, установлені системою ТОР.

2. Вимірювання проводяться для:

косинусних конденсаторів під час капітального ремонту, але не рідше ніж один раз на 8 років, якщо інше не передбачене інструкцією підприємства-виробника;

конденсаторів зв'язку та відбору потужностей — за результатами огляду та за необхідності;

подільників напруги — під час капітального ремонту обладнання або розподільної установки (РУ);

конденсаторів подовжньої компенсації — у перші 2 роки експлуатації — щорічно, у подальшому — один раз на 3 роки.

## Акумуляторні батареї

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
1. Перевірка ємності відформованої АБ	К, П	Ємність, яка приведена до температури 20 °С, повинна відповідати даним підприємства-виробника	У разі зниження ємності батареї до значення 70% від номінальної її необхідно відновити. За неможливості відновлення батарея підлягає заміні. Визначення фактичного значення ємності АБ електростанції — не рідше одного разу на 2 роки, підстанції — за необхідності. Перевірка напруги АБ поштовховими струмами — щорічно
2. Перевірка густини електроліту в кожному елементі батареї відкритого типу	К, М	Густина електроліту в кожному елементі для повністю зарядженої батареї в кінці зарядження та в режимі постійного підзарядження, приведена до температури 20 °С, повинна бути: для акумуляторів типу СК — $(1,205 \pm 0,005) \text{ г/см}^3$ ; для акумуляторів типу СН — $(1,24 \pm 0,005) \text{ г/см}^3$ . Густина електроліту в кінці розрядження у справних акумуляторів повинна бути не менше ніж $1,145 \text{ г/см}^3$ для акумуляторів типу С (СК) та $1,15 \text{ г/см}^3$ — для СН. Для інших типів батарей густина електроліту повинна відповідати даним підприємства-виробника	Температура електроліту під час зарядження не повинна перевищувати 40 °С для акумуляторів типу СК і 45 °С — для акумуляторів типу СН
3. Хімічний аналіз електроліту	К, М	Вимоги до сірчаної кислоти і електроліту наведені в таблиці 8 додатка 2 до цих Правил	Проводиться один раз на рік за пробами, взятими з контрольних елементів
4. Вимірювання значення напруги кожного елемента батареї	К, М	Значення напруги елементів, що відстають, в кінці контрольного розряду не повинні відрізнятись більше ніж на 2% від середньоарифметичного значення напруги решти елементів, а кількість елементів, що відстають, не повинна перевищувати 3%	Значення напруги в кінці розряду встановлюється у стандарті або технічних умовах на акумулятор (батарею) конкретного типу

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
		від їх загальної кількості. Значення напруги кожного елемента батареї, що працює в режимі підзарядження, повинно бути $2,2 \pm 0,05$ В	
5. Вимірювання значення опору ізоляції батареї	К, М	Значення опору ізоляції повинно бути не менше ніж: 15 кОм за напруги 24 В; 25 кОм за напруги 48 В; 30 кОм за напруги 60 В; 50 кОм за напруги 100 В; 100 кОм за напруги 220 В	
6. Вимірювання висоти осаду (шламу) у кожному елементі батареї	М	Між поверхнею осаду і нижнім краєм позитивних пластин повинен бути вільний простір не менше ніж 10 мм	
7. Перевірка працездатності АБ на підстанціях, ТЕС та ВРУ електростанцій в режимах поштовхових струмів	М	Значення напруги на виводах АБ за вимкненого підзарядного агрегату та розрядки батареї протягом не більше ніж 5с найбільшою можливою силою струму (кратністю не більше ніж 2,5 значення сили струму одногодинної розрядки) не повинно знижуватися більше ніж на 0,4 В на один елемент від напруги в момент, що передує поштовху струму. Результати вимірювання порівнюють з попередніми	Рекомендується виконувати один раз на рік. Перевірка виконується тільки на тих енергооб'єктах, де є споживачі, які можуть викликати потужні поштовхові навантаги на АБ

Примітки:

1. К, П та М проводяться у терміни, установлені системою ТОР, при цьому хімічний аналіз електроліту проводиться один раз на рік.
2. Визначення фактичної ємності АБ електростанції — не рідше одного разу на 2 роки, підстанції — за необхідності.
3. Інші перевірки (щільність, осад, вимірювання значення напруги тощо) — згідно з місцевими інструкціями.
4. Перевірка напруги АБ поштовховими струмами — щорічно.

## Кабельні лінії

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
1. Визначення відсутності обривів оболонки і жил кабелів та фазування кабельних ліній (КЛ)	К, П	Виконують до початку високовольтних випробувань, після монтажу, перемонтажу муфт або перез'єднання жил кабелю (за необхідності)	Обов'язковим є вимірювання перехідного опору електричного контакту між наконечником і жилою кабелю
2. Вимірювання значення опору ізоляції:	К, П	Тривалість вимірювання 1 хв.	Вимірювання проводять мегаомметром на напругу 2500 В до і після випробувань підвищеною напругою. Мета випробування — встановити відсутність КЗ в кабелі
а) кабелі напругою понад 1 кВ		Значення опору ізоляції не нормується (порівнюється з попереднім значенням).	
б) кабелі напругою до 1 кВ		Значення опору ізоляції повинно бути не нижче ніж 0,5 МОм	
3. Випробування підвищеною напругою:	К, П		Випробування кабелів напругою до 1 кВ може проводитися мегаомметром на напругу 2500 В протягом 1 хв. Дозволяється проводити випробування ізоляції кабелів напругою 110 кВ — 150 кВ шляхом увімкнення КЛ на номінальну напругу. Тривалість випробування визначають за згодою споживача і підприємства-виробника, але не більше ніж 24 год. У період випробування кожної фази, 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 є бракувальним показником. КЛ із задовільною ізоляцією мають стабільні значення струму витоку: КЛ з паперовою
а) випробування випрямленою напругою		Значення випробної випрямленої напруги приймають згідно з таблицею 9 додатка 2 до цих Правил, з урахуванням місцевих умов роботи силових КЛ. Тривалість випробування в процесі експлуатації 5 хв.	
б) випробування змінною напругою наднизької частоти 0,1 Гц спеціальної форми «косинусний прямокутник»	К, П	Значення випробної змінної напруги наведені в таблиці 10 додатка 2 до цих Правил. Тривалість випробування в процесі експлуатації 15 хв. Ці випробування рекомендується проводити замість випробування підвищеною випрямленою напругою (особливо для кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену) на підставі аналізу технічної можливості, за рішенням технічного керівника споживача.	

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
в) періодичність випробувань підвищеною напругою		Періодичність випробування КЛ встановлюється відповідно до таблиці 11 додатка 2 до цих Правил.	ізоляцією напругою до 10 кВ — 300 мкА, напругою 20 кВ — 35 кВ — 800 мкА, за коефіцієнта асиметрії по фазах до 2,5. Для коротких КЛ (довжиною до 100 м) напругою 3 кВ — 10 кВ без з'єднувальних муфт допустимі значення струму витоку не повинні перевищувати 2 мкА — 3 мкА на 1 кВ значення випробної напруги. При цьому коефіцієнт асиметрії струмів витоку по фазах не повинен перевищувати 8-10 за умови, що абсолютні значення струму не перевищують допустимі. За наявності в мережі 6 кВ — 35 кВ засобів неперервного діагностування стану ізоляції силових кабелів під робочою напругою (наприклад, за частковими пробоями) випробування кабелів можуть проводитися лише у разі незадовільних результатів їх контролю під робочою напругою. Допускається розпорядженням технічного керівника споживача за погодженням з електропередавальною організацією (основним споживачем) встановлювати інші значення випробної напруги та періодичності випробувань: для живильних КЛ з кількістю з'єднувальних муфт, більшою ніж 10 на 1 км довжини; для КЛ напругою 6 кВ — 35 кВ з терміном експлуатації більше ніж 15 років; для кабелів, які підлягають реконструкції та виведенню з роботи в найближчі 5 років. Позапланові випробування проводяться після проведення ремонтних робіт на КЛ

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
4. Контроль ступеня осушення вертикальних ділянок кабелю	М	Різниця нагрівання між окремими точками не повинна перевищувати 2 °С — 3 °С з урахуванням температури зовнішнього повітря. Періодичність контролю визначають на підставі рекомендації підприємства-виробника кабельної продукції	Виконують для кабелів напругою 20 кВ — 35 кВ, ізоляцію яких просочено в'язкою сполукою, згідно із СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509, вимірюванням і порівнянням температури нагрівання оболонок у різних точках вертикального відрізка кабелю
5. Вимірювання значення блукаючих струмів у КЛ	М	Під час експлуатації КЛ вимірюють значення потенціалів і струму на оболонках кабелів у контрольних точках, а також параметри електрозахисту	Небезпечними з точки зору корозії, викликані блукаючими струмами, вважають відрізки КЛ в анодних і знакозмінних зонах у випадках, якщо: кабелі з металевою оболонкою прокладено в ґрунтах з середньою та низькою корозійною активністю (питомий опір ґрунту більший ніж 20 Ом·м) за середньодобової щільності струму витoku в ґрунт, більшої ніж 0,15 мА/дм <sup>2</sup> ; кабелі з металевою оболонкою прокладено в ґрунтах з високою корозійною активністю (питомий опір ґрунту менший ніж 20 Ом·м) за будь-якої середньодобової щільності струму витoku в землю; кабелі мають незахищену металеву оболонку, зруйновану броню і зруйновані захисні покриття; відрізок КЛ використовують у вигляді сталевого трубопроводу кабелів високого тиску незалежно від агресивності навколишнього ґрунту та видів ізоляційних покриттів на ньому. У споживача мають бути розроблені місцеві інструкції з антикорозійного захисту КЛ
6. Визначення хімічної корозії КЛ	М	Оцінку корозійної активності ґрунтів і природних вод рекомендується здійснювати за даними хімічного аналізу середовища або методом втрати ваги металу згідно з місцевими інструкціями	Проводиться, якщо має місце пошкодження кабелів корозією і немає відомостей про корозійні умови траси. Корозійну активність ґрунтів оцінюють по відношенню до алюмінієвих і сталевих оболонок кабелів згідно з нормами та методами визначення агресивності середовища відносно алюмінієвої та сталевих оболонок електричних кабелів (ГКД 34.20.507)

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
7. Вимірювання значення навантаги і перевантаження КЛ	М	Значення навантаги і перевантаження кабелів мають відповідати вимогам цих Правил і вимогам підприємств-виробників	Необхідно проводити в період максимальної навантаги лінії
8. Вимірювання температури КЛ	М	Температура кабелів не повинна перевищувати допустимих значень	Вимірюють згідно із вказівкою місцевих інструкцій на відрізках траси, на яких можливі перегрівання кабелів, за допомогою приладів інфрачервоної техніки
9. Випробування пластмасової оболонки (шланга) кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену підвищеною випрямленою напругою	К, П	Випробується випрямленою напругою 5 кВ. Випрямлену напругу прикладають між металевою оболонкою (екраном) і землею. Тривалість випробування 1 хв.	Випробування проводять через рік після введення до експлуатації, а надалі — через кожні 3 роки. Випробування доцільно також виконувати для кабелів усіх типів ізоляції, які мають пластмасову оболонку для оцінювання її цілісності
10. Вимірювання сили струму розподілу між одножильними кабелями	М	Нерівномірність значень сили струму розподілу між одножильними кабелями має бути не більшою ніж 10% (особливо, якщо це може призвести до перевантаження окремих фаз). Виконують за результатами контрольних вимірювань сили струму та в разі різкої зміни режимів роботи мережі	

Примітки:

1. Періодичність випробувань КЛ наведена в таблиці 11 додатка 2 до цих Правил.
2. Випробування масла з маслонаповнених кабелів — через рік після введення до експлуатації, далі — через 3 роки, а в подальшому — один раз на 6 років.



## Повітряні лінії електропередавання

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
1. Перевірка охоронних зон повітряних ліній (ПЛ)	П, М	Перевірка траси ПЛ: ширина просіки; висота дерев і кущів під ПЛ та біля просіки; протипожежний стан траси. Вимоги до просіки повинні відповідати вимогам ПУЕ. Періодичність оглядів визначається виробничими інструкціями	Згідно з вимогами СОУ-Н ЕЕ 20.502 та Правил охорони електричних мереж на ПЛ з неізолюваними проводами перевірку проводять не рідше одного разу на 3 роки. Вимірювання висоти дерев та кущів під проводами — за необхідності
2. Контроль опор та їх елементів:	К, П, М		
а) контроль положення опор		Допустимі значення відхилення опор та їх елементів наведено в таблиці 12 додатка 2 до цих Правил.	
б) контроль заглиблення опор у ґрунті		Заглиблення залізобетонних опор у ґрунт повинно відповідати проектним рішенням. Перевірку необхідно провести на 20% проміжних опор та на всіх складних опорах.	
в) контроль стану фундаментів опор		Допуски на розміщення збірних фундаментів наведені в таблиці 13 додатка 2 до цих Правил. Перевірку необхідно провести на 2-3% від загальної кількості опор. Дефекти та тріщини фундаментів і відхилення розміщення анкерних болтів не повинні перевищувати значень, наведених у СОУ-Н ЕЕ 20.502 та ГКД 34.20.503	
г) контроль відтяжок опор		Значення тяжіння при відхиленні опор у межах допустимого не повинно відрізнятися від проектного більше ніж на 20%. Зменшення перерізу троса відтяжки не повинно перевищувати 10%.	Вимірювання проводиться згідно з СОУ-Н ЕЕ 20.502

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
г) контроль дефектів залізобетонних опор і приставок		Розміри тріщин, наскрізних отворів і значення прогинів стійок опор повинні відповідати вимогам НД. Граничні значення прогинів та розміри дефектів залізобетонних стояків і приставок наведені у таблиці 14 додатка 2 до цих Правил.	
д) контроль прогинів та корозійного зношення металоконструкцій опор		Граничні значення допусків для прогинів елементів металевих опор та металевих деталей залізобетонних опор ПЛ напругою 35 кВ і вище становлять: траверса опори — 1:300 від довжини траверси; стояк або підкіс металевої опори — 1:750 від довжини стояка, але не більше 20 мм; поясні кутники металевих опор — 1:750 від довжини елемента. Відношення зменшеного перерізу металевих елементів (за рахунок корозії) до проектного значення перерізу не повинно бути менше ніж: 0,9 — для несучих елементів; 0,8 — для ненесучих елементів; 0,7 — для косинок.	
е) контроль дерев'яних деталей опор		Вимірюються глибина та розміри зовнішнього і внутрішнього загнивання деталей опор	Контроль проводиться згідно з СОУ-Н ЕЕ 20.502 та ГКД 34.20.503
3. Контроль проводів, грозозахисних тросів та лінійної арматури:	К, П, М		
а) вимірювання відстаней від проводів і тросів		Відстані від проводів і тросів до поверхні землі та до різних об'єктів і споруд повинні відповідати вимогам ПУЕ.	
б) контроль стріл провисання проводів		Стріла провисання не повинна відрізнятись від передбаченої проектом більше ніж на 5%. Різниця стріл провисання між проводами різних фаз не повинна перевищувати 10% від проектного значення стріли провисання.	

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
в) контроль перерізів проводів та грозозахисних тросів		Допустиме зменшення площі перерізу проводів і грозозахисних тросів приймається у відповідності до СОУ-Н ЕЕ 20.502.	
г) контроль з'єднань проводів та грозозахисних тросів		Проводиться згідно з таблицею 7 цього додатка	Тепловізійний контроль проводиться згідно з СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007
4. Контроль грозозахисних тросів з умонтованим волоконно-оптичним кабелем (ОКГТ)	П, М	Контроль відстаней від ОКГТ до проводів, стану заземлювальних спусків арматури ОКГТ і відсутності пошкоджень кабелю в місцях кріплення затискачів	
5. Контроль ліній напругою до 1 кВ із самоутримними ізолюваними проводами	К, М	Контроль стану ізоляції проводів, підтримувальних затискачів і захисних кожухів на з'єднувальних та відгалужувальних затискачах. Значення опору ізоляції повинно бути не менше ніж 0,5 МОм на 1 км	Вимірювання опору ізоляції проводиться між фазними жилами та між фазними і додатковими жилами мегаомметром на напругу 1000 В
6. Контроль ізоляторів та ізолювальних підвісок	К, М	Контроль фарфорових ізоляторів проводиться згідно з таблицею 8 цього додатка. Розподіл напруги між підвісними фарфоровими ізоляторами гірлянд ПЛ напругою 35 кВ — 110 кВ наведений в таблиці 15 додатка 2 до цих Правил. Тепловізійний контроль проводиться згідно з СОУ-Н ЕЕ 20.577. Контроль скляних ізоляторів проводиться зовнішнім оглядом	Контроль ізоляторів під робочою напругою проводиться за допомогою вимірної штанги або штангою з постійним іскровим проміжком
7. Перевірка заземлювальних пристроїв	П, К, М	Проводиться згідно з таблицею 25 цього додатка	
8. Перевірка трубчастих розрядників і захисних проміжків	К, М	Проводиться згідно з таблицею 18 цього додатка	
9. Перевірка обмежувачів перенапруги	К, М	Проводиться згідно з таблицею 17 цього додатка	

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
10. Контроль симетричності ємностей фаз ПЛ напругою 6 кВ — 35 кВ		ПЛ напругою до 35 кВ, які вводяться, перевіряються на симетричність ємностей їх фаз відносно землі. Допустиме значення несиметрії визначається умовами введення в роботу дугогасних реакторів, компенсації ємнісного струму однофазного замикання нормованому значенню напруги несиметрії $U_0$	Проводиться також після робіт на ПЛ, які могли призвести до порушення симетричності ємностей

Примітки:

К, П, М — проводяться у терміни, установлені системою ТОР.

Періодичність перевірки елементів ПЛ:

перевірка загнивання деталей дерев'яних опор: перший раз — через 6 років після введення ПЛ в експлуатацію, а в подальшому — не рідше ніж один раз на 3 роки, а також перед підйомом на опору і перед заміною деревини;

перевірка стану антикорозійного покриття металевих опор, траверз, металевих наголовників залізобетонних підножників, анкерних болтів відтяжок, відтяжок в цілому та тросів з вибірковою розкриттям ґрунту — не рідше ніж один раз на 6 років;

перевірка стану залізобетонних опор і приставок — не рідше ніж один раз на 6 років;

перевірка електричної міцності підвісних ізоляторів (крім скляних, стрижневих і штирьових) штангою або іншим способом — в перший рік експлуатації і в подальшому — не рідше ніж один раз на 6 років. Якщо ПЛ контролюється тепловізором, то перевірку один раз на 6 років дозволено не проводити;

перевірка стану болтових з'єднань проводів ПЛ напругою 35 кВ і вище електричними вимірами — один раз на 6 років. Електричні виміри з'єднань проводів, які виконані зварюванням, скруткою, обтиском і опресовуванням, проводити не потрібно. Якщо ПЛ контролюється тепловізором, то перевірку один раз на 6 років дозволено не проводити;

вимірювання опору заземлення опор і тросів, а також повторних заземлювань нульового проводу — згідно з таблицею 25 цього додатка;

вимірювання опору петлі «фаза-нуль» на ПЛ напругою 0,4 кВ — під час прийняття в експлуатацію, після підключення нових споживачів, але не рідше ніж один раз на 6 років.

### Контактні з'єднання збірних та з'єднувальних шин, проводів і грозозахисних тросів

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
1. Перевірка болтових контактних з'єднань:	К	Періодичність контролю — не рідше одного разу на 6 років.	Проводиться вибірково на 2% — 3% з'єднань.
а) контроль затягування болтів		Перевірка проводиться згідно з інструкцією з їх монтажу (відповідно до типу застосовуваних затискачів).	
б) вимірювання перехідних опорів		На ПЛ опір ділянки проводу із з'єднувачем не повинен перевищувати більше ніж у 2 рази опір ділянки проводу без з'єднувача такої ж довжини; для з'єднувачів на підстанції співвідношення вимірюваних опорів повинно бути не більшим ніж 1,2	Вимірювання опору болтових контактних з'єднань проводиться: на ПЛ напругою 35 кВ і вище з неізолюваним проводом; на шинах і струмопроводах з номінальною силою струму 1000 А і вище; на шинах ВРУ 35 кВ і вище. У разі задовільних результатів тепловізійного контролю вимірювання перехідних опорів можна не проводити
2. Контроль зварних контактних з'єднань:	К		
а) виконаних із застосуванням термітних патронів		У зварному з'єднанні не повинно бути: перепалення зовнішньої повивки проводу або порушення зварки на згині; усадкових раковин у місці зварювання глибиною більше ніж 1/3 значення діаметра проводу з алюмінію, сплавів або міді, глибиною більше ніж 6 мм для сталевалюмінієвих проводів перерізом 150-600 мм <sup>2</sup> .	
б) жорстких збірних та з'єднувальних шин		У зварному з'єднанні не повинно бути тріщин, пропалень кратерів, непроварення зварного шва більше ніж 10% його довжини та глибини, більшої ніж 15% товщини зварюваного металу. Сумарне значення непроварень, підрізів, газових пор і вольфрамових включень у шви зварюваних алюмінієвих	

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
		шин повинно бути не більше ніж 15% товщини зварюваного металу	
3. Контроль опресованих контактних з'єднань	К	Діаметр і довжина опресованої частини затискача повинні відповідати технологічним вказівкам з монтажу. На поверхні затискача не повинно бути тріщин, корозії та механічних пошкоджень	Стальне осердя опресованого з'єднувального затискача не повинно зміщуватися відносно симетричного положення більше ніж на 15% довжини частини проводу, який пресується
4. Контроль контактних з'єднань з овальними з'єднувальними затискачами	К	Розміри з'єднувальних затискачів повинні відповідати технологічним вказівкам з їх монтажу. На поверхні затискачів не повинно бути тріщин, механічних пошкоджень, а на сталевих з'єднувальних затискачах — корозії	Кількість витків скрутки затискачів сталевих і мідних проводів, що скручуються, повинна бути не менше ніж чотири і не більше ніж чотири з половиною витків, а для затискачів типу СОАС-95-3 у разі з'єднання проводів марки АЖ 70/39 — не менше п'яти і не більше п'яти з половиною витків

Примітки:

1. К, М — проводяться у терміни, установлені системою ТОР; К — під час капітального ремонту РУ, але не рідше ніж один раз на 8 років.

2. Контактні з'єднання всіх виконань можна контролювати за допомогою тепловізора.

Таблиця 8

### Підвісні та опорні ізолятори

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
1. Контроль зовнішнього стану	К, М	Допустимі значення площі та глибини сколів ізоляторів зазначені у таблиці 16 додатка 2 до цих Правил. Відхилення колонки ізолятора від вертикалі не повинно перевищувати 2 мм	Ізолятори, що мають на ребрах поверхні сколи, дозволяється вводити в експлуатацію після відновлювального ремонту за умови неперевикнення площі 10 см <sup>2</sup> (у двох фланцях) поверхневого викришування цементної зв'язки
2. Вимірювання значення опору ізоляції підвісних та опорних багатоелементних ізоляторів	К, М	Значення опору кожного підвісного ізолятора або кожного елемента багатоелементного ізолятора повинен бути не менше ніж 300 МОм	Вимірювання проводиться мегаомметром на напругу 2500 В
3. Випробування підвищеною напругою промислової частоти:	К, М		

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
опорних одноелементних ізоляторів внутрішньої і зовнішньої установок;		Тривалість випробування 1 хв. Значення випробних напруг наведені в таблиці 17 додатка 2 до цих Правил.	
опорних багатоелементних і підвісних ізоляторів		Знову установлені опорні багатоелементні штирьові та підвісні ізолятори необхідно випробувати підвищеною напругою 50 кВ частоти 50 Гц, яку прикладають до кожного елемента ізолятора	
4. Контроль ізоляторів за допомогою штанги		Під час контролю за допомогою штанги ізолятор бракується, якщо на нього припадає напруга, значення якої менше за вказане в таблицях 15 та 18 додатка 2 до цих Правил	Поелементна сума напруг на гірляндах та опорних ізоляторах не повинна відрізнятися від фазної напруги установки більше ніж на плюс 10% та менше ніж мінус 10% для ізоляторів, змонтованих на металевих конструкціях, та більше ніж на плюс 20% та менше ніж мінус 20% — на дерев'яних конструкціях і опорах. Контроль проводиться під робочою напругою за температури навколишнього повітря не менше ніж 5 °С за допомогою вимірювальної штанги або штанги з постійним іскровим проміжком
5. Контроль опорно-стрижневих ізоляторів ультразвуковим методом	К, М		Контроль проводиться згідно з діючою методикою та місцевими інструкціями

Примітки:

1. К, М — проводяться у терміни, установлені системою ТОР.
2. К — для опорних і підвісних фарфорових ізоляторів під час капітального ремонту РУ, але не рідше ніж один раз на 8 років; штирьових ізоляторів 6 кВ — 35 кВ, крім ШТ-35 (ОНШ 35/1000), — один раз на 3 роки, ізоляторів ШТ-35 — щорічно.

