

Львівський державний університет безпеки життєдіяльності

В.І. Гудим, І.П. Кравець, А.П. Кушнір, О.Б. Назаровець, Ю.І. Рудик

**ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ
ПОЖЕЖНОЇ БЕЗПЕКИ ОБ'ЄКТА**

Львів – 2020

В.І. Гудим, І.П. Кравець, А.П. Кушнір, О.Б. Назаровець, Ю.І. Рудик.
Електротехнічні засоби забезпечення пожежної безпеки об'єкта. Навчальний посібник. – Львів:, 2020. – 526 с.

Рецензенти: Копчак Б.П., доцент кафедри електромехатроніки та комп'ютеризованих електромеханічних систем Національного університету "Львівська політехніка", доктор технічних наук, доцент;

Яцишин С.П., професор кафедри інформаційно-вимірювальних технологій Інституту комп'ютерних технологій, автоматики і метрології Національного університету "Львівська політехніка", доктор технічних наук, професор.

Навчальний посібник написаний відповідно до навчальних програм курсів «Електротехніка та пожежна профілактика електроустановок», «Електротехніка та запобігання аварій в електроустановках», «Контроль та профілактика електроустановок», «Електротехніка та вимірювальні прилади», які читаються у Львівському державному університеті безпеки життєдіяльності для здобувачів вищої освіти ступеня бакалавр.

У навчальному посібнику подано загальні відомості про енергосистеми, електромережі та електроосвітлення; вказані типові причини пожеж від електроустановок та протипожежні вимоги і захист при їх експлуатації; показано методику та послідовність визначення відповідності електрообладнання навколишньому середовищу. Матеріал посібника містить теоретичні відомості, нормативні вимоги, приклади розв'язання задач та контрольні питання для самопідготовки.

Посібник може бути корисний також для спеціалістів, які працюють в галузі пожежної безпеки.

Рекомендовано вченою радою Львівського державного університету безпеки життєдіяльності
(Протокол № 6 від 06 квітня 2016 року).

ЗМІСТ

Розділ 1. Організація профілактики електроустановок

1.1. Система профілактики.....	1
1.2. Засоби та способи реалізації завдань безпеки електроенергетичних об'єктів	12
1.3. Заходи профілактики в електроустановках.....	15
Контрольні питання до розділу	20

Розділ 2. Пожежна небезпека електричних явищ

та їх енергетичних проявів.....	21
2.1. Основні терміни та визначення.....	21
2.2. Основні явища, які можуть стати причиною пожеж.....	24
2.3. Електротермічні процеси та їх температурні характеристики.....	50
2.4. Пожежна небезпека електроустановок.....	60
2.5. Перелік джерел запалювання.....	65
Контрольні питання до розділу	69

Розділ 3. Пожежонебезпечні та вибухонебезпечні середовища

3.1. Основні поняття. Терміни та визначення.....	70
3.2. Класифікація вибухонебезпечних сумішей.....	72
3.3. Класифікація приміщень та середовищ.....	76
3.4. Класифікація вибухонебезпечних зон.....	77
3.5. Розрахунок надлишкового тиску вибуху для горючих газів, парів легкозаймистих та горючих рідин згідно НАПБ Б. 03.002-07.....	80
3.5.1. Розрахунок надлишкового тиску вибуху для газо-пароповітряних вибухонебезпечних сумішей.....	81
3.5.2. Розрахунок надлишкового тиску вибуху для горючого пилу.....	87
3.6. Класифікація пожежонебезпечних зон та категорії приміщень.....	91
3.7. Виконання і маркування вибухозахищеного електрообладнання.....	93

3.7.1. Вплив коротких замикань на фактор вибухонепроникливості.....	93
3.7.2. Конструктивно-технологічні засади виконання електрообладнання.....	95
3.7.3. Маркування вибухозахищеного електрообладнання.....	100
Контрольні питання до розділу	107
Розділ 4. Електричні мережі та електроустановки.....	108
4.1. Основні поняття про електричні мережі. Терміни та визначення.....	108
4.2. Електроенергетичні системи та їх компоненти.....	109
4.3. Системи електроспоживання та електропостачання електричної енергії.....	120
4.4. Захисне заземлення і занулення електроустановок.....	127
4.5. Проводи, кабелі, шнури та шинопроводи.....	133
4.6. Електропроводка та низьковольтні розподільні установки.....	141
4.7. Розрахунок струмів короткого замикання.....	148
4.8. Особливості розрахунку струмів короткого замикання в електричних мережах до 1000 В.....	155
4.9. Допустиме нагрівання електроустановок та його контроль.....	159
Контрольні питання до розділу	168
Розділ 5. Електротермічні установки.....	169
5.1. Матеріали, що застосовуються в електротермічних установках.....	169
5.2. Установки нагрівання опором.....	174
5.3. Установки контактного зварювання.....	179
5.4. Установки індукційного і діелектричного нагрівання.....	184
5.5. Електродугові печі.....	189
5.6. Рудно-термічні печі.....	195
5.7. Установки плазмового різання і зварювання металів.....	198
5.8. Установки для електродугового зварювання.....	200
5.9. Пожежна небезпека електротехнологічних установок.....	204
Контрольні питання до розділу	208

Розділ 6. Пожежна небезпека коротких замикань в електроустановках та їх розрахунки.....	209
6.1. Основні терміни та визначення.....	209
6.2. Причини виникнення коротких замикань та їх пожежна небезпека.....	211
6.3. Електродинамічна дія струмів короткого замикання.....	212
6.4. Вплив коротких замикань на фактор вибухонепроникливості.....	214
6.5. Пожежна небезпека електричних контактів в умовах коротких замикань....	216
6.6. Нагрівання проводів струмами короткого замикання.....	217
6.7. Термічна стійкість електричних апаратів.....	222
6.8. Задачі розрахунку струмів короткого замикання в електричних мережах понад 1000 В.....	223
6.9. Параметри елементів розрахункових схем.....	225
6.10. Розрахунок струмів короткого замикання в іменованих одиницях.....	228
6.11. Розрахунок струмів короткого замикання у відносних одиницях.....	232
6.12. Особливості розрахунку струмів короткого замикання в електричних мережах до 1000 В.....	235
Контрольні питання до розділу.....	239
Розділ 7. Електричні апарати захисту та керування.....	241
7.1. Основні поняття про електричні апарати та їх функції.....	241
7.2. Відновлення напруги між контактами.....	243
7.3. Процес вимикання електричного кола контактними апаратами.....	247
7.4. Способи гасіння дуги в комутаційних апаратах.....	254
7.5. Гасіння дуги в дугогасильній решітці.....	256
7.6. Класифікація електричних апаратів та їх основні технічні параметри.....	262
7.7. Захисні функції апаратів стосовно електричних мереж та споживачів.....	274
7.7.1. Запобіжники.....	277
7.7.2. Автоматичні вимикачі.....	281
7.7.3. Апарати теплового захисту.....	284

7.7.4. Апарати температурного захисту.....	288
7.7.5. Апарати струмового захисту.....	291
7.8. Контактори та магнітні пускачі.....	293
7.9. Порядок вибору контакторів і магнітних пускачів для керування і захисту електричних двигунів	297
7.10. Вибір автоматичних вимикачів для захисту електричних мереж та електроустановок.....	304
7.11. Безконтактні напівпровідникові силові апарати (силові електронні ключі).....	311
Контрольні питання до розділу.....	316
Розділ 8. Протипожежні вимоги до електроустановок.....	317
8.1. Основні терміни та вимоги до електроустановок.....	317
8.2. Вимоги до установаження та експлуатації трансформаторів.....	319
8.3. Закриті розподільчі пункти.....	328
8.4. Внутрішньо цехові трансформаторні підстанції.....	334
8.5. Вимоги до встановлення електричних двигунів та їх апаратів керування....	337
8.6. Вимоги до встановлення та експлуатації конденсаторних установок.....	339
8.7. Вимоги до електротермічних установок.....	341
8.8. Зниження пожежної небезпеки електропроводок	350
Контрольні питання до розділу	355
Розділ 9. Захист електроустановок від грозових розрядів.....	356
9.1. Блискавка та її характеристики.....	356
9.2. Пожежо- та вибухонебезпека дії блискавки.....	358
9.3. Загальні положення при улаштуванні блискавкозахисту.....	363
9.4. Захист від прямих ударів блискавки.....	367
9.4.1 Загальні вимоги.....	367

9.4.2 Зовнішня блискавкозахисна система	370
9.4.3. Методика вибору зовнішньої БЗС.....	377
9.4.4. Зони захисту блискавковідводів.....	380
9.4.5. Розрахунок опору заземлювача.....	391
9.5. Експлуатація пристроїв	
блискавкозахисту.....	397
9.6. Захист від вторинних дій блискавки.....	402
9.6.1. Зони захисту від вторинної дії блискавки.....	402
9.6.2. Екранування.....	403
9.6.3. З'єднання.....	404
9.6.4. Заземлення.....	406
9.6.5. Захист устаткування в існуючих будівлях.....	407
Контрольні питання до розділу.....	411

Розділ 10. Нагляд за дотриманням вимог пожежної безпеки

 під час проектування та експлуатації електроустановок.....	412
10.1. Підстави для проведення експертизи електротехнічної частини проекту...	412
10.2. Пожежно-технічна експертиза у нормативно-технічній діяльності.....	415
10.3. Підстави перевірки пожежної безпеки електрообладнання.....	426
10.4. Оцінювання стану електрообладнання під час перевірки.....	433
Контрольні питання до розділу	437

Розділ 11. Контроль технічного стану електроустановок

 під час експлуатації.....	438
11.1. Загальні положення.....	438
11.2. Технічна документація електрообладнання.	
Методи та засоби контролю його технічного стану.....	440
11.3. Норми та періодичність контролю електродвигунів змінного струму.....	447

11.4. Норми та періодичність контролю конденсаторів	459
11.5. Контроль технічного стану акумуляторів електричних станцій та підстанцій.....	463
11.6. Випробування та контроль апаратів вторинних кіл і електропроводів мереж до 1000 В.....	468
11.7. Норми і вимоги до контролю трансформаторів, автотрансформаторів та олійних реакторів загального призначення.....	471
11.8. Норми контролю вимірювальних трансформаторів.....	482
11.8.1. Трансформатори струму.....	483
11.8.2. Трансформатори напруги.....	492
11.9. Норми випробування короткозамикачів, відокремлювачів, роз'єднувачів, обмежувачів перенапруг нелінійних та силових кабельних ліній.....	495
11.9.1. Роз'єднувачі, відокремлювачі та короткозамикачі.....	495
11.9.2. Обмежувачі перенапруг нелінійні (ОПН).....	499
11.9.3. Силові кабельні лінії.....	501
11.10. Норми випробування КРУ, контактних з'єднань грозозахисних тросів, збірних і з'єднувальних шин та пристроїв заземлення.....	511
11.10.1. Комплектні розподільні установки внутрішнього (КРУ) та зовнішнього (КРУВ) встановлення.....	511
11.10.2. Контактні з'єднання проводів, грозозахисних тросів, збірних та з'єднувальних шин.....	514
11.10.3. Пристрої заземлення.....	516
Контрольні питання до розділу	525

Передмова

Учених, техніків і апаратуру купують не для того, щоб пізнати істину, але щоб збільшити продуктивність.

Жан-Франсуа Ліотар

Сучасне суспільство важко уявити без використання електротехнічних пристроїв. Електротехніка стала в значній мірі акселератором розвитку світової економіки і є невід'ємною складовою функціонування різних галузей економіки – транспортної, сільського господарства, промислової, машинобудування, а останнім часом все більшої ваги набуває в медичній та хімічній галузях.

В найбільш загальному значенні під електротехнікою слід розуміти область науки і техніки, що вивчає електричні та магнітні явища і принципи їх практичного застосування в різних сферах суспільного життя. Безперервний розвиток даної науки забезпечує впровадження нових технологій, сприяє пошуку нових способів енергозбереження та перетворення електричної енергії на механічну, теплову і світлову. Окрім цього, значимість електричної енергії зумовлена ще тим, що вона швидко передається на значні відстані та легко розподіляється між споживачами.

Початок розвитку електротехніки припадає на першу половину 19 ст., в час відкриття основних закономірностей електричних явищ та їх практичного використання. Підґрунтя теорії електричних кіл закладене відкриттям фундаментальних законів Ом (1827 р.), Фарадеєм (1831 р.), Джоулем (1841 р.), Ленцем (1842 р.), Кірхгофом (1847 р.). Початком відліку формування електротехніки як науки в Україні сміливо можна вважати П.П. Копняєва, який, як вдало висловився ще один відомий науковець-електротехнік Т.П. Губенко, є творцем електротехнічної школи в Україні.

Все вищесказане безсумнівно свідчить про те, що в якій би сфері суспільного життя не працював сучасний висококваліфікований спеціаліст, він повинен оволодіти основами електротехнічних знань. Суспільні реалії сьогодення є

такими, що підкреслюють вагомість викладання дисципліни “Електротехніка”, яка стала однією з найважливіших при підготовці фахівців різних галузей.

Однак, використання електричної енергії може бути не лише суспільним благом, але причиною виникнення надзвичайних ситуацій з часто негативними економічними наслідками та людськими жертвами. Неправильне та необережне поводження з електроприладами, застаріле електротехнічне обладнання та його невідповідність сучасним вимогам дуже часто стають причинами виникнення надзвичайних ситуацій в Україні.

Сучасна ситуація в Україні досить складна, що зумовлено насамперед невідповідністю електротехнічного обладнання сучасним вимогам. Однак, слід підкреслити, що такі невтішні дані стосуються не лише житлового, комунального, але особливо промислового сектора. З певністю можна стверджувати, що електротехнічне обладнання морально застаріле та відпрацювало свій ресурс. Тому назріла нагальна проблема його оновлення, причому з врахуванням можливостей енергозбереження та ефективного управління енергоефективністю.

Так, статистика досить невтішна. На сьогоднішній час в Україні надзвичайно складна ситуація з пожежами у житловому секторі. Причому найбільша проблема полягає у невідповідності національним стандартам електровиробів, які реалізуються на ринках та у торговельних мережах. Додаткові ризики створює їх неправильна експлуатація.

Дуже часто причиною пожежі стає недбалість при поводженні з електроприладами, що часто призводить до трагічних наслідків. Так, у 2011 р. найбільше пожеж, що супроводжувалися людськими жертвами, сталося в січні та лютому. Сильні морози, різке похолодання, постійне недотримання правил користування пічним опаленням та порушення правил експлуатації різноманітних електронагрівальних приладів призвели до загибелі в першому та другому місяцях 2011 року по 392 осіб. Щомісяця внаслідок пожеж в Україні в середньому гине близько 240 осіб. Окрім того, виникненню пожеж сприяє ще той факт, що громадяни облаштовують свої оселі легкозаймистими та горючими

матеріалами, які сприяють швидкому розвитку пожежі та виділенню значної кількості токсичного диму при згоранні.

Аналізуючи пожежі з груповою загибеллю людей (більше 3 людей), які сталися в житлі (36 випадків), унаслідок яких загинуло 114 людей, то через порушення правил пожежної безпеки під час влаштування та експлуатації електроустановок, загинуло 15 людей.

Якщо розподілити пожежі за формою власності, то загалом на об'єктах загальнодержавної власності виникло 273 пожежі, на суб'єктах права колективної власності – 567 пожеж, на об'єктах приватної власності – 1196 пожеж, на об'єктах права колективної власності – 108 пожеж, на об'єктах зі змішаною власністю – всього 15 пожеж. Причому на об'єктах, що знаходяться у власності інших держав пожеж у 2011 р. не виникало взагалі. Розглядаючи причини виникнення пожеж у відповідних закладах, то порушення правил улаштування та експлуатації електроустановок посідає перше місце. Загалом, через неправильне поводження з електроприладами у 2011 р. виникло 11408 пожеж, або 18,8% від загальної кількості. Характерно, що не лише в Україні така кількість пожеж виникає через проблеми з електрообладнанням але і в розвинутих країнах ЄС та США.

Перед курсом електротехніка стоять завдання не лише теоретично-прикладного, але перш за все практичного характеру. Важливість даного предмету зумовлена не лише необхідністю поглиблення знань з даної галузі, але й усвідомленням курсантами та студентами його актуальності в повсякденному житті.

Даний посібник призначений для підготовки бакалаврів, магістрів та спеціалістів технічних спеціальностей та слугує базовим виданням для ознайомлення майбутніх фахівців з основами становлення, розвитку, функціонування та практичного застосування електротехніки. Метою написання даного підручника стало узагальнення багаторічного досвіду викладання

електротехніки в Україні та за її межами, охоплюючи як загальновідому так і нову теорію електротехніки.

Метою дисципліни є отримання курсантами та студентами базових теоретичних знань та практичних навиків в галузі електротехніки.

У підручнику розглянуто основні теорії електричних і магнітних кіл, принципи користування електричними пристроями, описано будову і роботу електричних машин постійного і змінного струму, а також подано основні поняття та терміни, в особливості поняття про електромережі, режими та принципи їх роботи, оптимальне керування та подолання проблем при їх виникненні.

У результаті вивчення дисципліни студент повинен одержати основні фундаментальні теоретичні знання у галузі електротехніки і закріпи їх на практичних заняттях.

Актуальність дисципліни полягає в тому, що вона дає майбутнім інженерам теоретичні знання і практичні навички, потрібні для правильної експлуатації сучасного електроустаткування, а також базову основу для вивчення наступних курсів – основи автоматики, спеціальне електрообладнання та автоматизація виробничих процесів.

РОЗДІЛ 1.

ОРГАНІЗАЦІЯ ПРОФІЛАКТИКИ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

1.1. Система профілактики

За наказом МНС від 25.05.2012 №863 затверджено Порядок проведення перевірок органами Державної інспекції техногенної безпеки України та уніфіковану форму Акта перевірки додержання (виконання) вимог законодавства у сферах пожежної і техногенної безпеки, цивільного захисту, контролю за діяльністю аварійно-рятувальних служб. Цей Порядок визначає механізм здійснення заходів державного нагляду (контролю) за додержанням і виконанням вимог законодавства у сферах пожежної і техногенної безпеки та цивільного захисту міністерствами, іншими центральними та місцевими органами виконавчої влади, органами місцевого самоврядування, підприємствами, установами та організаціями (далі - органи влади), іншими суб'єктами господарювання незалежно від форм власності, а також громадянами України, іноземцями і особами без громадянства та за діяльністю аварійно-рятувальних служб.

Перевірка технічного стану електрообладнання складається з таких основних етапів:

- підготовка до перевірки;
- процес виконання перевірки;
- оформлення результатів перевірки;
- вжиття відповідних заходів за результатами перевірки.

Під час підготовки до перевірки державний інспектор з нагляду у сферах пожежної і техногенної безпеки, який буде її здійснювати, зобов'язаний:

- ознайомитися з особливостями об'єкту та матеріалами наглядової справи та/або матеріалами, які надійшли від інших органів;
- визначити перелік питань, які буде перевірено та вивчено на об'єкті суб'єкта господарювання (залежно від специфіки господарської діяльності та ступеня ризику від провадження господарської

діяльності суб'єкта господарювання органу влади, іншого підконтрольного об'єкту);

- ознайомитись з відповідними галузевими нормативно-правовими та нормативно-технічними документами, що стосуються пожежної і техногенної безпеки, з матеріалами про пожежі та/або випадки виникнення надзвичайних ситуацій, а також з технічною документацією і довідковою літературою, яка характеризує пожежну та техногенну небезпеку об'єкта перевірки.

Перед початком перевірки посадові особи органу Держтехногенбезпеки України зобов'язані:

- з'ясувати, хто з посадових осіб суб'єкта господарювання або органу влади, інших підконтрольних об'єктів перевірки буде присутнім під час її здійснення та чи були спеціально уповноважені керівником суб'єкта господарювання особи, які повинні бути присутніми під час здійснення перевірки;
- пред'явити керівнику суб'єкта господарювання або органу влади, іншого підконтрольного об'єкта або уповноваженій ним особі посвідчення на перевірку та службове посвідчення;
- надати суб'єкту господарювання або органу влади, іншому підконтрольному об'єкту копію посвідчення на проведення перевірки.

Посадові особи органів Держтехногенбезпеки України під час здійснення перевірок мають право:

- проводити огляд територій або приміщень, які використовуються для провадження господарської діяльності, а також будь-яких документів чи предметів, якщо це передбачено законом;
- одержувати під час здійснення перевірки від посадових осіб суб'єкта господарювання або органів влади, інших підконтрольних об'єктів пояснення, довідки, документи, матеріали, відомості з питань, що виникають під час перевірки;

- вимагати від суб'єкта господарювання або органу влади, іншого підконтрольного об'єкта усунення виявлених порушень вимог законодавства;
- вимагати припинення дій, які перешкоджають здійсненню перевірки;
- надавати (надсилати) суб'єктам господарювання або органам влади, іншим підконтрольним об'єктам обов'язкові для виконання приписи (розпорядження) про усунення виявлених порушень і недоліків, постанови про застосування запобіжних заходів;
- притягати до адміністративної відповідальності посадових осіб та громадян, винних у порушенні встановлених законодавством вимог пожежної безпеки, невиконанні приписів та постанов посадових осіб органів Держтехногенбезпеки України;
- фіксувати процес здійснення перевірки на засоби аудіо та відеотехніки з наданням копії запису керівнику суб'єкта господарювання;
- зупиняти до усунення порушень законодавства у сфері цивільного захисту та техногенної безпеки роботу підприємств, об'єктів, окремих виробництв, цехів, дільниць, експлуатацію машин, механізмів, устаткування, транспортних засобів, а також виконання робіт, діяльність неатестованих аварійно-рятувальних служб, якщо ці порушення створюють загрозу життю або здоров'ю людей.

Під час перевірки посадові особи, які її здійснюють, зобов'язані дотримуватись установлених правил внутрішнього розпорядку роботи та вимог охорони праці, а також зобов'язані:

- повно, об'єктивно та неупереджено здійснювати перевірку в межах повноважень, передбачених законом;
- дотримуватися ділової етики у взаємовідносинах із суб'єктами господарювання та органами влади;

- не втручатися і не перешкоджати здійсненню господарської діяльності під час здійснення перевірки, якщо це не загрожує життю або здоров'ю людей, не спричиняє небезпеки виникнення техногенних ситуацій і пожеж;
- забезпечувати нерозголошення комерційної таємниці та іншої інформації суб'єкта господарювання або органу влади, що стає доступною посадовим особам під час здійснення перевірки;
- ознайомити керівника суб'єкта господарювання або органу влади, а в разі їх відсутності - його заступника або уповноважену ним особу з результатами перевірки у строки, передбачені законом;
- надавати суб'єкту господарювання консультаційну допомогу щодо здійснення перевірки.

Організація перевірок здійснюється шляхом проведення планових та позапланових перевірок.

Під час проведення планових перевірок здійснюється огляд (обстеження) територій, будівель, споруд та приміщень, проводиться перевірка організації та виконання об'єктом перевірки вимог законодавства у сферах пожежної і техногенної безпеки, цивільного захисту.

Планові перевірки суб'єктів господарювання здійснюються відповідно до квартальних планів-графіків, які затверджуються керівником відповідного органу Держтехногенбезпеки України до 20 числа останнього місяця кварталу, що передує плановому.

Періодичність здійснення планових перевірок суб'єктів господарювання визначається відповідно до Критеріїв, за якими оцінюється ступінь ризику від провадження господарської діяльності та визначається періодичність здійснення планових заходів державного нагляду (контролю) у сфері техногенної та пожежної безпеки, затверджених постановою Кабінету Міністрів України від 29 лютого 2012 року № 306.

Переліки суб'єктів господарювання із зазначенням найменування суб'єкта господарювання, ідентифікаційного коду юридичних осіб (далі - код за ЄДРПОУ) або прізвища, імені, по батькові фізичної особи - підприємця (відповідно до Закону України "Про захист персональних даних"), місцезнаходження, місяця проведення планової перевірки, яку заплановано на відповідний календарний рік, оприлюднюються на офіційному веб-сайті Держтехногенбезпеки України та його територіальних органів не пізніше 25 грудня року, що передує плановому.

Комплексні планові перевірки додержання і виконання органами влади вимог законодавства у сфері пожежної і техногенної безпеки, цивільного захисту здійснюються один раз на п'ять років на підставі плану, який щороку затверджується Кабінетом Міністрів України за поданням МНС України. Планові перевірки додержання і виконання вимог законодавства у сфері пожежної і техногенної безпеки стану будівель, споруд та приміщень територіальних органів влади та підпорядкованих їм структурних підрозділів (далі - інші підконтрольні об'єкти) проводяться щороку відповідними територіальними органами Держтехногенбезпеки України, за якими вони закріплені, згідно із затвердженими річними графіками їх перевірок.

Для здійснення планової або позапланової перевірки суб'єктів господарювання орган Держтехногенбезпеки України видає наказ про проведення перевірки, який містить:

- найменування суб'єкта господарювання, щодо якого буде здійснюватись захід державного нагляду (контролю);
- місцезнаходження суб'єкта господарювання та об'єкта перевірки;
- предмет перевірки;
- дату початку та дату закінчення перевірки;
- посади, прізвища, імена та по батькові посадових осіб, які будуть здійснювати перевірку.

Планові та позапланові перевірки здійснюються в робочий час об'єкта перевірки, встановлений правилами внутрішнього трудового розпорядку або внутрішнього розпорядку роботи.

Орган Держтехногенбезпеки України не пізніше ніж за десять календарних днів до дня здійснення планової перевірки надає/вручає особисто під розписку керівнику чи уповноваженій особі (відповідальній посадовій особі) суб'єкта господарювання повідомлення про проведення планової перевірки.

У разі направлення повідомлення рекомендованим листом чи телефонограмою за рахунок коштів органу Держтехногенбезпеки України строк одержання суб'єктом господарювання такого повідомлення повинен бути не пізніше ніж за десять днів до початку здійснення планової перевірки.

Тривалість планової перевірки визначається залежно від кількості, площі будівель, приміщень, діляниць, які перебувають у власності або користуванні суб'єктів господарювання, де буде здійснюватись перевірка, а також ступеня ризику від провадження господарської діяльності та не може перевищувати п'ятнадцяти робочих днів суб'єкта господарювання, а для суб'єкта малого підприємства - п'яти робочих днів, якщо інше не передбачено законом.

Продовження строку здійснення планової перевірки не допускається.

Позаплановою перевіркою суб'єкта господарювання є перевірка, проведення якої не передбачено планами роботи Держтехногенбезпеки України, її територіальних органів, яка проводиться на підставі:

- подання суб'єктом господарювання письмової заяви до органу Держтехногенбезпеки України про здійснення перевірки за його бажанням;
- виявлення та підтвердження недостовірності даних, заявлених у документах обов'язкової звітності, поданих суб'єктом господарювання;
- перевірки виконання суб'єктом господарювання приписів, розпоряджень або інших розпорядчих документів щодо усунення

порушень вимог законодавства, виданих за результатами проведення планових перевірок органом Держтехногенбезпеки України;

- звернення фізичних та юридичних осіб про порушення суб'єктом господарювання вимог законодавства у сфері пожежної та техногенної безпеки. Позапланова перевірка у цьому разі здійснюється тільки за наявності згоди Держтехногенбезпеки України на його проведення;
- настання аварії, смерті потерпілого внаслідок виникнення надзвичайної ситуації або пожежі, що було пов'язано з діяльністю суб'єкта господарювання.

Під час проведення позапланової перевірки з'ясовуються лише ті питання, необхідність перевірки яких стала підставою для здійснення цього заходу, з обов'язковим зазначенням цих питань у посвідченні на проведення перевірки.

Тривалість здійснення позапланової перевірки суб'єкта господарювання не може перевищувати десяти робочих днів, а щодо суб'єктів малого підприємництва - двох робочих днів, якщо інше не передбачено законом. Продовження строку проведення позапланової перевірки не допускається.

Проведення позапланових перевірок суб'єктів господарювання з інших підстав, крім передбачених статтею 6 Закону України «Про основні засади здійснення державного нагляду (контролю) у сфері господарської діяльності» та пунктом 2.10 цього розділу, забороняється, якщо інше не передбачається законом або міжнародним договором України, згода на обов'язковість якого надана Верховною Радою України.

Суб'єкт господарювання повинен ознайомитися з підставою проведення позапланової перевірки з наданням йому копії відповідного документа.

У разі якщо керівник суб'єкта господарювання, або його заступник, або уповноважена ним особа не допускає посадових осіб органів Держтехногенбезпеки України до проведення перевірки, то посадовою особою

Держтехногенбезпеки України складається акт про недопущення до проведення перевірки.

В акті про недопущення до проведення перевірки повинні міститися відомості про дату та час відмови посадової особи суб'єкта господарювання, або його заступника, або уповноваженої ним особи у допуску до здійснення перевірки посадовими особами органу Держтехногенбезпеки України, прізвища, ім'я та по батькові, а також посади осіб суб'єкта господарювання або уповноважених ним осіб, які не допустили посадових осіб органу Держтехногенбезпеки України до здійснення перевірки; відомості про посадову особу, яка склала акт.

В акті про недопущення до перевірки також зазначаються посада, прізвище, ім'я, по батькові особи керівника суб'єкта господарювання або уповноваженої ним особи, яку ознайомлено з актом та якій вручено акт під розписку, або робиться відмітка щодо відмови від ознайомлення з актом та його отримання. У разі якщо керівник або уповноважена ним особа суб'єкта господарювання відмовляється від отримання акта про відмову, то такий акт із зазначенням у ньому реєстраційного номера передається суб'єкту господарювання або надсилається рекомендованим листом із повідомленням про вручення.

За фактами виявлених під час перевірки порушень посадова особа органу Держтехногенбезпеки України, яка її здійснює, має право одержувати усні або письмові пояснення від керівника або уповноваженої ним особи, та/або особи, відповідальної на об'єкті перевірки за стан дотримання вимог законодавства у сферах пожежної і техногенної безпеки, які долучаються до матеріалів перевірки.

За результатами проведеної перевірки суб'єкта господарювання посадовою особою органу Держтехногенбезпеки України складається Акт перевірки додержання (виконання) вимог законодавства у сферах пожежної і техногенної безпеки, цивільного захисту, контролю за діяльністю аварійно-рятувальних служб згідно з уніфікованою формою (далі - Акт перевірки).

Не допускається внесення до Акта перевірки недостовірної інформації. Акт перевірки оформлюється з використанням комп'ютерної техніки або розбірливим почерком на друкованих формах.

Посадова особа органу Держтехногенбезпеки України зазначає в Акті перевірки стан додержання і виконання вимог законодавства у сферах пожежної, техногенної безпеки, цивільного захисту суб'єктом господарювання, а в разі невиконання - детальний опис виявленого порушення з посиланням на відповідну вимогу законодавства.

В останній день перевірки два примірники Акта перевірки підписуються посадовими особами органу Держтехногенбезпеки України, які здійснювали перевірку, та суб'єктом господарювання або уповноваженою ним особою, якщо інше не передбачено законом, а також іншими особами, які брали участь у перевірці.

У разі відмови суб'єкта господарювання підписати Акт перевірки посадова особа органу Держтехногенбезпеки України вносить до такого акта відповідний запис. Один примірник Акта перевірки надається керівнику суб'єкта господарювання, або його заступнику, або уповноваженій ним особі.

До примірника Акта перевірки, який зберігається протягом п'яти років в органі Держтехногенбезпеки України, додаються документи, що підтверджують факт поштового відправлення та вручення адресату акта.

На підставі Акта перевірки або довідки про результати перевірки органу влади, якщо під час здійснення перевірки суб'єкта господарювання або органу влади виявлено порушення вимог законодавства у сферах пожежної і техногенної безпеки, цивільного захисту, протягом п'яти днів з дня її завершення складається припис про усунення порушень вимог законодавства у сферах пожежної, техногенної безпеки, цивільного захисту. Припис про усунення порушень вимог законодавства у сферах пожежної, техногенної безпеки, цивільного захисту (далі - припис) складається у двох примірниках, один з яких не пізніше п'яти робочих днів з дня складення акта надається керівнику суб'єкта господарювання або

органу влади, установи, організації чи уповноваженій ним особі для виконання, а другий примірник припису з підписом такої особи щодо погоджених строків усунення порушень вимог законодавства зберігається в органі Держтехногенбезпеки України, який здійснював перевірку.

До припису включаються невиконані заходи з попереднього припису із зазначенням строків, з яких вони пропонувалися до виконання, та пропонуються нові строки, а також зазначаються нові заходи, які були виявлені під час перевірки, і строки їх виконання.

У разі якщо посадова особа або уповноважений нею представник суб'єкта господарювання чи органу влади відмовляється від отримання Акта перевірки чи припису особисто, припис надсилається рекомендованим листом із повідомленням про вручення із зазначенням дати реєстрації в канцелярії органу Держтехногенбезпеки України та вихідного номера.

Строк виконання припису встановлюється посадовою особою органу Держтехногенбезпеки України за погодженням із керівником суб'єкта господарювання або органу влади, іншого підконтрольного об'єкта або його заступником, або уповноваженою ним особою залежно від виявлених порушень законодавства у сфері пожежної та техногенної безпеки, цивільного захисту.

У разі неможливості виконання приписів у встановлені в них строки суб'єкт господарювання або орган влади, інший підконтрольний об'єкт письмово звертається до органу Держтехногенбезпеки України, який виніс припис, для продовження строків усунення порушень з обґрунтуванням та підтвердними документами (матеріалами), оформленими належним чином, щодо порядку усунення порушень.

Контроль за виконанням приписів, наданих за результатами перевірки, здійснює орган Держтехногенбезпеки України, який його виніс.

При виявленні під час здійснення планової або позапланової перевірки порушень вимог законодавства у сферах пожежної і техногенної безпеки уповноваженою на те посадовою особою органу Держтехногенбезпеки України

приймається рішення про застосування запобіжних заходів відповідно до наказу Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій від 21 жовтня 2004 року № 130“Про затвердження Інструкції про порядок та умови застосування органами державного пожежного нагляду запобіжних заходів”. Посадова особа органу Держтехногенбезпеки України вживає заходів щодо притягнення до адміністративної відповідальності посадових осіб та громадян, винних у порушенні встановлених законодавством вимог пожежної безпеки.

На всі об'єкти перевірок в органі Держтехногенбезпеки України заводиться окрема наглядова справа, у якій зберігаються документи і матеріали листування, у тому числі матеріали перевірок та експертиз протипожежного стану, у тому числі орендованих будівель та приміщень, а також копії дозволів, договорів про надання їх в оренду та інші документи, що характеризують стан протипожежного захисту об'єкта, техногенної безпеки і виконання вимог цивільного захисту відповідно до змісту наглядової справи, її ведення та зберігання та загальними відомостями про об'єкти, які потрібно відобразити у наглядовій справі.

Внаслідок профілактичної роботи кількість пожеж у 2011 році на підконтрольних об'єктах зменшилася на 1,2%. Загалом на об'єктах суб'єктів господарювання торік виникло 2157 пожеж. Основні причини такі: порушення правил пожежної безпеки під час влаштування та експлуатації електроустановок - до 46 %; необережне поводження з вогнем - майже 20 %; підпали - 13 %. Водночас поряд із зменшенням кількості перевірок об'єктів приватної власності середнього ступеня ризику започатковують їхню роботу за декларативним принципом, у 2011 році кількість пожеж зросла на 3,5%, випадків загибелі людей на цих об'єктах - на 50%. Слід зазначити, що 45 % пожеж на приватних підприємствах сталися через нехтування власниками їх правил пожежної безпеки під час улаштування та експлуатації електрообладнання. Загалом у 2011 році в населених пунктах та на об'єктах виникло 60 790 пожеж, що на 2,3% менше, ніж у 2010-му. Внаслідок пожеж загинули 2869 громадян (+1,8%), у тому числі 92 дитини, та 1525 осіб (-0,8%) травмовано, з них 139 дітей.

1.2. Засоби та способи реалізації завдань безпеки електроенергетичних об'єктів

Головними завданнями та напрямками реалізації енергетичної стратегії в Україні є:

- максимальне задоволення потреб споживачів електричною енергією високої якості;
- удосконалення методів та способів регулювання в електроенергетиці;
- розвиток конкурентних відносин на енергетичному ринку;
- створення сприятливих умов для підвищення ефективності вітчизняної енергетичної галузі в тому числі позицій економіки;
- підвищення інвестиційної привабливості енергетичної галузі для забезпечення її стабільного розвитку;
- збільшення обсягів виробництва електроенергії в тому числі за рахунок використання нетрадиційних та відновлювальних джерел енергії;
- стимулювання розвитку вітчизняного енергетичного машинобудування;
- модернізація наявних енергетичних потужностей зі встановленням пилугозоочисного обладнання, збільшення ККД енергоблоків електричних станцій (ЕС), зокрема парових турбін;
- модернізація та розвиток магістральних і розподільчих мереж;
- продовження терміну експлуатації АЕС на 10 років;
- будівництво третього та четвертого блоків Хмельницької АЕС;
- будівництво п'яти вугільних ЕС для заміни виведених із експлуатації потужностей;
- у 2017 р. розпочати проектування, а в 2022-му будівництво атомних блоків на заміну тих, які треба вивести з експлуатації не пізніше 2030-го;
- виробництво екологічно чистих паливних матеріалів, наприклад

водню;

- збалансування цінової політики щодо енергетичних продуктів, яка повинна забезпечити покриття витрат на виробництво і передачу енергії споживачеві, створення відповідних умов для надійного функціонування і стабільного розвитку енергетичних підприємств;
- нормативно-правове забезпечення реалізації цілей енергетичної стратегії з урахуванням міжнародних зобов'язань України, досягнення екологічної безпеки та збалансованого стабільного розвитку електроенергетики.

На сьогодні питоме електроспоживання виробництв і житлового сектора в Україні перевищує від трьох до семи разів аналогічні показники зарубіжних країн. Головною причиною цього є структура української економіки, яка складається переважно з енергоємних виробництв із застарілими енергоємними технологіями, що призвело до надвисоких показників споживання енергії на одиницю продукції. Високу енергоємність пояснюють також технологічним відставанням багатьох галузей виробництва та комунального господарства від сучасного рівня, а також зношеністю основних фондів.

Основою енергетики України є Об'єднана енергетична система (ОЕС), яка забезпечує генерування, передачу та розподілення електричної енергії на території держави, централізоване регулювання режимами електроенергетичної системи надійне живлення споживачів електричної енергії, взаємодію з енергосистемами сусідніх країн, налагоджуючи експорт, імпорт і транзит електроенергії. Вона організовує ефективну і планову експлуатацію електроенергетичних об'єктів (електричних станцій, підстанцій, повітряних ліній передачі електричної енергії, а також її оптимальне перетворення до рівня напруги 220 В.

Головною проблемою, яка характеризується сучасний стан енергетичних об'єктів є зношеність генерувальних потужностей і електричних мереж, наприклад, вимагає невідкладної, протягом найближчих років, модернізації

енергоблоків, понад 80% теплових і понад 70% атомних електростанцій, тобто переважна кількість ЕС повинна за досить напруженого графіка послідовно, невеликими групами виводитися в ремонт, щоб зберегти стійкість роботи та стабільність енергопостачання різних регіонів.

У Франції виробляють на АЕС до 57% енергії, у Словаччині - 51%, в Україні - 30%. У сучасному світі працюють 440 різнотипних реакторів із терміном служби до 50 років. Кількість випадків аварійних станів залежить від кількості блоків, які можуть відмовити, і різного поєднання їх. Тому можливий показник аварійних ситуацій у багато разів перевищує кількість потенційно небезпечних блоків, що робить практично неможливою гарантію запобігання аварії. Немає й ефективного методу управління безпекою АЕС, а закриття АЕС виправдовують браком надійних систем запобігання аваріям із витоком із реактора радіоактивного палива та ефективних систем ліквідації наслідків аварії, які здатні локалізувати й своєчасно ліквідувати аварійні витoki, а також пожеж, які неминуче виникають під час аварій на АЕС.

Єдиною запорукою безпеки є впровадження нових систем, здатних локалізувати аварії аж до сьомої категорії за мінімальний час. Реально ж маємо брак фінансових ресурсів на модернізацію електроенергетики та будівництво нових об'єктів. Крім того давно став критичним вік обслуговуючого персоналу.

Аналогічна тенденція має місце у галузі споживання електричної енергії. Електрообладнання більшості підприємств давно фізично застаріле і достатньо зношене, тому їх пожежна і техногенна небезпека стає дедалі більшою. Мова йде про електричні машини, які є основним приводом сучасних технологічних механізмів та електротранспорту, а також пуско-регулювальна апаратура, розподільчі кабельні мережі міст, особливо старої забудови, внутрішні електричні мережі житлових та громадських будівель і ін... Все це вимагає постійного контролю та нагляду з метою оптимального проектування, забезпечення умов їх нормальної експлуатації, в тому числі пожежної і техногенної безпеки. Лише такий нагляд та нормальний технічний контроль дозволить здійснити вчасне

виведення з експлуатації небезпечне електрообладнання та його заміну і тим самим запобігти виникнення пожеж та вибухів з величезними матеріальними збитками і, часто, з людськими жертвами.

Державна експертиза виконується органом державного управління у сфері державного пожежного нагляду (далі – ДПН) Держтехногенбезпеки України, територіальними органами. Для проведення державної експертизи можуть залучатися вищі навчальні заклади та інші установи, а також окремі вчені, висококваліфіковані фахівці. Також експертиза може проводитися за вимогою судових органів. Експертизі підлягають усі розділи проекту. За необхідності можуть перевіряти розрахункові дані.

Для одержання експертного висновку замовник державної експертизи або суб'єкт господарювання за його дорученням, щодо типових і зональних проектів та документації на випуск пожежонебезпечної продукції – інститути-розробники подають до органів ДПН письмову заяву та проектно-кошторисну документацію в повному обсязі до їх затвердження.

Органи ДПН розглядають, як правило, робочі проекти, що оформлені у встановленому порядку, підписані авторами і мають номери, до початку будівництва, реконструкції, розширення, технічного переоснащення будинків і споруд всіх об'єктів на території обслуговування. Проектно-кошторисна документація, у тому числі й на типові проекти, підлягає експертизі (перевірці) повноти і відповідності виконання протипожежних вимог будівельних та інших норм і правил.

1.3. Заходи профілактики в електроустановках

Основні організаційні й технічні вимоги до експлуатації електроустановок та електрообладнання, які перебувають на правах власності в населення, у частині застосування норм випробувань та вимірювання параметрів електрообладнання установлюють Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів (далі - ПТЕ).

Технічна експлуатація електроустановок споживачів може здійснюватись за спеціальними правилами, встановленими у певній галузі. Галузеві правила не повинні суперечити ПТЕ і ДНАОП 0.00-1.21-98 "Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів". Експлуатація побутових електроприладів в умовах виробництва здійснюється згідно з вимогами підприємств-виробників та ПТЕ.

Споживачі, у яких електрогосподарство включає тільки ввідно-розподільний пристрій, освітлювальні установки, прилади побутового призначення напругою до 220 В, особу, відповідальну за електрогосподарство, можуть не призначати. Особа, відповідальна за електрогосподарство (спеціалізована організація), серед інших заходів, повинна забезпечити проведення діагностування технічного стану електроустановок (ч.6 п. 5.1.6 ПТЕ). У разі причетності електроустановок до причин виникнення пожеж на підприємствах у комісії з розслідування беруть участь працівники органів Держенергонагляду та Держпожнагляду.

Із набуттям чинності у лютому 2011 року Закону України «Про регулювання містобудівної діяльності» змінилися підходи до проведення державної експертизи проектної документації на будівництво об'єктів і порядок прийняття в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів. Тому, враховуючи те, що відповідно до Закону України «Про регулювання містобудівної діяльності», об'єкти I-III категорії складності приймають в експлуатацію за декларативним принципом

Допущення випадків невиконання протипожежних вимог будівельних норм і правил та подальше направлення замовником будівництва на затвердження декларацій до Держархбудінспекції із порушеннями свідчать про незадовільну роботу інспектора.

Питання, що підлягають перевірці на додержання (виконання) вимог
законодавства в улаштуванні електроустановок

з/п	Питання, що підлягають перевірці	Так	Ні	В	П	Нормативне обґрунтування
1.5.1	Електроустановки (можливість їх застосування, монтаж, наладка та експлуатація) відповідають вимогам нормативних документів					стаття 5 ЗУ № 3745, підпункт 5.1.3 НАПБ А.01.001-2004
1.5.2	Електричні машини, апарати, обладнання (апарати управління, пускорегулювання, контрольно-вимірювальні прилади, електродвигуни, світильники тощо), електропроводи та кабелі за виконанням та ступенем захисту відповідають класу зони, мають апаратуру захисту від струмів короткого замикання та інших аварійних режимів					стаття 5 ЗУ № 3745, підпункт 5.1.3 НАПБ А.01.001-2004
1.5.3	З'єднання, відгалуження та окінцювання жил проводів і кабелів здійснюються за допомогою опресування, зварювання, паяння або затискачів (гвинтових, болтових тощо)					стаття 5 ЗУ № 3745, підпункт 5.1.7 НАПБ А.01.001-2004
1.5.4	Улаштування та експлуатація тимчасових електромереж не дозволяються					стаття 5 ЗУ № 3745, підпункт 5.1.9 НАПБ А.01.001-2004

Спільно з організаціями Державної інспекції України з питань захисту прав споживачів участь у перевірці виконання заводами-виробниками вимог стандартів щодо пожежної безпеки їхньої продукції беруть Дослідно-випробувальні лабораторії (далі – ДВЛ). За цим напрямком ДВЛ перевірено: дотримання товщини захисного шару бетону - 1884 конструкції на 83 заводах (2010-й - 1903 конструкції на 99 заводах); якість зарядження 848 вогнегасників на 80 зарядних пунктах (2010-й - 1083 вогнегасників на 70 зарядних пунктах).

Такі лабораторії працюють у кожному обласному центрі, а від листопада 2011-го розпочала діяти новостворена ДВЛ в Автономній Республіці Крим. УкрНДЦЗ завжди надає особливої уваги підвищенню методичного рівня працівників та удосконаленню випробувальної бази ДВЛ. Лабораторіям постійно надають науково-методичну допомогу в підготовці до акредитації у системі територіальних органів Держспоживінспекцм України, а також у проведенні атестації обладнання. Якщо у 2002 році було тільки 11 ДВЛ, які пройшли процедуру акредитації та мали право проводити вимірювання у сфері метрологічного нагляду, то на сьогодні таких лабораторій уже 23. Галузь акредитації поширюється на випробовування речовин і матеріалів, у тому числі будівельних, стосовно пожежної небезпеки, визначення якості та придатності вогнегасних речовин, групи вогнезахисту деревини, випробовування пожежно-технічного озброєння, вимірювання параметрів електричних мереж тощо. Сімнадцять ДВЛ отримали в Держпожбезпеки ліцензії на право провадження господарської діяльності. ДВЛ здійснюють комплексне дослідження пожежі, проводять випробувальні й дослідні роботи, а також контролюють якість виконання їх та надають послуги протипожежного ^ призначення суб'єктам господарської діяльності. Найчастіше їх застосовують ДВЛ Луганської та Сумської (по 100 %), Харківської (85 %), Житомирської (84 %), Донецької (76 %), Рівненської (56 %), Київської (63 %) та Хмельницької (52 %) областей. Найпоширенішими методами є визначення залишків ЛЗР та ГР в осередку пожежі, встановлення електроопору зуглених залишків деревини та залишкового намагнічення металевих конструкцій і виробів. За результатами дослідження пожеж із загибеллю людей, особливо великими та великими збитками й таких, які становлять науково-практичний інтерес, ДВЛ складають окремі звіти. Найбільший відсоток звітів складено про пожежі: на виробництві (27,0 %), у житловому секторі (23,4 %), в адміністративних будівлях (20,7 %), на об'єктах торгівлі (15,3 %) та на транспортних засобах (13,5%). Серед них, слід зазначити, що найпоширенішими причинами пожеж були такі: порушення правил пожежної

безпеки під час влаштування та експлуатації електроустановок (45 %), необережне поводження з вогнем (21,6 %), підпал (16,2 %), несправність виробничого обладнання, порушення технологічного процесу виробництва (7,2 %), порушення правил пожежної безпеки у процесі влаштування та експлуатації печей (6,3 %). У 2011 році діяльність ДВЛ було спрямовано насамперед на перевірку якості вогнезахисної обробки будівельних конструкцій, випробування речовин і матеріалів на визначення показників пожежної небезпеки та якості піноутворювачів загального й спеціального призначення.

Характерними особливостями організації та проведення міжлабораторних порівняльних випробувань у сфері пожежної безпеки є обмежена кількість учасників (нерідко лише два), а також те, що на їхні результати може істотно вплинути неоднорідність зразків. Ще однією особливістю випробувань є те, що визначення більшості показників супроводжується руйнуванням зразка. Виходячи з цих обставин, основною схемою проведення міжлабораторних порівняльних випробувань було застосування однорідних зразків, тобто в рамках одного раунду випробувань один учасник готував і надавав зразки для інших лабораторій.

Особливо старанно слід вивчити матеріали при підготованні до обстеження, що проводиться вперше (при пуску об'єкта або реконструкції).

Вся підготовча робота завершується створенням комісії, у склад якої входять представник органу ДПН, призначені керівником фахівці, відповідальні за енергопостачання об'єкта. Також можуть бути залучені представник енергонагляду району або міста, адміністрації тощо.

Порядок проведення ПЕ передбачає з'ясування таких питань:

- в якій послідовності необхідно обстежити електроустановки;
- що підлягає обстеженню і на які частини електроустановок необхідно звернути основну увагу;
- як з'ясувати недоліки і як записувати їх;
- як сформулювати протипожежні заходи (пропозиції);

- як оформити документи за результатами пожежно-технічного обстеження електроустановок.

Послідовність ПЕ визначається на місці державним інспектором з пожежного нагляду разом з енергетиком та іншими представниками підприємства. Обстеження може проходити:

- за ходом технологічного процесу;
- за розташуванням будинків;
- за схемою надходження електроенергії до споживачів.

ДПН проводить перевірки електроустановок напругою до 1 000 В у частині відповідності їх за виконанням і монтуванням до класу зони приміщення, а також їх пожежної безпеки при експлуатації.

Профілактиці підлягають розподільні пристрої (щити, шафи, щитки), внутрішні мережі і споживачі (світильники, нагрівальні прилади, електродвигуни, пускорегулювальна апаратура тощо), пристрої захисту від розрядів статичної електрики, зовнішні мережі і споживачі, блискавкозахист.

Проводячи обстеження, державний інспектор розглядає такі питання.

Для електропроводок і освітлювальної арматури перевіряють відповідність марки проводу і способу прокладки умовам навколишнього середовища, виконання з'єднань проводів між собою, перетини їх, проходи через стіни, перегородки, перекриття, правильність виконання монтажу вимикачів, розеток, розподільчих коробок, справність і відповідність їх навколишньому середовищу, відповідність виконання світильників і їх монтажу вимогам діючих нормативних документів, спосіб виконання вводу проводів до електрообладнання, здійснення й кріплення світильників, наявність знаків вибухозахисту на вибухозахищених світильниках, аварійного освітлення і його стан.

Для розподільчих пристроїв (силових і освітлювальних щитів) перевіряють: чи відповідає тип корпусу щита класові зони в приміщенні, чи наявні підходи до щитів, чи замкнуті дверцята щитів на замок, чи наявні необхідні позначення на корпусі, чи є схеми розподілу електроенергії, чи захищений металевий корпус від

корозії і чи є його заземлення, чи справна арматура на панелях щитів, чи правильно зроблені з'єднання та закінчення проводів, чи немає нестандартних запобіжників.

Для електродвигунів і пускорегулювальних апаратів перевіряють відповідність типу двигуна, магнітних пускачів, кнопок керування до вимог класу зони, а у вибухонебезпечних зонах – відповідність категорії і групі вибухонебезпечної суміші, виконання вводу провідників в електродвигуни і апарати, чи є заземлення їх металевих корпусів, чи є захист двигунів від струмів короткого замикання і, за необхідності – від струмів перевантаження і чи правильно вони вибрані, чи правильно вибрані магнітні пускачі за величиною, чи відповідає тип і нагрівальний елемент номінальному струму двигуна та інш.

Для захисту від розрядів статичної електрики слід з'ясувати необхідність захисту від розрядів статичної електрики і, якщо необхідно, встановити місця створення і накопичення заряду, чи заземлені металеві ємності, трубопроводи, технологічні апарати, наконечники, чи справні заземлюючі провідники, чи є перемички у фланцевих з'єднаннях трубопроводів, чи проводиться нейтралізація зарядів статичної електрики.

Для зовнішніх електромереж і вводів, потрібно визначити відстань між проводами, від проводів до поверхні землі, чи немає зовнішньої проводки по дахах житлових, суспільних будинків; чи не проходять повітряні лінії над дахами з горючих матеріалів або поблизу складування горючих матеріалів. Для вводів у будинок визначають, як вони виконані: через стіну або дах (якщо через дах, то яка відстань між проводами та ізоляторами, а також від проводів до виступаючих частин будинку).

Для блискавкозахисту обґрунтовують його необхідність. Якщо блискавкозахист потрібний і відсутній, то слід вимагати його улаштування згідно з вимогами [16]. За наявності блискавкозахисту перевіряють стан всіх елементів і правильність монтажу. Слід з'ясувати, чи є захист від вторинних впливів

блискавки і як він виконаний. Розрахунком перевіряють відповідність висоти блискавкоприймачів для захисту будинку.

Проводячи профілактику електроустановок електроустановок, не треба обмежуватися складанням припису, а треба домагатися усунення виявлених режимних і пожежонебезпечних порушень, проводити бесіди з робітниками, службовцями, надавати допомогу керівникам та інженерно-технічним працівникам у підвищенні пожежно-технічної безпеки об'єкта.