## Вводи і прохідні ізолятори

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
1. Вимірювання значення опору ізоляції	К, М	Значення опору ізоляції повинно бути не менше ніж 500 МОм	Вимірюється значення опору ізоляції вимірювальної та останньої обкладок вводів з паперово-масляною ізоляцією відносно з'єднувальної втулки. Вимірювання проводяться мегаомметром на напругу 2500 В
2. Вимірювання значення тангенса кута діелектричних втрат $\operatorname{tg} \delta$ і ємності ізоляції	К, М	Допустимі значення $\operatorname{tg} \delta$ основної ізоляції та вимірювального конденсатора не повинні перевищувати значень, наведених у таблиці 20 додатка 2 до цих Правил. Граничне збільшення значення ємності основної ізоляції під час експлуатації повинно відрізнитися не більше ніж на 5% від значення, виміряного під час введення в експлуатацію	Вимірювання проводиться у вводи з основною паперово-масляною, паперово-бакелітовою і твердою ізоляцією. Вимірювання значення $\operatorname{tg} \delta$ у вводах з маслобар'єрною ізоляцією (крім малогабаритних вводів) не обов'язкове. Вимірювання значення $\operatorname{tg} \delta$ і ємності основної ізоляції проводиться за напруги 10 кВ, останніх шарів ізоляції ( $C_3$ ) — 5 кВ (3 кВ для вводів, виготовлених за ГОСТ 10693)
3. Випробування підвищеною напругою частоти 50 Гц	К	Значення випробної напруги для вводів, які випробуються окремо, наведені в таблиці 21 додатка 2 до цих Правил. Вводи, установлені на силових трансформаторах, випробуються разом з обмотками трансформаторів за нормами, прийнятими для силових трансформаторів	Тривалість випробування для вводів, що випробуються разом з обмотками трансформаторів, а також для вводів і прохідних ізоляторів з основною фарфоровою, паперово-масляною та масляною ізоляцією — 1 хв., для вводів та ізоляторів з органічних твердих матеріалів і кабельних мас — 5 хв.
4. Перевірка ущільнення вводів	К	Проводиться в маслонаповнених негерметичних вводах з паперово-масляною ізоляцією на напругу 110 кВ і вище створенням у них надлишкового тиску масла 0,1 МПа (1 кгс/см <sup>2</sup> ). Тривалість випробування — 30 хв.	Під час випробування не повинно бути ознак протікання масла та зниження випробувального тиску. Допускається зниження тиску за час випробувань не більше ніж на 5 кПа



Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
5. Випробування масла з маслonaповнених вводів	К, М	Випробування проводяться для негерметичних вводів за показниками, наведеними в пунктах 1-5 таблиці 6 додатка 2 до цих Правил. Вимірювання значення $\text{tg } \delta$ масла проводиться у вводи, які мають підвищене значення $\text{tg } \delta$ ізоляції	Періодичність хроматографічного контролю масла із вводів проводиться один раз на 3 роки
6. Перевірка манометра	М	Манометр перевіряється в герметичних вводах порівнянням його показів з показами манометра, який атестувався. Допустиме відхилення показів манометра від атестованого повинно становити не більше ніж 10% верхньої межі вимірювань	Перевірка проводиться в трьох оцифрованих точках шкали: на початку, у середині та в кінці

Примітки:

- К, М — проводяться у терміни, встановлені системою ТОР.
- Випробування проводяться для:
  - вводів та прохідних ізоляторів з маслoбар'єрною ізоляцією — один раз на 6 років;
  - негерметичних з паперово-масляною ізоляцією — через 1 рік після введення в роботу, а в подальшому вводів 110 кВ — 150 кВ — один раз на 3 роки;
  - з твердою ізоляцією — через 1 рік після введення в роботу, потім через 3 роки, а в подальшому — під час капітального ремонту електрообладнання, на якому вони змонтовані, але не рідше ніж один раз на 6 років;
  - герметичних 110 кВ — 150 кВ — через 1 рік експлуатації, а в подальшому — не рідше одного разу на 3 роки.
- Проба масла проводиться: у негерметичних вводів — не рідше одного разу на 3 роки; у герметичних вводів — у разі підвищення значення  $\text{tg } \delta$  ізоляції вводів або підвищення тиску в ньому більше допустимого.

Таблиця 10

### Масляні та електромагнітні вимикачі

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
1. Вимірювання значення опору ізоляції:	К, М		
а) рухомих і направних частин, виконаних з органічних матеріалів		Значення опору ізоляції повинно бути не нижче, ніж наведений в таблиці 22 додатка 2 до цих Правил	Вимірювання проводиться мегаомметром на напругу 2500 В

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
б) електромагнітних вимикачів з установленими дугогасними камерами		Значення опору ізоляції має відповідати нормам підприємства-виробника.	Вимірювання проводиться мегаомметром на напругу 2500 В
в) вторинних кіл електромагнітів керування (ЕМК) або електродвигунів заведення пружини		Не менше ніж 1 МОм	Вимірювання проводиться мегаомметром на напругу 1000 В
2. Випробування вводів	К, М	Проводиться згідно з таблицею 9 додатка 1 до цих Правил	
3. Оцінювання стану внутрішньобакової ізоляції бакових масляних вимикачів на напругу 35 кВ	К, М	Стан внутрішньобакової ізоляції оцінюють за значенням $\text{tg } \delta$ вводів на повністю зібраному вимикачеві відповідно до таблиці 19 додатка 2 до цих Правил. Внутрішньобакова ізоляція та ізоляція дугогасних пристроїв підлягають сушій, якщо за відсутності впливу цієї ізоляції виміряне значення $\text{tg } \delta$ вводів знижується більше ніж на 4% (абсолютна величина). Оцінювання стану внутрішньобакової ізоляції масляних вимикачів на напругу 110 кВ — 150 кВ проводять згідно з вимогами інструкцій підприємств-виробників	Оцінювання проводять у випадку, коли під час вимірювання значення $\text{tg } \delta$ вводів на повністю зібраному вимикачеві одержано значення, які перевищують наведені в таблиці 19 додатка 2 до цих Правил
4. Випробування ізоляції підвищеною напругою частоти 50 Гц:	К	Значення випробної напруги для вимикачів кожного класу напруги приймають згідно з таблицею 23 додатка 2 до цих Правил.	Тривалість випробувань 1 хвилина
а) опорної ізоляції та ізоляції вимикачів відносно корпусу		Випробуванню підвищеною напругою має підлягати також ізоляція міжконтактних розривів у маломасляних вимикачів на напругу 6 (10) кВ.	
б) ізоляції вторинних кіл і обмоток ЕМК		Випробування проводиться згідно з таблицею 27 цього додатка	

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
5. Вимірювання значення опору постійному струму:	К, М		
а) струмопровідного контуру контактної системи		Значення опору не повинно перевищувати значень, наведених в паспорті на вимикач.	
б) шунтувальних резисторів дугогасильних пристроїв		Значення опору повинно відповідати нормам підприємства-виробника.	
в) ЕМК		Значення опору повинно відповідати паспорту підприємства-виробника	
6. Перевірка параметрів: хід рухомої частини; хід у контактах (ужим); одночасність вмикання та розмикання контактів	К	Дані вимірювань повинні відповідати нормам підприємства-виробника.	
7. Вимірювання швидкісних та часових параметрів вимикача	К	Дані вимірювань мають відповідати нормам підприємства-виробника	У масляних вимикачах вимірювання проводяться при повністю залитому маслом вимикачі та номінальній напрузі на ЕМК
8. Перевірка мінімальної напруги (тиску) спрацьовування приводу вимикача	К	Перевірку проводять для визначення фактичних значень напруг на затискачах електромагніту увімкнення і вмикання приводів або тиску стиснутого повітря пневмоприводів, за яких вимикачі (при відсутності струму в первинному колі) зберігають працездатність, тобто виконують операції увімкнення і вмикання з початку і до кінця	Найменшу напругу спрацьовування електромагнітів керування вимикачів з пружинними приводами визначають за робочого натягу пружин увімкнення

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
9. Перевірка дії механізму вільного розчеплення приводу		<p>Фактичні значення напруги спрацьовування приводів повинні відповідати даним підприємства-виробника, а за відсутності таких даних — повинні бути на 15% — 20% менше, ніж нижня межа робочої напруги на затискачах електромагнітів приводів.</p> <p>Фактичні значення спрацьовування пневмоприводів мають бути на 20% — 30% менше, ніж нижня границя робочого тиску.</p> <p>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.</p> <p>Крім того, відповідно до інструкцій підприємства-виробника, дію механізму вільного розчеплення треба перевіряти за піднятого до упору плунжера електромагніту увімкнення</p>	Перевірка проводиться при номінальній напрузі на ЕМК
10. Випробування вимикача в складних циклах	К	<p>Випробуванню в циклі «увімкнення-вимкнення» (У-В) підлягають усі вимикачі. Випробуванню в циклах «вимкнення-увімкнення» (В-У) і «вимкнення-увімкнення-вимкнення» (В-У-В) підлягають вимикачі, які працюють у режимі АПВ</p>	<p>Багаторазові випробування масляних вимикачів проводять за напруги на затискачах електромагнітів: увімкнення 80 (85%) і 100% номінальної; вимикання 65% і 100% номінальної.</p> <p>Число операцій і складних циклів для кожного значення напруги має становити:</p> <p>дві операції увімкнення; дві операції вимикання; два цикли кожного виду</p>

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
11. Перевірка трансформаторного масла	К, М	У масляних вимикачах до заливання і після (для багатооб'ємних) проби масла випробують за пунктами 1 і 2 таблиці 6 додатка 2 до цих Правил (наявність зваженого вугілля визначають візуально)	Масла з малооб'ємних вимикачів на всі класи напруг і бакових — на напругу до 35 кВ після виконання допустимого числа комутацій замінюються свіжими
12. Випробування вбудованих ТС	К, М	Випробування проводяться згідно з таблицею 20 цього додатка	

Примітки:

1. К, М — проводяться (масляні вимикачі та їх приводи) у терміни, установлені системою ТОР, але К — не рідше ніж один раз на 6 років.

2. М — згідно з вимогами місцевих інструкцій.

Таблиця 11

### Повітряні вимикачі

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
1. Вимірювання значення опору ізоляції:	К	Опір ізоляції повітропроводів, опорних і рухомих частин, виконаних із органічних матеріалів, має бути не нижче значень, наведених у таблиці 24 додатка 2 до цих Правил.	Вимірювання значення опору ізоляції повітропроводів, опорних і рухомих частин, виконаних із органічних матеріалів, потрібно виконувати мегаомметром на напругу 2500 В.
а) багатоелементних ізоляторів		Значення опору ізоляції кожного елемента ізолятора повинно бути не менше ніж 300 МОм.	Опір ізоляції вимірюють лише за позитивної температури навколишнього середовища і безпосередньо перед установленням ізоляторів.
б) вторинних кіл і обмоток ЕМК		Значення опору ізоляції ЕМК, кіл живлення та керування в розподільних і полюсних шафах вимикачів має бути під час капітального ремонту не менше ніж 1 МОм	Вимірювання проводять мегаомметром на напругу 1000 В — 2500 В
2. Випробування ізоляції підвищеною напругою частоти 50 Гц:	К		
а) опорної ізоляції вимикачів		Для опорних одноелементних ізоляторів, виготовлених з фарфору, приймають	

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
		значення випробної напруги 65 кВ і 95 кВ промислової частоти за номінальної напруги вимикача відповідно 20 кВ і 35 кВ. Для опорних одноелементних ізоляторів, виготовлених з фарфору разом з органічними матеріалами, значення випробної напруги приймають 58,5 кВ і 85,5 кВ промислової частоти за номінальної напруги вимикача відповідно 20 кВ і 35 кВ. Багатоелементні штирьові ізолятори потрібно випробувати підвищеною напругою 50 кВ частоти 50 Гц, яку прикладають до кожного елемента ізолятора. Тривалість випробування 1 хв.	
б) ізоляції вторинних кіл і обмоток ЕМК		Випробування проводять відповідно до таблиці 27 цього додатка	Випробування напругою частоти 50 Гц можна замінити випробуванням мегаомметром на напругу 2500 В
3. Вимірювання значення опору постійному струму:			
а) контактів струмопровідного контуру	К, П	Граничні значення опорів контактних систем повітряних вимикачів повинні відповідати документації підприємства-виробника.	Після капітальних ремонтів опір струмопровідного контуру потрібно вимірювати частинами, тобто кожний дугогасний пристрій (модуль), елемент (розрив) гасильної камери та відокремлювач, ошиновку усередині полюса тощо — окремо. Під час поточних ремонтів опір струмопровідного контуру полюса потрібно вимірювати повністю. У разі перевищення виміряного опору нормованого значення необхідно виміряти опір кожного елемента контактної системи вимикача
б) шунтуючих резисторів та омичних подільників напруги	К	Результати вимірів опору повинні відповідати нормам, наведеним у документації підприємства-виробника.	
в) обмоток ЕМК	К	Виміряні значення опорів обмоток ЕМК для кожного типу вимикачів повинні відповідати нормативним	

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
		значенням, вказаним у документації підприємства-виробника	
4. Вимірювання конденсаторів подільників напруги (кута діелектричних втрат $\text{tg } \delta$ і ємності $C$ )	К	Виміряні значення ємності конденсатора не повинні відрізнятися від паспортного значення більше ніж на 5%. Виміряні значення $\text{tg } \delta$ не повинні перевищувати 0,8% за температури 20 °С. Для епоксидних введів вимикачів типу ВВБ, ВВД, ВВДМ та склоепоксидних циліндрів і склоепоксидних тяг вимикачів типу ВНВ за напруги 10 кВ значення $\text{tg } \delta$ не повинні перевищувати 1%. Значення опору ізоляції між выводами конденсатора не нормується, але воно має бути не меншим ніж 100 МОм	Якщо виміри проведені за температури, яка відрізняється від 20 °С, необхідно застосовувати для перерахунку значення $\text{tg } \delta$ коефіцієнт 0,3% на 1 °С
5. Перевірка характеристик вимикачів	К	Параметри характеристик вимикача повинні відповідати його паспорту або інструкції підприємства-виробника. Для визначення часових характеристик потрібно знімати осцилограми роботи вимикачів під час увімкнення, вимикання і складних циклів. Для вимірювання швидкісних характеристик повітряних вимикачів з ножовим відокремлювачем необхідно знімати віброграми роботи вимикачів	Види операцій і складних циклів, значення тиску повітря, за якими проводяться зняття характеристик вимикача, наведені в таблиці 25 додатка 2 до цих Правил
6. Перевірка мінімальної напруги спрацьовування приводу вимикача	К	Мінімальне значення напруги спрацьовування електромагнітів повинно бути не більше: а) при живленні приводу від джерела постійного струму: на електромагнітах вимикання — $0,7 U_{\text{ном}}$ ; на електромагнітах увімкнення — $0,8 U_{\text{ном}}$ ; б) при живленні приводу від джерела змінного струму: на електромагнітах вимикання — $0,65 U_{\text{ном}}$ ; на електромагнітах	Перевірка проводиться за найбільшого робочого тиску в резервуарах вимикача. Напругу на електромагніти необхідно подавати поштовхом. Найбільший робочий тиск повітря в резервуарах: 21, 27, 33, 41 $\text{кг/см}^2$ при відповідному номінальному тиску 20, 26, 32, 40 $\text{кг/см}^2$

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
		увімкнення — $0,8 U_{ном}$	

Примітки:

1. К, М — проводяться (повітряні вимикачі та їх приводи) у терміни, установлені системою ТОР, але К — не рідше ніж один раз на 6 років.

2. П — згідно з вимогами місцевих інструкцій.

Таблиця 12

### Елегазові вимикачі

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
1. Вимірювання значення опору ізоляції:	К		
а) опорних та рухомих частин, виконаних із органічних матеріалів		Значення опору ізоляції наведені в таблиці 22 додатка 2 до цих Правил.	Вимірювання проводиться мегаомметром на напругу 2500 В
б) вторинних кіл і обмоток ЕМК		Випробування проводять відповідно до таблиці 27 цього додатка.	
2. Випробування ізоляції підвищеною напругою частоти 50 Гц:	К	Тривалість випробування 1 хв.	
а) ізоляції кожного полюса відносно землі і двох інших полюсів		Значення випробної напруги наведені в таблиці 23 додатка 2 до цих Правил.	
б) міжконтактних розривів вимикачів		Значення випробної напруги — відповідно до вимог інструкції підприємства-виробника.	
в) вторинних кіл і обмоток ЕМК		Випробування проводиться напругою 1 кВ частоти 50 Гц протягом 1 хв.	
3. Вимірювання значення опору постійному струму:			
а) струмопровідного кола полюса	К, П	Значення опору ізоляції не повинно перевищувати значень, наведених в документації підприємства-виробника.	Опір головного кола необхідно вимірювати як в цілому всього струмопровідного кола полюса, так і окремо кожного розриву дугогасного пристрою. Під час поточних ремонтів опір струмопровідного кола кожного полюса вимикача вимірюється в



Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
			цілому
б) обмоток ЕМК і додаткових резисторів у їх колі	К	Виміряні значення опорів повинні відповідати нормам підприємства-виробника	
4. Випробування конденсаторів подільників напруги	К	Випробування проводяться згідно з таблицею 3 цього додатка	
5. Перевірка уставок давача густини елегазу (густиноміру)	К	Перевірка уставок давача густини елегазу (густиноміру) на сигнал та блокування проводиться під час заповнення вимикача елегазом або окремо перед установленням на вимикач	
6. Перевірка мінімальної напруги спрацьовування вимикача	К	Значення мінімальної напруги спрацьовування електромагнітів повинні бути не більше: а) при живленні приводу від джерела постійного струму: на електромагнітах вимикання — $0,7 U_{ном}$ ; на електромагнітах увімкнення — $0,8 U_{ном}$ ; б) при живленні приводу від джерела змінного струму: на електромагнітах вимикання — $0,65 U_{ном}$ ; на електромагнітах увімкнення — $0,8 U_{ном}$	Перевірка проводиться за номінального тиску елегазу у вимикачі та найбільшого робочого тиску повітря в резервуарах приводів. Напруга на електромагніти повинна подаватися поштовхом
7. Перевірка характеристик вимикача	К	Під час перевірки роботи елегазових вимикачів повинні визначатися характеристики, які вказані в інструкціях підприємства-виробника. Результати перевірок і вимірів повинні відповідати вимогам цих інструкцій. Види операцій і складних циклів, значення тиску в резервуарах приводів або гідросистемах і напруг оперативного струму, за яких необхідно виконувати перевірку характеристик вимикачів, наведені в таблиці 25 додатка 2 до цих Правил	Значення власних часів вимикання та увімкнення, а також різночасність спрацьовування між контактами та полюсами повинні забезпечуватися за номінального тиску елегазу у вимикачі, номінального тиску стиснутого повітря у резервуарах приводів або тиску масла в гідросистемах приводів і номінальної напруги на виводах кіл ЕМК
8. Перевірка характеристик приводів вимикачів	К	У пружинних приводах вимикачів перевіряються час заведення пружин увімкнення, а також значення	У разі використання в гідросистемах азоту перевіряється тиск зарядження останнього. Напруга на двигун повинна подаватися поштовхом.

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
		<p>сили струму двигуна, який заводить пружину приводу, за номінальної напруги живлення.</p> <p>У гідравлічних приводах перевіряються тиски спрацьовування давачів: пуску двигуна гідросистеми, блокування АПВ, блокування увімкнення вимикача і блокування керування вимикачем, а також час зарядження гідросистеми після операцій «увімкнення», «вимикання» та циклів «увімкнення-вимикання», «вимикання-увімкнення-вимикання»</p>	Виміряні значення повинні відповідати вимогам інструкції підприємства-виробника
9. Випробування вимикачів багаторазовим увімкненням і вимиканням	К	<p>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 призначені для роботи в режимі АПВ) — повинні виконуватися за різних тисків стиснутого повітря в резервуарах приводів або тиску масла в гідросистемах приводів і напруг на виводах ЕМК з метою перевірки вимикачів згідно з таблицею 25 додатка 2 до цих Правил</p>	
10. Перевірка герметичності	К	<p>Перевірка герметичності виконується за допомогою приладу галогенної групи — течешукача. Під час випробування на герметичність щупом течешукача досліджуються зони ущільнення стикових з'єднань і зварювальних швів вимикача</p>	<p>Результати випробувань на герметичність вважаються задовільними, якщо прилад не показує наявності витoku. Випробування виконується за номінального тиску елегазу</p>
11. Перевірка чистоти та вологості елегазу	К	<p>Вміст вологи визначається за вимірами точки роси. Температура точки роси елегазу повинна бути не вищою ніж мінус 50 °С, а</p>	

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
		чистота елегазу повинна бути не менше ніж 98%	
12. Випробування вбудованих ТС	К	Перевірка проводиться згідно з таблицею 20 цього додатка	

Примітка. К, П — проводяться у терміни, установлені системою ТОР, але К — згідно з вимогами інструкції підприємства-виробника.

Таблиця 13

### Вакуумні вимикачі

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
1. Вимірювання значення опору ізоляції:	К		
а) полюса вимикача		Значення опору ізоляції повинно бути не нижче ніж 3000 МОм.	Вимірювання проводиться мегаомметром на напругу 2500 В.
б) вторинних кіл та обмоток ЕМК		Опір ізоляції повинен бути не менше ніж 1 МОм	Вимірювання проводиться мегаомметром на напругу 1000 В — 2500 В
2. Випробування ізоляції підвищеною напругою частоти 50 Гц:	К	Тривалість випробувань 1 хв.	
а) ізоляції кожного полюса відносно землі і двох інших полюсів		Значення випробної напруги наведене в таблиці 23 додатка 2 до цих Правил	
б) міжконтактного розриву		Значення випробної напруги в експлуатації приймається для: вимикачів на напругу 6 кВ — 25,6 кВ; вимикачів на напругу 10 кВ — 33,6 кВ.	
в) вторинних кіл і обмоток ЕМК		Випробування проводиться напругою 1 кВ частоти 50 Гц протягом 1 хв.	Випробування напругою частоти 50 Гц можна замінити випробуванням мегаомметром на напругу 2500 В
3. Перевірка мінімальної напруги спрацьовування вимикача	К	Напруга спрацьовування не повинна перевищувати (в залежності від типу вимикача): електромагніту увімкнення — 0,8; 0,85 $U_{ном}$ ; електромагніту вимкнення — 0,65; 0,7; 0,85 $U_{ном}$	

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
4. Перевірка часових характеристик вимикача	К	Власний час увімкнення та вимикання повинен відповідати нормам підприємства-виробника	Часові характеристики слід вимірювати на номінальній напрузі на ЕМК
5. Випробування вимикача багаторазовим увімкненням і вимиканням	К	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» випробують 2-3 рази, складними циклами — два рази. Операції вимикачем виконують за номінальної напруги на ЕМК
6. Вимірювання значення опору постійному струму:	К, П		
а) струмопровідного контуру кожного полюса		Значення опору не повинно перевищувати норм підприємства-виробника.	
б) ЕМК		Значення опору повинно відповідати паспорту підприємства-виробника. За відсутності даних підприємства-виробника одержані значення вимірювання для однотипних вимикачів потрібно порівнювати між собою	
7. Допустиме зношення контактів	К	Зношення контактів під час експлуатації визначають на рухомому контакті камери за шириною пофарбованої полоси	У разі зношення контактів вимикачів ВВЕ-10 на 4 мм — 4,5 мм дугогасні камери повинні бути замінені
8. Вимірювання ходу рухомих частин і одночасності замикання контактів	К	Виміряні значення повинні відповідати значенням підприємства-виробника на параметри та характеристики вакуумних вимикачів	
9. Перевірка механічних характеристик:	К		
а) блок-контактів		Роботу блок-контактів перевіряють шляхом замикання головних контактів вручну з повним ходом рухомої частини вимикача.	У вимикачах ВВ-М-10-4/400, де блок-контакти виконані на герконах, після спрацьовування усіх герконів має забезпечуватися вільний хід якоря блок-контактів не менше ніж на 1 мм

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
б) дії механізму вільного розчеплення		Механізм вільного розчеплення перевіряють під час увімкнення вимикача у двох положеннях головних контактів: у момент замикання головних контактів; в увімкнутому положенні	

Примітка. К, П — проводяться у терміни, установлені системою ТОР, але К — згідно з вимогами інструкції підприємства-виробника.

Таблиця 14

### Вимикачі навантаги

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
1. Вимірювання значення опору ізоляції:	К		
а) тяг із органічних матеріалів		Значення опору ізоляції повинно бути не менше ніж 300 МОм.	Значення опору ізоляції вимірюють мегаомметром на напругу 2500 В.
б) вторинних кіл і обмоток ЕМК		Значення опору ізоляції повинно бути не менше ніж 1 МОм	Значення опору ізоляції вимірюють мегаомметром на напругу 1000–2500 В
2. Випробування ізоляції підвищеною напругою частоти 50 Гц:	К	Тривалість випробування 1 хв.	
а) вимикача навантаги		Значення випробних напруг наведені в таблиці 23 додатка 2 до цих Правил.	
б) вторинних кіл і обмоток ЕМК		Випробування проводиться відповідно до таблиці 27 цього додатка	
3. Вимірювання значення опору постійному струму:	К		
а) контактів вимикача		Значення опору повинно відповідати даним підприємства-виробника.	Вимірюється значення опору струмопровідної системи полюса і кожної пари робочих контактів
б) обмоток ЕМК		Значення опору повинно відповідати даним підприємства-виробника	
4. Визначення ступеня зношення гасильних вкладишів	К	Найменша товщина стінки вкладишів має бути в межах від 0,5 мм до 1,0 мм	

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
5. Визначення ступеня обгорання контактів	К	Сумарне обгорання рухомого та нерухомого дугогасних контактів полюса не повинно призвести до зменшення відстані між рухомим і нерухомим головними контактами менше ніж 4 мм у момент змикання дугогасних контактів	
6. Перевірка дії механізму вільного розчеплення	К	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. Крім того, відповідно до інструкцій підприємства-виробника дію механізму вільного розчеплення електромагнітних приводів треба перевіряти за піднятого до упору плунжера електромагніту увімкнення	
7. Перевірка спрацьовування приводу за зниженої напруги на виводах електромагнітів	К	Фактичні значення напруги спрацьовування приводів повинні відповідати даним підприємства-виробника, а за відсутності таких даних — повинні бути на 15-20% менше, ніж нижня межа робочої напруги на затискачах електромагнітів приводів. Фактичні значення спрацьовування пневмоприводів мають бути на 20–30% менше, ніж нижня границя робочого тиску. Найменшу напругу спрацьовування ЕМК вимикачів з пружинними приводами визначають за робочого натягу пружин увімкнення	Перевірку проводять для визначення фактичних значень напруг на затискачах електромагніту увімкнення і вимикання приводів або тиску стиснутого повітря пневмоприводів, за яких вимикачі (при відсутності струму в первинному колі) зберігають працездатність, тобто виконують операції увімкнення і вимикання з початку і до кінця
8. Випробування вимикачів навантаги багаторазовим увімкненням і вимиканням	К	Кількість операцій, яка підлягає виконанню кожним вимикачем, повинна становити по три «увімкнення» та «вимикання»	Операції виконуються за номінальної напруги на ЕМК

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
9. Випробування запобіжників	К	Випробування проводяться згідно з таблицею 15 цього додатка	
10. Вимірювання часових характеристик вимикача	К	Вимірювання виконують за вимогою та методикою підприємства-виробника	

Примітка.

К — проводиться у терміни, установлені системою ТОР, але не рідше ніж один раз на 8 років.

Таблиця 15

### Запобіжники на напругу понад 1 кВ

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1. Випробування опорної ізоляції запобіжників підвищеною напругою частоти 50 Гц	К	Значення випробної напруги наведені в таблиці 26 додатка 2 до цих Правил Тривалість випробування 1 хв.	Випробування може виконуватися разом з випробуванням ізоляторів ошиновки комірок
2. Перевірка правильності вибору запобіжників	К	Перед установленням запобіжників, які мають патрон з наповнювачем, перевіряють відповідність маркування на кришці патрона параметрам установки, яка захищається. Перед установленням плавкої вставки вихлопних запобіжників перевіряють діаметр дугогасної трубки, який не повинен перевищувати у запобіжниках на напругу 10 кВ і 35 кВ — 27 мм	Номінальне значення сили струму плавкої вставки має відповідати параметрам установки, яка захищається

Примітка.

К — проводиться під час капітального ремонту РУ, але не рідше ніж один раз на 8 років.

## Роз'єднувачі, короткозамикачі та відокремлювачі

Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
1. Вимірювання значення опору ізоляції:	К		
а) повідків і тяг, зроблених з органічних матеріалів		Значення опору ізоляції повинно бути не нижче, ніж наведений в таблиці 22 додатка 2 до цих Правил.	Вимірювання проводиться мегаомметром на напругу 2500 В.
б) вимірювання опору ізоляції багатоелементних ізоляторів		Значення опору кожного ізолятора повинно бути не менше ніж 300 МОм.	Значення опору вимірюють мегаомметром на напругу 2500 В за температури навколишнього повітря не нижче 5 °С. Під час монтажу ізоляторів вимірювання опору рекомендується безпосередньо перед установленням ізоляторів.
в) вторинних кіл і обмоток ЕМК		Значення опору ізоляції повинно бути не менше ніж 1 МОм	Вимірюють мегаомметром на напругу 1000 В
2. Випробування ізоляції підвищеною напругою частоти 50 Гц:	К	Тривалість випробування 1 хв.	
а) ізоляції роз'єднувачів, короткозамикачів та відокремлювачів		Ізоляція, яка складається з одноелементних опорних фарфорових ізоляторів, випробується за нормами, наведеними в таблиці 17 додатка 2 до цих Правил. Опорні багатоелементні штирьові ізолятори, що вперше встановлюються, необхідно випробувати підвищеною напругою 50 кВ частоти 50 Гц, яку прикладають до кожного елемента ізолятора.	
б) ізоляції вторинних кіл і обмоток ЕМК		Випробування проводиться напругою 1 кВ	
3. Контроль багатоелементних ізоляторів за допомогою штанги	М	Контроль виконується відповідно до таблиці 8 цього додатка	
4. Вимірювання значення опору постійному струму:	К		



Найменування перевірки	Вид перевірки	Значення параметрів	Вказівки
1	2	3	4
а) струмопровідного контуру контактної системи роз'єднувачів та відокремлювачів		Значення опору повинно відповідати нормам підприємства-виробника, а в разі їх відсутності — не перевищувати значення, наведені в таблиці 27 додатка 2 до цих Правил.	Вимірювання проводиться у роз'єднувачів та відокремлювачів на напругу 35 кВ і вище, а також у роз'єднувачів силою струму 600 А і більше всіх напруг. У шинних роз'єднувачів вимірювання опору та пов'язані з цим зняття напруги з боку шин проводяться тільки у разі, якщо виявлена несправність контактів, наприклад потемніння, підвищений нагрів тощо
б) обмоток ЕМК		Значення опору обмоток мають відповідати даним обмоток підприємства-виробника	
5. Вимірювання витягувальних зусиль рухомих контактів з нерухомих	К	Результати вимірювань за знежирених контактних поверхонь повинні відповідати нормам підприємства-виробника, а в разі їх відсутності — даним, наведеним у таблиці 28 додатка 2 до цих Правил	Рекомендується проводити у роз'єднувачів та відокремлювачів, які працюють за сили струму понад 90% від номінального значення. Вимірювання проводиться за допомогою шаблона
6. Перевірка роботи роз'єднувача, відокремлювача та короткозамикача	К	Перевірку роботи апарата з ручним керуванням виконують шляхом п'яти операцій увімкнення та п'яти операцій вимикання, апаратів з дистанційним керуванням — також шляхом виконання п'яти операцій увімкнення та п'яти операцій вимикання за номінальної напруги на виводах електромагнітів і електродвигунів керування	
7. Вимірювання часових характеристик	К	Допустиме значення часу наведене у таблиці 29 додатка 2 до цих Правил	Час руху рухомих частин визначається у короткозамикачів під час увімкнення та у відокремлювачів під час вимкнення

Примітка.

К — проводиться у терміни, установлені системою ТОР, але для короткозамикачів і відокремлювачів — не рідше ніж один раз на 3 роки, для роз'єднувачів — не рідше ніж один раз на 8 років, М — згідно з вимогами місцевих інструкцій.

### Вентильні розрядники та обмежувачі перенапруг

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
1. Вимірювання значення опору розрядників і елементів розрядників	М	Значення опору розрядників типу РВН, РВП повинно бути не меншим ніж 1000 МОм, типу РВО — не меншим ніж 5000 МОм, а елементів розрядників типу РВС — від декількох сотень до декількох тисяч мегаом. Значення опору розрядників інших типів наведені в таблиці 30 додатка 2 до цих Правил. Опори однотипних елементів багатоеlementних розрядників РВС, укомплектованих в одну фазу за значенням опору, повинні відрізнятися між собою не більше ніж на 30%. Виміряні в процесі експлуатації значення опору елементів розрядників РВМА, РВМГ-110М не повинні змінюватися більше ніж на 60% від початкового, елементів розрядників РВРД — не більше значень, установлених підприємством-виробником, решти типів розрядників (елементів розрядників) — не більше ніж на 30%	Вимірювання проводиться у розрядників на номінальну напругу 3 кВ і вище мегаомметром на напругу 2500 В, у розрядників на номінальну напругу менше ніж 3 кВ — мегаомметром на напругу 1000 В. Вимірювання проводиться для електрообладнання внутрішньої установки один раз на 6 років, зовнішньої — не рідше ніж один раз на 3 роки. У разі перевищення відхилення опору ізоляції нормованих величин необхідно вимірювати силу струму провідності і за цим значенням зробити висновки про стан елемента розрядника
2. Вимірювання значення опору ізоляції ізолювальних основ розрядників і обмежувачів перенапруг (ОПН), на яких установлені реєстратори спрацьовування	М	Значення опору ізоляції ізолюючих основ розрядників з реєстраторами спрацьовування, виміряне мегаомметром на напругу 2500 В, повинно бути не менше ніж 1 МОм. Значення опору ізоляції між ізолюваним виводом і нижнім фланцем ОПН повинно бути не менше ніж 1 МОм в експлуатації	Вимірювання проводиться мегаомметром на напругу 2500 В
3. Перевірка елементів, що входять в комплект пристрою для вимірювання сили	М	Виконується за методикою та нормами підприємства-виробника	Один раз на 6 років

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
струму провідності ОПН під робочою напругою			
4. Вимірювання значення сили струму провідності (струму витоку) вентильних розрядників	М	Допустимі значення сили струмів провідності наведені в таблиці 31 додатка 2 до цих Правил. Значення сили струму провідності елементів розрядників типу РВС, укомплектованих у розрядник за силою струмів провідності, має знаходитися у межах значень, наведених у таблиці 32 додатка 2 до цих Правил	Вимірювання проводиться за випрямленої напруги за методикою підприємства-виробника один раз на 6 років, а також у разі, якщо під час вимірювання мегаометром виявлено зміну опору розрядника на 30% і більше порівняно з вихідними даними, під робочою напругою один раз на рік
5. Вимірювання значення сили струму провідності ОПН	М	Значення сили струму провідності ОПН повинні відповідати даним підприємства-виробника. Допустимі значення сили струмів провідності ОПН наведено у таблиці 33 додатка 2 до цих Правил	У процесі експлуатації для ОПН 110 кВ — 150 кВ вимірювання рекомендується проводити під робочою напругою один раз на рік перед початком грозового сезону. Для ОПН до 35 кВ — в обсязі і з періодичністю, зазначеною підприємством-виробником у документації з експлуатації, але не менше одного разу на 4 роки. Результати вимірювань порівнюються з початковими даними попередніх вимірювань, а також зі значеннями сили струму провідності, одержаними на сусідніх фазах. Силу струму вимірюють за температури навколишнього повітря вище 5 °С у суху погоду за методикою підприємства-виробника
6. Вимірювання значення пробивної напруги вентильних розрядників	М	Значення пробивної напруги наведені в таблиці 34 додатка 2 до цих Правил	Вимірюють в розрядниках типу РВП, РВО на напругу 3 кВ — 10 кВ за методикою підприємства-виробника
7. Перевірка герметичності розрядників	К	Перевірка проводиться за розрідження 40 кПа — 50 кПа (300 мм рт. ст. — 400 мм рт. ст.). Зміна тиску при перекритому вентилі за 1 год не повинна перевищувати 0,07 кПа (0,5 мм рт. ст.)	Перевірка проводиться тільки після капітального ремонту з розкриттям розрядника
8. Тепловізійний контроль вентильних розрядників та ОПН	М		Проводиться з періодичністю в електроустановках до 35 кВ один раз на 3 роки, 110 кВ — 150 кВ — один раз на 2 роки. Контроль стану виконують в суху погоду з використанням

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
			тепловізорів і довгохвильових пірометрів з розрізнявальною здатністю в 0,1 °С. Під час міжремонтних випробувань, у разі задовільних результатів тепловізійного контролю, перевірку стану вентиляційних розрядників і ОПН дозволено не проводити, а саме: вимірювання опору розрядників і елементів розрядників, вимірювання сили струму провідності розрядників за випрямленої напруги, вимірювання сили струму провідності ОПН
9. Випробування ізолюваного виводу ОПН	М	Електричну міцність ізолюваного виводу на вимкнутій від напруги мережі ОПН перевіряють плавним підвищенням випробної напруги змінного струму частоти 50 Гц до значення 10 кВ без витримки часу	

Примітки:

1. К — проводиться тільки після капітального ремонту з розкриттям розрядника, М — проводиться у терміни, встановлені системою ТОР.

2. Періодичність випробувань: за наявності пристроїв контролю під робочою напругою — один раз на рік перед грозовим сезоном. У разі відсутності таких пристроїв вимірювання опору елементів — один раз на 3 роки; вимірювання сили струму провідності — один раз на 6 років та у разі виявлення зміни опору елемента на 30% і більше.

Таблиця 18

### Трубчасті розрядники

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
1. Перевірка стану поверхні розрядника	М	Зовнішня поверхня не повинна мати опіків електричною дугою, тріщин, розшарувань і подряпин глибиною більшою ніж 0,3 мм — 0,5 мм на довжині більше третини відстані між наконечниками	
2. Вимірювання внутрішнього діаметра розрядника	М	Діаметр дугогасного каналу повинен відповідати даним, наведеним у таблиці 35 додатка 2 до цих Правил. У разі збільшення внутрішнього	Вимірювання проводиться по довжині внутрішнього іскрового проміжку один раз на 3 роки зі зняттям з опори

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
		діаметра каналу більше ніж на 40% порівняно з початковим розрядник бракують	
3. Вимірювання внутрішнього іскрового проміжку	М	В експлуатації внутрішній стрижневий електрод розрядника потрібно замінити новим, якщо внутрішній іскровий проміжок збільшився більше ніж на: 3 мм — для РТФ на напругу 3 кВ — 10 кВ; 5 мм — для РТФ на напругу 35 кВ — 110 кВ; 8 мм — для РТВ на напругу 6 (10) кВ; 10 мм — для РТВ на напругу 20 кВ — 35 кВ; 2 мм — для РТВС на напругу 110 кВ	
4. Вимірювання зовнішнього іскрового проміжку	М	Зовнішній іскровий проміжок повинен відповідати даним, наведеним у таблиці 35 додатка 2 до цих Правил	Зовнішній електрод розрядника, який кріпиться до обойми, повинен мати довжину не меншу ніж 250 мм
5. Перевірка розташування зон вихлопу	М	Зони вихлопу розрядників різних фаз не повинні перетинатися і охоплювати елементи конструкцій та проводів ПЛ	У разі заземлення вихлопних обойм розрядників допускається перетинання їх зон вихлопу
6. Перевірка опору металевих зв'язків розрядника	М	Опір металевих зв'язків розрядника з контуром заземлення не нормується і звичайно становить від 0,05 Ом до 0,1 Ом	

Примітка.

М — проводиться відповідно до системи ТОР, але не рідше ніж один раз на 3 роки зі зняттям з опори.

### Струмообмежувальні сухі реактори

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
1. Вимірювання значення опору ізоляції обмоток відносно болтів кріплення	К	Значення опору ізоляції повинно бути не менше ніж 0,1 МОм	Вимірювання проводиться мегаомметром на напругу 1000 В, 2500 В
2. Випробування опорних ізоляторів підвищеною напругою частоти 50 Гц	К	Значення випробної напруги опорних ізоляторів повністю зібраного реактора становить: 32 кВ для РУ 6 кВ; 42 кВ для РУ 10 кВ. Тривалість випробування 1 хв.	Випробування ізоляторів реакторів може проводитися разом з випробуванням ізоляторів ошиновки комірки

Примітка.

К — проводиться під час капітального ремонту РУ, але не рідше ніж один раз на 8 років.

### Вимірювальні трансформатори

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
1. Вимірювання значення опору ізоляції:	К, П		
а) основної ізоляції обмоток		Значення опору ізоляції повинно бути не менше ніж 50 МОм для трансформаторів напруги (ТН) серії НКФ. Для решти вимірювальних трансформаторів (в тому числі і для ТС) не нормується.	Вимірювання проводиться у трансформаторів на напругу понад 1 кВ мегаомметром на напругу 2500 В.
б) вторинних обмоток		Значення опору ізоляції не нормується, але повинно бути не менше ніж 1 МОм разом з приєднаними до вторинних обмоток колами. Якщо опір ізоляції менший ніж 1 МОм, провести виміри без приєднання вторинних кіл	Вимірювання проводиться мегаомметром на напругу 1000 В, 2500 В. Оцінюючи стан вторинних обмоток, слід орієнтуватися на такі середні значення опору ізоляції справної обмотки: у вбудованих ТС — 10 МОм, у виносних — 50 МОм. Обов'язково один раз на 6 років вимірювати ізоляцію вторинних обмоток без приєднання вторинних кіл, значення опору ізоляції при

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
			цьому повинно бути не меншим ніж 50 МОм
2. Вимірювання значення тангенса кута діелектричних втрат $\operatorname{tg} \delta$ і ємності основної ізоляції обмоток ТС	К, М	Граничні значення $\operatorname{tg} \delta$ наведені в таблиці 36 додатка 2 до цих Правил, якщо підприємством-виробником не встановлені інші норми	Вимірювання проводиться у ТС на напругу 35 кВ і вище. Для оцінки стану ізоляції слід звертати увагу на характер зміни вимірюваних значень $\operatorname{tg} \delta$ і ємності в порівнянні з результатами попередніх вимірювань
3. Випробування підвищеною напругою частоти 50 Гц:			
а) основної ізоляції обмоток	К	Значення випробної напруги наведені в таблиці 37 додатка 2 до цих Правил. Тривалість прикладення випробної напруги для ТН становить 1 хв. Тривалість прикладення випробної напруги для ТС: 1 хв. — для керамічної або паперово-масляної основної ізоляції; 5 хв. — для основної ізоляції з органічно-твердих матеріалів або кабельних мас.	ТН з ослабленою ізоляцією одного з виводів випробуванню не підлягають. Допускається випробувати вимірювальні трансформатори разом з ошиновуванням. У цьому разі значення випробної напруги приймається за нормами для електрообладнання з найнижчим рівнем випробної напруги. Випробування підвищеною напругою ТС, з'єднаних із силовими кабелями напругою 6 (10) кВ, проводиться без розшиновування разом з кабелями за нормами, прийнятими для силових кабелів. Випробування підвищеною напругою вимірювальних трансформаторів без розшиновування електрообладнання проводиться для кожної фази окремо при заземлених двох інших фазах
б) ізоляції вторинних обмоток	К	Під час експлуатації значення випробної напруги для ізоляції вторинних обмоток разом з приєднаними до них колами дорівнює 1 кВ. Тривалість прикладення випробної напруги 1 хв.	
4. Перевірка контрольних точок характеристики намагнічування ТС	К	Перевіряються три точки характеристики намагнічування до початку насичення, але не вище ніж 1,8 кВ. Відхилення від значень, вказаних підприємством-виробником, або вихідних	За наявності в обмотках відгалужень контрольні точки перевіряються на робочому відгалуженні

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
		значень не повинно перевищувати 10%	
5. Випробування трансформаторного масла	К, П	Випробування проводиться згідно з таблицею 6 додатка 2 до цих Правил (за винятком пункту 6 цієї таблиці), а в ТС, які мають підвищене значення tgδ ізоляції, крім того, за пунктом 6 цієї таблиці	Під час експлуатації відбирання проб масла виконують з періодичністю не менше ніж один раз на 3 роки не рідше ніж за СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009. У вимірювальних трансформаторах з об'ємом масла до 30 кг (якщо стан ізоляції задовільний) проби масла не відбирають. У герметичних вимірювальних трансформаторах з об'ємом масла понад 30 кг — з дозволу підприємства-виробника. У разі погіршення характеристик ізоляції масло замінюють
6. Визначення похибки вимірювальних трансформаторів	*	Похибки не повинні бути вище вказаних у стандартах або технічних умовах	Перед визначенням похибки ТС повинні бути розмагнічені
7. Вимірювання значення опору обмоток постійному струму	К	Відхилення значення виміряного опору обмотки від зазначеного в паспорті має бути не більшим, ніж 2%, якщо інше не вказано в інструкціях підприємства-виробника	Вимірювання проводять у маслonaповнених ТН з періодичністю не рідше ніж один раз на 6 років
8. Вимірювання значення сили струму НХ трансформаторів напруги типу НКФ	К, М	Вимірювання значення сили струму НХ трансформаторів напруги типу НКФ проводиться за напруги, вказаної в документації підприємства-виробника. Виміряні значення сили струму НХ не повинні відрізнятись більше ніж на 20% від значень, отриманих під час приймально-здавальних випробувань	
9. Елегазові вимірювальні трансформатори	К, М	Випробування елегазових вимірювальних трансформаторів проводиться відповідно до вимог інструкцій підприємств-виробників	

\* Міжповірочний інтервал трансформаторів визначається Держспоживстандартом.

Примітки:

К, М — проводяться у терміни, встановлені системою ТОР.

Періодичність випробувань для:



ТС на напругу 110 кВ — 150 кВ (у тому числі елегазових ТС і ТН) в перші 2 роки — один раз на рік, у подальшому — один раз на 3 роки;

ТС на напругу 35 кВ і нижче — один раз на 6 років;

ТН маслonaповнених — один раз на 3 роки;

ТН з литою і сухою ізоляцією на напругу до 35 кВ включно — один раз на 6 років.

Проба масла проводиться у:

негерметичних ТС — не рідше одного разу на 3 роки, а також у разі підвищення значення  $\tan \delta$  ізоляції;

герметичних ТС — у разі погіршення характеристик ізоляції і за узгодженням з підприємством-виробником ТС;

ТН на напругу 35 кВ та вище — один раз на 3 роки.