Результати діяльності державного інспектора з пожежного нагляду оцінюються в першу чергу, за числом пожеж і збитків. Якісне проведення профілактики електроустановок – одна з основних умов попередження пожеж.

Показником якості профілактики електроустановок є ефективність розроблених протипожежних заходів щодо усунення всіх пожежонебезпечних недоліків у зазначені терміни.

Контрольні питання до розділу

1. Яким чином оцінюється стан електроустановок у нормативно-технічній роботі ДПН?
2. Що входить до змісту проектної документації?
3. Назвіть організаційні питання проведення експертизи проектів.
4. Яка мета експертизи електротехнічної частини об'єктів?
5. Які ви знаєте етапи проведення експертизи електротехнічної частини проекту?
6. Який порядок узгодження проектних рішень, на які не встановлені норми і правила пожежної безпеки?
7. Які є групи об'єктів та яка періодичність проведення ПЕ?
8. Як здійснюється підготовка до проведення ПЕ?
9. Яка послідовність ПЕ об'єктів?
10. Які ви знаєте методи і засоби обстеження і виявлення недоліків?
11. Який порядок складання припису за результатами ПЕ?
12. Які заходи безпеки повинні дотримуватись при проведенні ПЕ?

РОЗДІЛ 2.

ПОЖЕЖНА НЕБЕЗПЕКА ЕЛЕКТРИЧНИХ ЯВИЩ ТА ЇХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПРОЯВІВ

2.1. Основні терміни та визначення

Передавання, розподілення, накопичування і використання енергії будь-якої за формою є потенційною загрозою виникнення пожежі. Практично всюди на виробництві і в побуті використовуються електротехнічні вироби, пристрої та обладнання.

Електротехнічний виріб (ЕВ) – виріб, призначений для виробництва або перетворення, передачі, розподілу чи споживання електричної енергії.

Електротехнічний пристрій – сукупність взаємопов'язаних виробів, які є в конструктивній і (або) функціональній єдності, призначена для виконання певної функції з виробництва або перетворення, передачі, розподілу чи споживання електричної енергії.

Електрообладнання – сукупність електротехнічних пристроїв, об'єднаних спільними ознаками. Ознаками об'єднання в залежності від задачі може бути: призначення, наприклад, технологічне; умови застосування, наприклад, тропічне; належність до об'єкту, наприклад, станку, цеху.

Електроустановка – сукупність машин, апаратів, ліній і допоміжного обладнання (разом із спорудами і приміщеннями, в яких вони встановлені), призначена для виробництва, перетворення, трансформації, передачі, розподілу електричної енергії чи перетворення її в інший вид енергії.

У галузі електротехніки функціонування обладнання супроводжується виділенням і розсіюванням тепла, а в деяких випадках утворенням дуг або іскор. Ці потенційні ризики не призводять до небезпечних ситуацій, якщо їх враховували на стадії проектування обладнання, а потім на стадіях його монтування, експлуатації й обслуговування.

Найбільш частими причинами займання є надмірне нагрівання або утворення дуги. Частота займання залежить від типу матеріалів, які використовують у конструкціях електроустановок.

Помилково думати, що більшість пожеж електричного походження виникає внаслідок короткого замикання, ці пожежі можуть виникати від однієї або декількох причин, зокрема від зовнішніх причин, не електричного походження. Ці причини пов'язані з неправильним монтуванням, експлуатацією або обслуговуванням (наприклад, з роботою в умовах: непередбачених виробником або постачальником, перевантаження протягом короткого або тривалого періоду часу, обмеження теплового розсіювання, перекривання вентиляційних систем і т. ін.).

Будь-яке електричне коло містить небезпеку виникнення пожежі. У зв'язку з цим головним завданням під час проектування та експлуатації електрообладнання і складових частин, а також вибору конструктивних матеріалів, є зменшення ймовірності виникнення пожежі навіть у випадках його аномальної роботи, неправильної експлуатації та передбачених відмов. Основною метою заходів профілактики пожеж в електрообладнанні є запобігання займанню частин, що перебувають під напругою, а якщо це відбувається – локалізація вогню переважно в межах обмеженого електротехнічним виробом простору.

У випадку, коли поверхня електротехнічного виробу може зазнавати впливу вогню ззовні, необхідно вживати заходів, спрямованих на те, щоб виріб не сприяв поширенню пожежі на будівельні конструкції або споруди, що перебувають в безпосередній близькості до нього.

Принциповим завданням є зменшення до мінімуму ризику пожежі, причиною виникнення якої може стати займання електричного походження в електротехнічних виробках, а у випадку виникнення такої пожежі – її локалізація. Виникнення пожежі в середовищі, що оточує електротехнічні вироби, та вплив її на них потрібно також брати до уваги, але в другу чергу і меншою мірою. Що ж

стосується навмисної неправильної експлуатації електротехнічного виробу, то її взагалі можна не враховувати.

Також необхідно брати до уваги виділення тепла, непрозорість, токсичність і корозійність диму, що утворюються під час горіння виробу, а також належну здатність його функціонувати в умовах пожежі. Такі небезпеки проявляються під час займання виробу і розвитку пожежі. За деяких обставин виділення газу може створити ризик вибуху.

Деякі електротехнічні вироби, у корпусах зі значними розмірами, електричні кабелі і трубопроводи можуть займати значну частину поверхні і оздоблювальних матеріалів будівельних конструкцій або можуть бути прокладені крізь вогнестійкі перегородки. За цих умов електротехнічні вироби у випадку впливу на них вогню ззовні потрібно оцінювати з точки зору їх внеску в пожежну небезпеку порівняно з будівельними матеріалами або спорудами, які не обладнані електротехнічними виробами.

Після ретельного аналізування всіх небезпек, зазначених у вогневому сценарії, до електротехнічних виробів застосовують одне або серію випробовувань, за якими оцінюють одну або декілька характерних небезпек виникнення джерела запалювання (ДЗ).

Принцип дії будь-якого електрообладнання ґрунтується на взаємодії електричного струму і магнітного поля, що застосовується при роботі з обслуговування чи експлуатації електрообладнання. А от для аналізу деяких процесів як ДЗ більше застосовуються параметри електричних зарядів. Наприклад, при явищі статичної електризації в різних технологіях, не пов'язаних з електрикою (транспортування горючих рідин трубопроводами, перемотування плівок, ниток, тканин та ін.), де йдеться про утворення, накопичення, рух, релаксацію та інші характеристики саме електричних зарядів.

2.2. Основні явища, які можуть стати причиною пожеж

До основних електричних явищ внаслідок яких може виникнути пожежа можна віднести такі як статична електризація, електрична іскра та коротке замикання.

Статична електризація

Статична електрика - це сукупність явищ, зумовлених електризацією тіл.

Електризація - це процес утворення та накопичення електричних зарядів на тілах.

Виникнення заряду статичної електрики відбувається при деформації, подрібненні (розбризуванні) речовини, відносному переміщенні двох тіл, що знаходяться в контакті, шарів рідких або сипких матеріалів, при інтенсивному переміщуванні, кристалізації, випаровуванні речовин.

Можливість накопичення небезпечної кількості статичної електрики визначається як інтенсивністю виникнення, так і умовою стікання заряду.

Інтенсивність виникнення заряду в технологічному обладнанні визначається фізико-хімічними властивостями речовини, які переробляються, та матеріалів, з яких виготовлено обладнання, а також параметри технологічного процесу.

Процес стікання заряду визначається в основному електричними властивостями речовин, які переробляються, навколишнього середовища та матеріалів, з яких виготовлене обладнання. При відсутності необхідних умов для стікання заряду відбувається його накопичення, яке може призвести до:

виникнення іскрових розрядів (електростатична іскробезпека);

безпосереднього впливу на людину (дія електростатичних полів та іскрових розрядів);

шкідливого впливу на технологічний процес або матеріали, які переробляються.

Під час електризації заряди одного знака накопичуються на одній, а протилежного - на іншій з двох контактуючих перед тим поверхонь. Якщо ж попереднього контакту двох тіл не було, то не буде і їх електризації. Крім того,

електризація буде тільки в тому випадку, коли обидва тіла або хоча б одне з них є діелектриком. Значення накопиченого заряду та потенціал утвореного ним поля залежать від швидкості роз'єднання тіл та їх діелектричних властивостей. Якщо ж час розриву контакту двох тіл буде більший за час релаксації зарядів (тобто повернення їх в стан електричної рівноваги), то електризація не відбудеться.

Потенціал відносно землі чи заземленого обладнання при статичній електризації досягає десятків та сотень кВ.

Наприклад:

при розбризкуванні фарб	-10 кВ;
при рухові гумованої стрічки транспортера (при швидкості 4 м/с і більше)	- 45кВ;
при фільтрації бензину крізь шовк	- 335кВ;
у виробництвах з розмелюванням речовин	- до 15 кВ;
в кінофотоплівковій промисловості	- більше 15 кВ.

Струми при електризації сягають від декількох до сотень міліампер.

Електризація може виникати:

- при терті двох тіл між собою;
- внаслідок електростатичної індукції.

Умови виникнення електризації тертям:

- хоча б одне з двох тіл повинно бути діелектриком;
- повинен мати місце попередній динамічний контакт цих двох тіл одне з другим;
- електризація виникає при відділенні тіл одне від одного, тобто при розриві попереднього контакту.

Основними параметрами, які характеризують явище електризації, а також її ступінь, є:

1. Густина зарядів електризації (тобто характеристика кількості зарядів, накопичених на одиниці площі поверхні тіл, що електризуються). Вона вимірюється в Кл/м², позначається через o .

Розрізняють густину зарядів:

поверхневу [Кл/м²] - (при площинній електризації твердих тіл);
об'ємну [Кл/м²] - (при об'ємній електризації газів та рідин).

2. Струм електризації [А] - (тобто швидкість накопичення зарядів).

3. Густина струму електризації [А/мм²] - (залежить від площі контакту при електризації).

4. Період релаксації електричних зарядів - T_c , [с] - (тобто час, протягом якого накопичені електричні заряди нейтралізуються через повітря або через точки контакту тіл).

5. Електрична напруженість поля зарядів - E [В/м].

Зі всіх сучасних гіпотез, пояснюючих статичну електрику, найбільш поширеною являється теорія контактної електризації.

Згідно з цією гіпотезою електризація настає при контакті двох різнорідних матеріалів з причини неврівноваженості атомних та молекулярних сил на поверхнях контакту. При цьому настає перерозподіл електронів чи іонів речовин та утворення подвійного електричного шару з зарядами протилежних знаків.

Експериментами встановлено, що з двох контактуючих речовин додатньо заряджається та, яка має більшу діелектричну проникливість.

Фізичні умови електризації речовин і матеріалів

Знак зарядів, які накопичуються при електризації, залежить від роду речовини та від того, з якою іншою речовиною вона контактує. Щоб визначити знак (+ чи -) зарядів, які утворились, наприклад при електризації ниток, волокна або тканин, можна використати ебонітову паличку. Бо експериментальне встановлено, що при терті нею по вовні паличка набуває зарядів зі знаком (-). Підносячи цю заряджену паличку до заряджених волокон, видно, чи вони притягуються чи відштовхуються від неї (тобто чи вони мають знак + чи -).

Відомо, що розділення зарядів виникає при вживанні різнорідних діелектричних матеріалів. На базі багатьох експериментів відкриті т. з.

трибоелектричні ряди. В цих рядах матеріали розміщені в такій послідовності, при якій кожний з них набуває від'ємного заряду при контакті з матеріалом, розташованим перед ним (вище нього) і додатного - при контакті з матеріалом, розташованим після нього (нижче нього) в цьому ряді. При цьому зі збільшенням відстані між двома матеріалами в ряді абсолютне значення розділених зарядів збільшується. В літературі зі статичної електрики наводиться закон Кена, згідно з яким з двох взаємоелектризованих діелектриків додатньо заряджується той, в якого більше значення діелектричної проникності. Але в цьому правилі стільки підтверджень, скільки й винятків. Нижче наводяться трибоелектричні ряди речовин за Леміком та Грюнером.

Додатний полюс

за Грюнером

Вовна
Перлон Ш
Амідно-аміачний шовк
Перлон П
Натуральний шовк
Перлон І
Терилен
Папір
Сталь
Скло
Нейлон
Алюміній
Бавовна
Шкіра
Латунь
Орлон
Поліхлорвініл
Ебоніт
Гума

за Леміком

Скло
Людське волосся
Нейлон
Вовна
Віскоза
Бавовна
Папір
Луб'яне волокно
Сталь
Ебоніт
Ацетатний шовк
Синтетична гума
Дакрон
Орлон
Саран
Поліетилен

Від'ємний полюс

Використовуючи властивості трибоелектричних рядів, можна знизити, а іноді й попередити накопичення зарядів статичної електрики, тому що при контакті двох поверхонь одного й того ж матеріалу розділення зарядів не виникає.

Для попередження електризації, наприклад, частини верстатів, які контактують з матеріалом, що переробляється (валки, ролики тощо), личкуються тим самим матеріалом або використовують матеріали, суміжні між собою та розташовані всередині ряду.

Крім електризації, спричиненої тертям або переміщенням (тобто контактної електризації), можлива також електризація через індукцію від електрично зарядженого тіла.

Таким чином слід зробити висновок, що:

- заряди СЕ можуть виникнути внаслідок тертя або взаємного перемішування речовин, тіл, матеріалів, а також внаслідок електростатичної індукції;
- причиною утворення зарядів СЕ є електризація тіл через тертя або вилив;
- електричні заряди в процесі електризації не щезають самі по собі. Вони переходять з одного тіла на інше, або перерозподіляються в межах тіла;
- електризація не спостерігається, якщо тіла мають електричний зв'язок з землею, тому що надлишкові заряди тіла стікають у землю, де нейтралізуються зарядами протилежного знаку.

На ступінь електризації впливають наступні фактори:

- діелектричні властивості тіл;
- наявність домішок в рідинах;
- ступінь шорсткості поверхонь;
- швидкість взаємного переміщення;
- режим руху, перемішування (для рідин пропорційно ступеню турбулентності).

Явище СЕ корисно використовується у ряді виробництв, а саме:

- фарбування виробів в електростатичному полі;
- електроворсування;
- сепарація руд;

очищування газів, повітря в електростатичному полі;
лікування хворих.

Проте СЕ становить певну пожежну небезпеку, тому що електричні заряди в пожежо-вибуховому середовищі можуть привести до пожежі.

Як відомо, роз'єднані електричні заряди різних знаків намагаються з'єднатися між собою. Якщо навколишнє середовище електропровідне, то вони рухаються один до одного і при зустрічі нейтралізуються, утворюючи нейтральні атоми і молекули.

Але якщо середовище між ними є діелектриком, то вони не можуть рухатись одне до одного, і між ними виникає електрична напруженість, яка породжує сили, які намагаються з'єднати ці заряди між собою. Якщо ця напруженість не перевищує значення електричної міцності навколишнього середовища, то такий стан може зберігатися досить довго. Коли ж відбувається накопичення зарядів, то електрична напруженість зростає і може перевищити значення електричної міцності середовища. Тоді виникає електричне пробиття діелектричного проміжку між зарядами, тобто електричний розряд.

Такі процеси накопичення електричних зарядів можуть відбуватися як в природі, так і в антропогенних виробничих процесах.

Таким чином, в тих випадках, коли захисту не має від статичної електрики або не приділяється достатньої уваги виникають пожежі та вибухи.

Крім пожежонебезпечних наслідків статична електрика спроможна привести до інших негативних процесів:

порушення технологічних процесів;

радіоперешкоди, коли спрацьовують системи автоматики або пошкоджуються ЕОМ;

порушують здоров'я людини (ступінь дії залежить від потужності розряду).

Енергія ж розряду залежить від кількості накопиченого заряду.

Експериментальна встановлено, що для запалення сумішей парів ЛЗР достатньо енергії іскри в 0,01 Дж при потенціалі від 3 кВ.

**Мінімальна енергія запалювання паро- і газоповітряних сумішей
при різних температурах (мДж)**

Найменування речовини	25° С	50° С	75° С	100° С	125° С	150° С
Акрилонітрил	0,16					
Акролеїн	0,175					
Аміак	6,8					
Ацетальдегід	0,376					
Ацетилен	0,011					
Ацетон	0,406	0,28	0,25	0,214	0,203	0,188
1,3-Бутадієн (дивініл)	0,19	0,16	0,14	0,12	0,11	0,09
Н-Бутан	0,25					
Бутанол (Бутиловий спирт)	-	0,28	0,236	0,211	0,181	0,16
Бутанол-1 (н-Бутиловий спирт)	0,5 (20°С)	-	-	0,143	0,124	0,106
Бутанол-2 (метил-етилкетон)	0,28	-	-	-	-	-
Бутилацетат	0,5(20°С)	-	-	-	-	-
н-Бутил хлористий	1,24*					
Бутилен	0,28	0,25	0,24	0,23	0,22	0,21
Вінілацетат	0,31(15°С) 1,2*					
Вінілацетилен	0,06	0,05	0,045	0,041	0,036	0,031
Водень	0,011	0,009	0,0086	0,0076	0,007	0,0051
1,5-Гексадієн	0,23					
н-Гексан	0,23					
н-Гептан	0,26 0,7*	0,22	0,16	0,134	0,112	0,082
1-Гептин	0,93					
Дивініл	0,188	0,164	0,142	0,123	0,115	0,092
Дигідропіран	0,56*					
Диметилбутан	0,25					
2,2-Диметилбутан (неогексан)	0,25 1,64*					
2,2-Диметилпропан	1,57*					
Диметиловий ефір	0,345	0,32	0,29	0,274	0,25	0,22
Диметилсульфід	0,76*					
цис-1,2-Диметил-циклопропан	0,23					
Диметоксиметан (метилаль)	0,42*					
Ди-трет-бутила перекис	0,65*					
Діетилбензол	-	2,06(65° С)	0,796	-	-	-
	-	-	0,198 (85°С)	0,181	0,180	0,178
Діетиловий ефір	0,25	0,2	0,16	0,13	0,1	0,089

Найменування речовини	25° C	50° C	75° C	100° C	125° C	150° C
Діізобутилен (2,4,4-триметил-1-пентен)	1,75*					
Діізопропіл - (2,3-диметилбутан)	0,25 1,64*					
Діізопропіловий ефір	1,14*					
1,4-Діоксан (окис діетилену)	0,9					
Етан	0,29	0,28	0,23	0,22	0,21	0,208
Етиламін	2,4*	-	-	-	-	-
Етилацетат (оцтовоетиловий ефір)	0,282 0,335 (9°С)	0,252	0,224	0,201	0,18	0,161
Етилбензол	0,75 6,18(22°С)	0,23	0,2	0,164	0,15	0,114
Етилен	0,12	0,09	0,08	0,074	0,066	0,062
Етиленамін	0,48*					
Етиловий спирт (етанол)	0,25	0,22	0,20	0,18	0,16	0,14
Етилцелозольв	0,15					
Ізобутан	0,38	0,34	0,32	0,30	0,29	0,282
Ізобутилен	0,47	0,41	0,36	0,32	0,28	0,25
Ізооктан (2,2,4-триметилпентан)	0,28 2,7*	-	-	1,1*	-	0,48* (171°С)
Ізооктиловий спирт	0,21					
Ізопентан (2-метилбутан)	0,21 0,96*					
Ізопропіламін	2,0*					
Ізопропілбензол	20,0(30° С)	0,232 (40°С)	-	-	-	-
	0,439(35°С)	0,225	0,206	0,184	0,158	0,137
Ізопропілмеркаптан	0,87*					
Ізопропіловий спирт (ізопропанол)	0,65*					
Ізопропіл хлористий	1,55*					
	11,47 (27 °С)	0,404	0,356	0,331	0,301	0,26
Лігроїн	0,26					
Метан	0,3	0,28	0,26	0,24	0,20	0,17
2-Метилбутан	0,21	-	-	-	-	-
Метиловий спирт (метанол)	- 0,215*	-	0,14 (60°С)	-	-	-
α-Метилстирол	-	-	0,156 (70°С)	-	-	-
Метилформіат	0,62*					
Метилциклогексан	0,27					
Нафтовий газ	0,26					
Нітропропан	0,32					
Окис вуглецю	8,0					

Найменування речовини	25° C	50° C	75° C	100° C	125° C	150° C
етилену	0,06					
пропілену	0,14					
Октан	0,42	0,342	0,303	0,257	0,207	0,17
Пентан	0,27	0,25	0,22	0,20	0,17	0,14
цис-2-Пентен	0,18					
Перекис ди-трет-бутила	0,65*					
Петролейний ефір	0,36	0,28	0,26	0,25	0,21	0,195
Пропан	0,476	0,442	0,406	0,364	0,32	0,265
Пропілен	0,24	0,23	0,22	0,216	0,2	0,187
Пропілена окис (1,2-епоксипропан)	0,14	-	-	-	-	0,09* (182°C)
	0,24*	-	-	0,15*	-	-
Пропіональдегід	0,49*					
Розріджувачі						
РДВ	0,24	0,19	0,163	-	-	-
РКБ-1	-	0,86	0,345	0,22	0,171	0,154
Розріджувач Р-5	-	0,33	0,28	-	-	-
Розчинювачі						
РФГ	-	0,36	0,26	-	-	-
РЕ-2	-	0,34	0,24	-	-	-
646	-	0,251	0,166	-	-	-
647	-	-	0,25	-	-	-
648	-	0,2	0,154	-	-	-
649	-	0,635	0,236	-	-	-
Р-4	0,34	0,213	0,159	-	-	-
Р-5	-	0,329	0,278	-	-	-
РС-1	-	0,196	0,18	-	-	-
Сірководень	0,08					
Сірковуглець	0,01 0,015*					
Скипидар (суміш вуглеводнів)	-	0,40	0,32	0,294	0,27	0,24
Сольвент кам'яновугільний	-	-	0,248	-	-	-
Стирол	-	0,28	0,22	0,11	0,07	0,051
	-	0,990 (40°C)				
Тетрагідропіран	0,22 1,21*					
Тетрагідрофуран	0,54*					
Тіофуран (тіофен)	0,60*					
Триетиламін	1,15*					
2,2,3-Триметилбутан	1,0*	-	-	-	-	-
2,4,4-Триметилпентен (діізобутилен)	1,75*	-	-	-	-	-
Фуран	0,23*					
Хлористий						
ізопропіл	1,55*					
п-пропіл	1,08*					

Найменування речовини	25° С	50° С	75° С	100° С	125° С	150° С
Циклогексан	0,24	0,2	0,19	0,17	0,15	0,145
Циклогексанол	-	-	0,77	0,37	0,35	0,28
Циклогексанон	-	1,3	0,41	0,35	0,28	0,19
Циклогексен	0,86*					
Циклопентадієн	0,67*					
Циклопентан	0,83*					
Циклопропан	0,17					
цис-2-Пентан	0,18					

* Енергія запалювання при стехіометричній концентрації суміші.

Розряди виникають в місцях розриву контактуючих точок, або поверхонь і бувають просторові (об'ємні) чи поверхневі (ковзкі).

У першому випадку йдеться про пробій об'єму, у другому - про сковзання іскри по поверхні тіла.

З пожежоохоронної точки зору, тобто залежно від можливості виникнення іскрових розрядів внаслідок небезпечного накопичення зарядів, ступінь електризації може бути *безіскровою, слабкою, сильною*.

При *безіскровій* - густина зарядів, струм електризації та напруженість поля не можуть бути такими, щоб викликати іскровий розряд.

При *слабкій* електризації вищевказані параметри електричного поля достатні для виникнення іскри тільки в газо-, пароповітряному просторі (мал. 13.2), але недостатні для пробиття твердих діелектриків.

При *сильній* електризації іскровий розряд може викликати поверхневий (ковзний) розряд (інакше кажучи - перекриття) або наскрізне пробиття діелектрика

Взагалі ж розряди статичної електрики не здатні запалити горючі суміші з мінімальною енергією загоряння 100 мДж і більше. Але їх енергії достатньо для запалювання паро- та газоповітряних сумішей (їх мінімальна енергія запалювання становить 0,009 - 2 мДж) та багатьох пилоповітряних сумішей (10 - 250 мДж).

Багато матеріалів зазнають лише слабкої електризації. До них відносять дисперсні системи, волокнисті та пористі речовини. Також слабкій електризації піддаються предмети одягу, побутового вжитку, транспортні стрічки, пасові передачі.

Сильно електризуються матеріали в пневмотранспортних системах, а також при індукційній (через вплив) електризації при перенапругах в електричних мережах.

Отже, з пожежоохоронної точки зору тільки *безіскрова* електризація може бути безпечною, а *слабка* і тим більше *сильна* електризація являють собою генератор небезпечних ДЗ.

Заходи по запобіганню утворень та накопичення зарядів статичної електрики:

1. Заземлення технологічного обладнання.
2. Використання розрядників (спецприлади, які призначені для зняття розряду в середині приладу).
3. Нанесення електропровідного шару на діелектричні поверхні ("Гамма" - для гумових пасів).
4. Зволоження оточуючого повітря (при 70% вологості електризація припиняється).
5. Внесення струмопровідних присадок в ЛЗР та ГР ("Шел").
6. Очищення ЛЗР, ГР та газів від домішок.
7. Внесення струмопровідних наповнювачів в гуму, пластмаси (сажа, алюмінієва пудра, графіт, цинковий пил, оміднення тощо).
8. Використання нейтралізаторів повітря у приміщеннях (індукційні, високовольтні, радіоізотопні, аеродинамічні та інші).
9. Використання явища релаксації електричних зарядів шляхом встановлення проміжної ємності перед основним резервуаром, що призводить до зменшення швидкості потоку рідин.
10. Прошивка тканинних фільтрів металічними нитками.
11. Злив рідин у резервуари "підрівень", або "по стінці", щоб запобігти розбризкуванню.
12. Утворення скатів у бункерах для попередження здійсання пилу при розвантаженні та навантаженні.

13. Вилучення газів з рідин.

14. Обмеження швидкості руху рідин по трубопроводах, (наприклад, для:
нафти - до 7 м/с;

бензину - до 4 м/с;

ефіру, сірководню - до 1 м/с.

15. Використання струмопровідного взуття.

Електрична іскра

Електрична іскра – електричний розряд в діелектричному середовищі.

Фізично іскровий розряд – це електричне пробиття діелектричного середовища між контактами з різним електричним потенціалом.

Хоча електричний розряд можливий в різних за агрегатним станом середовищах (газ, рідина, тверде тіло), саме іскрою називають розряд у газоподібному середовищі, тобто видимий розряд. А розряд в рідині та твердому тілі називається пробиттям.

Механізм утворення іскри у повітрі, як у найбільш поширеному середовищі, що оточує реальні електроустановки, в яких можуть виникнути ці іскри, виглядає наступним чином. Внаслідок природної радіоактивності у повітрі постійно утворюються вільні заряди, тобто має місце природний процес іонізації нейтральних молекул та атомів повітря. Але одночасно з цим виникає також і зворотний процес рекомбінація, тобто утворення нейтральних атомів і молекул шляхом з'єднання вільних зарядів з різнойменними зарядами (іонів та електронів). У результаті цих двох процесів у повітрі встановлюється динамічна рівновага, при якій постійна концентрація йонів обох знаків приблизно дорівнює 1000 пар йонів в 1 см³ повітря (всього в 1 см³ міститься біля $2,7 \cdot 10^{19}$ молекул) [5].

Між будь-якими контактами, які знаходяться під напругою, існує електричне поле. Під дією сил цього поля вільні заряди в повітрі переміщуються одні до аноду, інші до катоду.

При достатній напруженості поля ці заряди (електрони та іони), маючи певну кінетичну енергію, викликають т.з. ударну іонізацію атомів та молекул,

внаслідок чого утворюються нові електрони і йони, які, в свою чергу, викликають йонізацію наступних атомів і молекул і таким чином процес йонізації стає лавиноподібним.

Ця лавина йонізованого газу простягається між контактами, утворюючи іскру. Іскра супроводжується світінням свого каналу та звуковою хвилею (тріском). Температура йонізованого газу в каналі іскри інколи досягає 5-10 тис. °С.

Іскра може бути тривалою або короткочасною, слабкою або з великою потужністю (все залежить від параметрів джерела живлення та інших елементів електричного кола).

Гігантською іскрою є розряд блискавки у навколишній атмосфері. В іскровому каналі може розвинути енергія, достатня для запалювання горючого середовища. Умовою загорання такого середовища від іскри є таке співвідношення:

$$W_i \geq W_{\min \text{ запал.}} \quad (2.1)$$

де W_i - енергія іскри [Дж];

$W_{\min \text{ запал.}}$ - мінімальна енергія, необхідна для запалювання горючої газо- або пилоповітряної суміші [Дж].

Для більшості пароповітряних вибухонебезпечних сумішей $W_{\min \text{ запал.}}$ складає 0,009-2 мДж, а для пилоповітряних вибухонебезпечних сумішей $W_{\min \text{ запал.}}$ сягає 10-250 мДж.

Слід враховувати, що на значення енергії запалювання впливає багато факторів: відстань між електродами, конфігурація і матеріал електродів; концентрація, температура, тиск і вологість горючої суміші; тривалість, форма та частота електричних розрядів та ін.

Відомо, що іскра, яка наслідок йонізації повітря, виникає в момент перехідних процесів в електричних колах (наприклад, при розмиканні кіл, при перенапругах у них, у нещільних або ковзних контактах тощо).

Але існує багато випадків, коли іскра раптово виникає під час усталеного режиму і в тому середовищі, яке довго слугувало діелектриком, і причому виникає при значеннях напруги значно нижчих за пробивну для даного діелектрика. Частіше це явище спостерігається в рідинних та твердих діелектриках, тобто в матеріалах, які піддаються т. з. "старінню", інакше кажучи, природній втраті ізоляційних властивостей з плином часу. В газоподібних діелектриках "старіння" не відбувається, тому що в газах існує інтенсивний і постійний рух атомів і молекул. Тому пробиття газоподібних діелектриків виникає, як правило, при значенні напруги, яке перевищує пробивну.

Розрізняють два основних види пробиття: теплове і електричне.

Теплове пробиття розвивається так. Оскільки будь-який діелектрик має хоч і великий, але скінчений об'ємний опір, то в ньому існує струм провідності. Цей струм, проходячи крізь діелектрик, розігріває його. При цьому нагріванні опір каналу струму в діелектрику зменшується, що, в свою чергу, веде до збільшення струму і до зростання температури. При робочій напрузі, на яку розрахований діелектрик, теплоутворення не перевищує тепловідвід, і тому зростання температури з часом припиняється і діелектрик знаходиться в усталеному тепловому стані. Але при "старінні" діелектрика ізоляційні властивості матеріалу знижуються (зокрема зменшується електричний опір) і навіть при робочій напрузі струм провідності збільшується, що веде до наступного зростання температури. При досягненні певного значення теплоутворення настає повна теплова руйнація матеріалу через різке зниження значення пробивної напруги, яка залежить від електричного опору матеріалу.

Винесення потенціалу – це потрапляння електричного потенціалу з електричної мережі на конструкції будівель і споруд, внаслідок їх дотику зі струмонесучими елементами електромережі.

При цьому виникає струм від струмонесучого елемента через точку дотику на землю, яка, як відомо, має нульовий потенціал, тому це явище називають також витоком струму.

Спочатку струми витоку є незначними. Але з часом зони збільшуються, що може призвести до КЗ. Цей процес збільшення струмів витоку можна пояснити так. Коливання температури струмоведучих елементів ведуть до конденсації вологи на них та поверхні ізоляції навколо них. Виникають струмопровідні шари вологи, чи т.з. перемички. Під впливом напруги через ці перемички проходить струм витоку, сила якого визначається опором перемички.

Проходження струму утворює теплоту, яка веде до випаровування вологи, але солі з вологи залишаються на поверхні. Коли волога повністю випарується, струм припиняється. Але при повторних зволоженнях цей процес починається знову. Нове відкладення солей веде до збільшення електропровідності шляху витоку. Тому струм витоку раз у раз збільшується. Починається обвуглювання ізоляції вздовж шляху витоку, що може призвести до електричного перекриття поверхні і виникнення КЗ.

В електричних машинах, апаратах, приладах існують магнітопроводи (осердя трансформаторів, реле, ротори і статори електромашин та ін.). Вони є основним елементом магнітних кіл, в яких носієм енергії є змінний магнітний потік.

Як відомо, змінний магнітний потік фізично перемагнічує феромагнітні магнітопроводи, що веде до їх нагрівання. Крім того, в цих магнітопроводах виникають вихрові струми (струми Фуко), які також нагрівають магнітопроводи. Ці теплові процеси неминучі, тому для зменшення нагрівання всі магнітопроводи виштамповуються з тонких пластин спеціальної магнітом'якої електротехнічної сталі.

Ці пластини електрично ізолювані одна від одної. Ізоляція виконується тонким спеціальним папером або шаром лаку, або за допомогою спеціальної металургійної обробки сталі (оксидування, фосфатування та інші).

Пожежна небезпека індукційного нагрівання порівняно невелика, тому що вона відбувається в негорючому середовищі (металі).

Електрична дуга

В нормальних умовах різні гази, їх суміші не проводять електричний струм. Провідність виникає тоді коли в газовому середовищі крім молекул і атомів появляються вільні зарядженні частинки – електрони, позитивні і негативні іони і газ перетворюється в плазму.

Плазмою прийнято називати суміш, перебуваючи в четвертому стані (в доповнені до твердому, рідкому, газоподібному), характеризується наявністю нейтральних молекул і атомів, а також заряджених частинок – електронів і іонів, проводячи електричний струм і підпорядковуються законам магнітної газодинаміки. Перехід газу в плазму проходить кількома стадіями. Для молекулярних газів першим процесом є дисоціація – утворення атомів. Виникнення в газі заряджених частинок – іонізація газу – може проходити в результаті його нагріву, поглинання енергії рентгенівського і ультрафіолетового випромінювання, космічних променів, променів оптичного квантового генератора (лазера), дія електричного поля і т.д.

Негативні іони утворюються при захваті молекулою чи атомом вільних електронів, яке може лише для електронегативних елементів при дуже малій швидкості електронів. Позитивні іони виникають при загублені нейтральних частинок одного чи декількома електронами.

Утворення іонів потребує затрати енергії із зовні на пере долання кулонівських сил протягування між електроном і негативним іоном, названої енергією (роботою) іонізації A_i , яку визначають як добуток заряду електрона на потенціал іонізації U_s : $A = e_0 U_i$. Потенціал іонізації атома рівний різниці потенціалів, яку повинен пройти електрон, щоб отримати кінетичну енергію, достатню для іонізації атома при ударі з ним. Чисельно величини A_i і U_i рівні, якщо A_i виражена в електрон-вольтах.

Робота іонізації визначається хімічною активністю елемента, оскільки при іонізації відкриваються валентні електрони; $A_i=3,9-26B$ і являється: для цезію – 3,9; калію – 4,3; цирконію – 6,8; металу – 7,9; водоводу – 13,6; азоту – 12,4; гелію – 24,6В. Після відриву найбільш слабо зв'язаного електрона від атома можуть відриватися електрони, зв'язані сильніше. При цьому утворюються багатократні іонізовані іони. Енергія іонізації при підвищенні кратності значно збільшується і становить, наприклад для Li 75eВ (двохкратна іонізація) і для трьохкратної іонізації, наприклад для Ве вона становить 153,8eВ.

Рух зарядженої частинки рівноприскорений, аналогічний вільному падінню тіла, але сила, яка діє на частинку, залежить від її заряду, а не від маси.

Рівняння сил, діючих на частинку з масою m і одиничним зарядом e_0 , має вид:

$$e_0 E = m dv/d\tau = ma \quad (2.2)$$

де E - напруження електричного поля, В/м; m – маса частинки, г; v - швидкість частинки, м/с; a – прискорення, м/с².

При початковій швидкості, рівній нулю, швидкість в момент τ $v_{\tau} = (e_0/m) E\tau$.
Пройдений шлях за час τ

$$L\tau = 0.5v\tau = (0.5e_0/m) E\tau. \quad (2.3)$$

Швидкість і пройдений частинкою шлях визначаються її питомим зарядом - відношення заряду до маси e_0/m . Тому при вільному русі частинок в одне і те ж поле швидкість електронів набагато більша ніж швидкість іонів.

Підставивши у співвідношення (2.2) значення $E=U/L$, де U - різниця потенціалів на шляху L , знайдемо швидкість електрона

$$\sqrt{e_0 U / (2m_e)} = 2.97 \cdot 10^5 \sqrt{U}$$

Швидкість іона з атомною масою M , несучого Z зарядів, значно менше:

$$v_i = \sqrt{\frac{e_0 z}{2MM_a}} U = 6.95 \cdot 10^3 \sqrt{Z \setminus MU}$$

В цих значеннях m_e - маса електрона; $M_a=18822$ - атомна одиниця маси.

Основним видом іонізації наявності електричного поля являється ударна іонізація електроном. Вийшовши із катода під дією градієнта поля прискорюється і при зіткненні з нейтральними атомами чи молекулами може вибити один електрон від катода до анода утвориться ряд зіткнень, в результаті чого температура газу підвищиться. При високому тиску і великих градієнтах поля цей вид іонізації може привести до значному зростанню температури збільшення наскрізного струму провідності.

Іони також можуть брати участь в іонізації, але оскільки їх швидкість набагато менша швидкості електронів, то роль іонізації в дугових розрядах не велика. Проте при високих температурах, коли швидкість теплового руху молекул значно збільшується, удари іонів і нейтральних частинок приводять до термічної іонізації газу. Роль цього виду іонізації значна при високих температурах і тисках.

Фотоіонізація – іонізація атомів опромінення може в тому випадку, якщо енергія фотона $h\nu$ перевищує роботу іонізації A_i :

$$h\nu = c/\lambda \geq A_i$$

де ν - частота опромінення, $1/c$; h - стала Планка; c - швидкість світла, м/с; λ - довжина світлової хвилі, м.

Так як всі види іонізаціїб тепловий рух частинки, електричне поле, світлове опромінення – підвищують швидкість взаємного переміщення частинок, то слід припустити, що і накладання високочастотного напруження повинно привести до іонізації простору. Так це і відбувається . прикладання ВЧ - напруги приводить до значної іонізації – появленню ВЧ - корони навіть при низьких напружень.

Одночасно з процесом іонізації проходить де іонізація – рекомбінація позитивних негативних частинок і дифузія їх за границі іонізованого об'єму газу.

Між цими процесами в стаціонарних умовах існує рівновага, характеризуємо степені іонізації x , яка визначає відношення числа іонів і електронів до повного числа нейтральних атомів в одиниці об'єму. Залежність степеня іонізації від температури, тиску і роду газу описується рівнянням Саха:

$$\frac{x^2}{1-x^2} p = 2.4 \cdot 10^{-4} T^{2.5} e^{-e_0 U_i / (kT)} = 2.4 \cdot 10^{-4} T^{2.5} e^{-11600 U_i / T}$$

де p – тиск, T – температура; $e_0 U_i$ – робота іонізації; k – стала Больцмана, Дж/К.

З рівняння Саха виходить що термічна іонізація стає помітною при температурі, яка перевищує 2000-3000 К, і приближається до 100%-ної при 10000-30000 К. Степінь іонізації особливо висока при наявності в газовому середовищі парів лужних металів.

Рівняння процесу деіонізації атома, втраченим один електрон A^+ , запишемо у вигляді

$$A^+ + e^- = A_0 + \Delta W$$

де A_0 – нейтральний атом, ΔW – кількість теплоти виділеної в результаті цієї реакції, рівне енергії іонізації

$$\Delta W = e_0 U_i.$$

Процес деіонізації залежить від тиску і температури і в деякій степені визначається коефіцієнтом рекомбінації:

$$a = g_{const} p \sqrt{T}^{3/5}$$

Таким чином, при підвищенні тиску і пониженні температури плазма швидко деіонізується і втрачає електропровідність, переходячи в нейтральний газ. Процес деіонізації прискорюється дифузійною заряджених частинок із нагрітих плазматичних об'ємів. Коефіцієнт дифузії

$$D = \lambda v \sqrt{3}$$

де v – середня швидкість заряджених часток, м/с; λ – довжина вільного пробігу, м.

Швидкість дифузії іонів невелика. Електрони дифундують помітно швидше. Загальна швидкість існуючих зарядів різних знаків в наслідок процесів іонізації і рекомбінації в об'ємні плазми приблизно однакова і сумарний заряд плазми дорівнює нулю. Таку плазму називають квазінейтральною тобто майже нейтральною.

Існують поняття рівноважної та не рівноважної плазми. Плазму називають рівноважною тоді, якщо температури її компонентів – молекул, атомів, іонів і електронів – однакові. Також таку плазму називають ізотермічною.

Не рівноважною чи неізотермічною називають плазму в якій температури компонентів різні. Відсутність рівноваги може спостерігатися при низьких тисках, а також в сильних електричних полях. Це випадок коли середня швидкість електронів перевищує середню швидкість інших часточок, що й відповідає їх підвищеній температурі.

Структура електродугового розряду. Терміни „розряд” і „дуговий розряд” виникли як опис явища втрати „заряду” батарей гальванічних елементів чи конденсаторів через гази і вакуум.

Електрична дуга є одним з явищ яке виникає при проходженні електричного струму через газ, пари чи вакуум.

По зовнішнім ознакам та особливостям електричні розряди в газах дуже різноманітні, їх поділяють на самостійні і несамостійні.

В самостійних розрядах заряджені частки в розрядному проміжку створюються за рахунок енергії джерела струму. Для підтримання несамостійного розряду необхідний вплив зовнішніх факторів які забезпечують іонізацію газів. Дуговий розряд чи електрична дуга характеризується високою щільністю струму в каналі розряду ($10^2 - 10^6$ А/см²), низьким катодним падінням потенціалу (менше 20 В), високою температурою газового середовища в між електродному просторі, яка досягається в залежності від умов існування дуги значень $(3 \div 5) \cdot 10^3$ К і вище.

В колі яке складається з провідникових матеріалів передача електричної енергії здійснюється електронами. Щоб забезпечити проходження струму по колу, в яке включена електрична дуга, електрон повинен залишити електрод – катод, для чого йому необхідно подолати сили тяжіння до атома, після чого увійти в анод.

Щоб електрон вийшов із катода йому необхідно виконати роботу виходу. Для різних речовин вона не однакова : магній – 1,0 еВ; алюміній – 2,8 еВ; ніобій – 4,0 еВ; вольфрам – 4,5 еВ; залізо – 4,77 еВ.

Робота виходу електрона для даного металу менша енергії його іонізації. Загальна закономірність розташування металів по порядку зберігається.

Щоб вивести електрон з металу необхідно підвищити його енергію. Це може бути досягнуто наступними способами: накладанням потужного електричного поля (автоелектронна емісія), підвищенням температури електрода (термоелектронна емісія).

Розігрів електродів в самостійному розряді здійснюється за рахунок бомбардування поверхні електрода іонами. Емісію електродів катодом в результаті його розігріву називають термоелектронною емісією.

Щільність струму термоелектронної емісії залежить від температури і матеріалу катода і визначається за формулою:

$$j_{TE} = A_1 T^2 e^{-B_1/T},$$

де j_{TE} - щільність струму термоелектронної емісії, А/см² A_1, B_1 - сталі, що залежать від матеріалу електродів; T - температура поверхні електрода, К;

З підвищенням температури струм емісії швидко зростає.

На холодних електродах при напруженні електричного поля у електроді $10^6 - 10^7$ В/см виникає автоелектронна емісія (виривання електронів електричним полем), щільність струму якої визначається емпіричним виразом:

$$j_{AE} = A_2 E^2 e^{-B_2/E}$$

де E - напруженість електричного поля біля поверхні електрода, В/см; A_2, B_2 - сталі для даного матеріалу.

При температурах 1000 К струм емісії слабо залежить від температури. При більш високих температурах починає проявлятися термоелектронна емісія. В цьому випадку сумарна щільність струму з поверхні електрода

$$j_{AE} = A(T^2 + cE^2)e^{B/(T+cE)}$$

де $A=120,4A/(cm^2K^2)$ для чистих металів.

Для підвищення струму емісії та зниження роботи виходу електронів в основний матеріал електродів вводять активуючі добавки у вигляді лужних або рідко земельних металів, а також їх оксидів. Наприклад іонізуючими добавками для вольфраму є ThO_2 , LaO_2 , $AlCaO_2$, $AlCaBaO$, а для вуглецю: Cs , Li , K , Na , Ca .

Повне падіння напруги між електродами

$$U_D = U_a + U_K + EL$$

де U_K і U_a - катодне і анодне падіння потенціалів, В; E - напруженість електричного поля дугового стовпа, В/м; L - довжина дуги, м.

Електрична дуга - потужний електричний розряд тривалої дії. Назва "дуга" виникла внаслідок того, що під дією електромагнітних та конвективних впливів канал розряду набуває форми дуги.

Електрична дуга виникає з електричної іскри при значній потужності джерела живлення, здатного підтримувати велику силу струму.

Саме значний струм утворює велику густину заряджених часточок у каналі, при якій повітря (газ) нагрівається настільки, що настає його термічна йонізація.

Речовина в каналі дуги знаходиться в стані плазми, тобто у вигляді частково або повністю йонізованого газу, в якому густина додатних та від'ємних зарядів практично однакова. Ступінь йонізації плазми - це відношення кількості йонізованих атомів до повної їхньої кількості в одиниці об'єму.

Відрізняють плазму слабо, сильно та повністю йонізовану.

Електрична дуга супроводжується утворенням великої кількості світних газів, які утворюють полум'я дуги. Велика концентрація заряджених частинок в полум'ї приводить до дуже великої електропровідності. Така провідність каналу дуги дає змогу при нарузі всього лише в декілька десятків вольт перекривати проміжки, які в нормальних умовах не можуть пробити десятки тисяч вольт.

Полум'я дуги має дуже високу температуру (4-6 тис. °C), що веде до миттєвого розплавлення металу провідників струму і утворенню розжарених та розтоплених бризок, які з тріском розлітаються у різні боки.

Дуговий розряд характеризується великою густиною струму (до 100 кА/см²). Опір дуги незалежно від виду струму можна вважати чисто активним. Він змінюється разом з коливанням розміру проміжку між контактами, тобто залежить від довжини дуги і його можна визначити за законом Ома. Спад напруги на дузі U_d складає 10-20 В, сила струму дуги I_d в середньому дорівнює 100 А і більше.

Звідси за законом Ома знаходимо опір дуги R_d :

$$R_d = \frac{10 \div 20 \text{ В}}{100 \text{ А}} \approx 0,1 \div 0,2 \text{ Ом}$$

Детальні дослідження показують, що опір дуги можна обчислити за формулою

$$R_d = \frac{1000}{l_d} \cdot I_d$$

де R_d - опір дуги [Ом];

I_d — довжина дуги [м].

Спеціальними дослідженнями встановлено, що практично опір дуги, яка виникає при КЗ в електроприладах, складає 0,075-0,5 Ом, а при КЗ в кабелях – 0,05 - 4 Ом. Електрична дуга, як ДЗ більш небезпечна, ніж іскра, тому що:

енергія дуги в багато разів перевищує енергію іскри;

час дії дуги також, як правило, набагато більший, ніж іскри.

Коротке замикання

Коротке замикання (КЗ) – це з'єднання (контакт) одне з одним струмопроводів різних фаз або фази з нульовим проводом через малий опір. У

самій назві відображено сутність явища. Замикання – з'єднання полюсів або фаз джерела струму між собою. Коротке – шляхом мінімального опору. Цей опір складається з опорів лише провідників кола замикання та перехідного опору в точці їх контакту. Такий опір набагато менший за опір кола робочого струму, в який входять різноманітні споживачі зі своїми опорами. Крім цього, цей малий опір в колі КЗ ще більше зменшується з наближенням місця КЗ до джерела електроенергії. Практично, опір кола КЗ складає частки чи одиниці Ом, і тому сила струму при КЗ миттєво зростає та досягає сотень і тисяч ампер, залежно від напруги і потужності електромережі. Стан КЗ продовжується до тих пір, поки електричне коло залишається замкненим. Коло може розірватись або апаратом захисту, або самовільно, коли в точці КЗ під дією дуги розплавиться значна частина струмопроводу.

Інтервал часу, через який розривається електричне коло, якщо в ньому є правильно вибрані апарати захисту, складає частки секунди. І за цей час сила струму КЗ не встигає зрости до великих значень і тому не призводить до виникнення електричної дуги. В такому випадку пошкодження у точці КЗ обмежуються лише місцевим, точковим плавленням металу без значного розплавлення жил. Але і при цьому виникають ДЗ у вигляді іскор.

Якщо ж коло КЗ не розривається апаратами захисту (у випадку, коли останні відсутні або значно завищені їх параметри), то сила струму КЗ досягає свого певного великого значення залежно від конкретних значень параметрів кола (напруги, потужності, опору). Внаслідок цього різко зростає температура, викликаючи розплавлення металу в точці контакту і утворення електричної дуги. Ця дуга розплавляє метал в точці контакту, тому що енергія теплового імпульсу при КЗ складає від 10 до 100 кДж, а великий струм швидко нагріває провідники по всій довжині кола.

При цьому розплавленні частинки металу розлітаються навколо місця КЗ. Час дії КЗ у цьому випадку залежить від сили струму та стану мережі і може сягати від одиниць до десятків секунд.

Таке зростання струмів призводить до появи температурних та механічних явищ. Нагрівання жил кабельно-провідних виробів викликає прогрівання ізоляції, її розклад і газоутворення. Внаслідок збільшення температури при постійному об'ємі виробу зростає тиск. Отже, величина струму і час його дії будуть визначити можливість механічного руйнування провідників (кабелів, шнурів, проводів) і займання ізоляції, її горіння залежно від пожежонебезпечних параметрів.

У місцях КЗ утворюється електрична дуга, температура якої лежить в межах від 1500 до 4000 °С. Ці значення значно перевищують температуру плавлення алюмінію (660 °С), міді (1083 °С) і навіть сталі (1400 °С), що викличе розбризкування розплавлених частинок металу, які, потрапляють на горючі матеріали, можуть викликати пожежу.

Таким чином, при КЗ джерелами запалювання є електрична дуга та бризки розплавленого металу. Від цих ДЗ може зайнятися горюча ізоляція та інші деталі електроустановок, а також горюче навколишнє середовище.

КЗ може бути однофазним (між фазним та нульовим провідником), двофазним (між двома фазними провідниками) та трифазним (одночасно між трьома фазними провідниками), а також подвійним. Частіше виникає однофазне (60 - 90 %) КЗ. Дуже рідко - трифазне (1 - 7 %).

Розрізняють два типи КЗ - повне (металеве, глухе) та неповне. Повним називається КЗ у випадку дуже малого перехідного опору у точці КЗ. Якщо ж у точці КЗ існує значний перехідний опір, то КЗ називають неповним.

При інших однакових умовах сила струму повного КЗ більша, ніж неповного.

Варто враховувати, що при КЗ ДЗ можуть виникати не тільки в точці КЗ, але й в інших місцях електричного кола, тому що сила струму КЗ є однаковою у всіх ділянках кола, і найбільш вірогідними такими місцями є:

місця нещільних (слабких, розхитаних) контактів у точках з'єднання елементів кола;

місця великих перехідних опорів (холодні скрутки проводів, іржаві та окислені контакти тощо).

Крім того, оскільки сила струму КЗ, безперечно, завжди більша за допустиму силу струму для провідників, то вони перегріваються по всій своїй довжині, і при тривалому КЗ можливе загорання ізоляції, особливо на ділянках з малим перерізом, з гіршим тепловідводом, з термічно слабкою ізоляцією тощо.

Причинами та місцями КЗ є:

механічне пошкодження ізоляції і з'єднання між собою різнофазних провідників (пошкодження кабелів при земляних роботах; перетирання ізоляції при вході чи виході провідників з труб, втулок, каналів; здирання ізоляції з жил при протягуванні проводів через труби, отвори в стінах тощо);

хімічне пошкодження ізоляції (при незахищеному прокладанні провідників у хімічно активному середовищі);

механічне пошкодження голих проводів повітряних ліній (при поривах вітру) або попадання (закидання) на них струмопровідних предметів (наприклад, дротів);

електричне пробиття ізоляції провідників при перенарузі під час заносу високого потенціалу (при попаданні блискавки в повітряну лінію електропередачі тощо);

теплове пошкодження ізоляції в місцях великих перехідних опорів та нещільних контактів;

теплове пошкодження ізоляції при електричних перевантаженнях проводів;

теплове пошкодження ізоляції при термічному впливі зовнішнього джерела теплоти неелектричного походження;

помилкові дії, недбалість обслуговуючого персоналу або інших осіб (при невірному з'єднанні під час підключень та ремонті електрообладнання);

конструктивні недоліки в електроапаратах;

пошкодження ізоляції гризунами;
навмисне утворення КЗ.

Струми при КЗ досить значні. Наприклад, при трифазному КЗ на шинах низьковольтної сторони підстанції (380/220 В) він складає 25-40 кА, на шинах вторинних щитів, шаф 3,5-10 кА, на клеммах двигунів потужністю 4-8 кВт – до 2 кА.

КЗ є найхарактернішою причиною виникнення пожеж в електроустановках – близько 50 %.

При аварійному режимові різке зменшення опору електричної мережі викликає значне зростання електричного струму, що відрізняється від номінального, та зменшення напруги.

Особливо небезпечні замикання фаз на металеві конструкції (трубопроводи, покрівлі, металеві балки, ферми, сітки тощо), які мають значний опір та істотно обмежують струми КЗ. Місця з нещільними контактами на шляху проходження струмів будуть інтенсивно нагріватись (можливо, і оплавлятись) та іскрити. Очевидно, що при поєднанні металевих конструкцій з горючими конструкціями і з спалюваними матеріалами з'явиться ймовірність полум'яного горіння.