Таблиця 21

### Комплектні розподільні установки\* внутрішнього (КРУ) та зовнішнього (КРУЗ) розташування

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
1. Вимірювання значення опору ізоляції:	К, М		
а) первинних кіл елементів комірок		Значення опору ізоляції елементів комірок повинно бути не менше ніж 300 МОм.	Вимірювання проводиться мегаомметром на напругу 2500 В за температури навколишнього повітря не нижче ніж 5 °С.
б) вторинних кіл		Значення опору ізоляції повинно бути не менше ніж 1 МОм	Вимірювання проводиться мегаомметром на напругу 1000 В
2. Випробування підвищеною напругою частоти 50 Гц:	К		
а) ізоляції первинних кіл комірок		Значення випробної напруги наведене в таблиці 38 додатка 2 до цих Правил. Тривалість випробування фарфорової ізоляції 1 хв., ізоляції з органічних матеріалів — 5 хв.	
б) ізоляції вторинних кіл		Випробування проводиться відповідно до вимог таблиці 27 цього додатка. Тривалість випробування 1 хв.	Випробування напругою частоти 50 Гц можна замінити випробуванням мегаомметром на напругу 2500 В
3. Механічні випробування	К	Випробування виконуються відповідно до інструкції з експлуатації КРУ і КРУЗ підприємств-виробників. До механічних випробувань	

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
		відносять: п'ять операцій вкочування та викочування висувних елементів з перевіркою стану і точності зчленування втичних контактів, а також роботи шторок, блокування, фіксаторів, механічних частин дугового захисту; вимірювання зусилля контактного натиску втичних контактів первинного кола. Тиск кожної ламелі на нерухомий контакт або металеву пластину рівної товщини має бути в межах 0,12 кН — 0,15 кН (12 кгс — 15 кгс); перевірка роботи і стану контактів заземлювального роз'єднувача	
4. Вимірювання значення опору контактів постійному струму	К	Значення опору роз'ємних і болтових контактів не повинно перевищувати значень, наведених в таблиці 39 додатка 2 до цих Правил	
5. Контроль болтових контактних з'єднань	К	Перевірка проводиться відповідно до інструкції з їх монтажу	Болтові з'єднання підлягають вибірковій перевірці на затягування болтів (на 2-3% з'єднань)
6. Контроль зварних контактних з'єднань	К	Проводиться згідно з таблицею 7 цього додатка	

\* Обсяг і норми випробувань елементів КРУ і КРУЗ (масляні вимикачі, вимірювальні трансформатори, вимикачі навантаги, вентильні розрядники, ОПН, запобіжники, роз'єднувачі, кабелі тощо) наведені у відповідних таблицях цього додатка.

Примітка.

Крім того, у КРУ і КРУЗ напругою понад 1 кВ необхідно провести перевірку елементів, указаних у цій таблиці.

К, М — проводяться у терміни, установлені системою ТОР, але К — не рідше ніж один раз на 8 років.

## Електродвигуни змінного струму

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
1. Умови увімкнення електродвигунів без сушіння:	К		Умови увімкнення електродвигунів без сушіння визначаються за опором ізоляції обмотки статора. Проводиться для електродвигунів, які пройшли капітальний ремонт з заміною обмоток.
а) електродвигунів потужністю більше ніж 5 МВт, на напругу понад 1 кВ		Опір ізоляції — не менше значень, наведених у додатку Б СОУ-Н ЕЕ 20.302 за температури ізоляції, не нижчої ніж 10 °С. Коефіцієнт абсорбції — не менше ніж 1,3.	Опір ізоляції вимірюється мегаомметром на напругу 2500 В.
б) електродвигунів потужністю до 5 МВт, на напругу понад 1 кВ		Опір ізоляції — не менше значень, наведених у таблиці 40 додатка 2 до цих Правил за температури ізоляції, не нижчої ніж 10 °С. Коефіцієнт абсорбції — не менше ніж 1,2.	Опір ізоляції вимірюється мегаомметром на напругу 2500 В.
в) електродвигуни з термореактивною ізоляцією		$R_{60}$ (МОм) не менше ніж $10U_{ном}$ (кВ) за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С. Коефіцієнт абсорбції не нормується.	
г) електродвигуни будь-якої потужності, на напругу до 1 кВ		Абсолютне значення опору ізоляції не менше ніж 0,5 МОм за температури ізоляції від 10 °С до 30 °С. Коефіцієнт абсорбції не нормується	Вимірюється мегаомметром на напругу: 500 В — для електродвигунів на напругу до 500 В; 1000 В — для електродвигунів на напругу понад 500 В
2. Вимірювання значення опору ізоляції	К, П	Допустимі значення опору ізоляції наведені в таблиці 41 додатка 2 до цих Правил	
3. Випробування підвищеною напругою частоти 50 Гц	К	Значення випробної напруги наведені в таблиці 42 додатка 2 до цих Правил. Тривалість подання випробної напруги — 1 хв.	
4. Вимірювання значення опору обмоток постійному струму:	К	Вимірювання проводять в холодному стані машини.	
а) обмоток статора та ротора		Значення опорів різних фаз обмотки не повинні відрізнятись один від	Вимірюється в електродвигунів на напругу 3 кВ і вище і в електродвигунів потужністю 300

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
		одного або від попередніх вимірювань, а також від даних підприємства-виробника більше ніж на 2%. Під час ремонту обмоток електродвигунів змінного струму вимірювання проводять відповідно до додатка Г СОУ-Н ЕЕ 20.302	кВт і більше. Вимірювання значення опору постійному струму обмотки ротора проводять в синхронних електродвигунах та електродвигунах з фазним ротором.
б) реостатів і пускорегулювальних резисторів		Значення опорів не повинні відрізнятися від паспортних, проектних значень або попередніх вимірювань більше ніж на плюс 10%, але не менше ніж на мінус 10%	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 цілісність відпайок
5. Вимірювання значень зазорів між сталлю ротора та статора	К	В електродвигунів потужністю 100 кВт і більше, у всіх електродвигунів відповідальних механізмів, а також в електродвигунів з виносними підшипниками і підшипниками ковзання значення повітряних зазорів у місцях, розміщених по обводу ротора та зсунутих один відносно одного під кутом 90°, або у точках, спеціально передбачених під час виготовлення електродвигуна, не повинні відрізнятися більше ніж на 10% від середнього арифметичного значення зазору	Проводяться вимірювання, якщо дозволяє конструкція електродвигуна
6. Перевірка роботи електродвигуна на НХ або з ненавантаженим механізмом	К	Значення сили струму НХ не повинна відрізнятися більше ніж на 10% від значення сили струму, виміряної перед ремонтом. Тривалість безперервної роботи електродвигуна на НХ — 1 год.	Проводиться в електродвигунів на напругу 3 кВ і вище та потужністю 100 кВт і більше
7. Вимірювання значення вібрації підшипників електродвигуна	К, П	Допустиме значення вібрацій на кожному підшипнику електродвигуна не повинно	Проводиться в електродвигунів на напругу 3 кВ і вище та електродвигунів відповідальних механізмів

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
		перевищувати значень, наведених в таблиці 43 додатка 2 до цих Правил (якщо інструкціями підприємства-виробника не передбачені більш жорсткі норми)	
8. Вимірювання значення розбігу ротора в осьовому напрямку	К	Значення осьового розбігу ротора не повинне перевищувати значення від 2 мм до 4 мм	Проводиться в електродвигунів, які мають підшипники ковзання, відповідальних механізмах або в разі виймання ротора
9. Перевірка роботи електродвигуна під навантагою	К	Перевірка проводиться під навантагою, яка забезпечена технологічним обладнанням до моменту здавання в експлуатацію, але не менше ніж 50% від номінальної. Тривалість безперервної роботи — до температури, яка встановилася	
10. Гідравлічне випробування повітроохолоджувача	К	Випробування проводиться надмірним тиском 0,2 МПа — 0,25 МПа (2 кгс/см <sup>2</sup> –2,5 кгс/см <sup>2</sup> ) протягом 5 хв. — 10 хв., якщо відсутні інші вказівки підприємства-виробника	
11. Перевірка цілісності стержнів короткозамкнених роторів	К	Усі стержні короткозамкнених роторів повинні бути цілими	Проводиться в асинхронних електродвигунах потужністю 100 кВт і більше
12. Випробування колекторних збудників	К	Проводиться у синхронних електродвигунах згідно з вимогами підприємств-виробників або відповідно до розділу Д СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007	

Примітка.

К — проводиться у терміни, установлені системою ТОР, а для двигунів відповідальних механізмів і тих, що експлуатуються в особливо небезпечних приміщеннях і приміщеннях з підвищеною небезпекою (щодо безпеки ураження людей електричним струмом згідно з класифікацією, наведеною в ПУЕ), — не рідше ніж один раз на 2 роки. П — проводиться у терміни, встановлені системою ТОР. Випробування проводяться під час поточних і капітальних ремонтів.

### Машини постійного струму (крім збудників)

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
1. Вимірювання значення опору ізоляції:	К, П		Значення опору ізоляції обмоток вимірюється відносно корпусу разом із з'єднаними з ними колами та кабелями.
а) обмоток		Значення опору ізоляції обмоток повинно бути не менше ніж 0,5 МОм.	Вимірювання проводять мегаомметром на напругу 500 В. Під час експлуатації опір ізоляції обмоток вимірюють разом зі з'єднаними з ними колами і кабелями.
б) бандажів		Значення опору ізоляції повинно бути не менше ніж 0,5 МОм	Значення опору ізоляції бандажів вимірюється відносно корпусу та утримуваних ним обмоток
2. Випробування ізоляції підвищеною напругою частоти 50 Гц	К	Значення випробної напруги наведені в таблиці 44 додатка 2 до цих Правил. Тривалість випробування 1 хв.	
3 Введення в роботу машин постійного струму без сушіння ізоляції	К	Машини постійного струму вмикаються без сушіння при дотриманні таких умов: машини на напругу до 500 В включно, якщо значення опору ізоляції, виміряного мегаомметром на напругу 500 В, не менше ніж 0,5 МОм; машини на напругу понад 500 В, якщо значення опору ізоляції, виміряного мегаомметром на напругу 1000 В, не менше ніж 0,5 МОм, а значення коефіцієнта абсорбції не менше ніж 1,2	
4. Вимірювання значення опору постійному струму	К	Допустимі відхилення виміряних значень опору наведені в таблиці 45 додатка 2 до цих Правил	Вимірювання проводять в електродвигунах потужністю, більшою ніж 3 кВт в холодному стані машини
5. Зняття характеристик НХ і випробування виткової ізоляції	К	Відхилення значень знятої характеристики від значень характеристики підприємства-виробника не нормується. Під час випробування виткової ізоляції машин з числом полюсів більше чотирьох значення середньої напруги між сусідніми колекторними	Характеристика НХ знімається у генераторів постійного струму. Підвищення напруги здійснюється до значення 130% від номінальної

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
		пластинами не повинно перевищувати 24 В. Тривалість випробування виткової ізоляції — 5 хв.	
6. Перевірка роботи машини на НХ	К	Струм НХ не нормується	Проводиться протягом не менше ніж 1 год.
7. Визначення меж регулювання частоти обертання	К	Межі регулювання обертів повинні відповідати технологічним вимогам механізму	Проводиться на НХ та під навантагою в електродвигунах з регульованою частотою обертання

Примітки:

К — проводиться у терміни, установлені системою ТОР, але для двигунів відповідальних механізмів і тих, що працюють у важких умовах (підвищена температура, забрудненість тощо), — не рідше ніж один раз на 2 роки.

П — проводиться у терміни, установлені системою ТОР.

Таблиця 24

### Котли електродні

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
1. Вимірювання значень опору стовпа води ізолювальної вставки	К, П або М	Опір стовпа води, Ом, у кожній із вставок повинен бути:	
		не менше ніж $0,6 U_{\phi} \cdot n$ , де $U_{\phi}$ — фазна напруга електродного котла, В; $n$ — число ізолювальних вставок усіх котлів котельної;	Вимірюється в котлах на напругу понад 1 кВ.
		не менше ніж $200 \cdot n$	Вимірюється в котлах на напругу до 1 кВ
2. Вимірювання значення питомого опору живильної (мережної) води	К, М	При 20 °С значення питомого опору повинне бути в межах, вказаних підприємством-виробником	Вимірюється перед пуском та під час зміни джерела водопостачання, а в разі водопостачання з відкритих водоймищ не рідше ніж 4 рази на рік
3. Випробування підвищеною напругою частоти 50 Гц:	К	Тривалість випробування 1 хв.	
а) ізоляції корпусу котла разом з ізолювальними вставками, звільненими від води		Ізоляція котлів на напругу до 0,69 кВ випробується напругою 1 кВ. Для інших випадків значення випробної напруги наведено в таблиці 23 додатка 2 до цих Правил.	
б) ізолювальних		Проводиться двократним	

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
вставок		номінальним значенням фазної напруги	
4. Вимірювання значення опору ізоляції котла без води	К	Значення опору ізоляції повинно бути не менше ніж 0,5 МОм, якщо підприємством-виробником не обумовлені жорсткіші вимоги	Вимірюється у положенні електродів при максимальній та мінімальній потужностях відносно корпусу мегаомметром на напругу 2500 В
5. Перевірка дії захисної апаратури котла	К, П, М	Проводиться відповідно до місцевих інструкцій підприємств-виробників, а також згідно з пунктом 4 таблиці 27 цього додатка	В електродних котлах на напругу до 1 кВ, що працюють в мережі із заземленою нейтраллю, характеристика пристроїв, які використовують для захисного автоматичного вимикання живлення, та повний опір кола замикання (кола «фаза-нуль») повинні забезпечувати автоматичне вимикання живлення в межах нормованого часу згідно з вимогами 1.7.82 ПУЕ

Примітка.

К, П або М — проводяться у терміни, установлені системою ТОР, але не рідше ніж К — один раз на рік, П або М — два рази на рік.

Таблиця 25

### Заземлювальні пристрої

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
1. Перевірка наявності та стану кіл між заземлювачами й елементами, що заземлюються, з'єднань природних заземлювачів зі заземлювальним пристроєм та з'єднань між головною заземлювальною шиною (ГЗШ) і провідниками системи зрівнювання потенціалів	К, М	Перевіряють переріз, цілість і міцність провідників заземлення та PEN (PE) провідників, їх з'єднань і приєднань. Перевіряють захист від корозії заземлювального пристрою при входженні у ґрунт на довжину 70 см. Не повинно бути обривів і незадовільних контактів у провідниках, що з'єднують елементи, які заземлюються, із заземлювачами і ГЗШ або PEN (PE) провідник із заземлювачами. Надійність зварювання перевіряють ударом молотка, цілість і стан кола заземлення і	Необхідно перевіряти після монтажу, переобладнання, ремонтів. Термін вимірів перехідних опорів з'єднань для заземлювальних пристроїв, що експлуатуються до 25 років, — не рідше ніж один раз на 12 років, понад 25 років — не рідше ніж один раз на 6 років, а при улаштуванні заземлення електроустановок (окремих струмоприймачів), які експлуатуються у особливо небезпечних приміщеннях, та заземлювальних пристроїв електроустановок вантажопідіймальних машин, механізмів — не рідше ніж один раз на рік.



Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
		заземлювачів — за допомогою приладів та засобів діагностики. Необхідно перевіряти після ремонту дійсне розташування заземлювачів, але не рідше одного разу на 12 років. Стан підземної частини контролюють згідно з СОУ 31.2-21677681-19. Перехідний опір контактного з'єднання повинен бути не більше ніж 0,1 Ом під час поточної експлуатації	Візуальний огляд видимої частини заземлювального пристрою проводиться не рідше ніж один раз на рік. Огляд заземлювального пристрою проводиться також після КЗ або грозових розрядів
2. Перевірка корозійного стану елементів заземлювального пристрою:			
а) ПЛ	К, М	Елемент заземлювача слід замінити, якщо його переріз зруйнований більше ніж на 50%.	Перевірку з розриттям ґрунту слід здійснювати вибірково на 2% від загальної кількості опор із заземлювачами в населеній місцевості, на ділянках ПЛ з найбільш агресивними, зсувними, видувними або погано провідними ґрунтами — після монтажу, переобладнання, ремонтів, а також в експлуатації не рідше ніж один раз на 12 років. За рішенням особи, відповідальної за електрогосподарство, вибірково перевірку корозійного стану заземлювачів можна здійснювати частіше. Після осідання, зсувів або видування ґрунту у зоні заземлювального пристрою повинні проводитися позачергові перевірки з розриттям ґрунту.
б) електроустановок (крім ПЛ)	К, М	Елемент заземлювача слід замінити, якщо його переріз зруйнований більше ніж на 50%	На ВРУ електростанцій і підстанцій вибірково перевірку елементів, що містяться в землі, з розриттям ґрунту слід здійснювати в трьох вузлових контактних з'єднаннях: у силового трансформатора, вентильного розрядника або ОПН та стояка конструкції — не рідше ніж один раз на 12 років. У ЗРУ огляд елементів заземлювачів слід виконувати згідно з рішенням особи, відповідальної за електрогосподарство

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
3. Вимірювання значення опору заземлювального пристрою:	К, М		Виміряна величина заземлювального пристрою повинна бути не більше від величини, встановленої главою 1.7 ПУЕ.
а) ПЛ напругою понад 1 кВ		Допустиме значення опору заземлювальних пристроїв наведене в таблиці 46 додатка 2 до цих Правил.	Вимірювання слід проводити на всіх опорах з розрядниками, ОПН, захисними проміжками, роз'єднувачами, електрообладнанням з повторними заземлювачами PEN (PE) проводів (у разі використання заземлювального пристрою одночасно для електроустановок напругою до 1 кВ) — після монтажу, переобладнання, ремонтів, а також в експлуатації не рідше ніж один раз на 6 років; на ПЛ, які відпрацювали 25 років і більше, — за рішенням технічного керівника споживача; на тросових опорах ліній напругою 110 кВ — 150 кВ у разі виявлення на них слідів перекриття або руйнування ізоляторів електричною дугою. На інших опорах вимірювання слід проводити вибірково на 2% від загальної кількості опор, особливо на ділянках з найбільш агресивними, зсувними ґрунтами і такими, що видуються або мають погану провідність, після монтажу, переобладнання, ремонтів, а також в експлуатації не рідше ніж один раз на 12 років.
б) ПЛ напругою до 1 кВ		Допустиме значення опору наведене в таблиці 46 додатка 2 до цих Правил.	Вимірювання слід проводити на опорах із заземлювачами грозозахисту та повторними заземленнями PEN (PE) проводу — після монтажу, переобладнання, ремонтів, а також в експлуатації не рідше ніж один раз на 6 років. Для решти опор слід здійснювати вимірювання вибірково на 2% від загальної кількості опор з заземлювачами в населеній місцевості, на ділянках ПЛ з найбільш агресивними, зсувними, видувними або погано провідними ґрунтами, після монтажу, переобладнання, ремонтів, а також в експлуатації не рідше ніж один раз на 12 років.

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
в) електроустановок (крім ПЛ)		Допустиме значення опору наведене в таблиці 47 додатка 2 до цих Правил	Вимірювання слід проводити після монтажу, переобладнання, ремонтів цих пристроїв, але не рідше ніж один раз на 12 років, а в особливо небезпечних умовах (для ліфтів, пралень, лазень, вантажопідіймальних машин, механізмів тощо) — не рідше ніж один раз на рік
4. Вимірювання значення напруги дотику в електроустановках напругою понад 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю або ефективно заземленою нейтраллю	К, М	Граничнодопустимі значення напруги дотику: 500 В — при тривалості впливу напруги до 0,1 с; 400 В — 0,2 с; 200 В — 0,5 с; 130 В — 0,7 с; 100 В — 0,9 с; 65 В — понад 1,0 с до 5,0 с. Проміжні допустимі напруги в інтервалі часу від 0,1 с до 1,0 с слід визначати інтерполяцією	Вимірювання слід проводити в електроустановках, виконаних згідно з нормами на напругу дотику, після монтажу, переобладнання, капітального ремонту заземлювального пристрою, але не рідше ніж один раз на 6 років. Вимірювання слід проводити при приєднаних природних заземлювачах і тросах ПЛ. Напругу дотику слід вимірювати в контрольних точках, визначених проектом. За розрахункову тривалість впливу напруги дотику приймають сумарний час дії релейного захисту і повного часу вимкнення вимикача
5. Перевірка стану пробивних запобіжників в установках напругою до 1 кВ з ізольованою нейтраллю, з'єднаних через трансформатор з мережею напругою понад 1 кВ	К, М	Запобіжники повинні бути справними і відповідати номінальній напрузі електроустановки	Перевірку слід проводити не рідше одного разу на 6 років, а також у разі їх спрацьовування
6. Перевірка спрацьовування захисту в електроустановках із заземленою нейтраллю	К, П, М	Відповідно до пункту 4 таблиці 27 цього додатка	
7. Перевірка виконання елементів заземлювальних пристроїв	К	Перевіряється дійсне розташування та приєднання заземлювачів у разі контролю стану заземлювальних пристроїв згідно з СОУ 31.2-21677681-19. Відповідність проекту конструктивного виконання заземлювального пристрою на ВРУ електростанцій та підстанцій споживачів до	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 із заземлювачами

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
		приєднання природних заземлювачів і заземлюючих елементів (обладнання, конструкцій, будівель) перевіряють після монтажу до засипання ґрунту	
8. Перевірка значення повного опору петлі «фаза-нуль» в установках на напругу до 1 кВ із глухозаземленою нейтраллю	К, М		Значення повного опору петлі «фаза-нуль» (або сили струму однофазного замикання) повинно задовольняти вимогам ПУЕ і повинно вимірюватись не рідше одного разу на 6 років. Під час експлуатації та після увімкнення нових споживачів опір вимірюється лише на ПЛ. Перевірка значення повного опору петлі «фаза-нуль» (або сили струму однофазного замикання) здійснюється також при змінах в електроустановках, які впливають на значення опору петлі «фаза-нуль»
9. Перевірка значення напруги на заземлювальному пристрої РУ електростанцій і підстанцій за стікання з нього струму замикання на землю	К	Значення напруги на заземлювальному пристрої: не обмежується для електроустановок, з яких виключено винос потенціалів за межі будівель та зовнішніх загороджень електроустановок; не більше ніж 10 кВ, якщо передбачені заходи захисту ізоляції кабелів зв'язку і телемеханіки та запобігання виносу потенціалів; не більше ніж 5 кВ в усіх інших випадках	Перевірку (розрахункову) проводять після монтажу, перебудови, але не рідше одного разу на 12 років для електроустановок на напругу понад 1 кВ в мережі з ефективно заземленою нейтраллю

Примітка.

К, П, М — проводяться у терміни, установлені системою ТОР, але П або М — не рідше ніж один раз на 6 років (за винятком пунктів 1, 3в). Перевірку в повному обсязі необхідно проводити після монтажу, капітального ремонту, реконструкції.

### Стационарні, пересувні та переносні комплектні випробувальні установки

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
1. Перевірка справності вимірювальних засобів і випробних трансформаторів	Виконується під час атестації випробувальної установки	Класи точності та коефіцієнти трансформації повинні відповідати паспорту. Міжповірочний інтервал вимірювальних трансформаторів визначається Держспоживстандартом	Перевіряється точність вимірювання мостів, вимірювальних приладів та справність випробних пристроїв. Справність обмоток випробних та вимірювальних трансформаторів оцінюється вимірюванням коефіцієнта трансформації та класу точності
2. Вимірювання значення опору ізоляції:	К		
а) кіл і апаратури на напругу понад 1 кВ		Значення опору ізоляції повинні відповідати вимогам підприємства-виробника.	Вимірювання проводиться мегаомметром на напругу 2500 В.
б) кіл і апаратури на напругу до 1 кВ		Значення опору повинні бути не менше ніж 1 МОм	Вимірювання проводиться мегаомметром на напругу 1000 В
3. Випробування підвищеною напругою частоти 50 Гц	К	Значення випробної напруги прийняти згідно з паспортом, але не нижче ніж 115% номінальної напруги випробувальної установки. Тривалість випробування 1 хв.	Випробувати кола і апарати, що перебувають під високою напругою
4. Перевірка дії блокувальних пристроїв, сигналізації та захисту	К, М	Перевірка проводиться 3-кратним опробуванням дії блокувальних пристроїв, сигналізації і захисту	Перевірка проводиться імітацією відповідних режимів
5. Перевірка інтенсивності рентгенівського випромінювання кенотронів випробувальних установок	К	Допустима потужність дози рентгенівського випромінювання у будь-якій доступній точці установки на відстані 5 см — 10 см від поверхні захисту (кожуха) не повинна перевищувати 0,02 нКл/(г·с) (0,28 мР/г або 0,08 мкР/с). Значення допустимої потужності дози випромінювання дається з розрахунку 36-годинного робочого тижня. У разі іншої тривалості ці значення	Проводиться у тих випадках, коли під час проведення капітального ремонту випробувальної установки було змінено розташування кенотронів. Дозиметрична перевірка ефективності захисту від рентгенівського випромінювання здійснюється за найбільших значень напруги і сили струму на аноді кенотрона. Ефективність захисту від рентгенівського випромінювання визначається вимірюванням потужності дози випромінювання мікрорентгенометром

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
		повинні бути помножені на коефіцієнт 36/t, де t — фактична тривалість робочого тижня, год.	

Примітка.

К — проводиться у терміни, установлені системою ТОР, але не рідше ніж один раз на 6 років для стаціонарних, один раз на 2 роки для пересувних і переносних установок; М — проводиться у терміни, установлені системою ТОР.

Таблиця 27

### Електроустановки, апарати, вторинні кола, норми випробування яких не наведені в таблицях 1-26 цього додатка, та електропроводка на напругу до 1 кВ

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
1. Вимірювання значення опору ізоляції	К, М	Значення опору ізоляції повинні бути не менше наведених у таблиці 48 додатка 2 до цих Правил	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
2. Випробування підвищеною напругою частоти 50 Гц електротехнічних виробів на напругу понад 12 В змінного струму та понад 120 В постійного струму, у тому числі:	К	Тривалість випробування 1 хв.	
а) ізоляції обмоток та кабелю живлення ручного електроінструмента відносно корпусу та зовнішніх металевих деталей		Для електроінструмента на напругу до 50 В включно значення випробної напруги мають становити 550 В, на напругу понад 50 В і потужності до 1 кВт — 900 В, більше 1 кВт — 1350 В.	Корпус електроінструмента та з'єднані з ним деталі, виготовлені з діелектричного матеріалу, на час випробування обгорнути металевією фольгою і заземлити. Якщо опір ізоляції не менше ніж 10 МОм, то випробування ізоляції підвищеною напругою можна замінити вимірюванням опору ізоляції мегаомметром на напругу 2500 В протягом 1 хв.
б) ізоляції обмоток		Значення випробної напруги	Випробна напруга прикладається

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
знижувальних трансформаторів		для первинної обмотки на напругу: 127-220 В — 1350 В; 380-440 В — 1800 В	по черзі до кожної з обмоток. У цьому разі інші обмотки повинні бути електрично з'єднані із заземленим корпусом та магнітопроводом
3. Випробування підвищеною напругою частоти 50 Гц:	К, М	Тривалість випробування — 1 хв. Значення випробної напруги — 1,0 кВ.	
а) ізоляції вторинних кіл управління, захисту, автоматики, сигналізації, телемеханіки тощо		Випробування підвищеною напругою проводиться для ізоляції відносно «землі» кіл РЗА та інших вторинних кіл з повністю зібраною схемою (разом з реле, контакторами, котушками приводів тощо) на напругу понад 60 В, а також поміж жилами контрольних кабелів особливо відповідальних вторинних кіл. До ізоляції особливо відповідальних вторинних кіл належать: кола газового захисту, кола конденсаторів, які використовуються як джерело оперативного струму; струмові кола ТС з номінальним значенням сили 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	Якщо у випробувальних 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. Напругу потрібно подавати почергово на кожну жилу, решту жил з'єднати між собою і заземлити. Перевірку здійснюють лише на робочих уставках. Під час поточного ремонту апаратів, вторинних кіл на напругу до 1 кВ замість випробувань відповідно до пункту 3 цієї таблиці дозволяється проводити випробування випрямленою напругою 2,5 кВ з використанням мегаомметра або спеціальної установки. У разі проведення випробування мегаомметром на напругу 2500 В можна не здійснювати вимірювань опору ізоляції мегаомметром на напругу 500 В, 1000 В.
б) ізоляції силових та освітлювальних електропроводок			Електропроводка на напругу до 1 кВ від розподільних пунктів до електроприймачів випробується відповідно до вказівок таблиці 48 додатка 2 до цих Правил
4. Перевірка спрацьовування пристроїв захисту (працездатності розчіплювачів та захисного автоматичного вимкнення живлення):	К, М	Розчіплювачі мають вимикати автоматичний вимикач за значенням виміряного параметра (сила струму, значення напруги, час), які знаходяться в границях, заданих підприємством-виробником.	

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
<p>а) перевірка спрацьовування пристроїв захисту, які реагують на надструми (автоматичні вимикачі, запобіжники) і не виконують функції захисного автоматичного вимикання живлення в електроустановках з типом заземлення системи TN-C, TN-S і IT</p>		<p>Кратність струмів однофазного КЗ на віддалену відкриту провідну частину кола, що захищається, в електроустановці з типом заземлення системи TN-C, TN-S і подвійного кола замикання на віддалені одна від одної провідні частини в системі IT, повинні бути не меншими ніж вказано в главі 3.1 ПУЕ.</p>	<p>Перевіряються безпосереднім вимірюванням сили струму замикання або повного опору петлі «фаза-нуль» в системі TN-C, TN-S і повного опору петлі подвійного замикання в системі IT з подальшим визначенням відповідних струмів та часу автоматичного вимикання живлення згідно з захисними характеристиками пристроїв захисту, вказаними в каталогах підприємств-виробників цих пристроїв.</p> <p>В електроустановках, приєднаних до одного щитка та тих, що містяться в межах одного приміщення, допускається здійснювати вимірювання з подальшою перевіркою спрацьовування захисту тільки на одній, найвіддаленішій від точки живлення установці (частині установки). Спрацьовування захисту на інших установках (частинах установок) визначається у цьому разі вимірюванням перехідного опору між перевіреною і тією установкою, що перевіряється, відповідно до пункту 6 цієї таблиці. У мережі зовнішнього освітлення перевіряється спрацьовування захисту тільки для найвіддаленіших світильників кожної лінії. Спрацьовування захисту в разі замикання на корпус інших світильників перевіряється вимірюванням перехідного опору між PEN (PE)-провідником та корпусом світильника. Перевірку спрацьовування захисту групових ліній різних приймачів, що використовуються короткочасно, допускається здійснювати на штепсельних розетках із захисним контактом.</p>
<p>б) перевірка спрацьовування пристроїв захисту, які реагують на надструми та виконують функцію захисного</p>		<p>Те саме, що й в пункті 4а цієї таблиці, але кратність струмів повинна бути такою, щоб час спрацьовування захисту:</p> <p>в групових колах з силою</p>	<p>Розрахунок струму замикання проводиться відповідно до пункту 4а з подальшим визначенням часу автоматичного вимикання живлення згідно з захисними характеристиками пристроїв</p>



Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
автоматичного вимикання живлення в електроустановках з типом заземлення системи TN-C, TN-S і IT		робочого струму до 32 А не перевищував допустимий, наведений в таблиці 1.7.1 пункту 1.7.82 ПУЕ; в розподільних колах, а також групових колах з силою робочого струму більше 32 А — не перевищував 5 с	захисту, вказаними в каталогах підприємств-виробників цих пристроїв
5. Перевірка працездатності розчіплювачів (теплових, електромагнітних, напівпровідникових тощо) автоматичних вимикачів	К, М	Розчіплювачі мають вимикати автоматичний вимикач за значеннями виміряного параметра (сила струму, значення напруги, час), які знаходяться в границях, заданих підприємством-виробником	Перевірку слід проводити на робочих уставках
6. Перевірка спрацьовування пристроїв захисного вимикання живлення, які реагують на диференціальний струм (ПЗВ)	К, П, М	Проводиться виробничими працівниками шляхом виміру значення сили струму спрацьовування на відповідність його паспортним даним та оперативними працівниками шляхом натискання на кнопку «Т» (тест)	Проводиться не рідше ніж один раз на 3 місяці і завжди перед уведенням у роботу
7. Перевірка працездатності контакторів, автоматичних вимикачів і магнітних пускачів при номінальній і пониженій напрузі оперативного струму	К	Автоматичний вимикач, контактор і магнітний пускач повинні надійно вмикатися, вимикатися і надійно утримуватися в увімкненому положенні за значення напруги утримання, заданого підприємством-виробником. Значення напруги спрацьовування та кількість операцій наведено в таблиці 49 додатка 2 до цих Правил	
8. Перевірка фазування РУ і їх приєднань	К	Повинен бути збіг за фазами	
9. Вимірювання напруги дотику (в електроустановках, виконаних згідно з нормами на напругу дотику)	М	Значення напруги дотику вимірюють в контрольованих точках, у яких ці величини визначені розрахунком під час проектування	Вимірювання напруги дотику проводять після монтажу, перебудови та капітального ремонту заземлювального пристрою, але не рідше ніж один раз на 6 років. Вимірювання проводять за приєднаних природних заземлювачів і тросів ПЛ. Необхідно здійснювати на об'єктах з підвищеною електронезбезпекою (наприклад, у тваринницьких

Найменування перевірки	Вид перевірки	Нормативне значення	Вказівки
1	2	3	4
			комплексах, у лазнях з електронагрівачами тощо), де з метою запобігання електротравматизму виконується зрівнювання і вирівнювання потенціалів
10. Перевірка відсутності пошкоджень провідників у пристроях вирівнювання електричних потенціалів	К, П	Перевіряється затягнення болтових та цілісність зварних контактних з'єднань	Проводиться не рідше ніж один раз на рік на об'єктах, де дозволяє конструкція вирівнювальних пристроїв; у разі відсутності можливості здійснити таку перевірку слід визначити напругу дотику відповідно до пункту 10 цієї таблиці
11. Вимірювання рівня освітленості та інших нормативних світлотехнічних параметрів	К, П	Освітленість та інші світлотехнічні параметри повинні відповідати нормам	Оцінка результатів контрольних вимірювань повинна здійснюватись з урахуванням типу ламп, що застосовуються, та напруги в момент вимірювання

Примітки:

1. К, П, М — проводяться у терміни, установлені системою ТОР, виходячи з місцевих умов і режиму експлуатації установок, але не рідше ніж: К — один раз на 12 років, П або М — один раз на 6 років.

2. Перевірки та вимірювання, зазначені в пунктах 1, 5, 6, 10 та 11 цієї таблиці, слід проводити у терміни, наведені у даних пунктах цієї таблиці.

## ОСНОВНІ НОРМАТИВНО-ТЕХНІЧНІ ПОКАЗНИКИ, ЯКІ ВИКОРИСТОВУЮТЬСЯ ПРИ ПРОВЕДЕННІ ВИПРОБУВАНЬ ТА ВИМІРЮВАНЬ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ТА АПАРАТІВ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК СПОЖИВАЧІВ

Таблиця 1

### Види, обсяг і періодичність вимірювань та випробувань трансформаторів

Періодичність вимірювань і випробувань	Обсяг вимірювань і випробувань (згідно з таблицею 1 додатка 1 до цих Правил)		
	маслонаповнені трансформатори		трансформатори сухі
	на напругу до 35 кВ, потужністю до 6,3 МВ·А	на напругу 110 кВ і вище; власних потреб 10 МВ·А і більше, усіх напруг; 35 кВ, 10 МВ·А і більше	
Під час приймально-здавальних випробувань (першого увімкнення) і після капітального ремонту з розбиранням активної частини	2; 3; 6-9; 11; 15; 17; 22	2-4; 6- 13; 15-19; 20; 21; 22	3; 5; 6-8; 17
Два рази на рік, П (хроматографічний контроль газів, які розчинені в маслі)	-	15.1	-
Щорічно, П	10; 15*	10; 12; 15*	-
Не менше ніж один раз на 3 роки (додатковий обсяг до щорічних), П	3; 15**	3; 4; 15; 18; 20	3
Не менше ніж один раз на 6 років (додатковий обсяг до періодичних на 3 роки), П	6; 19	6; 9	6
Через 12 років*** після введення до експлуатації (додатковий обсяг до періодичних на 6 років), К	2; 20	2; 16****; 19; 21	5

\* Контроль масла з бака контактора РПН (або щорічна заміна масла).

\*\* Контроль масла з бака трансформаторів потужністю, більшою ніж 630 кВ·А.

\*\*\* Для визначення необхідності проведення капітального ремонту трансформаторів з урахуванням результатів вимірювань, випробувань і оцінювання стану трансформатора за умовами роботи, результатами огляду з розкриттям ідентичних трансформаторів.

\*\*\*\* Проводять у трансформаторах на напругах 110 кВ і вище потужністю 63 МВ·А і більше під час першого увімкнення, після протікання через обмотки трансформатора струму короткого замикання (КЗ), що становить 0,7 і більше від розрахункового значення сили струму КЗ трансформатора, допустимого стандартом (ТУ), і у разі визначення необхідності капітального ремонту.

### Обсяг перевірки ізоляції обмоток трансформаторів після капітального ремонту та заливання масла

Трансформатори	Обсяг перевірки	Нормативне значення	Комбінація умов, наведених у попередній колонці, достатніх для вмикання трансформатора	Додаткові вказівки
1	2	3	4	5
1. На напругу до 35 кВ	1. Відбір проби масла	1. Характеристика масла (в обсязі скороченого аналізу) — у нормі	Комбінація умов 1, 2	1. Для трансформаторів потужністю до 1000 кВ·А замість проведення скороченого аналізу масла допускається визначати тільки значення її пробивної напруги
	2. Вимірювання опору ізоляції $R_{60}$	2. Значення опору ізоляції $R_{60}$ не менше вказаного в таблиці 4 цього додатка та пункті 3 таблиці 1 додатка 1 до цих Правил		2. Проби масла повинні відбиратися не раніше ніж через 12 годин після його заливання в трансформатор
2. На напругу 110 кВ — 150 кВ	1. Відбір проби масла	1. Характеристика масла (в обсязі скороченого аналізу) — у нормі. 2. Значення опору ізоляції $R_{60}$ не менше вказаного в пункті 3 таблиці 1 додатка 1 до цих Правил. 3. Значення $\text{tg } \delta$ не перевищують даних, наведених в пункті 4 таблиці 1 додатка 1 до цих Правил	Комбінація умов 1-3	
	2. Вимірювання опору ізоляції $R_{60}$			
	3. Вимірювання $\text{tg } \delta$ ізоляції			

### Схеми вимірювання характеристик ізоляції трансформаторів

Послідовність вимірювань	Двообмоткові трансформатори		Триобмоткові трансформатори	
	обмотки, на яких проводять вимірювання	заземлювані частини трансформатора	обмотки, на яких проводять вимірювання	заземлювані частини трансформатора
1	НН	Бак, ВН	НН	Бак, СН, ВН
2	ВН	Бак, НН	СН	Бак, НН, ВН
3	(ВН + НН)*	Бак	ВН	Бак, НН, СН
4	-	-	(ВН + СН)*	Бак, НН
5	-	-	(ВН + СН + НН)*	Бак

\* Вимірювання є обов'язковими тільки для трансформаторів потужністю 16 МВ·А і більше.

Примітка.

ВН, СН і НН — відповідно обмотки вищої, середньої та нижчої напруг.

Таблиця 4

### Найменші допустимі значення опору ізоляції $R_{60}$ обмоток трансформатора на напругу до 35 кВ потужністю до 10 МВ·А після капітального ремонту

Температура обмотки, °С	10	20	30	40	50	60	70
Значення $R_{60}$ , МОм	450	300	200	130	90	60	40

Примітка.

Значення  $R_{60}$  відносяться до всіх обмоток даного трансформатора

Таблиця 5

### Значення випробних напруг частоти 50 Гц для обмоток сухих трансформаторів

Клас напруги трансформатора, кВ	До 0,69	3	6	10	15	20
Значення випробної напруги, кВ	2,7	9	14,4	21,6	33,3	45,0

Примітка.

Тривалість випробування — 1 хвилина.

## Граничнодопустимі значення показників якості трансформаторного масла

Найменування показника	Значення показника якості масла	
	після заливання в обладнання і перед вводом в експлуатацію	експлуатаційного
1	2	3
1. Значення пробивної напруги, кВ, для трансформаторів, апаратів і вводів на напругу, не менше ніж:		
до 15 кВ	25	20
від 15 кВ до 35 кВ, крім трансформаторів власних потреб	30	25
від 15 кВ до 35 кВ для трансформаторів власних потреб	35/30	30/25
від 60 кВ до 110 кВ	45/40	40/35
150 кВ	50/45	45/40
2. Вміст механічних домішок за візуальним визначенням	Відсутній	Відсутній
3. Кислотне число, мг КОН/г масла, не більше ніж	0,01	0,1* ; 0,25**
4. Вміст водорозчинних кислот, мгКОН/г масла, не більше ніж:		
для силових трансформаторів потужністю понад 630 кВА, герметичних вводів та вимірювальних трансформаторів	Відсутній	0,014
для негерметичних вводів та вимірювальних трансформаторів	Відсутній	0,03
5. Температура спалаху в закритому тиглі, °С, не нижче ніж	135	***
6. Тангенс кута діелектричних втрат за температури 70 °С / 90 °С,%, для силових та вимірювальних трансформаторів, вводів на напругу 35 кВ — 150 кВ, не більше ніж	0,7	10/15
7. Вміст вологи, не більше, % маси (г/т):		
для трансформаторів з азотним і плівковим захистом, герметичних трансформаторів струму та герметичних вводів	0,001 (10)	0,002 (20)
для ТН 110 кВ — 150 кВ типу НКФ	0,0015 (15)	0,0025 (25)
для решти обладнання усіх категорій	0,0025 (25)	****
8. Вміст газу для герметичного обладнання не більше, % об'єму	0,2	2

\* Заміна сорбенту в термосифонних або адсорбційних фільтрах.

\*\* Регенерація або заміна масла.

\*\*\* Зниження не більше ніж на 5 °С від попереднього значення, але не більше ніж на 15 °С з початку експлуатації.

\*\*\*\* Відсутнє, якщо немає вимог підприємства-виробника визначати кількісно.

Примітка.

У чисельнику (пункти 1 та 6 таблиці 6 цього додатка) приведені значення показника для електричного обладнання, яке планувалося ввести в експлуатацію з 01.01.99, а в знаменнику — введеного в експлуатацію до 01.01.99.

### Випробна напруга частоти 50 Гц ізоляції напівпровідникових перетворювачів

Значення найбільшої робочої напруги, В	Значення випробної напруги, кВ
До 24	0,5
Від 25 до 60	1,0
Від 61 до 200	1,5
Від 201 до 500	2
Понад 500	$2,5 U_{роб} + 1$ , але не більше ніж 3

Примітка.

$U_{роб}$  — середньоквадратичне значення напруги кола, що випробується.

### Норми на характеристики сірчаної кислоти та електроліту для акумуляторних батарей

Показник	Норма на сірчану кислоту		Норма для електроліту	
	вища категорія якості	перша категорія якості	свіжорозведена кислота для заливання в акумулятори	електроліт із працюючого акумулятора
1	2	3	4	5
1. Масова частка сірчаної кислоти ( $H_2SO_4$ ),%	92-93	92-94	-	
2. Масова частка заліза (Fe),%, не більше	0,005	0,006	0,004	0,008
3. Масова частка нелеткого залишку після прожарювання,%, не більше	0,02	0,03		-
4. Масова частка оксидів азоту ( $N_2O_3$ ),%, не більше	0,00003	0,00015	0,00005	-
5. Масова частка марганцю (Mn),%, не більше	0,00005			-
6. Масова частка суми важких металів у перерахуванні на свинець (Pb),%, не більше	0,01		-	-
7. Масова частка міді (Cu),%, не більше	0005			-
8. Масова частка речовин, які відновлюють $KMnO_4$ , $cm^3$ розчину з $1,5 KMnO_4 = 0,01$ моль/ $dm^3$ , не більше	4,5			-
9. Зовнішній вигляд	Прозора			
10. Інтенсивність забарвлення (визначається колориметричним способом), мл	0,6			1,0
11. Густина за температури $20\text{ }^\circ C$ , г/ $cm^3$	1,83-1,84	1,83-1,84	$1,18 \pm 0,005$	1,2-1,21

Примітка.

Для дистильованої води дозволена наявність тих же домішок, які допускаються для акумуляторної кислоти, але в концентраціях менших у 10 разів.

Таблиця 9

### Випробна випрямлена напруга для силових кабелів

Значення випробної напруги, кВ, для силових кабелів на номінальну напругу, кВ										
До 1	2	3	6	10	15	20	30	35	110	150
Кабелі з паперовою ізоляцією										
2,5	6*-12	9*-18	18*-36	30*-60	-	50*-100	-	70*-140	285	350
Кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену										
-	5	7,5	15	24	35	48	70*-72	70*-80	-	-
Кабелі з пластмасовою ізоляцією (крім кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену)										
2,5**	5	7,5	18*-36	30*-60	-	50*-100	-	70*-140	285	-
Кабелі з гумовою ізоляцією										
-	4***	6***	12***	20***	-	-	-	-	-	-

\* Значення випробної напруги є мінімально допустимим, яке встановлюється на підставі технічної можливості за рішенням технічного керівника споживача.

\*\* Обов'язкове лише для кабелів електричних станцій, підстанцій і розподільних пристроїв. Для решти кабелів дозволена заміна перевіркою мегаомметром на напругу 2500 В.

\*\*\* У разі дрібних ремонтів, не пов'язаних з перемонтажем кабелю, ізоляцію перевіряють тільки мегаомметром на напругу 2500 В.

Таблиця 10

### Випробна змінна напруга наднизької частоти 0,1 Гц спеціальної форми (косинусний прямокутник) для силових кабелів

Значення випробної напруги, кВ, для силових кабелів на номінальну напругу, кВ					
6	10	15	20	30	35
Кабелі з паперовою ізоляцією					
12	18	-	35	-	60
Кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену					
11	18	26	35	54	60
Кабелі з пластмасовою ізоляцією (крім кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену)					
12	18	-	35	-	60



### Періодичність випробування кабельних ліній

Тип КЛ	Характеристика стану КЛ	Періодичність випробувань КЛ
1	2	3
КЛ напругою до 1 кВ	Після прокладення	Перед увімкненням
	Після ремонту	Перед увімкненням
КЛ напругою 2 кВ — 10 кВ з гумовою ізоляцією	Після прокладення	Перед увімкненням
	У стаціонарних установках	Один раз на рік
	У сезонних установках	Перед настанням сезону
КЛ напругою 2 кВ — 35 кВ (незалежно від типу ізоляції)	Після прокладення	Перед увімкненням
	Усі КЛ протягом перших двох років експлуатації	Один раз на рік
	КЛ, які не пошкоджувалися під час випробувань протягом перших двох років експлуатації	Один раз на 2-3 роки
	Силові КЛ живлення і розподільні силові КЛ, що живлять особливо відповідальних споживачів	Один раз на рік
	КЛ з великою ймовірністю механічних і корозійних пошкоджень, на трасах яких (або поблизу їх) виконувалися або виконуються будівельні роботи; КЛ з дефектами; КЛ, на яких в перші два роки експлуатації були пошкодження під час випробування	Один раз на рік
КЛ у закритих трасах	Один раз на 3 роки	
КЛ напругою 110 кВ — 150 кВ (незалежно від типу ізоляції)	Після прокладення	Перед увімкненням
	Періодично	Перший раз — через 3 роки, а в подальшому — один раз на 5 років
КЛ, приєднані до агрегату (незалежно від типу ізоляції)	Після прокладення	Перед увімкненням
	Під час ремонту агрегатів	Після ремонту агрегату, перед увімкненням у роботу

### Допустимі відхилення положення опор та їх елементів ПЛ напругою 35 кВ і вище

Найменування	Граничне значення для опор		
	залізобетонних	металевих	дерев'яних
1	2	3	4
1. Відхилення від вертикальної осі вздовж і поперек ПЛ (відношення відхилення верхнього кінця стояка опори до її висоти)	1:100 — для порталних опор 1:150 — для одностоякових опор	1:200	1:100
2. Зміщення опори перпендикулярно до осі ПЛ (вихід із створу):			
а) для одностоякових опор для довжини прольоту, м:			
до 200	100 мм	100 мм	100 мм
від 200 до 300	-	200 мм	200 мм
понад 300	-	300 мм	-
б) для порталних металевих опор на відтяжках для довжини прольоту, м:			
до 250	-	200 мм	-
понад 250	-	300 мм	-
в) для порталних залізобетонних опор	200 мм	-	-
3. Відхилення кінця траверси від горизонталі (нахил траверси) щодо її довжини для опор (довжина траверси L)	1:100 L — для одностоякових опор	-	1:50 L
4. Відхилення осі траверси порталної опори з відтяжками від горизонтальної осі (довжина траверси L):	80 мм		
у разі довжини траверси до 15 м		1:150 L	-
у разі довжини траверси більше 15 м		1:250 L	-
5. Розворот траверси щодо осі лінії	100 мм (горизонтальне зміщення траверси)	100 мм	5 град.
6. Зміщення кінця траверси від лінії, перпендикулярної до осі траверси	100 мм для одностоякових опор	100 мм	-

### Допуски на розміщення збірних фундаментів на ПЛ напругою 35 кВ – 150 кВ

Найменування	Опори, які стоять вільно	Опори на відтяжках
Розходження рівнів дна котлованів, мм	10	10
Відстань між осями підніжок у плані, мм	± 20	± 50
Різниця вертикальних відміток верху підніжок, мм	20	20
Кут нахилу подовжньої осі стійки підніжок, град	0,5	± 1,5
Зміщення центру підніжок у плані, мм	-	50

Таблиця 14

### Граничні значення прогинів та розміри дефектів залізобетонних стояків і приставок

Характер дефекту	Найбільше значення
1	2
1. Центрифуговані стояки опор і приставки на ПЛ напругою 35 кВ — 150 кВ	
1.1. Викривлення стояка одностоякової вільностоячої опори	10 см
1.2. Ширина розкриття поперечних тріщин на всій поверхні бетону стояка	0,6 мм
1.3. Те саме на стояках з напруженою арматурою з високоміцного дроту	Не допускається
1.4. Ширина розкриття поздовжніх тріщин у бетоні при їх кількості в одному перерізі більше двох на довжину 3 м	0,3 мм
1.5. Площа наскрізного отвору в бетоні стояка	25 см <sup>2</sup>
2. Вібровані стояки і приставки опор на ПЛ напругою 6 кВ — 20 кВ	
2.1. Відхилення вершини стояка від вертикального положення з урахуванням повороту в землі (за відсутності вітру й ожеледі)	15 см* 50 см**
2.2. Вимірювання відстані між стояком і основою підкосу складної опори у порівнянні з передбаченими проектом	15%
2.3. Ширина розтріскування бетону приставки (стійки) довжиною понад 1 м	0,5 мм
2.4. Ширина розтріскування бетону підкосу довжиною понад 1,5 м	0,5 мм
2.5. Оголення стрижнів поздовжньої арматури приставки, стійки або підкосу	1 м
3. Вібровані стояки і приставки опор на ПЛ напругою 0,38 кВ	
3.1. Відхилення вершини стояка від вертикального положення з урахуванням повороту в землі (за відсутності вітру й ожеледі)	15 см* 50 см**
3.2. Вимірювання відстані між стояком і основою підкосу складної опори у порівнянні з передбаченими проектом	15%
3.3. Ширина розтріскування бетону приставки (стійки) довжиною понад 1,5 м	0,5 мм
3.4. Ширина розтріскування бетону підкосу довжиною понад 1,5 м	0,5 мм

3.5. Оголення стрижнів поздовжньої арматури приставки, стійки або підкосу	1,5 м
---	-------

\* Під час введення в експлуатацію.