Більш детально короткі замикання, їхня пожежна небезпека та розрахунок струмів короткого замикання розглянуто в розділі 6.

2.3. Електротермічні процеси та їх температурні характеристики

Застосування електричної енергії для нагріву має ряд переваг: суттєве зниження забруднення навколишнього середовища; отримання суворо заданих значень температур, в тому числі і перевершуючих рівні, що досягаються при спаленні будь-яких видів палива; створення зосереджених інтенсивних теплових потоків; досягнення заданих полів температур в грітому просторі; суворий контроль і точне регулювання тривалості виділення енергії; гнучкість управління потоками енергії; можливість нагріву матеріалів та виробів в газових

середовища будь-якого хімічного складу і у вакуумі; виділення теплової енергії безпосередньо у грітій речовині.

Застосування електронагріву замість полум'яного дозволяє отримати велику економію палива.

В електротермії можна виділити наступні способи перетворення електроенергії в теплову.

Нагрівання опором відбувається за рахунок виділення теплоти у проводящому матеріалі при протіканні по ньому електричного струму. Цей вид нагріву заснований на законі Джоуля-Ленца і застосовується в установках прямої і косвенної дії.

В установках прямої дії теплота виділяється безпосередньо в нагріваємому виробі, що включений в коло. В установках косвенної дії тепла енергія виділяється в спеціальних нагрівальних елементах і потім по законам теплопередачі надходить в нагріваємый об'єкт. В обох випадках нагріваємі об'єкти можуть бути в твердому, рідкому чи газоподібному стані.

Індукційне нагрівання, засноване на перетворенні енергії електромагнітного поля в теплову способом наведення в тілі, що нагрівається вихрових струмів і тепловиділення в ньому по закону Джоуля –Ленца. Нагрів може відбуватися прямим чи косвенним методом.

Діелектричний нагрів поставлених у високоякісне магнітне поле непроводящих матеріалів і напівпровідників, що проходить за рахунок сквозних струмів проводимості і зміщення при поляризації.

Дуговий нагрів, при якому матеріал нагрівається за рахунок теплоти, що надходить до нього з опірних плям дуги, а також внаслідок теплообміну з дугою та електродами.

Електронно- та іонно-променевий нагрів, в результаті якого тепла енергія виділяється при зіткненні швидкорухаючихся електронів чи іонів, прискорених електричним полем, з поверхнею нагріваємого об'єкту.

Плазмовий нагрів, заснований на нагріві газу за рахунок пропускання його через дуговий розряд чи високоякісне електромагнітне чи електричне поле. Отримана таким чином низькотемпературна плазма використовується для нагріву різноманітних середовищ.

Лазерний нагрів, що відбувається за рахунок нагріву поверхні об'єктів при поглинанні ними висококонцентрованих потоків світлової енергії, отриманих в лазерах – оптичних квантових генераторах.

Теплопередача в електротермічних установках

Основні параметри електротермічних установок (потужність, коефіцієнт корисної дії, питомий розхід електроенергії) визначають в результаті розрахунку теплоти, потрібної для технологічного процесу, а також розрахунок процесів теплообміну між джерелами теплоти та навколишнім середовищем. Теплообмін визначається законами теплопередачі. Процес теплообміну є складним, тому в інженерних розрахунках його розділюють на більш прості складові – теплопровідність, конвекцію та випромінення (променистий теплообмін).

Теплопровідність – це передача теплоти всередині твердого тіла чи нерухомої рідини (газу) від областей з більш високою температурою до області з більш низькою температурою.

Згідно з молекулярно-кінетичною теорією теплопровідність зумовлена тепловим рухом і енергетичною взаємодією мікрочасток (молекул, атомів, електронів). Частки з більшою енергією (більш нагріті, а відповідно, більш рухомі) віддають частину своєї енергії менш нагрітим (менш рухомим) при зіткненні. Швидкість теплопередачі в цьому випадку залежить від фізичних властивостей речовини, в більшості випадків від густини. Вона більше у густих тіл (наприклад, металів) і менше у пористих тіл (наприклад, у пінопласта). Якщо температура нагрівача і нагріваємого тіла не змінюється в часі. То температурне поле системи є стаціонарним. При стаціонарних процесах теплопередачі тепловий потік, що проходить через тіло в одиницю часу, постійний, так як в процесі передачі теплоти тепловміст тіла не змінюється.

Тепловий потік (Вт) через одношарову плоску стінку при встановившомуся режимі визначається по формулі Фур'є.

$$Q = (t_1 - t_2) / (lF\lambda),$$

При розрахунку теплових втрат через стінку електропечі необхідно враховувати теплообмін між зовнішньою поверхнею стінки і навколишнім середовищем і внутрішньою поверхнею стінки і робочим простором печі.

Конвекція - теплопередача в рідинах і газах, при якій переміщуються окремі частинки і окремі елементи об'єму речовини, що переносять запас теплової енергії. Перенос теплоти разом з переносом ваги речовини називають *конвективним теплообміном*.

Якщо передача теплоти конвекцією пояснюється лише різницею густин речовини внаслідок різних температур, то така конвекція називається *вільною*. При накладці зовнішніх сил на нагрітий об'єм речовини теплоперенос називають *вимушеною конвекцією*.

Аналітичне вирішення задач, пов'язаних з конвективним теплообміном, представляє значну важкість, оскільки цей процес описується важкою системою диференціальних рівнянь. Тому задачі конвективного теплообміну зазвичай вирішують з використанням експериментально отриманих констант та величин.

Тепловий потік конвективного теплообміну визначають на основі закону Ньютона-Ріхмана:

$$Q = \alpha (t_c - t_r) F,$$

Ця формула може бути застосована при вільній та вимушеній конвекціях.

Для визначення коефіцієнтів тепловіддачі при конвективному теплообміні користуються формулами, отриманими шляхом узагальнення великої кількості експериментальних даних.

При вимуваних конвекціях коефіцієнт тепловіддачі в першу чергу залежить від швидкості руху омиваючого середовища.

Для загальних випадків (заповнення печі спеціальною атмосферою, нагрів в рідких середовищах і т. д.) коефіцієнт тепловіддачі визначається за допомогою безрозмірних критеріальних залежностей, отриманих узагальненням експериментальних даних на основі теорії подібності.

Випромінення – передача теплоти в невидимій (інфрачервоній) і видимій частинах спектра. При передачі теплоти випроміненням енергія передається в формі електромагнітних хвиль. Для передачі теплової енергії найбільш суттєвими являються теплове випромінення з довжиною хвиль 0,4 – 400 мк. Між нагрітими тілами, розташованими в межах видимості один одного, завжди відбувається променевий теплообмін. При цьому сумарний тепловий потік направлений від більш нагрітого тіла до менш нагрітого. Цей потік визначається температурами тіл, ступенем їх чорноти і розмірними факторами.

Розглянуті види теплопереноса в багатьох випадках відбуваються спільно. Наприклад, в потоках рідин та газів спостерігається теплопровідно-конвективний перенос теплоти.

Електромагнітне поле високої частоти (від декількох кГц до тисяч МГц) знайшло застосування для нагрівання металевих і неметалевих матеріалів. У першому випадку деталь, що нагрівається, розміщується всередині т.з. індуктора, по якому проходить струм високої частоти. Вихрові струми, що виникають в металах, і енергія перемагнічування в феромагнетиках призводять до їх нагрівання. Цей вид нагрівання називається індукційним нагріванням. Індукційне нагрівання застосовується для плавлення металів, гартування металевих виробів і в інших технологіях.

Значно пожежонебезпечнішим є високочастотне нагрівання діелектриків, серед яких багато горючих матеріалів. У цьому випадку матеріал, що нагрівається, розташовується між металевими пластинами, до яких підведена напруга високої частоти. Така конструкція, по суті, є конденсатором. Під дією електричного поля високої частоти в товщі діелектрика виникають струми

провідності та зсуву (поляризації), які викликають нагрівання матеріалу. Такий вид нагрівання називається діелектричним.

На практиці технологіями, де використовується високочастотне діелектричне нагрівання, є :

сушіння деревини;

сушіння зерна;

вулканізація;

склеювання дерев'яних виробів;

нагрівання, розплавлення пластмас;

стерилізація твердих харчових продуктів та ін.

Використання електричного струму, який проходить через діелектрики та напівпровідники в змінному електричному полі, являється основою діелектричного нагріву, який має перевагу перед іншими методами нагріву. Це швидкість, рівномірність і високе виробництво. З енергетичної точки зору такий нагрів являється найбільш ефективним, тому, що при його використанні вся енергія вноситься в масу матеріалу який нагрівають.

По технологічним признакам установки високочастотного діелектричного нагріву поділяються на три види.

Установки першого виду використовуються в процесах промислової обробки великих виробів, які вимагають швидкого нагріву в однорідному електричному полі: сушка волокон шерсті або хлопку, целулоїди або лісоматеріалів, обпалення великих електроізоляторів і фарфорових виробів виробництво звуко- та теплоізоляційних матеріалів, зварювання пластмаси і полімерних плівок.

Установки другого виду приміняються для нагріву продовговуватих плоских виробів: сушка текстильного волокна, малюнків на тканинах, паперу, фотоплівки, хімічних і фармацевтичних апаратів, полімеризації клеїв, нагрів каучуку, пастерелізація і т. д.

В установках третього виду проводяться процеси які не вимагають швидкого і однорідного нагріву: розморожування продуктів, розігрів і швидке приготування блюд, обпалення простих керамічних виробів, сушка грибів, чаю і т. д.

Використання високоякісного нагріву дозволяє підвищувати якість продукції, пришвидшити технологічні процеси і отримати при масовому виробництві велику економію не дивлячись на високу вартість обладнання.

Частинки діелектрика, розміщеного в електричному колі, зазнають механічного впливу, зміщуючи позитивно заряджені частинки в одну сторону а негативно заряджені в іншу. В результаті центри електричної дії позитивних та негативних частинок не співпадають і в зовнішньому просторі така молекула сприймається як диполь, тобто як система двох рівних, но протилежних зарядів $+q$ і $-q$, зміщених один відносно одного на відстань l . Такий діелектрик який має від'ємні в одному напрямку диполі, називають *поляризованими*. Виробництво заряду частинки на зміщення l називають *електричним моментом диполя* $m = gl$ (Кл/м), який зв'язаний з напругою електричного поля E відношенням $m = \alpha E$, де α - міра упругої деформації молекули або атома – їх поляризуємість.

Розрізняють декілька видів поляризації.

Електронна поляризація атомів визвана зміщенням електронної хмарки відносно ядра атома і набуттям останнім індукційного допільного моменту (мал. 4. 13, а). Час власних коливань електронів складає $10^{-14} - 10^{-15}$ с, за цей же час встановлюється електронна поляризація.

Іонна поляризація молекул визвана пружним зміщенням іонів в твердих діелектриках з іонною кристалічною решіткою (іони Na^+ і Cl^- в кухонній солі).

Період власних коливань решітки складає $10^{-12} - 10^{-13}$ с. Час іонної пружної поляризації того самого порядку.

Орієнтаційна поляризація має місце в діелектриках з молекулами, які являють собою пружні диполі, незалежно від наявності зовнішнього електричного поля. Поляризація проявляється в частковому повороті і в упорядкуванні диполів під впливом зовнішнього електричного поля. Це поляризація пружного зміщення,

яка виникає в твердих або рідких діелектриках, полярні молекули яких зв'язані одні з одними так, що під впливом електричного поля можуть повертатися лише на невеликий кут.

Поляризація діелектрика проходить не тільки в постійному але і в перемінному електричному полі. В цьому випадку напрямлення поляризації міняється з частотою поля, пружні диполі вібрують, пружні повертаються в прямому і зворотному напрямках. Проходить переміщення зарядів, тобто через діелектрик проходить електричний струм. При розміщенні діелектрика між обкладками конденсатора, на які подана напруга від високоякісного генератора, ланцюг струму замкнеться через цей генератор.

Поляризація супроводжується втратами енергії, викликаними тертям між молекулами (втрати тертя) і переміщенням диполів (дипольні втрати). Втрати енергії виявляються в нагріві діелектрика і напівпровідника, швидкість якого встановлюється в залежності з частотою зміни поля. Втрати при поляризації приводять до запізнення зміщення молекул по відношенню до зовнішнього поля. З збільшенням частоти відставання збільшується, до тих пір поки не досягне максимуму. Подальше підвищення частоти через в'язкість середовища призводить до зворотного результату – зменшення поляризації, що веде до різкого зниження діелектричної проникливості речовини. При відсутності втрат струм випереджає напруженість поля на кут 90^0 . Якщо поляризація пов'язана з втратами і трішки запізнюється, струм випереджає напруженість на кут, менший 90^0 . Різниця $\delta - \theta$ характеризує втрати в діелектрику і називається *кутом діелектричних втрат*.

Це, що проходить в діелектриці, який розміщений в змінному електричному полі процеси визначаються діелектричною проникливістю $\varepsilon = \varepsilon' - j\varepsilon''$. Речова частина комплексу ε' характеризує відношення ємностей конденсатора до і після введення в нього діелектрика – *від'ємна діелектрична проникливість речовини*. Мала частина $\varepsilon'' = \varepsilon' \tan \delta$ характеризується вбиранням енергії поля діелектриком і називається коефіцієнтом втрат діелектрика.

Струм, який проходить через конденсатор разом з діелектриком має дві складових: струм зміщення $I_{cm} = j\omega CU$ а струм провідності $I_n = gU$. Максимальний струм проходячий через діелектрик,

$$I = I_n + I_{cm} = (g + j\omega C) * U .$$

Відношення струму провідника до струму зміщення $I_n / I_{cm} = tg\delta$ також визначає коефіцієнт втрат в діелектрику.

Показники ε і $tg\delta$ залежать від роду і фізичного змісту речовин (вологості, температури), а також від частоти поля. Величина $tg\delta$ має максимум при так званій *релаксаційній частоті* f_0 , характерної для кожного матеріалу.

Потужність яка виділяється в діелектриці можна отримати із векторної діаграми

$$P = UI \cos \varphi \approx U I tg\delta = \omega CU^2 tg\delta ,$$

де $\omega = 2\pi f$ - кутова швидкість, рад/с; C - ємність плоского конденсатора, Ф; $C = \varepsilon\varepsilon_0 S / d$ (S - площа пластин конденсатора, м²; d - відстань між ними, м; $\varepsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м – діелектрична проникливість вакууму). Маючи на увазі, що об'єм діелектрика рівний Sd і напруженість електричного поля $E = U / d$ (В/м), потужність P_0 (Вт/м³), виділяючи в одиниці об'єму діелектрика,

$$P_0 = 5,56 \cdot 10^{-11} f E^2 \varepsilon tg\delta \tag{2.4}$$

Підведена питома потужність P_0 витрачається на нагрів матеріалу, випаровування вологи або інших летючих компонентів. При затратах теплоти тільки на нагрів питома потужність, яка поступає в матеріал повинна відповідати

$$P_{нагр} = C_p \nu (\Delta T / \Delta \tau) / \eta_t, \tag{2.5}$$

де C_p - питома теплоємність матеріалу, Дж/(г*К); ν - щільність матеріалу, г/см³; $\Delta T / \Delta \tau$ - швидкість нагріву матеріалу, К/с; η_t - термічний КПД процесу, враховуючи втрати теплоти в навколишньому середовищі.

При затратах теплоти тільки на випаровування

$$P_{\text{исп}} = (L/\eta_t) \cdot (\Delta M / \Delta \tau), \quad (2.6)$$

де L - прихована теплота пароутворення при даній температурі нагріву, Дж/г; $\Delta M / \Delta \tau$ - швидкість випаровування, Г/(см³*с).

Аналіз рівнянь (2.4) – (2.6) дозволяє зробити висновок, що потужність яка виділяється в діелектрикові, який знаходиться в змінному електричному полі, визначається тільки його електричними характеристиками ε і $\text{tg}\delta$ і параметрами поля: напругою і частотою.

Потужність яка виділяється не залежить від теплопровідності матеріалу. Яка в діелектриків, як правило, має низькі значення. Ця особливість являється значною перевагою діелектричного нагріву, який дозволяє значно прискорити процес нагріву матеріалу по зрівнянню з іншими традиційними видами нагріву.

Теплова дія електричного струму – це екзотермічний процес перетворення кінетичної енергії рухомих зарядів у внутрішню енергію при зіткненні їх з атомами та молекулами провідників.

Цей процес виділення теплоти кількісно описується відомим законом Джоуля-Ленца

$$Q = I^2 \cdot R \cdot t,$$

де Q – кількість теплоти, яка виділяється у провіднику; R – активний опір; t – час проходження струму.

Теплова дія електричного струму використовується у виробничих електротермічних установках, в побутових електронагрівальних приладах та в лампах розжарювання. В цих установках енергія електричного струму незворотно перетворюється у теплоту в спеціальних електронагрівальних елементах (спіралях, пластинах тощо), виготовлених з високоомних матеріалів (вольфрам, ніхром та ін.). Питомий опір цих речовин у десятки, сотні разів більший, ніж в провідникових матеріалів (мідь, алюміній).

Аналогічні наслідки стаються при перевантаженні. У найпростішому вигляді – це ситуація підключення до електромережі споживачів із потужністю, при якій теплота, яка виділяється струмом у провіднику, перевищує значення, яке може безпечно розсіюватися в оточуючих матеріалах чи середовищі.

Перевантаження електротехнічного виробу – перевищення фактичного значення потужності або струму електротехнічного виробу (пристою) над номінальним значенням. Надструм в електротехнічному виробі – струм, значення якого перевищує найбільше робоче значення струму електротехнічного виробу (пристою). Перенапруга в електротехнічному виробі – напруга між двома точками електротехнічного виробу (пристою), значення якої перевищує найбільше робоче значення напруги.

2.4. Пожежна небезпека електроустановок

Будь-який об'єкт вважається пожежонебезпечним, якщо в ньому є умови для виникнення пожежі. У свою чергу, можливість виникнення пожежі визначається наявністю в об'єкті:

- джерела запалювання;
- горючого середовища (матеріалу);
- окислювача.

Джерела запалювання в електроустановках різноманітні, але до уваги будемо брати лише ті з них, які мають електромагнітну природу, тобто спричинені електромагнітними процесами в установках. Горюче середовище може знаходитися як всередині, так і ззовні електроустановок, тобто вони можуть загорятися самі або запалювати об'єкти, з якими контактують. Окислювач в електроустановках завжди присутній, бо ним є кисень повітря, що перебуває ззовні та всередині оболонок електрообладнання.

Джерела запалювання. Загоряння відбувається, як правило, під дією зовнішнього джерела запалювання, тоді як самостійне горіння підтримується за рахунок теплоти екзотермічних процесів у зоні горіння. Таким чином, джерело запалювання – це об'єкт, який випромінює теплову енергію, достатню для запалювання горючих речовин чи середовища, що певний час контактує з цим джерелом запалювання.

Джерела запалювання електромагнітного походження (іскровий, дуговий, коронний, китицевий розряди тощо) проаналізовані на початку розділу.

В умовах нормальної роботи електроустановок відповідно до їхнього функціонального призначення джерелами запалювання найчастіше виступають такі з них:

- електрична дуга, яка є елементом технологічного процесу установки (в електрозварювальних агрегатах, у плавильних електропечах, в кінопроекційних апаратах тощо)
- теплота нагрівальних елементів виробничих та побутових електротермічних установок та приладів (тени, спіралі тощо);
- теплота нагрітих поверхонь колб різних світильників, а також джерел випромінювання інфрачервоного та ультрафіолетового спектру у відповідних установках;
- теплота магнітопроводів електричних машин і апаратів, які нагріваються змінними магнітними потоками;
- бризки розжареного чи розплавленого металу, які утворюються під час зварювання (частинки електродів та зварювальних деталей);
- розжарені та розплавлені частинки металу, що утворюються під час спрацювання апаратів захисту (плавких і автоматичних запобіжників, теплових реле тощо).

Порушення нормальних умов роботи електроустановок настають під час їхніх аварій та пошкоджень і внаслідок невиконання технологічних регламентів та помилкових дій людини. Аварії та пошкодження часто супроводжуються виникненням електричних розрядів, а невиконання технологічних регламентів найчастіше призводить до перевантажень та зумовлених ними перегрівань, тоді як помилки обслуговуючого персоналу – до першого та другого наслідку.

До найбільш характерних джерел запалювання, що проявляються в умовах порушень нормальної роботи електроустановок, належать такі з них:

- електрична дуга, яка виникає в наслідок дотикання струмопровідних частин електроустановки або порушення ізоляції між ними (коротке замикання);
- електрична дуга та іскри під час теплового чи електричного пробиття ізоляції;
- іскри та теплота в місцях нещільного контакту в з'єднаннях елементів електроустановок;
- іскри та дуги під час розрядів статичної електрики;
- іскри в разі витоку струму на конструкції будівель та споруд (китицевий розряд);
- теплота від жил провідників (проводів, шнурів, кабелів), які нагріваються до високої температури внаслідок електричного перевантаження чи коротких замикань;
- теплота від магнітопроводів електричних машин і апаратів, які нагріваються до високої температури під дією вихрових струменів та перемагнічення;
- бризки розплавленого металу, які утворюються електричною дугою при коротких замиканнях у мережах;
- частинки розжарених спіралей та розплавлених мідно-нікелевих тримачів цих спіралей під час розтріскування колб ламп розжарювання.

Перераховані джерела запалювання першого та другого виду реалізуються, переважно, поодинокі, але можуть і накладатися в часі.

До третього виду джерел запалювання, пов'язаних з блискавкою, належать такі з них:

- прямий удар блискавки в об'єкт, який відзначається надвисокими струмами (до 200 кА) та сильною термічною дією;
- розряд кульової блискавки;
- електричний розряд (іскра) між елементами конструкції об'єкта, зумовлений електростатичною індукцією в атмосфері;
- електричний розряд (іскра) між елементами конструкції об'єкта, зумовлений електромагнітною індукцією в атмосфері;

- електричний розряд (іскра) між елементами конструкції об'єкта зумовлений занесенням високих потенціалів під час ураження блискавкою різних надземних чи підземних комунікацій.

Горюче середовище. Як уже було відзначено, горюче середовище може знаходитися всередині та ззовні електроустановок. Внутрішнє горюче середовище утворюють елементи конструкції електроустановки та технологічні заповнювачі її порожнин. До них належать такі тверді та м'які матеріали, рідини і гази:

ізоляція обмоток електричних машин і трансформаторів (кабельний папір, бавовняна тканина та волокна, просочені кабельною або трансформаторною оливою тощо);

кріпильні вироби з твердого ізоляційного матеріалу (дерев'яні клинці в пазах, дерев'яні ярма, картонні прокладки, пластмасові циліндри та інше);

ізоляція та захисні оболонки (паперова, гумова, поліхлорвінілова, поліетиленова тощо) кабелів, проводів силових та освітлювальних електропроводок; у мережах вимірювання, сигналізації, захисту і автоматики системи диспетчерського пульта та щитів керування;

зовнішнє покриття кабелів (бавовняне прядиво, просочене бітумним складником);

олива в системах охолодження трансформаторів та потужних генераторів; у системах змащування опорних підшипників турбін, генераторів та компенсаторів; в оливоначинених електричних апаратах (вимикачах, реакторах); кабелях та в обладнанні, призначеному для підтримання її присутності в кабелях;

суміші водню з киснем повітря, які можуть утворюватися всередині електричної машини в разі проникнення повітря в її систему водневого охолодження, а також у приміщенні машзалу в разі витоку водню із системи водневого охолодження.

Горючі середовища ззовні електроустановок в системах виробництва, передачі та розподілу електроенергії зустрічаються мало. Це може бути просочене оливою обтиральне ганчір'я, забуте в зонах роботи ремонтного та

обслуговуючого персоналу, конструктивні елементи будівель ПС та РУ, витоки оливи через тріщини корпусів та ввідних ізоляторів електричних апаратів, поодинокі горючі нагромадження вздовж траси повітряних ЛЕП тощо. Проте такі горючі середовища, запалюючись приносять шкоду не так докільню, як самим електроустановкам.

Наявність горючих середовищ ззовні електроустановок більше властива для електроустановок споживачів електроенергії. Так електродвигуни та інші електроприймачі промислового призначення встановлюються у виробничих приміщеннях, де наявні горючі конструкції будівель, горючі матеріали, сировина, продукція, відходи виробництва (пил, волокна тощо). Можуть бути присутні також вибухонебезпечні поєднання парів легкозаймистої рідини, горючих газів та пилу з повітрям. Загоряння самих електроустановок у таких випадках може призвести не лише до пожежі, але й до вибухів у приміщеннях, де вони встановлені. Нанесені при цьому збитки можуть у багато разів перевищити збитки лише від втрати електроустановок. Тому питанням відвернення запалювань горючих середовищ електроустановками споживачів електроенергії буде приділена значна увага в подальшому викладі.

Загальна оцінка пожеж в електроустановках. Електроустановки можна вважати основним об'єктом та основною причиною виникання пожеж. Якщо всі пожежі прийняти за 100%, то пожежі від електроустановок в цілому по країні становлять 28%, а в деяких галузях промисловості їхня частка досягає 38%. Кількість пожеж від електроустановок у житлових будинках становить 32%, а у приватних будівлях досягає 70%.

На певні висновки стосовно пожеж в електроустановках наводить аналіз статистики причин виникнення пожеж в електроустановках (табл.2.1) та відносної кількості пожеж у різних видах електрообладнання (табл.2.2).

Таблиця 2.1

Причини виникнення пожеж в електроустановках

Джерело запалювання, яке спричинило виникнення пожежі	Кількість пожеж, %
---	--------------------

Короткі замикання в електричних мережах, машинах, апаратах	43,5
Перевантаження проводів, кабелів, обмоток машин, апаратів	12,0
Перегрівання горючих матеріалів та предметів, що знаходяться поблизу залишених без догляду електронагрівальних приладів	33,5
Іскріння та електрична дуга	3,5
Утворення великих перехідних опорів	4,5
Нагрівання конструкцій в умовах виносу на них напруги	3,0

Таблиця 2.2

Відносна кількість пожеж у різних видах електрообладнання

Вид електроустановки	Кількість пожеж, %
Електропроводки	41
Електронагрівні прилади	25
Електродвигуни	7,0
Світильники та лампи розжарення	4,5
Радіоприймачі	3,5
Апарати керування	3,0
Кабельні лінії	2,0
Силові трансформатори	1,0
Інші види електроустановок	13

Аналіз наведених у табл.2.1 і табл.2.2 даних показує, що основними причинами пожеж в електроустановках є короткі замикання і запалювання близько розміщених предметів електронагрівальними приладами, тобто фактично – несправності електроустановок, які призводять до виникання коротких замикань, і порушень протипожежного режиму людьми.

2.5. Перелік джерел запалювання

На підставі вищенаведеного запропонована взаємоузгоджена система класифікації джерел запалювання електромагнітного походження, зведена у вигляді таблиці 2.3.