\*\* Під час вимірів у міжремонтний період.

Таблиця 15

### Розподіл напруги в ізоляторах гірлянд під час контролю їх вимірювальною штангою

Значення робочої напруги, кВ		Кількість ізоляторів, шт	Стан ізолятора	Значення напруги, кВ, на ізоляторі номер (рахуючи від траверси або конструкції)								
лінійна	фазна			1	2	3	4	5	6	7	8	9
110	65	8	Нормальний	8	6	5	4,5	6,5	8	10	17	-
			Дефектний	4	3	2	2	3	5	7	10	-
		7	Нормальний	9	6	5	7	8,5	10	18,5	-	-
			Дефектний	4	3	2	3	5	6	10	-	-
		6	Нормальний	10	8	7	9	11	19	-	-	-
			Дефектний	5	4	3	5	6	10	-	-	-
35	20	4	Нормальний	4	3	5	8	-	-	-	-	-
			Дефектний	2	2	3	5	-	-	-	-	-
		3	Нормальний	6	5	9	-	-	-	-	-	-
			Дефектний	3	3	5	-	-	-	-	-	-
		2	Нормальний	10	10	-	-	-	-	-	-	-
			Дефектний	5	6	-	-	-	-	-	-	-

Примітка.

Дефектним вважають ізолятор, в якому значення напруги менше від зазначеного. Під час розподілу напруги по ізоляторах гірлянд внаслідок забруднення, зволоження тощо дефектними вважають ізолятори, на яких значення напруги менше ніж 50% величини розподілу напруг, що були уточнені на місці вимірювання.

**Площа та глибина поверхневих сколів на ребрах ізоляторів, які підлягають відновлювальному ремонту**

Площа зовнішньої поверхні ізолятора, дм <sup>2</sup>	36-60	60-175	175-270	270-360	360-450	450-800	800-1400	>1400
Сумарна площа допустимих сколів на ізолятори, мм <sup>2</sup>	100	100	150	150	200	200	200	300
Допустима глибина сколу, мм	2	3	3	3	3	3	3	4

**Випробна напруга опорних одноелементних ізоляторів**

Номінальне значення напруги фарфорового опорного ізолятора, кВ	6	10	20	35
Значення випробної напруги, кВ	32	42	65	95

**Розподіл напруги у нормальних і дефектних елементах опорних багатоелементних ізоляторів під час контролю їх вимірювальною штангою**

Робоче значення напруги, кВ		Тип ізолятора	Кількість ізоляторів, шт	Стан ізолятора	Значення напруги, кВ, на елементі номер (рахуючи від конструкції)									
лінійна	фазна				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
110	65	ОНШ-35-2000 (ШД-35)	3	Нормальний	6	4	5	6	6	7	7	8	16	-
				Дефектний	3	2	3	3	3	3	4	6	10	-
		ОНШ-35-1000 (ШТ-35)	4	Нормальний	4	5	5	6	8	10	12	15	-	-
				Дефектний	2	2	2	3	4	5	7	9	-	-
		ОНШ-35-1000 (ШТ-35 або ШТ-30)	3	Нормальний	7	8	9	11	12	18	-	-	-	-
				Дефектний	3	4	5	6	8	11	-	-	-	-
		ОС-1	5	Нормальний	4	5	4	5	6	7	6	9	7	12
				Дефектний	2	2	2	3	3	4	3	6	5	6
		ОС-1	4	Нормальний	5	6	4	8	5	12	8	17	-	-
				Дефектний	2	3	2	4	3	8	6	10	-	-
35	20	ОС-1	3	Нормальний	2	3	2	4	3	6	-	-	-	-
				Дефектний	2	2	2	2	2	4	-	-	-	-
		ОС-1	2	Нормальний	4	5	4	7	-	-	-	-	-	
				Дефектний	2	2	2	3	-	-	-	-	-	

	ОНШ-35-1000 (ШТ-35)	1	Нормальний	10	10	-	-	-	-	-	-	-	-
			Дефектний	5	5	-	-	-	-	-	-	-	-
	ОНШ-35-2000	1	Нормальний	6	7	7	-	-	-	-	-	-	-
			Дефектний	3	3	4	-	-	-	-	-	-	-

Примітки:

1. Дефектним вважають ізолятор, в якому значення напруги менше від зазначеного.
2. Під час вимірювання напруги на опорних ізоляторах штангою необхідно мати на увазі, що ізолятори ОНШ-35-2000 (ШД-35) складаються з трьох склесених елементів, а інші — з двох.

Таблиця 19

### Граничні значення $\text{tg } \delta$ основної ізоляції негерметичних вводів\* та прохідних ізоляторів за температури 20 °С

Вид основної ізоляції	Значення $\text{tg } \delta, \%$ , ізоляції вводів на номінальну напругу, кВ		
	35	110	150
1. Мастиконаповнена	7	5	5
2. Тверда ізоляція	1,5	1,5	1,5
3. Маслобар'єрна	-	5	5
4. Паперово-масляна	-	1,5 / 3**	1,5 / 3**

\* Значення  $\text{tg } \delta$  ізоляції вимірювального конденсатора маслонаповненого вводу приймають за нормами для основної ізоляції.

\*\* У знаменнику наведено значення  $\text{tg } \delta$  останніх шарів ізоляції від втулки, якщо інструкціями підприємства-виробника не передбачені більш жорсткі норми.

Таблиця 20

### Граничні значення електричних характеристик внутрішньої ізоляції герметичних вводів на напругу 110 кВ – 150 кВ під час експлуатації за температури 20 °С

Значення кута діелектричних втрат, %	Марка масла	
	Т-750	ГК
$\text{tg } \delta_1^*$	1,5	1,5
$\text{tg } \delta_2$	1,5	1,5
$\text{tg } \delta_3$	3,0	2,0
$\text{tg } \delta_m$ за 70 °С**	7,0	3,5
$\text{tg } \delta$ за 90 °С**	10,0	5,0

\* Значення  $\text{tg } \delta_1$  повинно бути не меншим ніж 0,25% для вводів з маслом Т-750, 0,15% для вводів з маслом ГК.

\*\*  $\text{tg } \delta$  масла визначається за відповідною методикою.

Примітка.

Граничні значення  $\text{tg } \delta$  ізоляції герметичних вводів під час приймально-здавальних випробувань приймаються згідно з вимогами інструкцій підприємства-виробника.

### Значення випробної напруги вводів і прохідних ізоляторів

Найменування	Значення випробної напруги вводів і прохідних ізоляторів з номінальною напругою, кВ						
	3	6	10	15	20	24	35
Вводи та прохідні ізолятори з фарфору	24	32	42	55	65	75	95
Мастико-, маслонаповнені вводи, вводи та прохідні ізолятори з органічних твердих матеріалів	-	-	-	49,5	58,5	67,5	85,5

Таблиця 22

### Граничні значення опору ізоляції рухомих і направляючих частин, виконаних з органічних матеріалів

Вид випробування	Значення опору ізоляції, МОм, на номінальну напругу, кВ	
	3-10	15-150
Під час експлуатації	300	1000

Таблиця 23

### Випробна напруга частоти 50 Гц для вимикачів навантаги, масляних, електромагнітних, вакуумних, елегазових вимикачів та електродних котлів

Вид ізоляції вимикача	Значення випробної напруги, кВ, для вимикачів на номінальну напругу до 35 кВ					
	3	6	10	15	20	35
Фарфорова ізоляція	24	32	42	55	65	95
Фарфорова ізоляція разом із твердими і рідкими діелектриками або кабельними масами, ізоляція з органічних твердих матеріалів	21,6	28,8	37,8	49,5	58,5	85,5

Таблиця 24

### Найменші допустимі значення опору ізоляції повітропроводів, опорних і рухомих частин, виконаних з органічних матеріалів

Вид випробування	Значення опору ізоляції, МОм, вимикача на номінальну напругу, кВ		
	до 15	20-35	110-150
Під час експлуатації	300	1000	3000

### Обсяг багаторазових випробувань повітряних вимикачів під час налагодження

Найменування операції або циклу	Тиск при випробуванні	Значення напруги на затискачах електромагнітів керування	Кількість операцій та циклів у процесі налагодження після ремонтів	
			капітальних і позапланових	поточних
1	2	3	4	5
Вимикання, увімкнення	Мінімальне спрацювання	Номінальне*	2	2
	Мінімальне робоче*	Те саме	2	2
	Номінальне*	- // -	2	2
	Максимальне робоче	0,65* (0,7**) номінального	2	2
Цикл «увімкнення-вимикання»	Мінімальне робоче*	Номінальне*	2	2
	Максимальне робоче*	Те саме	2	2
Цикл «вимикання-увімкнення»,	Мінімальне для АПВ	- // -	2	2
успішне АПВ	Номінальне	- // -	2	2
Цикл «вимикання-увімкнення-вимикання», неуспішне АПВ	Мінімальне для АПВ*	- // -	2	2
	Максимальне робоче*	- // -	2	2

\* Осцилограми роботи вимикачів потрібно знімати.

\*\* Залежно від вимог підприємства-виробника.

### Значення випробної напруги для запобіжників

Найменування	Значення випробної напруги, кВ, для запобіжників, установлених у РУ на номінальну напругу, кВ		
	6	10	35
Фарфорові ізолятори запобіжників	32	42	95



**Максимально допустиме значення опору постійному струму контактної системи роз'єднувачів та відокремлювачів**

Тип роз'єднувача (відокремлювача)	Номинальне значення напруги, кВ	Номинальне значення сили струму, А	Значення опору струмопровідного контуру, мкОм
РЛН	35-150	600	220
Інші типи	Усі класи напруг	600	175
		1000	120
		1500-2000	50

Таблиця 28

**Допустимі значення витягувальних зусиль рухомих контактів з нерухомих для роз'єднувачів та відокремлювачів**

Тип апарата	Номинальне значення напруги, кВ	Номинальне значення сили струму, А	Допустимі значення витягувального зусилля для одного головного ножа, Н (кгс)
Роз'єднувачі			
РЛНД	110	1000	176-196 (18-20)
		600	157-176 (16-18)
РВЗ	35	1000	176-225 (18-23)
		600	137-176 (14-18)
РВЗ	20	400	118-157 (12-16)
РВК	20	700	830-850 (85-87)
		5000, 6000	49-540 (50-55)
РВК	10	3000, 4000, 5000	490-540 (50-55)
Відокремлювачі			
ОД-(М)	110, 150	600	157-176 (16-18)

Таблиця 29

**Найбільший допустимий час вимикання відокремлювачів і увімкнення короткозамикачів**

Тип відокремлювача	Час вимикання, не більший ніж, с	Тип короткозамикача	Час увімкнення, не більший ніж, с
ОД-35	0,5	КЗ-35	0,4
ОД-110	07-0,9	КЗ-110	0,4
ОД-110М	0,5	КЗ-110М	0,35
ОД-150	1,0	КЗ-150	0,5
ОД-150М	0,7	КЗ-150М	0,4
КРН-35	0,35		

### Значення опору вентильних розрядників (елементів розрядників)

Тип розрядника або елемента розрядника	Значення опору, МОм	
	не менше	не менше
1	2	3
РВМ — 3	15	15
РВМ — 6	100	100
РВМ — 10	170	170
РВМ — 15	600	600
РВМ — 20	1000	1000
Елементи розрядника РВМ — 35	600	600
РВРД — 3	95	95
РВРД — 6	210	210
РВРД -10	770	770
Елементи розрядника РВМА — 66*	250	250
	400	400
РВМГ — 110М	400	400
РВМГ — 150М	400	400

\* Розрядник складається з двох елементів.

### Допустимі значення сили струму провідності вентильних розрядників та їх елементів

Тип розрядника або елемента розрядника	Значення випрямленої напруги, кВ	Значення сили струму провідності, мкА, за температури 20 °С	
		не менше	не більше
РВС-15*	16	200	340
РВС-20*	20	200	340
РВС-35*	32	200	340
РВС-15**	16	400/450	620
РВС-20**	20	400/450	620
РВС-33***	32	400/450	620
РВС-35	32	400/450	620
РВН-1У1	1		6
РВМ-3	4	380	450
РВМ-6	6	120	220
РВМ-10	10	200	280
РВМ-15	18	500	700
РВМ-20	24	500	700
РВ-25	28	400	650
РВЕ-25М	28	400	650
РВМЕ-25	32	400	650

Тип розрядника або елемента розрядника	Значення випрямленої напруги, кВ	Значення сили струму провідності, мкА, за температури 20 °С	
		не менше	не більше
РВД-3	3	30	85
РВД-6	6	30	85
РВД-10	10	30	85
Елемент розрядника РВМА-66	30	1000	1350
РВМГ-110М, РВМГ-150М			
Елемент розрядника РВМГ-110, РВМГ-150	30	900	1300

\* Для мереж з ізолюваною нейтраллю і компенсацією ємнісних струмів та випуску розрядника після 1975 р.

\*\* Укомплектований елемент розрядників у мережах 60 кВ – 150 кВ випуску до 1980 р.

\*\*\* Укомплектований елемент розрядників РВС-110 випуску до 1980 р.

Примітки:

1. 400/450 — відповідно до року виготовлення і вимог інструкцій підприємства-виробника на РВС-15, РВС-20, РВС-33; РВС-35.

2. Для приведення струмів провідності розрядників до температури 20 °С необхідно внести виправлення, яке дорівнює 0,3% на кожен градус відхилення. За температури до 20 °С виправлення позитивне, понад 20 °С виправлення негативне.

Таблиця 32

### Допустимі значення сили струму провідності комплектуючих елементів багатоеlementних розрядників типу РВС

Група	Тип	Номинальне значення напруги, кВ	Значення випрямленої напруги, кВ	Значення сили струму провідності, мкА	
				не менше	не більше
1	2	3	4	5	6
1	РВС-15	18	16	450	485
	РВС-20	24	20		
	РВС-29	29	28		
	РВС-33	33	32		
2	РВС-15	18	16	485	520
	РВС-20	24	20		
	РВС-29	29	28		
	РВС-33	33	32		
3	РВС-15	18	16	520	555
	РВС-20	24	20		
	РВС-29	29	28		
	РВС-33	33	32		
4	РВС-15	18	16	555	590
	РВС-20	24	20		
	РВС-29	29	28		

Група	Тип	Номинальне значення напруги, кВ	Значення випрямленої напруги, кВ	Значення сили струму провідності, мкА	
				не менше	не більше
1	2	3	4	5	6
	PBC-33	33	32		
5	PBC-15	18	16	590	620
	PBC-20	24	20		
	PBC-29	29	28		
	PBC-33	33	32		

Таблиця 33

**Допустимі значення сили струму провідності та найменші допустимі значення виміряного мегаомметром опору обмежувача перенапруг (ОПН)**

Тип ОПН	Найбільше значення робочої напруги (середньо- квадратичне), кВ	Діапазон допустимих значень сили струму провід- ності, виміряних за $U_{пр}$ під час випуску з підприєм- ства- виробни- ка, мА	Значення випробної напруги промислової частоти, кВ	Діапазон допустимих значень сили струму провідності, виміряних за прикладеної напруги частоти 50 Гц під час введення в експлуатацію, мА	Середньоквадратичне значення сили струму провідності, мА, виміряне в експлуатації, у разі досягнення якого необхідно		Найменше допустиме значення опору ОПН, виміряне мегаомметром 2,5 кВ, МОм
					ОПН зняти з експлуатації	диріжувати питання щодо заміни ОПН	
ОПН — СН — 6	4,0	Не більше 0,5	4,0	0,5 і менше	Більше 0,5	-	2000
ОПН — КС — 6	4,2	Не більше 0,5	4,2	0,5 і менше	Більше 0,5	-	2000
ОПН — КС — 10	7,0	Не більше 0,5	7,0	0,5 і менше	Більше 0,5	-	5000
ОПН — П1 — Е	7,2	-	7,2	± 20% від паспортного значення	± 20% від паспортного значення	-	-
ОПН — П1- 10	12,0	-	12,0	Те саме	Те саме	-	-
ОПН — П1- 15	18,0	-	18,0	- // -	- // -	-	-
ОПН — П1- 20	24,0	-	24,0	- // -	- // -	-	-

Тип ОПН	Найбільше значення робочої напруги (середньоквадратичне), кВ	Діапазон допустимих значень сили струму провідності, виміряних за $U_{пр}$ під час випуску з підприємства-виробника, мА	Значення випробної напруги промислової частоти, кВ	Діапазон допустимих значень сили струму провідності, виміряних за прикладеної напруги частоти 50 Гц під час введення в експлуатацію, мА	Середньоквадратичне значення сили струму провідності, мА, виміряне в експлуатації, у разі досягнення якого необхідно		Найменше допустиме значення опору ОПН, виміряне мегаомметром 2,5 кВ, МОм
					ОПН зняти з експлуатації	диріжувати питання щодо заміни ОПН	
ОПН — П1-35	40,5	-	40,5	- // -	- // -	-	-
ОПН — 35	40,5	0,5-0,8	40,5	0,5-0,8	1,2	1,0	3000
ОПН - 110, ОПН — 110 ПН	73,0	0,4-0,65	73,0	0,4-0,65	1,2	1,0	3000
ОПН — 150, ОПН — 150 ПН	100,0	0,5-0,8	100,0	0,5-0,8	1,5	1,2	3000

Таблиця 34

### Пробивні напруги розрядників за частоти 50 Гц

Тип розрядника	Середньоквадратичне значення пробивної напруги за частоти 50 Гц, кВ	
	не менше	не більше
РВН-1V1	2,1	2,8
РВП-3, РВО-3	9	11
РВП-6, РВО-6	16	19
РВП-10, РВО-10	26	30,5

Таблиця 35

### Геометричні параметри трубчастих розрядників

Виконання	Довжина зовнішнього іскрового проміжку, мм	Довжина внутрішнього іскрового проміжку, мм	Початковий діаметр дугогасного каналу, не більше ніж, мм	Кінцевий діаметр дугогасного каналу, не більше ніж, мм

РТФ-3-03-5УХЛ1	10	75	8	11,0
РТФ-6-0,5-10УХЛ1	20	150	10	14,0
РТФ-10-0,2-1УХЛ1	25	225	10	14,0
РТФ-10-0,5-5УХЛ1	25	150	10	14,0
РТФ-35-0,5-2,5УХЛ1	130	250	10	14,0
РТФ-35-1-5УХЛ1	130	200	10	15,7
РТФ-35-2-10УХЛ1	130	220	16	22,0
РТФ-110-0,5-2,5УХЛ	450	450	12	18,0
РТФ-110-1-5УХЛ1	450	450	20	28,0
РТВ-10-0,5-2,5У1*	15 (10)	60	6	9,0
РТВ-10-2-10У1*	15 (10)	60	10	14,0
РТВ-20-2-10У1	40	100	10	14,0
РТВ-35-2-10У1	100	140	10	16,0
РТВС-110-0,5-5УХЛ1	400	343	22	31,0

\* У дужках зазначено величину зовнішнього іскрового проміжку розрядників у разі використання їх у мережах 6 кВ.

Таблиця 36

### Граничні значення $\text{tg } \delta$ основної ізоляції обмоток трансформаторів струму в експлуатації (за $t = 20^\circ\text{C}$ та напруги 10 кВ)

Виконання ТС	Граничні значення $\text{tg } \delta$ , %, ізоляції трансформаторів струму на напругу, кВ		
	35	60–110	150
ТС з паперово-масляною ізоляцією і обмоткою кільцевого виконання	4,5	3,5	2,5
Елегазові ТС (типу ТОГ)	-	0,5	1,5

Таблиця 37

### Випробна напруга частоти 50 Гц для вимірювальних трансформаторів

Тип ізоляції	Значення випробної напруги, кВ, для вимірювальних трансформаторів з номінальною напругою, кВ								
	0,4–0,6	3	6	10	15	20	24	27	35
Керамічна	-	24	32	42	55	65	75	80	95
Інші	-	21,6	28,8	37,8	49,5	58,5	67,5	72	85,5

Таблиця 38

### Випробна напруга частоти 50 Гц для комірок КРУ, КРУЗ

Номінальна напруга, КРУ, КРУЗ, кВ	Значення випробної напруги, кВ, для виготовлення комірок	
	з фарфоровою ізоляцією	з ізоляцією елементів з твердих органічних матеріалів
6	32	28,8

10	42	37,8
15	55	49,5
20	65	58,5

### Допустимі значення опору постійному струму контактів КРУ і КРУЗ

Найменування контактів	Номинальне значення сили струму, А	Максимально допустиме значення опору
1. Контакти збірних шин, вибірково	-	Значення опору відрізка шин у місці контактної з'єднання не має перевищувати більше ніж у 1,2 раза значення опору відрізка шин тієї самої довжини без контакту
2. Втичні контакти первинного кола*, вибірково	Допустимі значення опору контактів наведено в інструкціях підприємства-виробника. У випадках, коли значення опору контактів не наведено в інструкціях підприємства-виробника, для контактів з нижченаведеним номінальним значенням сили струму, значення опору має бути не більше ніж, мкОм:	
	400	75
	600	60
	900	50
	1200	40
2000	33	
3. Роз'ємні контакти вторинного силового кола (лише контакти ковзного типу), вибірково	-	Не більше ніж 4000 мкОм

\* Вимірювання виконують, якщо дозволяє конструкція КРУ (КРУЗ).

### Найменші значення опору ізоляції обмоток електродвигунів потужністю до 5000 кВт, які пройшли капітальний ремонт з заміною обмоток

Температура обмотки, °С	Значення опору 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



## Допустимі значення опору ізоляції

Випробний елемент	Періодичність вимірювання	Значення напруги мегаомметра, кВ	Допустимі значення опору ізоляції, МОм	Примітка
Обмотка статора	К, Т*	0,5/1,0/2,5**	Для електродвигунів, які знаходяться в експлуатації, допустимі значення опору ізоляції $R_{60}$ і коефіцієнт абсорбції не нормуються, але їх треба враховувати у разі вирішення питання про необхідність їх сушіння	Під час експлуатації визначення коефіцієнта абсорбції $R_{60}/R_{15}$ обов'язкове лише для електродвигунів на напругу, вищу ніж 3 кВ, або потужністю, більшою ніж 1000 кВт
Обмотка ротора	К, Т*	За вимогами підприємства-виробника, але не вища ніж 1,0	Не нормується	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	К	0,25	Не нормується	
Підшипники	К	1,0	Не нормується	Вимірювання проводять в електродвигунах на напругу 3 кВ і вище, підшипники яких мають ізоляцію відносно корпусу. Вимірювання проводять відносно фундаментної плити за повністю зібраних маслопроводів. В експлуатації вимірювання проводять під час ремонтів з вийманням ротора

\* Вимірюють під час поточних ремонтів, якщо для цього не потрібно проводити спеціальні демонтажні роботи.

\*\* Значення опору ізоляції вимірюють за номінального значення напруги обмотки до 0,5 кВ мегаомметром на 0,5 кВ; за номінального значення напруги обмотки в межах 0,5 кВ — 1 кВ — мегаомметром на 1,0 кВ, а за номінального значення напруги, вищого ніж 1 кВ, — мегаомметром на 2500 В.

### Випробні напруги частоти 50 Гц для обмоток електродвигунів змінного струму

Випробний елемент	Значення потужності електродвигуна, кВт	Номінальне значення напруги електродвигуна, кВ	Значення випробної напруги, кВ
1	2	3	4
Обмотка статора	40 і більше та електродвигуни відповідальних механізмів*	0,4 і нижче	1,0
		0,5	1,5
0,66		1,7	
2,0		4,0	
3,0		5,0	
6,0		10,0	
10,0		16,0	
	Менше ніж 40	0,66 і нижче	1,0
Обмотка ротора синхронних електродвигунів, призначених для безпосереднього пуску, з обмоткою збудження, замкнутою на резистор або джерело живлення	-	-	1,0
Обмотка ротора електродвигуна з фазним ротором	-	-	$1,5 U_{рот}^{**}$ , але не менше ніж 1,0
Резистор кола гасіння поля***	-	-	2,0
Реостати, пускорегулювальні резистори	-	-	$1,5 U_{рот}^{**}$ , але не менше ніж 1,0

\* Випробування проводять під час капітального ремонту (без зміни обмоток) відразу після зупинки електродвигуна до його очищення від забруднення.

\*\*  $U_{рот}$  — значення напруги на кільцях за розімкнутого нерухомого ротора і повної напруги на статорі.

\*\*\* Випробують в синхронних електродвигунах.

### Максимально допустима вібрація підшипників і електродвигунів

Синхронна частота обертання, $хв^{-1}$	3000	1500	1000	750 і нижче
Допустима амплітуда вібрації підшипників, мкм	30	60	80	95

### Випробна напруга частоти 50 Гц для ізоляції машин постійного струму

Випробний елемент	Значення випробної напруги, кВ	Примітка
Обмотка	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

Таблиця 45

### Норма відхилення значень опору постійному струму

Випробний елемент	Норма	Примітка
Обмотка збудження	Значення опорів обмоток не повинні відрізнятися від попередніх вимірювань або паспортних значень 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, пускорегулювальні резистори	Значення виміряного опору не повинні відрізнятися від попередніх вимірювань або паспортних даних більше ніж на 10%. Не повинно бути обриву кіл	Вимірювання проводять на кожному відгалуженні. Цілісність кіл перевіряють мегаомметром

Таблиця 46

### 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 підвішений трос або встановлені пристрої грозозахисту; опори залізобетонні та металеві ПЛ напругою 35 кВ і такі ж опори ПЛ напругою 3 кВ — 20 кВ у населеній місцевості, а також заземлювачі електрообладнання, установленого на опорах ПЛ 110 кВ і вище*	Опір заземлювача за 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	$6 \cdot 10^{-3} \rho^{**}$

Найменування електроустановки	Характеристика електроустановки і заземлювального об'єкта	Величина, що вимірюється	Значення опору, Ом, не більше
1	2	3	4
	1.2. Заземлювачі електрообладнання на опорах ПЛ напругою 3 кВ — 35 кВ	Опір заземлювача	Згідно з пунктом 2.1 таблиці 47 цього додатка
	1.3. Опори залізобетонні та металеві ПЛ напругою 6 (10) кВ у ненаселеній місцевості	Опір заземлювача за значення питомого опору ґрунту, Ом·м:	
		до 1000	Забезпечується природною провідністю підземної частини опори
	більше 1000	500	
	1.4. Розрядники та захисні проміжки на підходах ПЛ до підстанцій з обертовими машинами	Опір заземлювача	5
2. ПЛ напругою до 1 кВ	2.1. Опори із повторними заземлювачами PEN-провідника в мережах з глухозаземленою нейтраллю***	Спільний опір всіх повторних заземлювачів, приєднаних до PEN-провідника кожної лінії (опір кожного повторного заземлювача) для мереж напругою 660/380 В 380/220 В 220/127 В	5 (15) 10 (30) 20 (60)
	2.2. Заземлювач грозозахисту	Опір заземлювача (для всіх ρ)	30

\* Для опор висотою понад 50 м значення опору заземлювача повинно бути в два рази меншим від наведеного в таблиці.

\*\* ρ — значення питомого опору ґрунту, Ом·м.

\*\*\* В районах з питомим опором ґрунту більше ніж 100 Ом·м допускається збільшення наведених значень опору в 0,001ρ разів, але не більше ніж в 10 разів, за винятком мереж, в яких заземлювальний пристрій, до якого приєднана нейтраль джерела живлення, використовується одночасно для електроустановок на напругу 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 в електроустановці на напругу понад 1 кВ, для якої захист від замикання на землю діє на сигнал, або не буде перевищувати допустиме значення напруги на заземлювальному пристрої, вказане в таблиці 1.7.3 ПУЕ, у разі, якщо захист діє на автоматичне відключення приєднання із замиканням на землю.

### Найбільші допустимі значення опору заземлювальних пристроїв електроустановок (крім повітряних ліній)

Характеристика електроустановки, заземлювальний пристрій якої перевіряється	Значення питомого опору ґрунту $\rho$ , Ом·м	Значення опору заземлювального пристрою, Ом, не більше
1	2	3
1. Електроустановки на напругу 110 кВ — 150 кВ, заземлювальний пристрій яких виконано:		
1.1. За нормами на опір — у випадку, якщо $\rho$ до 500 Ом·м	До 500	0,5 (з урахуванням опору штучних і природних заземлювачів)
1.2. За нормами на напругу дотику — у випадку, якщо $\rho$ понад 500 Ом·м.	Понад 500	Опір повинен забезпечувати граничнодопустиме значення напруги дотику згідно з таблицею 1.7.4 ПУЕ
2. Електроустановки на напругу понад 1000 В у мережі з ізольованою нейтраллю (3 кВ — 35 кВ):		
2.1. У разі використання заземлювального пристрою тільки для електроустановок на напругу понад 1 кВ	До 500	$250/I_p^*$ , але не більше ніж 10 Ом
	Понад 500	$250/I_p^* \cdot 0,002\rho^{**}$ (за умови, що значення напруги на заземлювальному пристрої не перевищуватиме 250 В)
2.2. У разі використання заземлювального пристрою одночасно для електроустановок на напругу до 1 кВ, якщо:		
2.2.1. Захист від замикання на землю в електроустановці на напругу понад 1 кВ діє на сигнал	До 500	$67/I_p^*$ і повинен відповідати вимогам пунктів 3.1 та 3.2 цієї таблиці
	Понад 500	$67/I_p^* \cdot 0,002\rho^{**}$ (за умови, що значення напруги на заземлювальному пристрої не перевищуватиме 67 В)
2.2.2. Захист від замикання на землю в електроустановці на напругу понад 1 кВ діє на вимикання	Для всіх $\rho$	Визначається за напругою на заземлювальному пристрої і тривалістю замикання на землю згідно з таблицею 1.7.3 ПУЕ з дотриманням вимог пунктів 3.1 та 3.2 цієї таблиці
3. Електроустановки на напругу до 1 кВ		
3.1. В мережі з глухозаземленою нейтраллю (системи TN і TT):		

Характеристика електроустановки, заземлювальний пристрій якої перевіряється	Значення питомого опору ґрунту $\rho$ , Ом·м	Значення опору заземлювального пристрою, Ом, не більше
1	2	3
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 вихідних ліній не менше двох для лінійних напруг (трифазного/однофазного струму), В	До 100*** До 100*** До 100***	2 4 8
3.1.2. Безпосереднє приєднання нейтралі джерела живлення трифазного струму або виводу джерела однофазного струму до заземлювача, розташованого біля джерела живлення, якщо виконується пункт 3.1.1 цієї таблиці для лінійних напруг (трифазного/однофазного струму), В	До 100*** До 100*** До 100***	15 30 60
3.2. В мережі з ізольованою нейтраллю (система IT). Приєднання захисного РЕ-провідника до заземлювального пристрою у разі потужності джерела живлення:		
понад 100 кВ·А	До 500 Понад 500	4**** $4 \cdot 0,002\rho^{**}$ (за умови, що значення напруги на заземлювальному пристрої не перевищуватиме 50 В)
до 100 кВ·А	До 500 Понад 500	10**** $10 \cdot 0,002\rho^{**}$ (за умови, що значення напруги на заземлювальному пристрої не перевищуватиме 50 В)
3.3. В мережі з системою заземлення TT. Приєднання захисного РЕ-провідника до незалежного заземлювального пристрою	Для всіх $\rho$	$50/I_{\Delta n}^{*****}$
4. Окремо встановлений на ВРУ блискавковідвід, що має відокремлений заземлювач		Згідно з пунктом 1.1 таблиці 46 цього додатка

\*  $I_p$  — розрахункове значення сили струму замикання на землю: у мережах без компенсації ємнісного струму — повна сила струму замикання на землю; у мережах з компенсацією ємнісного струму: для заземлювальних пристроїв, до яких приєднано дугогасні реактори, — значення струму силою 125% номінального значення сили струму цих реакторів, а для заземлювальних пристроїв, до яких не приєднано дугогасні реактори, — сила струму замикання на землю, в разі вимкнення

найпотужнішого з реакторів; у мережах із заземленою через резистор нейтраллю — сила струму, яку визначають за виразом 1.7.5 пункту 1.7.99 ПУЕ.

\*\* Для питомого опору ґрунту більше ніж 500 Ом·м допускається збільшення наведених значень в 0,002р разів, але не більше ніж в 10 разів.

\*\*\* Для електроустановок на напругу до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю в районах з питомим опором ґрунту більше ніж 100 Ом·м допускається збільшення наведених значень опору в 0,01р разів, але не більше ніж в 10 разів, за винятком мереж, в яких заземлювальний пристрій, до якого приєднана нейтраль джерела живлення, використовується одночасно для електроустановок на напругу 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 на напругу 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 ПУЕ, у разі, якщо захист діє на автоматичне відключення приєднання із замиканням на землю.

\*\*\*\* Вказані в пункті 3.2 опори можуть мати більше значення, якщо це обумовлено нормативними документами.

\*\*\*\*\*  $I_{\Delta n}$  — номінальне значення сили вимикаючого диференційного струму пристрою захисного відключення, А.

Таблиця 48

### Мінімально допустимий опір ізоляції електроустановок, апаратів, вторинних кіл та електропроводки

Найменування випробного елемента	Напруга мегаомметра, В	Значення опору ізоляції, МОм	Вказівки
1	2	3	4
1. Електровироби та апарати на напругу, В: до 50	100	Повинен відповідати даним, наведеним у паспорті або ТУ на конкретний вид виробу, але не менше ніж 0,5	Цей пункт поширюється на К та П автоматичних і неавтоматичних вимикачів, контакторів, магнітних пускачів, реле, контролерів, запобіжників, резисторів, реостатів та інших апаратів на напругу до 1 кВ, якщо вони були демонтовані. Випробування недемонтованих апаратів, а також їх міжремонтні випробування проводяться відповідно до вимог і періодичності вимірювань розподільних пристроїв, щитів, силових, освітлювальних або вторинних кіл
понад 50 до 100	250		
понад 100 до 380	500-1000		
понад 380	1000-2500		У разі відсутності додаткових вимог підприємства-виробника значення опору ізоляції апаратів з напівпровідниковими елементами вимірюється мегаомметром на напругу 100 В. У цьому випадку діоди, транзистори та інші напівпровідникові елементи необхідно зашунтувати

Найменування випробного елемента	Напруга мегаомметра, В	Значення опору ізоляції, МОм	Вказівки
1	2	3	4
2. Ручний електроінструмент і переносні світильники з допоміжним обладнанням (трансформатори, перетворювачі частоти, пристрої, кабелі-подовжувачі тощо), зварювальні трансформатори	500	Після капітального ремонту: між деталями, що перебувають під напругою: для робочої ізоляції — 2; для додаткової — 5; для підсиленої — 7.  В експлуатації: 0,5; для виробів класу II — 2	Для інструмента вимірюється значення опору ізоляції обмоток та кабелю живлення відносно корпусу та зовнішніх металевих деталей; у трансформаторів між первинною та вторинною обмотками і між кожною з обмоток та корпусом не рідше ніж один раз на 6 місяців
3. Стационарні електроплити	1000	1,0	Вимірювання здійснювати не рідше ніж один раз на рік у нагрітому стані плити
4. Крани та ліфти	1000	0,5	Вимірювання здійснювати не рідше ніж один раз на рік
5. Силові й освітлювальні електропроводки	1000	0,5	Значення опору ізоляції при знятих плавких вставках вимірювати на ділянці між суміжними запобіжниками або за останніми запобіжниками між будь-яким проводом та землею, а також між двома будь-якими проводами. Під час вимірювання опору ізоляції в силових колах повинні бути вимкнуті електроприймачі, прилади тощо. Під час вимірювання опору ізоляції в освітлювальних колах лампи повинні бути викручені, а штепсельні розетки та вимикачі приєднані. Значення опору ізоляції електропроводки в особливо небезпечних приміщеннях слід вимірювати не рідше ніж один раз на рік, в вибухонебезпечних та пожежонебезпечних зонах, а також в приміщеннях з масовим перебуванням людей — один раз на 3 роки, в інших випадках (крім житлових будинків) — один раз на 6 років. Для населення вимірювання опору ізоляції проводиться при вводі мережі електричного освітлення в роботу або у разі її реконструкції. Надалі — на вимогу споживача



Найменування випробного елемента	Напруга мегаомметра, В	Значення опору ізоляції, МОм	Вказівки
1	2	3	4
6. Вторинні кола розподільних пристроїв, щитів і струмопроводів	1000-2500	0,5	Вимірювання слід здійснювати для кожної секції розподільного пристрою. За можливості такі вимірювання дозволяється виконувати одночасно з випробуванням електроустановок силових та освітлювальних кіл, приєднаних до пристроїв, щитів або струмопроводів
7. Вторинні кола керування, захисту, вимірювання, автоматики, сигналізації, телемеханіки, особливо відповідальних вторинних кіл тощо			У схемах керування, захисту, вимірювання, автоматики, сигналізації та телемеханіки допускається не проводити вимірювання опору ізоляції, якщо для перевірки потрібен значний обсяг підготовчих робіт і ці кола захищені запобіжниками або розчіплювачами, що мають обернено залежні від сили струму характеристики. Перевірку стану таких кіл, приладів і апаратів необхідно здійснювати шляхом ретельного зовнішнього огляду не рідше ніж один раз на рік. У разі заземленої нейтралі огляд здійснюється одночасно з перевіркою спрацьовування захисту відповідно до пункту 4 таблиці 27 додатка 1 до цих Правил
7.1. Шинки постійного струму і напруги на щиті керування та у розподільних пристроях (особливо відповідальні вторинні кола)	1000-2500	10	Випробування слід проводити при від'єднаних вторинних колах
7.2. Кожне приєднання вторинних кіл і кіл живлення приводів вимикачів та роз'єднувачів	1000-2500	0,5 — в електроустановках до 1 кВ, 1,0 — в електроустановках понад 1 кВ	Випробування слід здійснювати на всіх приєднаних апаратах (котушки приводів, контактори, реле, прилади, вторинні обмотки ТС та ТН тощо)
7.3. Кола керування, захисту, автоматики і збудження машин постійного струму напругою до 1,0 кВ, приєднаних до силових кіл	1000-2500	0,5 — в електроустановках до 1 кВ, 1,0 — в електроустановках понад 1 кВ	Значення опору ізоляції кіл напруги до 60 В, що нормально живляться від окремого джерела, вимірюється мегаомметром на 500 В і повинно бути не нижче ніж 0,5 МОм

Найменування випробного елемента	Напруга мегаомметра, В	Значення опору ізоляції, МОм	Вказівки
1	2	3	4
8. Вторинні кола, які містять пристрої з мікроелектронними елементами, що розраховані на робочу напругу, В:			Вимірювання опору ізоляції здійснювати згідно з вказівками підприємства-виробника і за необхідності ужити додаткових заходів (закорочувати окремі елементи, ділянки схеми тощо)
до 30	100	1,0	
30-60	250	1,0	
понад 60	500	1,0	

Таблиця 49

### Значення напруги спрацювання та кількість операцій під час випробувань контакторів, магнітних пускачів і автоматичних вимикачів

Операція	Значення напруги на шинах оперативного струму	Кількість операцій
1. Увімкнення	$0,9 (0,85^*) U_{ном}$	5
2. Увімкнення і	$0,8 \text{ і } 1,1^{**} U_{ном}$	5
3. Вимкнення	$0,8 U_{ном}$	10

\* Залежно від вимог підприємства-виробника для конкретного типу автоматичного вимикача.

\*\* Якщо за умовами роботи джерела оперативного струму неможливо збільшити значення напруги до  $1,1 U_{ном}$ , дозволено проведення перевірки за максимального значення напруги.

## **ПЕРЕЛІК ДОКУМЕНТІВ І РОЗРАХУНКІВ, ЩО ПЕРЕДАЮТЬСЯ СПОЖИВАЧУ ПІД ЧАС ПРИЙНЯТТЯ В ЕКСПЛУАТАЦІЮ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК, РОЗМІЩЕНИХ У ВИБУХОНЕБЕЗПЕЧНИХ ЗОНАХ**

1. На електрообладнання усіх видів вибухозахисту і електрообладнання без засобів вибухозахисту, але з відповідним захистом від зовнішніх впливів передаються такі документи:

1.1. Інструкція з експлуатації електрообладнання, що надає підприємство-виробник.

1.2. Посвідчення про вибухозахищеність (свідоцтво, рішення) або сертифікати відповідності чи висновки акредитованої в Українській системі сертифікації продукції випробувальної організації.

1.3. Висновок ДВСЦ ВЕ про відповідність електрообладнання умовам експлуатації (на електрообладнання іноземних фірм).

1.4. Відповідні рішення Державної служби гірничого нагляду та промислової безпеки України щодо можливості експлуатації електроустановок, розміщених у вибухонебезпечних зонах.

1.5. Документи, що описують спеціальні вимоги до експлуатації електрообладнання із знаком «Х» після маркування вибухозахисту.

1.6. Вимоги до кваліфікації працівників, установлені підприємством-виробником електрообладнання.

1.7. Перелік речовин у вибухонебезпечних зонах із зазначенням категорії і групи вибухонебезпечності, а для пилу і волокон — значень температур самозапалювання їх в осілому («шар») і завислому («туман») станах. Зазначені дані слід узяти з технологічної частини проекту.

За відсутності зазначених даних їх необхідно одержати після проведення в установленому порядку випробувань ДВСЦ ВЕ.

1.8. Розрахунок або технічне обґрунтування можливості (неможливості) утворення вибухонебезпечних концентрацій горючих газів, пари ЛЗР, горючого пилу та волокон.

1.9. Проект із грозозахисту.

1.10. Перелік заходів з захисту від статичної електрики.

1.11. План розміщення електрообладнання з нанесенням силових, освітлювальних, контрольних та інших електричних кіл із зазначенням на ньому речовин у вибухонебезпечних зонах, категорії і групи вибухонебезпечності, а для пилу і волокон — температур самозапалювання їх в осілому («шар») і завислому («туман») станах.

1.12. Специфікація електрообладнання і встановлюваної апаратури з зазначенням їх маркування з вибухозахисту.

1.13. Протоколи передпускових випробувань, передбачених інструкціями підприємств-виробників електрообладнання.

1.14. Документація приймально-здавальних робіт, пусконаладжувальних випробувань, передбачених ПУЕ, ПБЕ та ПБЕЕС та цими Правилами.

1.15. Перелік заходів, які попереджують подачу напруги на електрообладнання, до усунення небезпеки від відкритих неізольованих струмопровідних провідників, що містяться у вибухонебезпечному середовищі.

1.16. Протоколи перевірки ізоляції іскробезпечних електричних кіл випробною напругою не менше ніж 0,5 кВ змінного струму.

2. На електрообладнання усіх видів вибухозахисту й електрообладнання без засобів вибухозахисту, але з відповідним захистом від зовнішніх впливів, за винятком електрообладнання з видом вибухозахисту «і», передаються такі матеріали:

2.1. Розрахунок сили струмів коротких замикань (КЗ) у мережах напругою до 1 кВ.

2.2. Дані з перевірки кратності струмів КЗ відносно уставок засобів захисту (автоматичні вимикачі, запобіжники та ін.)

2.3. Перелік заходів, що можуть запобігти утворенню вибухонебезпечних концентрацій горючих газів, пари ЛЗР, горючого пилу або волокон з повітрям (до таких заходів належать: вентиляція, сигналізація, блокувальні пристрої, автоматичний контроль концентрації горючих газів, пари, пилу тощо).

2.4. Протоколи виміру значень надлишкового тиску або витрат повітря, передбачених ПУЕ, у приміщеннях підстанцій, РУ, у приміщеннях з електродвигунами, вали яких проходять через стіну в суміжне вибухонебезпечне приміщення.

2.5. Протоколи випробування тиском на щільність труб електропроводки, поділювальних ущільнень електропроводки.

2.6. Протоколи перевірки повного опору петлі «фаза-нуль» згідно з вимогами ПУЕ.

2.7. Протокол перевірки роботи автоматичних вимикачів, теплових розчіплювачів, магнітних пускачів, пристроїв захисного вимикання (ПЗВ).

2.8. Протокол перевірки звукової сигналізації контролю ізоляції і цілості пробивного запобіжника в мережах напругою до 1 кВ з ізолюваною нейтраллю.

2.9. Протокол перевірки звукової сигналізації контролю ізоляції мережі постійного струму.

3. На електрообладнання з видом вибухозахисту «і» додатково передаються:

3.1. Технічний опис систем з іскробезпечними електричними колами, структурна схема систем на плані вибухонебезпечних зон.

3.2. Заходи із захисту електрообладнання від корозії повітряного впливу, вібрації та інших несприятливих факторів.

## **ПОРЯДОК ПРИЙНЯТТЯ В ЕКСПЛУАТАЦІЮ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК, РОЗМІЩЕНИХ У ВИБУХОНЕБЕЗПЕЧНИХ ЗОНАХ**

Під час прийняття в експлуатацію електроустановок розглядаються проект і експертний висновок випробувальної організації; відповідність проекту встановленого у вибухонебезпечних зонах електрообладнання, змонтованих проводів і кабелів; технічний стан кожного електротехнічного виробу; правильність заведення проводів і кабелів, їх ущільнення в електрообладнанні, надійність їхніх контактних з'єднань; наявність поділювальних ущільнень трубопроводів електропроводок; наявність ущільнень піском кабелів в коробах для проходження крізь стіни і відсутність ушкоджень зовнішніх оболонок кабелів, а також наявність ущільнень у патрубках при проході відкрито прокладених одиночних кабелів крізь стіни; відповідність виконаного монтажу вимогам інструкцій підприємств-виробників; правильність виконання комплексу заходів, що забезпечують вибухозахист.

Під час прийняття в експлуатацію електроустановок у вибухонебезпечних зонах необхідно:

1. Провести нижченаведені контрольні перевірки обладнання з усіма видами вибухозахисту, а саме:

1.1. Технічного стану кожного електротехнічного виробу.

1.2. Наявності маркування і попереджувальних написів (знаків).

1.3. Відсутності пошкоджень оболонки, оглядового скла, що впливають на вибухозахищеність.

1.4. Наявності кріпильних елементів, заземлювальних і пломбувальних пристроїв та заглушок у ввідних пристроях, що не використовуються.