Як показує практика, значна кількість сучасних офісних та побутових пристроїв, які надходять в Україну (комп'ютери, сканери, копіювальні апарати, цифрові фотолабораторії, кондиціонери та ін.), не забезпечені необхідними інструкціями із вказівкою правил приєднання до живильних мереж і їх безпечної експлуатації. Таке їх використання також є причиною загорань. Зокрема, коли

Йдеться про надійність електрообладнання, то практично оцінити його неможливо без глибоких знань особливостей даного обладнання, які переважно визначаються принципом дії. Існуючі методи та технології дослідження причин пожеж електротехнічного походження дозволяють визначати конкретні види джерел запалювання.

У першу чергу, слід чітко розмежувати джерела запалювання від електромагнітних явищ і процесів, які виникають під час нормальної роботи електроустановок, та електрообладнання, параметри якого можуть досягнути пожежонебезпечного рівня лише під час його аварійної роботи.

Опір у місцях контактних з'єднань відрізняється від опору в суцільних провідних середовищах не лише провідників, а й комутаційних апаратів. Тривалий час експлуатації контактних з'єднань без їх контролю може призвести до погіршення їх провідних характеристик, внаслідок чого відбувається локальне нагрівання до високих температур у цих місцях. Недостатній розрив контактів викликає появу іскріння між полюсами, які недостатньо розведені, або навіть електричні дуги, температура яких досягає 5-7 тис. $^{\circ}\text{C}$, що є окремим підвидом ДЗ.

Внаслідок появи вищих гармонік струмів чи магнітних потоків має місце суттєве нагрівання магнітопроводів електромагнітних апаратів, надмірне перетікання струмів через ємнісні зв'язки в елементах електрообладнання, резонансні явища, які призводять до перенапруг, і, як наслідок, до пошкодження ізоляції.

Розряд конденсаторів та кабельних ліній значної протяжності може викликати іскріння між заземленим елементом електричного контура, який слугує одним електродом, і потенційним електродом, приєднаним до заряджених обкладинок конденсатора чи жил кабельної лінії. У разі розрядження конденсатора чи кабельної лінії на контури з індуктивностями, можуть виникати коливні процеси, що супроводжуються перенапругами.

Додаток 5 до наказу МНС України № 289 від 15 травня 2006 р., яким затверджена Настанова з організації роботи дослідно-випробувальної лабораторії

(Г)У МНС України в області та м. Києві містить Інструкцію із заповнення картки обліку дослідженої пожежі. У таблиці 6 цієї Інструкції наведений Перелік кодів джерел запалювання, де вказані найменування джерел запалювання та відповідний до них цифровий код. Разом із вищенаведеними доповненнями її можна подати у наступному вигляді.

Таблиця 2.3

Перелік джерел запалювання електромагнітного походження

№	Найменування джерел запалювання	Код
3	Теплові прояви іскор, розжарених часток:	
	в результаті комутації електроустановок при електро-газозварювальних роботах	
	в результаті розрядів статичної електрики	
5	Тепло, отримане від нагрівального електрообладнання:	
	теплогенеруючої установки (агрегату) пристроїв для приготування їжі	
6	Тепло, отримане від нагрітого через відмову складової частини електрообладнання:	
	ламп (розжарення, ДРЛ), побутових приладів	
	пуско-регулювальної апаратури джерел світла	
7	Теплові прояви електричної енергії (іскри, дуги, висока температура):	
	в результаті нестійкого короткого замикання	
	в результаті ненадійного контакту чи неостаточного розриву контактів	
	в результаті великих перехідних опорів струмових перевантажень неповнофазних і несиметричних режимів роботи трифазних приймачів електроенергії	
	через появу вищих гармонік струмів і магнітних потоків у силовому електрообладнанні	
	через появу напруги на металевих конструкціях і виникнення струмів витоку внаслідок пошкодження ізоляції	
	через виникнення наведених електромагнітних полів та індукованих ЕРС	
	перенапруги в електромережі і силовому електрообладнанні комутаційного походження	
через розряд залишкових зарядів батарей статичних конденсаторів чи кабельних ліній		
9	Теплові прояви природних явищ:	
	сфокусованих променів сонця	
	грозового розряду кульової блискавки	
	вторинних проявів грозового розряду (електростатична чи електромагнітна індукція, занесення високого потенціалу)	

РОЗДІЛ 3.

ПОЖЕЖО- ТА ВИБУХОНЕБЕЗПЕЧНІ СЕРЕДОВИЩА

3.1. Основні поняття. Терміни та визначення

Пари легкозаймистих рідин, горючі гази, горючий пил або дрібні волокна в суміші з повітрям, киснем або іншими окисниками при певній температурі і концентрації здатні за нормальних умов утворювати вибухонебезпечні суміші.

Показниками вибухонебезпеки парів горючих рідин є температура займання. Якщо температура займання рідин дорівнює $+61\text{ }^{\circ}\text{C}$ і нище, то ці рідини відносяться до легкозаймистих і є вибухонебезпечними.

Горючий пил та дрібні волокна в суміші з повітрям стають вибухонебезпечними тільки при певній концентрації. Існують верхня та нижня межі концентрації, в діапазоні яких за наявності джерела запалювання може статися вибух.

Вибухонебезпечна суміш (ВНС) – суміш повітря з горючими газами, парою, горючим пилом та волокнами, у якій за нормальних атмосферних умов після запалювання процес горіння (вибух) поширюється на весь об'єм суміші.

Вибух - швидке екзотермічне хімічне перетворення вибухонебезпечного середовища, що супроводжується виділенням енергії і утворенням стиснених газів, здатних виконувати роботу.

Горючий пил або волокна вважаються вибухонебезпечними, якщо в разі їх мимовільного загоряння в установці за його визначеною нижньою концентраційною межею згідно з ГОСТ 12.1.044 виникає надмірний тиск газів як мінімум 5 кПа.

До вибухонебезпечної суміші належать суміші горючих газів та пари легкозаймистої рідини з киснем, хлором або іншими окислювачами.

Газо-пароповітряне вибухонебезпечне середовище – вибухонебезпечне середовище, яке утворюється повітрям з горючими газами, парою, туманами.

Пило-повітряне вибухонебезпечне середовище – вибухонебезпечне середовище, яке утворюється повітрям з вибухонебезпечними пилом і волокнами.

Горючий газ (ГГ) – газ, який в суміші з повітрям у відповідній пропорції утворює газове вибухонебезпечне середовище.

Горюча пара – пара легкозаймистої рідини, яка в суміші з повітрям у відповідній пропорції утворює пароповітряне вибухонебезпечне середовище.

Легкозаймиста рідина (ЛЗР) – горюча рідина, яка здатна запалитися від короткочасного впливу джерела запалювання тривалістю до 1с з низькою енергією (полум'я сірника, іскра, тліюча сигарета тощо), з температурою займання не більше +61 °С у закритому тиглі або +66 °С у відкритому тиглі.

Горюча рідина (ГР) – рідина, яка здатна запалитися від джерела запалювання, самостійно горіти після його видалення і має температуру займання понад +61 °С у закритому або +66 °С у відкритому тиглі.

Горючий туман – краплі ЛЗР, що перебувають у завислому стані в повітрі і утворюють пароповітряне вибухонебезпечне середовище.

Важкогорючі речовини і матеріали – речовини і матеріали, здатні горіти у повітрі під час дії зовнішнього джерела запалювання, але не здатні самостійно горіти після його видалення.

Нижня (верхня) концентраційна межа поширення полум'я (НКМПП) – мінімальна (максимальна) концентрація горючої речовини в однорідній суміші з окислювальним середовищем, за якої можливе поширення полум'я в суміші на будь-яку відстань від джерела загоряння.

Температура спалаху – найнижча температура матеріалу (речовини), за якої згідно із встановленими умовами випробувань над його поверхнею утворюється пара, здатна спричинити спалах у повітрі під впливом джерела запалювання, але швидкість утворення пари недостатня для підтримання стійкого горіння.

Температура займання – найнижча температура матеріалу (речовини), за якої згідно із встановленими умовами випробувань над його поверхнею утворюється пара або гази з такою швидкістю, що після їх запалювання виникає стійке горіння.

Температура samozаймання – найнижча температура матеріалу (речовини), за якої згідно із встановленими умовами випробувань відбувається різке збільшення швидкості екзотермічних реакцій окислення матеріалу (речовини), які закінчуються полумневим горінням.

Температура тління – температура матеріалу (речовини), за якої відбувається різке збільшення швидкості екзотермічних реакцій окислення матеріалу (речовини), що призводить до його (її) тління.

Пил – дрібні тверді частинки в повітрі, які осідають під дією власної ваги, але деякий час можуть перебувати в повітрі у зваженому стані.

Температура samozаймання пило-повітряної суміші – найнижча температура внутрішньої поверхні випробувальної печі, за якої в ній виникає samozаймання пило-повітряної суміші.

Струмopовідний пил – пил з електричним питомим опором не більше 1000 Ом , м.

Горючий пил – пил, суміш повітря з яким у визначених пропорціях при атмосферному тиску та температурі створює вибухонебезпечне пило-повітряне середовище.

Гібридні середовища – пило-повітряні середовища, які мають у своєму складі вибухонебезпечні пари і гази в концентрації понад 20 % їх нижньої концентраційної межі поширення полум'я.

3.2. Класифікація вибухонебезпечних сумішей

При виборі електрообладнання для об'єктів з вибухонебезпечним середовищем необхідно враховувати фізико-хімічні властивості вибухонебезпечних сумішей. Фізико-хімічні властивості, а в результаті, вибухотапожежонебезпечні параметри вибухонебезпечних сумішей відрізняються між собою.

За допомогою таблиці 3.1. розглянемо параметри деяких з них:

Таблиця 3.1

Показники пожежної небезпеки деяких горючих речовин

Речовина (клас)	M	t _{сп} , °C	t _{сз} , °C	ТМРП, °C		КМРП, об. частки		W _{min} , мДж
				нижня	верхня	нижня	верхня	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Аміак (ГГ)	17,03	-	650	-	-	0,15	0,28	680
Ацетилен (ГГ)	26,04	-	335	-	-	0,025	0,81	-
Ацетон (ЛЗР)	38,08	-9	435	-20	6	0,027	0,13	0,41
Бензол (ЛЗР)	78,11	-11	560	-14	13	0,0143	0,8	0,22
н- Бутан (ГГ)	58,12	-	405	-	-	0,018	0,091	0,25
н-Бутилацетат (ЛЗР)	116,16	29	330	22	61	0,0135	0,09	-
н-Бутиловий спирт (ЛЗР)	74,12	41	340	34	67	0,018	0,109	0,28
Водень (ГГ)	2,016	.	510	-	-	0,0412	0,75	0,017
н-Гексадекаї (ГР)	226,44	128	207	126	-	0,0047	-	-
н-Гексан (ЛЗР)	86,18	-23	233	-26	4	0,0124	0,075	0,25
н-Гептан (ЛЗР)	100,2	-4	233	-7	26	0,0107	0,067	0,24
н-Декан (ЛЗР)	142,28	47	230	46	87	0,007	0,051	-
Діетиловий ефір (ЛЗР)	74,12	-41	180	-44	16	0,017	0,49	0,2
н-Додекан (ГР)	170,34	77	202	76	120	0,0063	0,048	.
Ізобутнловий спирт (ЛЗР)	74,12	28	390	26	60	0,018	0,114	-
Ізооктан (ЛЗР)	114,23	10	411	-	-	0,009	0,058	1,35
Ізопропілбензол (ЛЗР)	120,19	36	424	37	74	0,0093	0,06	-
Ізопропіловий спирт {ЛЗР}	60,1	18	430	11	42	0,0223	0,127	0,65
н- Ксилол (ЛЗР)	106,17	26	528	24	58	0,011	0,065	84,5
Метан (ГГ)	16,04	-	537	-	-	0,0528	0,141	0,28
Метиловий спирт (ЛЗР)	32,04	6	440	5	39	0,0698	0,355	0,14
Метилетилкетон (ЛЗР)	72,11	-6	514	-11	20	0,019	0,10	-
н-Нонан(ЛЗР)	128,26	31	205	31	68	0,0078	-	-
Оксид вуглецю (ГГ)	28,01	-	605	-	-	0,125	0,74	-
н-Октан (ЛЗР)	114,23	14	215	13	49	0,009	0,062	-
н-Пентадекаї (ГР)	212,42	115	203	114	163	0,005	0,041	-
н-Пентан (ЛЗР)	72,15	-44	286	-48	-23	0,0147	0,077	0,22
Пропан (ГГ)	44,1	-	470	-	-	0,023	0,094	0,25
н-Пропіловий спирт (ЛЗР)	60,1	29	371	21	55	0,023	0,136	-
Сірководень (ГГ)	34,08	246	246	-	-	0,043	0,46	0,068
Сірковуглець (ЛЗР)	76,14	-43	102	-50	26	0,01	0,5	0,009
Стирол (ЛЗР)	104,14	37	490	27	67	0,011	0,072	0,99
н-Тетрадекан (ГР)	198,39	103	201	103	149	0,005	0,043	-
Толуол (ЛЗР)	92,14	7	535	6	37	0,0127	0,068	0,26
н-Тридекан (ГР)	184,36	90	204	90	135	0,0058	0,046	-

Продовження табл. 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ацетатна кислота (ЛЗР)	60,05	54	465	35	76	0,04	0,19	
н-Ундекан (ГР)	156,31	62	205	62	104	0,006	0,051	-
Хлорбензол (ЛЗР)	112,56	29	637	28	62	0,014	0,098	-
Циклогексан (ЛЗР)	84,16	-17	259	-17	20	0,013	0,078	0,22
Етан (ГГ)	30,07	-	515	-	-	0,029	0,15	0,24
Етилацетат (ЛЗР)	88,1	-3	446	-6	28	0,02	0,114	0,282
Етилбензол (ЛЗР)	106,16	24	421	20	59	0,01	0,068	0,2
Етилен (ГГ)	28,05	-	435	-	-	0,027	0,34	0,12
Етиловий спирт (ЛЗР)	46,07	16	400	11	41	0,036	0,177	0,246
Етилцелозольв (ЛЗР)	90,1	52	215	39	81	0,018	0,157	0,15
Бензин АИ-92 (ЛЗР)	98,2	-37	380	-37	-10	0,009	0,055	0,3
Дизельне паливо (ГР)	203,6	65	210	58	108	0,005	0,062	-
Гас КО-22(ЛЗР)	153,1	50	245	43	82	0,007	0,068	-
Уайт-спірит (ЛЗР)	147,3	43	250	33	68	0,007	0,056	0,33

де M - молекулярна маса;

$t_{сп}$ - температура спалаху;

$t_{сз}$ - температура самозаймання;

$TMPП$ - температурна межа розповсюдження полум'я;

$KMPП$ - концентраційна межа розповсюдження полум'я;

W_{min} - мінімальна енергія запалювання горючого середовища.

Здійснювати випуск вибухозахищеного електрообладнання відповідно до кожної такої суміші неможливо та й економічно не вигідно, бо таких сумішей в природі є дуже багато і з часом, в результаті наукового прогресу в галузі хімії, їх стає ще більше. Все це спричинило до необхідності згрупувати вибухонебезпечні суміші по класам. Тому вибухонебезпечні суміші горючих газів та парів легкозаймистих рідин з повітрям класифікують за категоріями та групами.

В основу класифікацій вибухонебезпечних сумішей за категоріями покладено їх властивість передавати під час вибуху полум'я з оболонки електрообладнання в навколишнє середовище через щілини між фланцями.

Для цього використовують поняття безпечної експериментальної максимальної щілини.

Безпечна експериментальна максимальна щілина (БЕМЩ) -

максимальний проміжок між фланцями оболонки, крізь який не передається вибух з оболонки в навколишнє середовище за будь-якої концентрації горючих газів у повітрі.

Згідно ГОСТ 12.1.011, залежно від величини БЕМЩ вибухонебезпечні суміші повітря з газами або з парою ЛЗР поділяються на такі категорії (табл. 3.2):

Таблиця 3.2

Категорії вибухонебезпечних сумішей повітря з газами або з парою згідно з ДНАОП 0.00-1.32-01

Категорія суміші	Найменування суміші	Значення БЕМЩ, мм
II	Промислові гази і пара	-
II А	Те саме	0,9 і більше
II В	"-	більше 0,5, але менше 0,9
II С	"-	0,5 і менше

Чим менша щілина, тим більш небезпечна суміш. Найнебезпечніші суміші знаходяться у нижній частині таблиці.

В основу класифікації вибухонебезпечних сумішей на групи покладено температуру самозаймання.

Температурою самозаймання вибухонебезпечної суміші парів ЛЗР або горючих газів називається найнижча температура, до якої повинна бути нагріта суміш для того, щоб через різке збільшення швидкості екзотермічної реакції під час окислення матеріалу (речовини) з'явилося полум'яне горіння без дії зовнішнього джерела запалення.

Група вибухонебезпечних сумішей парів легкозаймистих рідин та горючих газів з повітрям тим небезпечніша, чим нижча температура самозаймання.

В залежності від температури самозаймання вибухонебезпечні суміші згідно ДНАОП 0.00-1.32-01 класифікуються за групами (табл. 3.3):

Таблиця 3.3

Групи вибухонебезпечних сумішей ГГ та парів ЛЗР з повітрям згідно з ДНАОП 0.00-1.32-01 і ПУЕ

Група ВНС	Температура самозаймання, °С
T1	вища 450°С
T2	від 300 до 450°С
T3	від 200 до 300°С
T4	від 135 до 200°С
T5	від 100 до 135°С
T6	від 85 до 100°С

3.3. Класифікація приміщень та середовищ

На будь-яких виробничих чи побутових об'єктах електрообладнання може розміщуватися в приміщенні або поза приміщенням.

Приміщення - простір, обмежений з усіх сторін захисними конструкціями: стінами (в тому числі з вікнами і дверима) зі стелею (перекриттям) і підлогою. Простір під горищем і простір, огорожений сітчастими захисними конструкціями, не є приміщенням.

Зовнішня установка - установка, розміщена поза приміщенням (зовні) просто неба або під дахом чи за сітчастими захисними конструкціями.

Електрообладнання підбирається не довільно, а відповідно до умов навколишнього середовища. Виходячи з таких факторів, як відносна вологість, температура навколишнього середовища, утворення технологічного пилу та хімічно-агресивного середовища, приміщення можна поділити на такі види: сухі, вологі, сирі, особливо сирі, гарячі, запилені, з хімічно активним середовищем.

Сухими приміщеннями називають приміщення, в яких відносна вологість повітря не перевищує 60%.

Наприклад: житлові, громадські, лікувальні, навчальні і інші приміщення, інструментальні цехи, цехи холодної обробки металів, штампування.

Вологі - приміщення, в яких пара або волога, яка конденсується лише короткочасно, є в невеликих кількостях, а відносна вологість повітря більше 60%, але не перевищує 75%.

Наприклад: неопалювані сховища негорючих матеріалів, кухні в квартирах, деякі підвальні приміщення.

Сирі - приміщення, в яких відносна вологість повітря тривалий час перевищує 75%.

Наприклад: ванні кімнати, кухні громадських їдалень, водонапірні станції, підвальні приміщення.

Особливо сирі - приміщення, в яких відносна вологість повітря близька до 100% (стеля, стіни, підлога покриті вологою).

Наприклад: лазні, пральні, окремі цехи обробки шкіри, миловарні, цукрові, пивоварні заводи.

Гарячі - це приміщення, в яких температура постійно або періодично перевищує +35°C.

Наприклад: ливарні, термічні цехи, сушильні камери, котельні.

Запилені - приміщення, в яких за умовами виробництва виділяється технологічний пил в такій кількості, що він може осідати на проводи, проникати всередину машин, апаратів і т.п.

Наприклад: оздоблювальні цехи цементних заводів, формувальні, дробильні цехи.

З хімічно-активним середовищем - приміщення, в яких постійно або протягом тривалого часу утримуються агресивні пари, гази, рідини, утворюючи відкладення або плісняви, які руйнують ізоляцію і струмопровідні частини електрообладнання.

Наприклад: цехи отримання кислот, лугів, аміаку, добрив, сироватки, сховища хімікатів.

3.4. Класифікація вибухонебезпечних зон

Крім вищеперечислених приміщень, згідно з ПУЕ, відкритий простір, частина або весь об'єм приміщень, в яких зберігаються, обробляються, застосовуються або утворюються пожежо- або вибухонебезпечні речовини, класифікують на пожежонебезпечні та вибухонебезпечні зони.

Вибухонебезпечна зона – простір у приміщенні або навколо зовнішньої установки, у якому присутнє вибухонебезпечне середовище або воно може утворюватися внаслідок природних чи виробничих чинників у такій кількості, яка вимагає спеціальних заходів захисту у конструкції електрообладнання під час його монтажу та експлуатації.

Газо-пароповітряні вибухонебезпечні середовища утворюють вибухонебезпечні зони класів 0, 1, 2, а пило-повітряні - вибухонебезпечні зони класів 20, 21, 22.

Вибухонебезпечна зона класу 0 - простір, у якому вибухонебезпечне середовище присутнє постійно або протягом тривалого часу.

Вибухонебезпечна зона класу 0 згідно з вимогами даного розділу може бути тільки в межах корпусів технологічного обладнання.

Вибухонебезпечна зона класу 1 - простір, у якому вибухонебезпечне середовище може утворитися під час нормальної роботи (тут і далі нормальна робота - ситуація, коли установка працює відповідно до своїх розрахункових параметрів).

Вибухонебезпечна зона класу 2 - простір, у якому вибухонебезпечне середовище за нормальних умов експлуатації відсутнє, а якщо воно виникає, то рідко і триває недовго. У цих випадках можливі аварії катастрофічних розмірів (розрив трубопроводів високого тиску або резервуарів значної місткості) не повинні розглядатися під час проектування електроустановок.

Вибухонебезпечна зона класу 20 - простір, у якому під час нормальної експлуатації вибухонебезпечний пил у вигляді хмари присутній постійно або часто в кількості, достатній для утворення небезпечної концентрації суміші з повітрям, і (або) простір, де можуть утворюватися пилові шари непередбаченої або надмірної товщини. Звичайно це має місце всередині обладнання, де пил може формувати вибухонебезпечні суміші часто і на тривалий термін.

Вибухонебезпечна зона класу 21 - простір, у якому під час нормальної експлуатації ймовірна поява пилу у вигляді хмари в кількості, достатній для утворення суміші з повітрям вибухонебезпечної концентрації.

Вибухонебезпечна зона класу 22 - простір, у якому вибухонебезпечний пил у завислому стані може з'являтися не часто й існувати недовго або в якому шари вибухонебезпечного пилу можуть існувати й утворювати вибухонебезпечні суміші у випадку аварії.

При визначенні розмірів вибухонебезпечних зон у приміщеннях слід враховувати розрахунковий надлишковий тиск вибуху газо-пароповітряної вибухонебезпечної суміші:

1) якщо розрахунковий надлишковий тиск вибуху газо-пароповітряної вибухонебезпечної суміші перевищує 5 кПа, то вибухонебезпечна зона займає весь об'єм приміщення;

2) вибухонебезпечна зона класів 20, 21, 22 займає весь об'єм приміщення;

3) якщо розрахунковий надлишковий тиск вибуху газо-пароповітряної вибухонебезпечної суміші рівний або менший за 5 кПа, то вибухонебезпечна зона займає частину об'єму приміщення і визначається відповідно до норм технологічного проектування або розраховується технологами згідно з ГОСТ 12.1.004. За відсутності даних допускається приймати вибухонебезпечну зону в межах до 5 м по вертикалі і горизонталі від технологічного апарата, з якого можливий викид горючих газів або парів ЛЗР;

4) якщо розрахунковий надлишковий тиск вибуху в приміщенні не перевищує 0,5 кПа, то вибухонебезпечна зона відсутня;

5) якщо розрахунковий надлишковий тиск вибуху пило-повітряної суміші, парів ГР дорівнює або менший за 5 кПа, то матиме місце пожежонебезпечна зона, що визначається згідно з вимогами підрозділу 1.3;

б) простір за межами вибухонебезпечних зон класу 2 і 22 не вважається вибухонебезпечним, якщо немає інших умов, що створюють для нього вибухонебезпеку.

Під час розрахунку значень критеріїв вибухопожежної безпеки, як розрахунковий, слід вибирати найбільш несприятливий варіант аварії або період нормальної роботи апаратів, при якому у вибуху бере участь найбільша кількість речовин і матеріалів, найбільш небезпечних щодо наслідків вибуху.

Кількість речовин, які потрапили до приміщення і які можуть утворювати вибухонебезпечні газоповітряні, пилоповітряні або пароповітряні суміші, визначається, виходячи з наступних передумов:

- а) відбувається розрахункова аварія одного з технологічних апаратів;
- б) увесь вміст апарата потрапляє до приміщення;
- в) відбувається одночасно витікання речовин з трубопроводів, які живлять технологічний апарат.

Кількість пилу, який може утворювати вибухонебезпечну суміш, визначають, виходячи з таких передумов:

а) розрахунковій аварії передувало накопичення пилу у виробничому приміщенні, яке відбувалося в умовах нормального режиму роботи (наприклад, внаслідок виділення пилу з негерметичного виробничого обладнання);

б) в момент розрахункової аварії відбулась планова (ремонтні роботи) або позапланова розгерметизація одного з технологічних апаратів, в результаті якої відбулося аварійне викидання в об'єм приміщення усього пилу, що обертався в апараті.

Вільний об'єм приміщення визначають як різницю між геометричним об'ємом приміщення (з урахуванням підвісних стель у разі їх наявності) і об'ємом, який займає технологічне обладнання. Якщо вільний об'єм приміщення визначити неможливо, допускається приймати його рівним 80% від загального об'єму приміщення.

Якщо під час аварійної ситуації можливе виділення ГГ, парів ЛЗР, горючого пилу та волокон надлишковий тиск вибуху у приміщенні слід визначати як суму надлишкових тисків вибуху, які розраховані окремо для ЛЗР, ГГ, горючого пилу та волокон.

3.5. Розрахунок надлишкового тиску вибуху для горючих газів, парів легкозаймистих та горючих рідин згідно НАПБ Б. 03. 002 - 07

При визначенні наявності та розмірів вибухонебезпечних зон у приміщеннях та поза ними недостатньо тільки наявності вибухонебезпечних сумішей. Також слід враховувати кількість газо-пароповітряних вибухонебезпечних сумішей, які створюють певний надлишковий тиск під час вибуху. Як ми вже знаємо, що при

надлишковому тиску під час вибуху в приміщенні 0,5 кПа і менше, вибухонебезпечна зона взагалі відсутня.