1.5. Відсутності несанкціонованих змін в електротехнічному виробі.

1.6. Правильності виконання заведення проводів і кабелів, відсутності у них видимих пошкоджень, надійності їх контактних з'єднань і ущільнення в електрообладнанні, а також заробки незадіяних кабелів.

1.7. Правильності виконання трубної електропроводки (ущільнювальна арматура (фітинги) розміщується на відстані не більше ніж 450 мм від усіх оболонок, що містять джерело можливого загоряння вибухонебезпечної суміші в умовах нормальної роботи).

Надійність ущільнень проводів і кабелів у фітингах повинна бути підтверджена протоколом випробувань монтажної організації, а товщина компаунда в ущільнювальній арматурі — вибірковою перевіркою і повинна дорівнювати внутрішньому діаметру труби, але не менше ніж 20 мм, що підтверджується актом монтажної організації. Ущільнювальна речовина повинна бути дозволена акредитованою випробувальною організацією.

1.8. Відсутності у вибухонебезпечних зонах усіх класів проводів і кабелів з поліетиленовою ізоляцією й оболонкою.

1.9. Цілісності систем трубопроводів і перехідників комбінованої системи електропроводки.

1.10. Наявності піску в коробах для ущільнення в них кабелів під час проходження їх крізь стіни і відсутності ушкоджень зовнішніх оболонок кабелів.

1.11. Наявності ущільнень у патрубках під час проходження відкрито прокладених одиночних кабелів крізь стіни.

1.12. Виконання монтажу окремих видів обладнання згідно з вимогами, наведеними в інструкціях підприємств-виробників.

1.13. Правильності встановлення з'єднувача для увімкнення переносних світильників та інших електроприймачів, що включаються періодично.

1.14. Виконання струмопроводів до електричних вантажопідіймальних механізмів та пересувних електроприймачів.

Струмопроводи до електричних вантажопідіймальних механізмів та пересувних електроприймачів у вибухонебезпечних зонах будь-якого класу повинні виконуватися гнучким кабелем з мідними жилами в гумовій ізоляції та гумовій маслобензиностійкій оболонці, що не поширює горіння.

1.15. Переконалися, що кабелі, прокладені у вибухонебезпечних зонах відкрито (на конструкціях, стінах, у каналах, тунелях тощо), не мають зовнішнього покриття з горючих матеріалів (джгут, бітум, бавовняне обплетення тощо).

2. Провести контрольні перевірки і порівняти фактичний стан з актами та протоколами на електрообладнання:

2.1. Усіх видів вибухозахисту й електрообладнання без засобів вибухозахисту, але з відповідним захистом від зовнішніх впливів (за винятком електрообладнання з видом вибухозахисту «і»):

стан заземлювальних провідників та будь-яких додаткових з'єднань із землею (з'єднання повинні мати надійний контакт, а провідники — достатній поперечний переріз);

щільність прилягання до корпусу кришок, фланців, щитів та інших частин електрообладнання, що спільно забезпечують елементи вибухозахисту, а також стопори деталей з нарізним кріпленням.

2.2. На електрообладнанні з видом вибухозахисту «d»:

виміряти ширину щілин, які можливо виміряти без розбирання вузлів електрообладнання, і зіставити зі значеннями, указаними в інструкціях підприємств-виробників, а за їх відсутності керуватися таблицями 1-3 цього додатка;

перевірити наявність антикорозійного змащення на доступних вибухозахисних поверхнях вибухонепроникних оболонок і за необхідності її відновити;

виміряти мінімальну відстань електрообладнання від перешкод для вибухонебезпечних сумішей категорій, яка повинна бути для: ПА — не менше ніж 10 мм, ПВ — 30 мм, ПС — 40 мм.

2.3. На електрообладнанні з видом вибухозахисту «і» перевірити:

наявність і стан заземлювального пристрою там, де це передбачено інструкцією підприємства-виробника;

відсутність ушкоджень з'єднувальних проводів і кабелів;

відсутність ушкоджень кріплення видимих монтажних джгутів;

якість підклеювання і збереження ізоляційних трубок на місцях пайки;

цілісність епоксидного компаундного заповнення в доступних блоках іскрозахисту;

наявність і стан запобіжників;

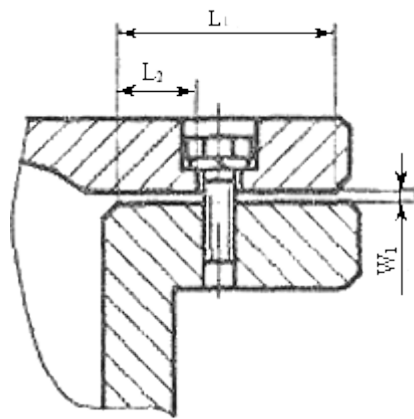
параметри елементів іскрозахисту і іскробезпечних кіл;

дотримання вимог і вказівок монтажно-експлуатаційної інструкції під час виконання електричних вимірів, випробувань електричної ізоляції тощо.

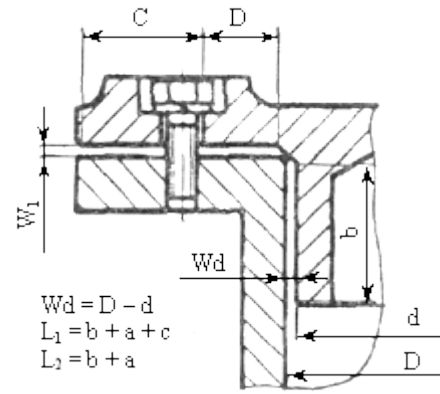
**Параметри вибухонепроникних з'єднань електрообладнання 1, 2, 3-ї категорій згідно з ПВВРЕ (ПВВЕ)**

Вид вибухонепроникного з'єднання	Вільний об'єм оболонки, куб. см	1-а категорія			2-а категорія			3-я категорія		
		довжина щілини L <sub>1</sub> , мм	довжина щілини до отвору під болт L <sub>2</sub> , мм	ширина щілини W <sub>1</sub> і W <sub>d</sub> , мм	довжина щілини L <sub>1</sub> , мм	довжина щілини до отвору під болт L <sub>2</sub> , мм	ширина щілини* W <sub>1</sub> і W <sub>d</sub> , мм	довжина щілини L <sub>1</sub> , мм	довжина щілини до отвору під болт L <sub>2</sub> , мм	ширина щілини W <sub>1</sub> і W <sub>d</sub> , мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нерухомі вибухонепроникні з'єднання (а і б рис. 1 цього додатка)	До 200	5	5	0,5	5	5	0,3	5	5	0,2
	Понад 200 до 500	8	5	0,5	8	5	0,3	8	5	0,2
	Понад 500 до 2000	15	8	0,5	15	8	0,3	15	8	0,2
	Понад 2000	25	10	0,5	25	10	0,3	25	10	0,2
З'єднання рухомих зчленувань (рис. 2 цього додатка)	Понад 500 до 2000	15	-	0,5	15	-	0,4	15	-	0,3
	Понад 2000	25	-	0,6	25	-	0,4	25	-	0,3
		40	-	0,7 5	40	-	0,5	40	-	0,4
З'єднання тяг керування та валів (рис. 3 цього додатка)	До 200	10	-	0,2 5	10	-	0,2 5	10	-	0,1 5
	Понад 200 до 500	15	-	0,2 5	15	-	0,2 5	15	-	0,1 5
	Понад 500 до 2000	15	-	0,2 5	15	-	0,2 5	15	-	0,1 5
	Понад 2000	25	-	0,1 5	25	-	0,2 5	25	-	0,1 5

\* У ПВВРЕ ширину щілини позначено S<sub>1</sub> і S<sub>d</sub>.



a)



б)

Рисунок 1. Нерухомі вибухонепроникні з'єднання

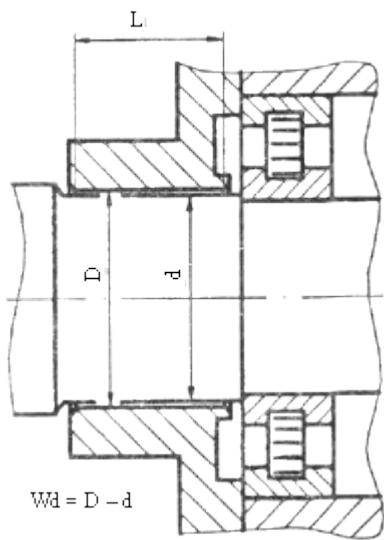


Рисунок 2. З'єднання рухомих зчленувань

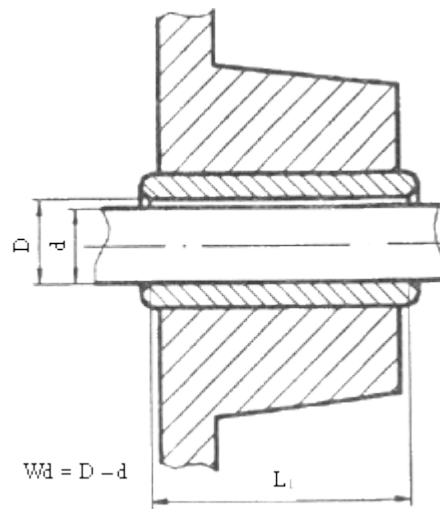


Рисунок 3. З'єднання тяг керування та валів



## Параметри вибухонепроникних з'єднань електрообладнання підгруп ПА і ПВ згідно з ДСТУ 7114:2009

Вид вибухонепроникного з'єднання	Вільний об'єм оболонки, куб. см	Підгрупа ПА			Підгрупа ПВ			
		довжина щілини L <sub>1</sub> , мм	довжина щілини до отвору під болт L <sub>2</sub> , мм	ширина щілини плоского і циліндричного вибухонепроникних з'єднань W <sub>1</sub> і W <sub>д</sub> , мм	довжина щілини L <sub>1</sub> , мм	довжина щілини до отвору під болт L <sub>2</sub> , мм	ширина щілини плоского і циліндричного вибухонепроникних з'єднань W <sub>1</sub> і W <sub>д</sub> , мм	
Нерухоме вибухонепроникне з'єднання, рухоме вибухонепроникне з'єднання тяг і валиків керування (рис. 1 та 3 цього додатка)	До 100	6	6	0,3	6	6	0,2	
		25	9	0,4	-	-	-	
	Понад 100 до 2000	12,5	8	0,3	12,5	8	0,15	
		25	9	0,4	-	-	-	
	Понад 2000	12,5	8	0,2	12,5	8	0,15	
		25	9	0,4	25	9	0,2	
Рухоме вибухонепроникне з'єднання валів електричних машин з підшипниками ковзання (рис. 2 цього додатка)	До 100	6	-	0,3	6	-	0,2	
		12,5	-	0,35	12,5	-	0,25	
		25	-	0,4	25	-	0,3	
		40	-	0,5	40	-	0,4	
	Понад 100 до 2000	12,5	-	0,3	12,5	-	0,2	
		25	-	0,4	25	-	0,25	
		40	-	0,5	40	-	0,3	
	Понад 2000	12,5	-	0,2	25	-	0,2	
		25	-	0,4	-	-	-	
		40	-	0,5	40	-	0,25	
	Рухоме вибухонепроникне з'єднання валів електричних машин з підшипниками кочення (рис. 2 цього додатка)	До 100	6	-	0,45	6	-	0,3
			12,5	-	0,5	12,5	-	0,4
25			-	0,6	25	-	0,45	
40			-	0,75	40	-	0,6	
Понад 100 до 2000		12,5	-	0,45	12,5	-	0,3	
		25	-	0,6	25	-	0,4	
		40	-	0,75	40	-	0,45	
Понад 2000		12,5	-	0,3	12,5	-	0,2	
		25	-	0,6	25	-	0,3	
		40	-	0,75	40	-	0,4	

**Параметри вибухонепроникних з'єднань електрообладнання підгрупи ПС  
згідно з ДСТУ 7114:2009**

Вид вибухонепроникного з'єднання	Вільний об'єм оболонки, см <sup>3</sup>	Довжина щілини L <sub>1</sub> , мм	Довжина щілини до отвору під болт L <sub>2</sub> , мм	Ширина щілини плоского вибухонепроникного з'єднання W <sub>1</sub> і W <sub>д</sub> , мм
1	2	3	4	5
Плоске нерухоме вибухонепроникне з'єднання (рис. 1а цього додатка)	До 100	6	6	0,1
	Понад 100 до 500	9,5	6	0,1
Циліндричне нерухоме вибухонепроникне з'єднання	До 500	6	-	0,1
		12,5	-	0,15
		40	-	0,2
	Понад 500 до 2000	12,5	-	0,15
		40	-	0,2
	Понад 2000	25	-	0,15
		40	-	0,2
	Плоскоциліндричне нерухоме вибухонепроникне з'єднання (в > 0,5 L <sub>1</sub> , с + а > 6 мм) (рис. 1б цього додатка)	До 2000	12,5	8
25			9	0,18
40			9	0,2
Понад 2000		25	9	0,18
		40	9	0,2
		6	-	0,1
		12,5	-	0,15
		40	-	0,2
		9,5	-	0,1
		12,5	-	0,15
		40	-	0,2
		12,5	-	0,15
		40	-	0,2
		25	-	0,15
		40	-	0,2
		Рухоме вибухонепроникне з'єднання валів електричних машин з підшипниками ковзання (рис. 3)	До 100	6
12,5	-			0,25
40	-			0,3
Понад 100 до 500	9,5		-	0,15
	12,5		-	0,25
	40		-	0,3
Понад 500 до 2000	12,5		-	0,25
	40		-	0,3
Понад 2000	25		-	0,25
	40		-	0,3

2.4. На електрообладнанні з видами вибухозахисту «і» та «т» перевірити: відсутність раковин, тріщин, а також відшарувань залитого епоксидного компаунда від залитих деталей.

2.5. На електрообладнанні з видом вибухозахисту «q» перевірити: наявність заповнювача і товщину його засипання, відсутність ушкоджень оболонки.

2.6. На електрообладнанні з видом вибухозахисту «о» перевірити наявність в оболонці масла та висоту його поверхні над ізольованими струмовідними частинами виробу, відсутність течі масла та ушкодженої оболонки.

2.7. На електрообладнанні з видом вибухозахисту «s» перевірити справний стан засобів вибухозахисту «спеціальний вид», керуючись при цьому інструкцією з експлуатації підприємства-виробника.

3. Провести контрольні перевірки і порівняти фактичний стан з проектними рішеннями і вимогами норм та правил, а саме:

відстань від приміщень з вибухонебезпечними зонами і від зовнішніх вибухонебезпечних установок до окремо споруджених електрощитових приміщень, перетворювальних підстанцій та РУ, яка не повинна бути меншою від нормативної;

наявність тамбурів-шлюзів, що з'єднують електрощитові приміщення із приміщеннями, що мають вибухонебезпечні зони;

відповідність кабельних естакад, галерей, кабельних каналів і тунелів вимогам норм; відповідність перетинів кабельних естакад з естакадами трубопроводів з горючими газами і ЛЗР вимогам норм;

відповідність струмопроводів у вибухонебезпечних зонах вимогам НПАОП 40.1-1.32 і підприємств-виробників;

відповідність мінімально припустимих відстаней від струмопроводів і кабельних естакад з транзитними кабелями до приміщень з вибухонебезпечними зонами і до зовнішніх вибухонебезпечних установок вимогам НПАОП 40.1-1.32.

3.1. На електрообладнанні з видом вибухозахисту «заповнення або продувка оболонки надлишковим тиском» перевірити, що:

усі газопроводи і їх з'єднання випробувані і витримали тиск, рівний 1,5-кратному максимальному значенню надлишкового тиску, указаному підприємством-виробником для нормальної експлуатації електрообладнання, але не менше ніж 200 Па (2 мбар);

матеріали, що використовуються для газопроводів і їх з'єднань, стійкі до негативного впливу застосовуваного захисного газу, а також до горючих газів або пари;

місця, у яких захисний газ уводять у живильні газопроводи, розташовані поза вибухонебезпечною зоною, за винятком випадків, коли захисний газ подають з балона;

виходи газопроводів для відводу захисного газу розташовуються поза вибухонебезпечною зоною;

джерело надлишкового тиску захисного газу (нагнітальний вентилятор або компресор) розташоване поза вибухонебезпечною зоною;

конструкція фундаментних ям і газопроводів захисного газу виключає утворення в них зон, що не продуваються («мішків»), з горючими газами або парами легкозаймистих рідин;

у вентиляційних системах для здійснення блокувань, контролю та сигналізації використовуються електротехнічні пристрої, указані в інструкціях з монтажу й експлуатації електрообладнання.

3.2. На електрообладнанні з видом вибухозахисту «іскробезпечне електричне коло» перевірити, що:

броня кабелю з іскробезпечними колами приєднана на кожному кінці кабелю до системи вирівнювання потенціалу через пристрої кабельного вводу або еквівалентним способом;

у разі якщо броня не повинна приєднуватися до системи вирівнювання потенціалів в жодній з проміжних ділянок кабелю, то прийняті запобіжні заходи гарантують, що електрична цілісність броні кабелю забезпечується на всій довжині траси;

вжиті заходи запобігають виникненню різниці потенціалів між бронєю і системою вирівнювання потенціалів;

змонтовані електроустановки з іскробезпечними електричними колами забезпечують ефективність захисту від впливу зовнішніх електромагнітних полів;

кабелі іскробезпечних електричних кіл відокремлені від інших кабелів іскробезпечних кіл або прокладені так, що унеможливується їх механічне пошкодження;

кабелі, що містять іскробезпечні електричні кола, промарковані;

у кінцевих заробках кабелів, іскробезпечних електричних кіл у вимірювальних шафах керування іскробезпечні електричні кола відокремлені від іскробезпечних;

ізоляція іскробезпечних електричних кіл від землі відповідає проекту або технічній документації на електрообладнання;

під час огляду ізольованих від землі іскробезпечних електричних кіл перевірити справність кола для зняття електростатичних зарядів;

перемикачі, ключі, збірки затискачів тощо закриті кришками й опломбовані.

Якщо оболонки або покриття кабелів маркуються синім кольором, то кабелі, що мають таке маркування, не повинні використовуватися з іншою метою.

Якщо кабелі іскробезпечних або іскробезпечних електричних кіл броньовані, поміщені в металеву оболонку або екрановані, маркування кабелів іскробезпечних кіл не потрібне.

Оцінка відповідності параметрів іскробезпечних електричних кіл, систем, що складаються з декількох іскробезпечних виробів, здійснюється акредитованою випробувальною організацією.

3.3. В електрообладнанні, установленому згідно з НПАОП 40.1-1.32, у вибухонебезпечній зоні «0» необхідно упевнитися, що:

іскробезпечні електричні кола і зв'язане з ними електрообладнання відповідають рівню іскробезпеки «і — а»;

кола, включаючи всі компоненти, електротехнічні пристрої та іскробезпечне електрообладнання, а також максимальні припустимі електричні параметри з'єднувальних кабелів мають рівень «і — а»; електротехнічні пристрої, установлені поза зоною «0», повинні бути перераховані в документації на систему і відповідати також вимогам для рівня «і — а»;

напруга іскрового пробною імпульсного захисту повинна бути визначена для кожного електрообладнання пусконаладжувальною та випробувальною організаціями;

кабель між іскробезпечним електрообладнанням та імпульсним захистом у зоні «0» прокладений так, що забезпечується його блискавкозахист.

3.4. На електрообладнанні, допущеному для застосування у вибухонебезпечній зоні «2», перевірити, що:

під'єднання кабелів виконане за допомогою кабельних ввідів, які відповідають типу використаного кабелю;

невикористані кабельні вводи закриті заглушками, що зберігають ступінь захисту оболонки ввідного пристрою;

на знімних кришках електрообладнання є попереджувальна табличка «Відкривати, відключивши від мережі».

3.5. З метою забезпечення надійності роботи електрообладнання у вибухонебезпечних зонах перевіряється:

3.5.1. Наявність захисту замикання на землю для вибухозахищеного електрообладнання на напругу понад 1 кВ (3 кВ — 10 кВ). За відсутності цього захисту його необхідно встановити.

3.5.2. Наявність виконання максимально-струмового захисту у дво- або трирелейному виконанні для вибухозахищеного електрообладнання на напругу понад 1 кВ (3 кВ — 10 кВ) та кабелів високої напруги, прокладених у вибухозахищених зонах.

3.5.3. Підключення ПЛ високої напруги через розділовий трансформатор (якщо відсутня необхідна кількість резервного вибухозахищеного електрообладнання) до збірних шин напругою 3 кВ — 10 кВ підстанцій, до яких підключене вибухозахищене електрообладнання високої напруги (електричні двигуни, турбогенератори, трансформатори та інше).

3.5.4. Правильність виконання захисного заземлення та захисне вирівнювання потенціалів.



Вид перевірки (відповідності)	Вид вибухозахисту																										
	d			e			n			p			i			o			q			s			m		
	Рівень перевірки																										
	К	П	М	К	П	М	К	П	М	К	П	М	К	П	М	К	П	М	К	П	М	К	П	М	К	П	М
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
5. Є можливість ідентифікації кіл електрообладнання	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
6. Захисна оболонка скла (у металевих оправках) і (або) компаунди перебувають у задовільному стані	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
7. Несанкціоновані зміни відсутні	+			+			+			+			+			+			+			+			+		
8. Видимі несанкціоновані зміни відсутні		+	+		+	+		+	+		+	+		+	+		+	+		+	+		+	+		+	+
9. Болти, пристрої кабельних введів (прямих або зі застосуванням увідних відділень) та заглушки правильно підібрані за типом, проведено контроль фізичного стану, проведена візуальна перевірка	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
10. Поверхні фланців чисті і не пошкоджені, прокладки, за їх наявності, перебувають у задовільному стані	+			+			+			+			+			+			+			+			+		
11. Величина щілини між фланцями не виходить за межі допустимих максимальних значень	+	+																									
12. Номінальна потужність лампи, тип та розміщення відповідають вимогам	+			+			+			+						+						+			+		

Вид перевірки (відповідності)	Вид вибухозахисту																												
	d			e			n			p			i			o			q			s			m				
	Рівень перевірки																												
	К	П	М	К	П	М	К	П	М	К	П	М	К	П	М	К	П	М	К	П	М	К	П	М	К	П	М	К	П
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28		
13. Електричні з'єднання мають надійний контакт				+			+			+			+			+			+			+			+				
14. Прокладки захисної оболонки перебувають у задовільному стані				+			+			+			+			+			+			+			+				
15. Розміщені в оболонці і герметично ущільнені пристрої не пошкоджені							+			+			+						+			+			+				
16. Оболонки з обмеженим пропуском газів перебувають у задовільному стані							+									+													
17. Відстань між лопастями вентилятора двигуна і захисною оболонкою і (або) кожухом достатня	+			+			+			+						+													
18. Вимоги документації на електрообладнання відповідають класу вибухонебезпечної зони		+			+			+		+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+		
19. Установлене електрообладнання відповідає вказаному в документації (тільки стаціонарне електрообладнання)		+			+					+	+		+	+		+	+		+	+		+	+			+	+		
20. Рівень вибухозахисту та підгрупа кола і (або) електрообладнання відповідають вимогам													+	+															











Вид перевірки (відповідності)	Вид вибухозахисту																										
	d			e			n			p			i			o			q			s			m		
	Рівень перевірки																										
	К	П	М	К	П	М	К	П	М	К	П	М	К	П	М	К	П	М	К	П	М	К	П	М	К	П	М
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
27. Розділення між іскробезпечними та іскронебезпечними колами в спільних розподільних коробках або комірках РУ або в реле забезпечується													+														
28. Захист джерела живлення від КЗ, якщо такий застосовується, виконаний згідно з документацією													+														
29. Кінцева заробка кабелів, які не використовуються, виконана правильно	+												+														
30. Електрообладнання належним чином захищене від корозії, атмосферного впливу, вібрації та інших несприятливих факторів	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
31. Надмірне накопичення пилу та бруду на оболонках електрообладнання не спостерігається	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
32. Електрична ізоляція перебуває в чистому і сухому стані				+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+				+				+	+	+	+	+

Примітка.

К – перевірка під час капремонту;

П – безпосередня перевірка під час поточного ремонту та огляду особою, відповідальною за електрогосподарство;

М – міжремонтна перевірка (візуальна перевірка під час чергових оглядів експлуатаційними працівниками).