3.5.1. Розрахунок надлишкового тиску вибуху для газо-пароповітряних вибухонебезпечних сумішей

Надлишковий тиск вибуху ΔP для індивідуальних горючих речовин, які складаються з атомів С, Н, О, N, Cl, Br, I, F визначається за формулою:

$$\Delta P = (P_{max} - P_o) \cdot \frac{m \cdot Z}{V_{вільн} \cdot \rho_{г,п}} \cdot \frac{100}{C_{ст}} \cdot \frac{1}{K_H}, \quad (3.1)$$

де P_{max} - максимальний тиск вибуху стехіометричної газоповітряної або пароповітряної суміші у замкнутому об'ємі, який визначається дослідним шляхом або приймається за довідниковими даними згідно з вимогами п. 5.4. У разі відсутності таких даних, допускається приймати P_{max} таким, що дорівнює 900 кПа;

P_o - початковий тиск, кПа (допускається приймати таким, що дорівнює 101 кПа);

m - маса ГГ або парів ЛЗР та ГР, що потрапили в результаті розрахункової аварії до приміщення, яку визначають для ГГ за формулою (6), а для парів ЛЗР та ГР за формулою (11), кг;

Z - коефіцієнт участі ГГ або парів у вибуху, який може бути розрахований на підставі характеру розподілення газів і парів в об'ємі приміщення згідно з Додатком до цих Норм. Допускається приймати значення Z за таблицею 4.2;

$V_{вільн}$ - вільний об'єм приміщення, м³;

$\rho_{г,п}$ - густина газу або пари при розрахунковій температурі t_p , кгм⁻³, що визначається за формулою:

$$\rho_{г,п} = \frac{M}{V_0(1+0,00367t_p)} \quad (3.2)$$

де M - молярна маса, кг*кмоль⁻¹;

V_o – мольний об’єм, що дорівнює $22,413 \text{ м}^3\text{кмоль}^{-1}$;

t_p - розрахункова температура, °С.;

$C_{ст}$ - стехіометрична концентрація ГГ або парів ЛЗР та ГР, % (об.), що визначається за формулою:

$$C_{ст} = \frac{100}{1 + 4,84 \cdot \beta}, \quad (3.3)$$

де $\beta = n_c + \frac{n_n - n_x}{4} - \frac{n_o}{2}$ - стехіометричний коефіцієнт кисню в реакції згоряння

(при розрахунку β атоми азоту не враховуються);

n_c, n_n, n_o, n_x – число атомів С, Н, О та галогенів у молекулі ГГ або парів ГР;

K_n - коефіцієнт, що враховує негерметичність приміщення й неадіабатичність процесу горіння. Допускається приймати K_n рівним 3.

Негерметичність приміщення обумовлена постійно відкритими прорізами в огорожувальних конструкціях приміщення.

Як розрахункову температуру слід приймати максимально можливу температуру повітря в даному приміщенні у відповідній кліматичній зоні або максимально можливу температуру повітря за технологічним регламентом з урахуванням можливого підвищення температури у разі аварійної ситуації.

Таблиця 3.4

Значення коефіцієнта (Z) участі ГГ або парів ЛЗР у вибуху

Вид горючої речовини	Значення Z
Водень	1,0
ГГ (крім водню)	0,5
ЛЗР та ГР, які нагріті до температури спалаху і вище	0,3
ЛЗР та ГР, які нагріті нижче температури спалаху, за умови можливості утворення аерозолі	0,3
ЛЗР та ГР, які нагріті нижче температури спалаху, за неможливості утворення аерозолі	0

Розрахунок ΔP для будь-яких індивідуальних речовин, крім тих, що наведені в п. 3.2.1, та сумішей, може бути виконаний за формулою:

$$\Delta P = \frac{m \cdot H_T \cdot P_o \cdot Z}{V_{\text{вільн}} \cdot \rho_{\text{п}} \cdot C_p \cdot T_o} \cdot \frac{1}{K_n}, \quad (3.4)$$

де m - маса ГГ або парів ЛЗР та ГР, що потрапили в результаті розрахункової аварії до приміщення, яку визначають для ГГ за формулою (3.6), а для парів ЛЗР та ГР за формулою (2.11), кг,

H_T - теплота згоряння, Дж*кг⁻¹;

P_o - початковий тиск, кПа (допускається приймати таким, що дорівнює 101 кПа);

Z - коефіцієнт участі ГГ або парів у вибуху, який може бути розрахований на підставі характеру розподілення газів і парів в об'ємі приміщення згідно з Додатком. Допускається приймати значення Z за таблицею 3.2;

$V_{\text{вільн}}$ - вільний об'єм приміщення, м³;

$\rho_{\text{п}}$ - густина повітря до вибуху при початковій температурі T_o , кгм⁻³;

C_p - теплоємність повітря, Дж*кг⁻¹*К⁻¹ (допускається приймати рівною 1,01·10³ Дж*кг⁻¹*К⁻¹);

T_o - початкова температура повітря, °К.

У разі обертання у приміщенні ГГ, ЛЗР або ГР, під час визначення значення маси m , яке входить до формул (3.1) і (3.4), допускається враховувати роботу аварійної вентиляції, якщо вона забезпечена резервними вентиляторами, автоматичним пуском у разі перевищення максимально допустимої вибухобезпечної концентрації речовин у повітрі та електрозабезпеченням за першою категорією надійності (ПУЕ) за умови розміщення пристроїв для видалення повітря з приміщення у безпосередній близькості від місця можливої аварії (апарату, установки тощо).

При цьому масу m ГГ або парів ЛЗР, або ГР, що нагріті до температури спалаху і вище, які потрапили в об'єм приміщення, слід розділити на коефіцієнт K , що визначають за формулою:

$$K = A \cdot \tau + 1, \quad (3.5)$$

де A - кратність повітрообміну, що створює аварійна вентиляція, с^{-1} ;

τ - тривалість потрапляння ГГ та парів ЛЗР і ГР до об'єму приміщення, с.

Масу m , кг, газу, що потрапив до приміщення під час розрахункової аварії, визначають за формулою:

$$m = (V_a + V_T) \cdot \rho_{r,n}, \quad (3.6)$$

де V_a - об'єм газу, що вийшов з апарата, м^3 ;

V_T - об'єм газу, що вийшов з трубопроводів, м^3 ;

$\rho_{r,n}$ - густина газу при розрахунковій температурі t_p , $\text{кг} \cdot \text{м}^{-3}$, що визначається за формулою (3.2).

При цьому:

$$V_a = \frac{P_1}{P_0} \cdot V = 0,01 \cdot P_1 \cdot V, \quad (3.7)$$

де P_1 - тиск в апараті, кПа;

V - об'єм апарата, м^3 ;

P_0 - атмосферний тиск, що дорівнює 101,3 кПа.

$$V_T = V_{1T} + V_{2T}, \quad (3.8)$$

де V_{1T} - об'єм газу, що вийшов з трубопроводу до його перекривання, м^3 ;

V_{2T} - об'єм газу, що вийшов з трубопроводу після його перекривання, м^3 ;

$$V_{1T} = q \cdot \tau, \quad (3.9)$$

де q - витрата газу, яку визначають згідно з технологічним регламентом залежно від тиску у трубопроводі, його діаметру, температури газового середовища тощо, $\text{м}^3 \cdot \text{с}^{-1}$;

τ - час, який визначають за п. 3.1.2, с;

$$V_{2T} = \pi \frac{P_2}{P_0} V \cdot (r^2_1 L_1 + r^2_2 L_2 + \dots + r^2_n L_n) = 0,01 \pi (r^2_1 L_1 + r^2_2 L_2 + \dots + r^2_n L_n), \quad (3.10)$$

де P_2 – максимальний тиск в трубопроводі за технологічним регламентом, кПа;

r – внутрішній радіус трубопроводів, м;

L – довжина трубопроводів від аварійного апарата до засувки, м;

P_0 – атмосферний тиск, що дорівнює 101,3 кПа.

Масу парів рідини m , які потрапили до приміщення при наявності декількох джерел випаровування (поверхня розлитої рідини, поверхня зі свіжнанесеною рідиною, відкриті ємності тощо), визначають за формулою:

$$m = m_p + m_{\text{емн}} + m_{\text{св}}, \quad (3.11)$$

де m_p — маса рідини, що випарувалася з поверхні розливу;

$m_{\text{емн}}$ — маса рідини, що випарувалася з поверхонь відкритих ємностей, кг;

$m_{\text{св}}$ — маса рідини, що випарувалася з поверхонь, на які була нанесена свіжа рідина, кг.

За цих умов кожен з складових у формулі (3.11) визначають за формулою:

$$m = W \cdot F_g \cdot \tau, \quad (3.12)$$

де W - інтенсивність випаровування, $\text{кг} \cdot \text{с}^{-1} \cdot \text{м}^{-2}$;

F_g - площа випаровування, м^2 , яку визначають відповідно до п. 3.1.2 залежно від маси рідини m_p , що потрапила до приміщення;

τ - тривалість випаровування, с.

У разі, якщо аварійна ситуація пов'язана з можливим надходженням рідини в розпиленому стані, то вона має бути врахована у формулі (3.11) шляхом введення додаткової складової, яка враховує загальну масу рідини, що надійшла від розпилювальних пристроїв, виходячи з тривалості їхньої роботи.

Інтенсивність випаровування W визначають за довідниковими та експериментальними даними. Для ЛЗР, які не нагріті вище температури

навколишнього середовища, у разі відсутності таких даних, допускається розраховувати W за формулою:

$$W = 10^{-6} \cdot \eta \cdot (M)^{\frac{1}{2}} \cdot P_n \quad (3.13)$$

де η - коефіцієнт, який приймають за таблицею 3 залежно від швидкості повітряного потоку, що створюється аварійною вентиляцією, та температури повітряного потоку над поверхнею випаровування (у разі відсутності аварійної вентиляції η дорівнює 1);

M - молярна маса, г·моль⁻¹;

P_n - тиск насиченої пари за розрахунковою температурою рідини t_p , визначений за довідниковими даними відповідно до вимог п. 5.4, кПа, або за формулою:

$$P_n = 0,133 \cdot 10^{A - \frac{B}{C_a + t_p}} \quad (3.14)$$

де: A , B , C_a - константи Антуана (довідникові дані).

Коефіцієнт η , який приймають залежно від швидкості повітряного потоку, що створюється аварійною вентиляцією, наведений у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5

Значення коефіцієнта η залежно від швидкості повітряного потоку та температури повітря у приміщенні

Швидкість повітряного потоку у приміщенні, м·с ⁻¹	Значення коефіцієнта η за температури повітря у приміщенні t , °C				
	10	15	20	30	35
0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,1	3,0	2,6	2,4	1,8	1,6
0,2	4,6	3,8	3,5	2,4	2,3
0,5	6,6	5,7	5,4	3,6	3,2
1,0	10,0	8,7	7,7	5,6	4,6

3.5.2. Розрахунок надлишкового тиску вибуху для горючого пилу

Розрахунок надлишкового тиску вибуху ΔP , кПа, проводять за формулою (3.4), де коефіцієнт Z участі пилу у завислому стані (аерозоль) у вибуху розраховується за формулою:

$$Z = 0,5 \cdot F, \quad (3.15)$$

де F — масова частка частинок пилу розміром менше критичного. З перевищенням критичного розміру частинок пилу аерозоль стає вибухобезпечною, а саме такою, що нездатна поширювати полум'я. У разі відсутності можливості отримання даних щодо масової частки пилу розміром частинок менше критичного допускається приймати $Z = 0,5$.

Розрахункову масу пилу, що знаходиться у стані аерозолі в об'ємі приміщення в результаті аварійної ситуації, m , кг, визначають за формулою:

$$m = m_{36} + m_{ав}, \quad (3.16)$$

де m_{36} — розрахункова маса частини відкладеного у приміщенні пилу, що перейшла у стан аерозолі, кг;

$m_{ав}$ - розрахункова маса пилу, що надійшла до приміщення в результаті аварійної ситуації з апаратів та технологічного обладнання, кг.

Розрахункову масу пилу, що перейшов у стан аерозолі, m_{36} визначають за формулою:

$$m_{36} = K_{36} \cdot m_n, \quad (3.17)$$

де K_{36} — частка пилу, що відклався у приміщенні, здатного перейти у стан аерозолі в результаті аварійної ситуації. У разі відсутності експериментальних даних щодо значення K_{36} , допускається приймати $K_{36} = 0,9$;

m_n — маса пилу, що відклалась у приміщенні до моменту аварії, кг.

Розрахункову масу пилу, що потрапила до приміщення з апарату або технологічного обладнання в результаті аварійної ситуації, $m_{ав}$, визначають за формулою:

$$m_{ав} = (m_{ап} + q \cdot \tau) \cdot K_{п}, \quad (3.18)$$

де $m_{ап}$ - маса горючого пилу, що викидається до приміщення з апарату, кг;

q - витрата, з якою продовжують надходити пилоподібні речовини до аварійного апарату по трубопроводах до моменту їх перекривання, $\text{кг} \cdot \text{с}^{-1}$;

τ - час перекривання, с;

$K_{п}$ — коефіцієнт пилення, що являє собою відношення маси пилу у стані аерозолу до усїєї маси пилу, який надійшов з апарату до приміщення. У разі відсутності експериментальних даних щодо значення $K_{п}$, допускається приймати:

для пилу з дисперсністю не менше ніж 350 мкм $K_{п} = 0,5$;

для пилу з дисперсністю менше ніж 350 мкм $K_{п} = 1,0$.

Масу пилу, що відклався у приміщенні до моменту аварії, визначають за формулою:

$$m_{п} = K_{Г} \cdot (1 - K_{пр}) \cdot (m_1 + m_2), \quad (3.19)$$

де $K_{Г}$ — частка горючого пилу в загальній масі відкладень пилу;

m_1 - маса пилу, що осідає на важкодоступних для прибирання поверхнях у приміщенні за період часу між генеральними прибираннями, кг; m_2 - маса пилу, що осідає на доступних для прибирання поверхнях у приміщенні за період часу між поточними прибираннями, кг;

$K_{пр}$ - коефіцієнт ефективності прибирання пилу, який приймається у разі прибирання пилу вручну:

у разі сухого прибирання - 0,6;

у разі вологого прибирання - 0,7.

У разі застосування автоматичних засобів прибирання пилу коефіцієнт ефективності прибирання пилу складає:

для рівної підлоги - 0,9;

для підлоги з вибоїнами (до 5 % площі) - 0,7.

Під важкодоступними для прибирання площами розуміють поверхні у виробничих приміщеннях, очищення яких здійснюють тільки під час генеральних прибирань пилу. Під доступними для прибирання площами, розуміють поверхні у виробничих приміщеннях, пил з яких видаляють у процесі поточних прибирань (кожної зміни, щодоби тощо).

Маса пилу m_i ($i = 1$ (важкодоступні місця); $i = 2$ (доступні місця), що осідає на різних поверхнях у приміщенні за період між прибираннями, визначають за формулою:

$$m_i = M_i \cdot (1 - \alpha) \beta_i, \quad (i = 1, 2) \quad (3.20)$$

де $M_i = \sum_j M_{ij}$ — маса пилу, що потрапляє до об'єму приміщення за період часу між генеральними прибираннями пилу, кг;

M_{1j} — маса пилу, що виділяється одиницею обладнання, яке пилить, за вказаний період, кг;

$M_2 = \sum_j M_{2j}$ — маса пилу, що потрапляє до об'єму приміщення за період часу між поточними прибираннями пилу, кг;

M_{2j} — маса пилу, що виділяється одиницею обладнання, яке пилить, за вказаний період, кг;

α — частка пилу, що потрапляє до об'єму приміщення і який видаляється витяжними вентиляційними системами. У разі відсутності експериментальних даних щодо значення α , приймають $\alpha = 0$;

β_1, β_2 - частки пилу, який потрапляє до об'єму приміщення та осідає відповідно на важкодоступних і доступних для прибирання поверхнях приміщення ($\beta_1 + \beta_2 = 1$).

У разі відсутності даних щодо значень коефіцієнтів β_1 та β_2 , допускається приймати $\beta_1 = 1, \beta_2 = 0$.

Значення M_i ($i = 1,2$) може бути також визначена експериментально (або за аналогією з діючими зразками виробництв) у період максимального завантаження обладнання за формулою:

$$M_i = \sum_j (G_{ij} \cdot F_{ij}) \cdot \tau_i, \quad (i = 1,2) \quad (3.21)$$

де G_{1j} , G_{2j} - інтенсивність відкладення пилу відповідно на важкодоступних F_{1j} (m^2) і доступних F_{2j} (m^2) площах, $кг \cdot m^{-2} \cdot c^{-1}$;

τ_1 , τ_2 - проміжки часу відповідно між генеральними і поточними прибираннями пилу, с.

За умови відсутності даних про масу горючого пилу і волокон, що виділяється в об'ємі приміщення між прибираннями, про масу пилу, що осідає на важкодоступних для прибирання місцях, і, як наслідок, неможливість виконання розрахунків приймати категорію приміщення – Б.

Розрахунковий надлишковий тиск вибуху ΔP для речовин і матеріалів, які здатні вибухати та горіти під час взаємодії з **водою, киснем повітря або один з одним**, визначають за формулою (3.4), приймаючи, що $Z = 1$ і H_T – це енергія, яка виділяється під час взаємодії вищевказаних речовин (з урахуванням того, що вищевказаний процес взаємодії проходить до кінця, тобто до утворення кінцевих продуктів), або експериментально під час натурних випробувань. У випадку, якщо визначити величину ΔP неможливо, слід приймати її більшою за 5 кПа.

Розрахунковий надлишковий тиск вибуху ΔP для складних вибухонебезпечних сумішей, які містять **ГГ (пари) і пил**, визначають за формулою:

$$\Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2, \quad (3.22)$$

де ΔP_1 - тиск вибуху, обчислений для ГГ (парів);

ΔP_2 - тиск вибуху, що обчислений для горючого пилу.

3.6. Класифікація пожежонебезпечних зон та категорії приміщень

Пожежонебезпечна зона - простір у приміщенні або за його межами, у якому постійно або періодично знаходяться (зберігаються, використовуються або виділяються під час технологічного процесу) горючі речовини як при нормальному технологічному процесі, так і при його порушенні в такій кількості, яка вимагає спеціальних конструктивних заходів під час монтажу та експлуатації електрообладнання.

Пожежонебезпечні зони класифікуються відповідно від наявності типу горючого середовища та місця їх знаходження.

Пожежонебезпечна зона класу П-I - простір у приміщенні, у якому знаходиться горюча рідина, яка має температуру займання понад +61 °С.

Пожежонебезпечна зона класу П-II - простір у приміщенні, у якому можуть накопичуватися і виділятися горючий пил або волокна.

Пожежонебезпечна зона класу П-IIIa - простір у приміщенні, у якому знаходяться тверді горючі речовини та матеріали.

Пожежонебезпечна зона класу П-III - простір поза приміщенням, в якому знаходяться горюча рідина, яка має температуру займання понад +61°С або тверді горючі речовини.

Межі пожежонебезпечної зони визначаються в залежності від технологічних процесів, які застосовуються в пожежонебезпечному середовищі.

За вибухопожежною та пожежною небезпекою приміщення та будинки згідно НАПБ Б. 03. 005 - 07 поділяють також ще на категорії А, Б, В, Г та Д, а зовнішні установки – на категорії А_з, Б_з, В_з, Г_з та Д_з.

Категорії приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою визначають для найбільш несприятливого у відношенні пожежі або вибуху періоду, виходячи з виду горючих речовин і матеріалів, які знаходяться (обертаються) в апаратах, приміщеннях та зовнішніх установках, їх кількості, пожежонебезпечних властивостей, особливостей технологічних процесів.

Визначати категорію приміщень слід послідовно по низхідній – від більш вибухопожежонебезпечної категорії А до Д.

Визначення пожежонебезпечних властивостей речовин та матеріалів проводиться на підставі результатів випробувань або розрахунків за стандартними методиками з урахуванням параметрів стану (тиску, температури тощо). Під час розрахунків допускається використання довідникових даних.

У разі відсутності даних про показники пожежної безпеки горючих сумішей речовин і матеріалів допускається приймати показники пожежної безпеки вказаних речовин і матеріалів за найбільш небезпечним компонентом.

Категорії приміщень за вибухопожежною та пожежною безпекою приймаються відповідно до таблиці 3.6.

Визначення категорій приміщень слід здійснювати шляхом послідовної перевірки належності приміщення до категорій, які наведені у даній таблиці, від найвищої (категорія А) до найнижчої (категорія Д).

Таблиця 3.6

Категорії приміщень за вибухопожежною і пожежною безпекою

Категорія	Характеристика речовин і матеріалів, що знаходяться (обертаються) у приміщенні
А вибухопожежо-небезпеч	Горючі гази (ГГ), легкозаймісті рідини (ЛЗР) з температурою спалаху не більше 28°C у такій кількості, що можуть утворювати вибухонебезпечні газопароповітряні суміші, у разі займання яких розвивається розрахунковий надлишковий тиск вибуху у приміщенні, який перевищує 5 кПа. Речовини і матеріали, здатні вибухати і горіти при взаємодії з водою, киснем повітря або один з одним, у такій кількості, що розрахунковий надлишковий тиск вибуху в приміщенні перевищує 5 кПа.
Б вибухопожежо-небезпеч	Горючий пил, волокна, легкозаймісті рідини з температурою спалаху більше 28°C, горючі рідини (ГР) в такій кількості, що можуть утворювати вибухонебезпечні пилоповітряні або пароповітряні суміші, у разі займання яких розвивається розрахунковий надлишковий тиск вибуху у приміщенні, що перевищує 5 кПа.
В пожежо-небезпечна	Горючі гази (ГГ), легкозаймісті, горючі і важкогорючі рідини, а також речовини та матеріали, які здатні при взаємодії з водою, киснем повітря або один з одним вибухати і горіти або тільки горіти; горючий пил і волокна, тверді горючі та важкогорючі речовини і матеріали, за умови, що приміщення, в яких вони знаходяться (обертаються), не відносяться до категорій А, Б і питома пожежна навантага для твердих і рідких легкозаймістих та горючих речовин на окремих ділянках,

	площею не менше 10 м ² кожна, перевищує 180 МДж/м ² . ²
Г	Негорючі речовини і матеріали у гарячому, розпеченому або розплавленому стані, процес обробки яких супроводжується виділенням променистого тепла, іскор та полум'я; горючі гази (ГГ), рідини та тверді речовини, що спалюються або утилізуються як паливо.
Д	Речовини і матеріали, що вказані вище для категорій приміщень А, Б, В (крім горючих газів) у такій кількості, що їх питома пожежна навантага для твердих і рідких горючих речовин на окремих ділянках площею не менше 10 м ² кожна не перевищує 180 МДж/м ² , а також, негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані, за умови, що приміщення, в яких знаходяться (обертаються) вищевказані речовини і матеріали, не відносяться до категорій А, Б і В.

Примітка 1. Площа окремих ділянок для твердих і рідких важкогорючих, горючих та легкозаймистих речовин, що утворюють пожежну навантагу, визначають за розмірами проекції їх площі розміщення (складування), а також площі розливу під час розрахункових аварій на горизонтальну поверхню підлоги.

Примітка 2. Приміщення відноситься до категорії В, якщо його площа менше або дорівнює 10 м² і в ньому знаходяться (обертаються) горючі матеріали і речовини, що утворюють пожежну навантагу, за умови, що приміщення не відноситься до категорії А і Б.

3.7. Виконання і маркування вибухозахищеного електрообладнання

4.7.1. Вплив коротких замикань на фактор вибухонепроникливості

Для забезпечення надійності технологічного процесу та безпеки виробництва електричне обладнання на об'єкті повинно відповідати навколишньому середовищу. В залежності від ступеню захисту електрообладнання підрозділяють на загальнопромислове та вибухозахищене.

Загальнопромислове електрообладнання – це електрообладнання, яке широко використовується в звичайних умовах. Воно виконане без спеціальних конструктивних вимог і не забезпечує безпеку експлуатації у вибухонебезпечному середовищі.

Вибухозахищене електротехнічне обладнання – електротехнічний виріб спеціального призначення, який виконано таким чином, що усунена або утруднена можливість запалення навколишнього вибухонебезпечного середовища під час експлуатації цього виробу.

Визначальним при виборі вибухозахищеного електрообладнання є його призначення, рівень та вид вибухозахисту.

У вибухонебезпечних зонах класів 1, 2, 21, 22 неприпустиме використання електрообладнання загального призначення. Тому в цих випадках треба використовувати електрообладнання, в якому вибухозахищеність забезпечується одним із кількох заходів щодо вибухозахисту:

- вибухонепроникливістю корпусу електрообладнання;
- підвищеною надійністю електрообладнання проти вибуху;
- іскробезпечністю електричного обладнання.

Прикладом вибухонебезпечного електрообладнання є комутаційні апарати (вимикачі, контактори, магнітні пускачі, колекторні електричні машини тощо), в середині корпусів яких часто появляються іскри або дугові розряди.

У вибухонепроникливому електрообладнанні всі електричні частини вміщаються у вибухонепроникливу оболонку, призначення якої полягає у недопущенні можливості виникнення за будь-яких умов загорання чи вибуху від електрообладнання вибухонебезпечного середовища. Такий ефект досягається, в основному, за рахунок вибухонепроникливості, вибухостійкості та температурного режиму оболонки електрообладнання.

Суть вибухонепроникливості оболонки полягає в тому, що утворювані в ній між фланцями щілини δ , через які порожнини оболонки зв'язані із зовнішнім середовищем, настільки малі у порівнянні із товщиною фланців l (рис. 3.1), що через таку щілину вибух не передається із середини оболонки в навколишнє середовище.

Під час експлуатації вибухонепроникливого електрообладнання вибухонебезпечні суміші можуть проникати в середину оболонки, де мають місце джерела запалювання навіть за нормальних умов, не кажучи вже про аварійні режими, що викличе вибух газо-пароповітряної суміші, яка проникла в середину оболонки. Внаслідок внутрішнього вибуху можуть виникнути короткі замикання,

які супроводжуються іскрами та електричними дугами і, відповідно, розтопленням, випаровуванням та розбризкуванням металу умовних електродів.

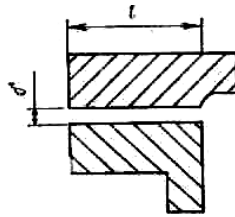


Рис. 3.1. Зображення фланців вибухонепроникливих оболонок

Експериментально з'ясовано, що розжарені дугою короткого замикання газу і металеві частини, викинуті з оболонки через фланцеві щілини в навколишнє середовище, є значно небезпечніші, ніж продукти вибуху газо- пароповітряних сумішей, запалених іскрою.

3.7.2. Конструктивно-технологічні засади виконання електрообладнання

Класифікація вибухонебезпечних сумішей дозволяє робити вибір того чи іншого вибухозахищеного електрообладнання, яке забезпечує вибухобезпечність в даному середовищі, а також дозволяє виконувати контроль за правильністю такого вибору.

Вибухозахищене електрообладнання повинно відповідати класу вибухонебезпечної зони, категорії та групі вибухонебезпечної суміші, а також умовам, які характеризують навколишнє середовище: температура, волога, запиленість та хімічна агресивність.

Відповідно до категорій вибухонебезпечних сумішей вибухозахищене електрообладнання ділиться на групи. Все вибухозахищене електрообладнання згідно з ДНАОП 0.00-1.32-01 належить до групи II.

Електрообладнання групи II, яке має вибухозахист „вибухонепрониклива оболонка” та „іскробезпечне електричне коло”, поділяється на три підгрупи, які відповідають вибухонебезпечним сумішам відповідно до таблиці 3.7.

Таблиця 3.7

Підгрупи електрообладнання групи II з видами вибухозахисту „вибухонепроникна оболонка” та (або) „іскробезпечне електричне коло”

Група електрообладнання	Підгрупа електрообладнання	Категорія вибухонебезпечної суміші, для якої електрообладнання є вибухозахищеним
II	--	IIA, IIB і IIC
	IIA	IIA
	IIB	IIA і IIB
	IIC	IIA, IIB і IIC

Відповідно до груп вибухонебезпечних сумішей вибухозахищене електрообладнання в залежності від значення граничної температури поділяється на шість температурних класів зазначених у таблиці 3.8.

Таблиця 3.8

Температурні класи електрообладнання групи II

Температурний клас електрообладнання	Гранична температура, °C	Група вибухонебезпечної суміші, для якої електрообладнання є вибухозахищеним
T1	450	T1
T2	300	T1 - T2
T3	200	T1 - T3
T4	135	T1 - T4
T5	100	T1 - T5
T6	85	T1 - T6

Згідно з ДНАОП 0.00-1.32-01 встановлені *рівні вибухозахисту електрообладнання*, що характеризують ступінь надійності електрообладнання:

- **Електрообладнання (електротехнічний пристрій) підвищеної надійності проти вибуху** – вибухозахищене електрообладнання, у якому вибухозахист забезпечується тільки у визначеному режимі його роботи. Знак рівня – 2.

- **Вибухозахищене електрообладнання (електротехнічний пристрій)** – вибухозахищене електрообладнання, у якому вибухозахист забезпечується як при нормальному режимі роботи, так і при ймовірних пошкодженнях, які визначаються умовами експлуатації, крім пошкоджень засобів вибухозахисту. Знак рівня – 1.

- **Особливо вибухозахищене електрообладнання** (електротехнічний пристрій) – вибухозахищене електрообладнання, у якому щодо вибухозахищеного електрообладнання (електротехнічного пристрою) вжито додаткових заходів вибухозахисту, які передбачені стандартами на види вибухозахисту. Знак рівня – **0**.

Вибір рівнів вибухозахисту пов'язують із класами зон.

Таблиця 3.9 (табл.4.7 – ДНАОП 0.00-1.32-01)

Допустимий рівень вибухозахисту і ступінь захисту оболонки електричних машин (стаціонарних і пересувних) залежно від класу вибухонебезпечної зони

Клас вибухонебезпечної зони	Рівень вибухозахисту і ступінь захисту
1	2
0	Особливо вибухозахищене електрообладнання
1	Вибухозахищене обладнання
2	Підвищеної надійності проти вибуху
20	Особливо вибухозахищене і вибухозахищене електрообладнання (за умови дотримання вимог згідно з п.4.6.9 ДНАОП 0.00-1.32-01)
21	Вибухозахищене електрообладнання (за умови дотримання вимог згідно з п.4.6.9 ДНАОП 0.00-1.32-01)
22	Без засобів вибухозахисту (за умови дотримання вимог згідно з п.4.6.9 ДНАОП 0.00-1.32-01). Частини машин, що дають іскріння (наприклад, контактні кільця), повинні бути замкнені в оболонку зі ступенем захисту IP54.

Таблиця 3.10 (табл.4.8 – ДНАОП 0.00-1.32-01)

Допустимий рівень вибухозахисту і ступінь захисту оболонки електричних апаратів та приладів (стаціонарних, пересувних і переносних) залежно від класу вибухонебезпечної зони

Клас вибухонебезпечної зони	Рівень вибухозахисту і ступінь захисту
1	2
0	Особливо вибухозахищене електрообладнання
1	Вибухозахищене обладнання
2	Підвищеної надійності проти вибуху. Дозволяється застосовувати електро-обладнання без засобів вибухозахисту для апаратів і приладів, що не іскрять і не нагріваються вище +80°C в оболонці зі ступенем захисту не менше IP54
20	Особливо вибухозахищене і вибухозахищене електрообладнання (за умови дотримання вимог згідно з п.4.6.9 ДНАОП 0.00-1.32-01)
21	Вибухозахищене електрообладнання (за умови дотримання вимог згідно з п.4.6.9 ДНАОП 0.00-1.32-01)

22	Без засобів вибухозахисту (за умови дотримання вимог згідно з п.4.6.9 ДНАОП 0.00-1.32-01). Оболонки зі ступенем захисту не менше IP54.
----	--

Таблиця 3.11 (табл.4.9 – ДНАОП 0.00-1.32-01)

Допустимий рівень вибухозахисту і ступінь захисту оболонки електричних світильників (стаціонарних і переносних) залежно від класу вибухонебезпечної зони

Клас вибухонебезпечної зони	Рівень вибухозахисту і ступінь захисту
1	2
0	Особливо вибухозахищене електро-обладнання
1	Вибухозахищене обладнання
2	Підвищеної надійності проти вибуху з видом захисту „п”. Дозволяється застосовувати світильники, в яких відсутні засоби вибухобезпеки за умови, що максимальна температура поверхні світильника не перевищує значень, які наведені в таблиці 1 ГОСТ 2278.0. Ступінь захисту IP54. Умови використання таких світильників повинні бути узгоджені в установленому порядку. Світильники з люмінесцентними лампами відповідно до ГОСТ 17677 повинні мати ступінь захисту не нижче IP53
20	Особливо вибухозахищене і вибухо-захищене електрообладнання (за умови дотримання вимог згідно з п.4.6.9 ДНАОП 0.00-1.32-01)
21	Електрообладнання підвищеної надійності проти вибуху (за умови дотримання вимог згідно з п.4.6.9 ДНАОП 0.00-1.32-01)
22	Без засобів вибухозахисту (за умови дотримання вимог згідно з п.4.6.9 ДНАОП 0.00-1.32-01). Оболонки зі ступенем захисту не менше IP54.

Згідно з ДНАОП 0.00-1.32-01 встановлені *види вибухозахисту електрообладнання:*

Вибухонепроникна оболонка виду „d” – оболонка, яка утримує тиск всередині та унеможлиблює його розповсюдження з оболонки в навколишнє вибухонебезпечне середовище.

Іскробезпечне електричне коло “i” – електричне коло монтується так, щоб електричний розряд або нагрівання не могли запалити вибухонебезпечне середовище в умовах спеціальних випробувань, тому що кількість теплової енергії, що виділяється, недостатня для запалення.

Захист виду „e” – вид вибухозахисту, який полягає в тому, що в електрообладнанні або його вузлах нема деталей, що нормально іскрять і додатково вжито заходів, які утруднюють появу небезпечного нагрівання, електричних іскор і дуг.

Захист „масляне заповнення оболонки виду ”о” – вид вибухозахисту електрообладнання, в якому оболонка електрообладнання заповнюється маслом або рідким негорючим діелектриком.

Захист „заповнення або продування обладнання надлишковим тиском виду „р” – вид вибухозахисту електрообладнання, в якому оболонка електрообладнання заповнюється або продувається надлишковим тиском повітря чи інертного газу.

Захист „кварцеве заповнення оболонки виду „q” – вид вибухозахисту електрообладнання, за якого оболонка електрообладнання заповнюється кварцевим піском або іншим негорючим порошком.

Захист „герметизація компаундом „т” – вид вибухозахисту електрообладнання, в якому будь-яка його частина, яка здатна запалити вибухонебезпечне середовище через іскріння або нагрівання, замкнена в компаундну оболонку.

Спеціальний вид вибухозахисту „s” – вибухозахист, заснований на принципах, відмінних від наведених вище видах вибухозахисту електрообладнання, але достатніх для його здійснення.

Спеціальний вид вибухозахисту „n” - електрообладнання, що відповідає вимогам стандартів щодо електричних приладів, які в нормальному режимі експлуатації не мають нагрітих поверхонь, здатних до загорання, та не створюють електричних дуг або іскор. Електричні параметри (напруга, струм, індуктивність та ємність) в їх колах, включаючи кабелі, не перевищують значень, наведених у ГОСТ 22782.5 з коефіцієнтом 1.

Електрообладнання з цим видом вибухозахисту слід застосовувати для вибухобезпечних зон класу 2.

3.7.3. Маркування вибухозахищеного електрообладнання

Маркування вибухозахищеного електрообладнання містить умовні позначення всіх його характеристик в такій послідовності (зліва направо):

- знак рівня вибухозахисту електрообладнання (2, 1, 0);
- знак Ex, який вказує на відповідність електрообладнання стандартам на вибухозахищене електрообладнання (Explosionproof – вибухозахищений);
- знак виду вибухозахисту (d, p, i, q, o, e, s, m, n);
- знак групи або підгрупи електрообладнання (II, IIA, IIB, IIC);
- знак температурного класу електрообладнання (T1, T2, T3, T4, T5, T6).

У маркуванні вибухозахисту можуть міститися додаткові знаки і написи відповідно до стандартів на електрообладнання з окремими видами вибухозахисту.

Зокрема у маркуванні іскробезпечних кіл – знаки a, b, c.

Знак „X”, який може знаходитися після позначення маркування вибухозахисту електротехнічного пристрою, означає, що в експлуатаційній документації на нього вказані особливі умови монтажу (або) експлуатації, пов’язані з забезпеченням його вибухозахисту.

Таблиця 3.12

Приклади маркування вибухозахищеного електрообладнання

Рівень вибухо-захисту	Вид вибухо-захисту	Група (підгрупа)	Температурний клас	Маркування вибухо-захисту
1	2	3	4	5
Електрообладнання підвищеної надійності проти вибуху	Захист виду „e”	II	T6	2ExeIIT6
	Іскробезпечне електричне коло	II C	T6	2Exi _c IICT6
	Продування оболонки надлишковим тиском	II	T6	2ExpIIT6
Вибухозахищене електрообладнання	Вибухонепрониклива оболонка	II A	T3	1ExdIIAT3
	Іскробезпечне електричне коло	II C	T6	1Exi _b IICT6
	Кварцеве заповнення	II	T6	1ExqIIT6
	Спеціальний і	II A	T6	1ExsdIIAT6

	вибухонепрониклива оболонка			
	Спеціальний, іскробезпечне електричне коло і вибухонепрониклива оболонка	II B	T4	1Exsi _B II BT4
Особливо вибухозахищене електрообладнання	Іскробезпечне коло	II C	T6	OExiaII CT6
	Іскробезпечне електричне коло і вибухонепрониклива оболонка	II A	T4	OExiadII AT4
	Спеціальний та іскробезпечне електричне коло	II	T4	OExsiadII CT4
	Спеціальний	II	T4	OExsII T4



Рис. 3.2. Електродвигуни вибухозахищеного виконання марки 2ExdIIAT3 та B1Г



Рис. 3.3. Електросвітільники вибухозахищеного виконання марки В4А, В3Г та Н0Г

Приклад. Визначити виконання електродвигунів для встановлення в цеху отримання ацетилену.

1. Визначаємо клас зони: **2** (п.4.5.4 ДНАОП 0.00-1.32-01).
2. Визначаємо рівень вибухозахисту: підвищена надійність проти вибуху - **2** (табл.4.7 ДНАОП 0.00-1.32-01) .
3. Визначаємо параметри вибухонебезпечного середовища: **ПС Т2** (табл. 7.3.3 ПУЭ).
4. Визначаємо групу, підгрупу і температурний клас двигуна: **ПС Т2** (табл.4.3-4.4 ДНАОП 0.00-1.32-01).
5. Записуємо маркування електродвигуна: **2Ex...ПСТ2**

РОЗДІЛ 4.

ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ

4.1. Основні поняття про електромережі. Терміни та визначення.

Електричні мережі є елементами електроенергетичних систем і призначені для пересилання та розподілу електричної енергії на певній території. За рівнем напруги електричні мережі поділяються на низьковольтні та високовольтні. До низьковольтних відносяться всі електричні мережі, однофазні та трифазні, напругою до 1000 В, а мережі напругою понад 1000 В утворюють групу високовольтних.

За конструктивним виконанням мережі бувають повітряні та кабельні. За функціональним призначенням електричні мережі поділяються на пересильні (передавальні), розподільчі, живлячі та інші. Пересильні електричні мережі як правило є високої і надвисокої напруги через, які пересилаються великі потоки електричної енергії на далекі відстані. Часто пересильні електромережі є елементами міжсистемних зв'язків, які працюють в реверсивному режимі з напругами 330 – 750 кВ. До засобів захисту та управління таких електромереж ставиться особливі вимоги через можливість зміни електроенергетичних потоків в тому чи іншому напрямі. Електричні мережі напругою 110 – 220 кВ переважно виконують функцію пересильних за допомогою яких електроенергія передається від центрів живлення до центрів споживання. Електричні мережі напругою 35 кВ, а інколи і 110 кВ виконують функції живлячих, за допомогою яких електрична енергія підводиться від центрів споживання до конкретних об'єктів (промислових підприємств середньої і великої потужності, таких як металургійні заводи, шахти, кар'єри, хімічні комбінати і т.п.). Для розподілу електричної енергії на територіях підприємств використовуються розподільчі мережі напругою 6 – 10 кВ. Як правило такі мережі виконуються у вигляді кабельних ліній, які прокладаються в лотках, на естакадах та в кабельних тунелях. Розподіл електричної енергії в населених пунктах сільської місцевості чи невеликих міст відбувається за

допомогою електричних мереж напругою 6 – 10 кВ виконаних у вигляді повітряних ліній, які є дешевшими і простішими в експлуатації. Електричні мережі до 1000 В використовуються для розподілу електричної енергії в межах цехів та невеликих територій населених пунктів (сіл, селищ) і в даний час як правило виконуються з ізольованих трифазних та однофазних двопровідних повітряних проводів (СП) або кабельних ліній. Ці мережі переважно є розподільчими та живлячими або підвідними, оскільки за їх допомогою електрична енергія підводиться безпосередньо до споживачів (житлові будинки, технологічне індивідуальне чи групове обладнання і т.п.).

Розподільчі та живлячі мережі утворюють системи електропостачання. Системи електропостачання разом з конкретними споживачами електричної енергії утворюють електроустановки в яких відбувається перетворення електричної енергії в інші види енергії. Оскільки з електроустановками обслуговуючий персонал має безпосередній контакт і може бути наражений на робочі напруги електроустановок то з метою недопущення уражень людей електричним струмом в електроустановках передбачаються пристрої заземлення. Заземлення – це встановлення системи, яка дозволить у разі виникнення перенапруги в мережі, прямого удару блискавки або інших причин відвести заряд у землю. Заземлення необхідно для безпечної і безперебійної роботи електрообладнання на таких об'єктах, як атомні станції, потужні підприємства, так і в домашніх умовах.

4.2. Електроенергетичні системи та їх компоненти.

Електроенергетична система (ЕЕС) – це сукупність електростанцій (ЕС) та електричних мереж (ЕМ), розташованих на визначеній території та зв'язаних між собою і пов'язаних спільним режимом роботи у безперервному процесі виробництва, пересилання та розподілу електроенергії в умовах загального керування цим режимом.

Згідно с таким визначенням в ЕЕС електроенергія виробляється, пересилається та розподіляється між споживачами. Споживачі електроенергії до складу ЕЕС не належать, бо мають власні системи керування режимами та організаційно-економічного управління. Проте їхні електроустановки разом з електроустановками ЕЕС утворюють спільну *електричну систему*, яка відображає існування єдиного процесу генерування, пересилання, розподілу та споживання електроенергії. Електрична система є технічним об'єктом, який не має єдиної системи керування і не підлягає окремому техніко-економічному аналізу. Але вона є базою для аналізу режимів та процесів ЕЕС.

Електроустановка – це електрообладнання разом із системами забезпечення його роботи. Електроустановки призначені для виробництва, пересилання, розподілу та споживання електроенергії. До них належать генератори ЕС, трансформатори підстанцій (ПС), лінії електропередачі (ЛЕП) та всі види електроприймачів (двигуни, електropечі тощо). Трансформатор, виготовлений на заводі, класифікують як електрообладнання, а трансформатор встановлений на ПС, класифікують як електроустановку, бо тут додані системи забезпечення його роботи : захисту і автоматики, пожежогасіння, зливу оливи на випадок пошкодження корпусу тощо.

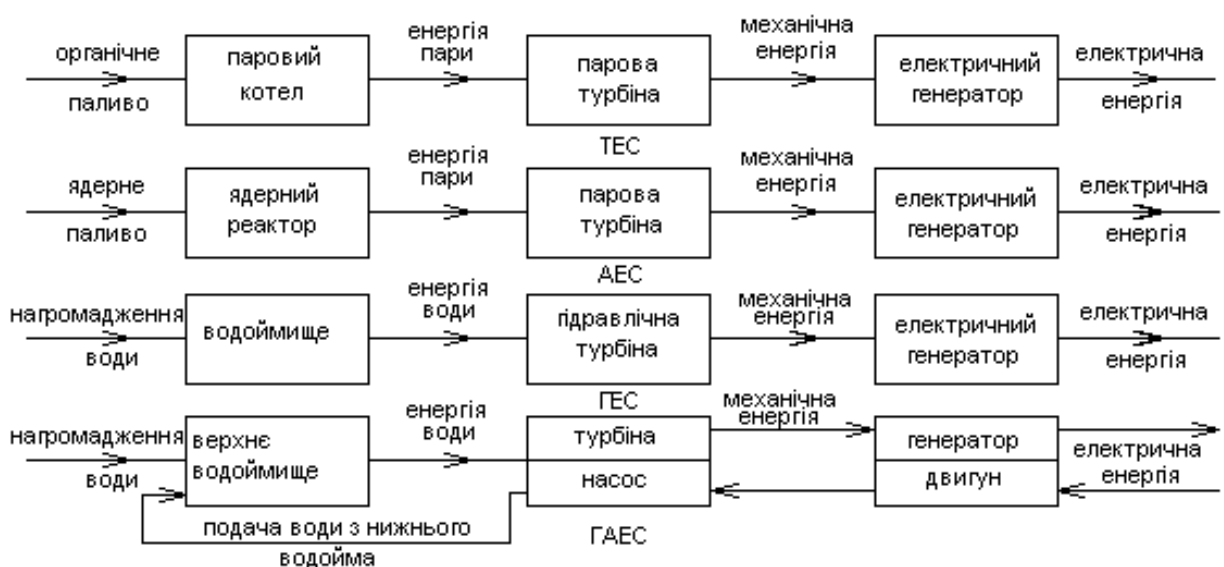


Рис.4.1. Узагальнені схеми виробництва електроенергії на ЕС різних типів.

ЕЕС, об'єднуючи ЕС та ЕМ для спільної роботи, займають певну територію (територіальний район). В Україні функціонують вісім районних ЕЕС (Київенерго, Львівенерго, Донбасенерго і т.д.), які лініями електропередачі сполучені в одну об'єднану електроенергетичну систему України.

Виробництво електричної енергії. В ЕЕС електрична енергія виробляється на ЕС. В Україні функціонують ЕС таких типів: теплові (ТЕС), атомні (АЕС), гідравлічні (ГЕС) та гідроакumuлюючі (ГАЕС). На цих ЕС електроенергія виробляється згідно із зображенням на рис.4.1 узагальненими схемами.

Як органічне паливо на ТЕС використовується вугілля, газ, мазут. Якщо газ і мазут надходять в пальники парового котла безпосередньо, то вугілля потребує попереднього розмелювання в порошок. У паровому котлі очищена вода перетворюється в пару високої температури і тиску, яка попадає до лопатей парової турбіни, що обертає генератор з високою сталою швидкістю.

На АЕС ядерне паливо використовується в вигляді так званих ТВЕЛів (теплових елементів) – спеціально виготовлених зі збагаченого урану стержнів. Вони встановлюються у гнізда басейну ядерного реактора, де протікає реакція поділу атомів урану, що супроводжується виділенням значної кількості тепла. Далі технологічний процес на АЕС такий же як і на ТЕС. Потужність АЕС практично не регулюється. Вони працюють зі сталим близьким до максимального навантаженням, що не вигідно для енергосистем, бо вночі споживання електроенергії різко зніжується.

На ГЕС отримана електроенергія найдешевша, тому що нагромадження води у водоймах відбувається природним способом. Крім того ГЕС дуже вигідний для режимів енергосистем, бо легко збільшують чи зменшують видачу потужності. Виробництво електроенергії екологічно чисте. Недоліками ГЕС є великі початкові капітальні затрати на виробництво греблі і затопленням значної площі землі, придатної для сільського господарства.

ГАЕС вдень виробляють електроенергію, працюючи як звичайні ГЕС, а вночі вони споживають електроенергію, бо переходять в режим перекачування води з нижнього водоймища у верхнє. Для цього генератори переходять в режим двигунів і турбіни починають працювати, як насоси. Тим самим ГАЕС компенсують режимні недоліки атомних станцій.

Безпосереднє виробництво електроенергії на ЕС виконують синхронні генератори. На ТЕС і АЕС – це парогенератори, а на ГЕС і ГАЕС – гідрогенератори. Генератори ЕС працюють в широких діапазонах навантажень та в різних режимах, що визначаються вимогами споживачів та режимами і схемами ЕМ. Синхронні генератори найвідповідальніші та конструктивно і технологічно найскладніші електроустановки. Генератор ЕС – це складний комплекс машин, апаратів та пристроїв, що включає синхронну машину, і апарати системи збудження, обладнання систем охолодження і змашування, пристрої автоматичного регулювання, технологічної та системної автоматики, управління, захисту і пожежогасіння.

Разом із синхронними генераторами на ЕС встановлюються ще підвищувальні трансформатори. Вони сполучаються за паралельними (рис.4.2,а) та блочними (рис.4.2,б) схемами. Паралельні схеми характерні для ЕС малої потужності, а блочні великої.

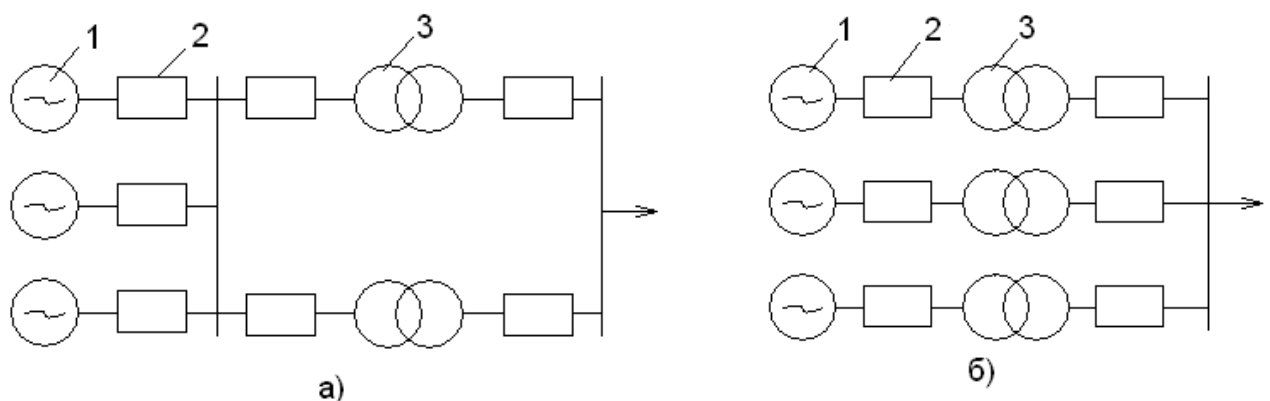


Рис.4.2. Паралельна (а) та блочна (б) схеми сполучення генераторів і трансформаторів ЕС: 1-синхронний генератор; 2-вимикач; 3-підвищувальний трансформатор.

Пересилання електроенергії: Пересилання електроенергії здійснюється лініями електропередачі і вимагає не менших затрат, ніж її виробництво, бо енергія споживається в різних пунктах як близьких так і віддалених від ЕС на сотні кілометрів. Ці пункти об'єднані з наявними ЕС лініями електропередачі, мереживо яких утворює електричну мережу ЕЕС. Шкала номінальних напруг електричних мереж наведена в табл.4.1

Генератори ЕС мають номінальні напруги в діапазоні 3-24 кВ, а ЛЕП, що відходять від ЕС - напруги в діапазоні 220-750 кВ. Таке значне збільшення напруги електропередач зумовлене необхідністю зменшувати струм ($I = S / U$) для зменшення втрат електроенергії ($\Delta P = I^2 R$) та перерізів проводів ЛЕП, щоб зменшити витрати металу на проводи та опори.

Таблиця 4.1

Номінальні напруги електричних мереж та електроприймачів.

Низькі напруги, В	Високі напруги, кВ
36, 127, 220, 380, 660	1,0; 3,0; 6,0; 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500,750

ЛЕП 220-750 кВ переважно повітряні. Їхні проводи багатодротинні (рис.4.3). Серцевина проводу сталевана, а поверхневі шари алюмінієві. Ці проводи підвішуються на опорах, зображених на рис.4.4.

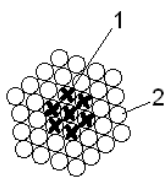


Рис.4.3. Багатодротинний провід.

1-сталь; 2-алюміній.

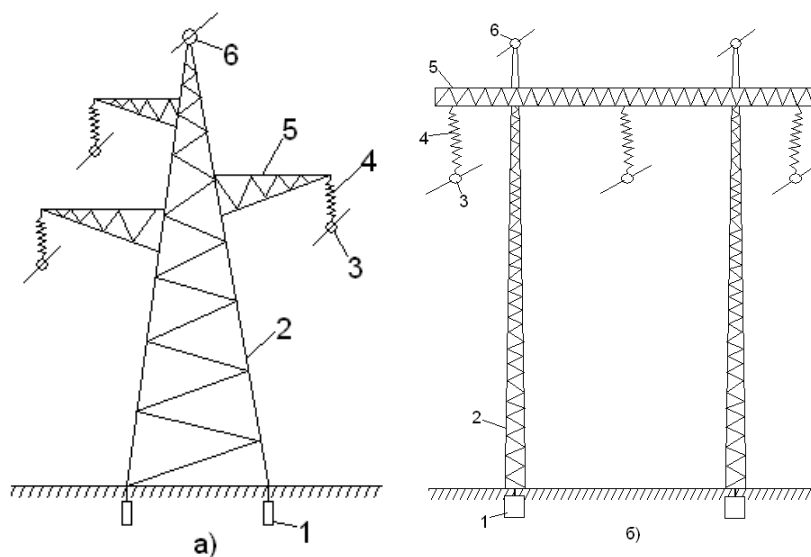


Рис.4.4. Опори ЛЕП 220-330 кВ (а) 500-750 кВ (б).

1-фундамент; 2-стояк; 3-провід; 4-гірлянда ізоляторів; 5-траверса; 6-трос.

ЛЕП 35-110 кВ та ЛЕП 6-10 кВ можуть біти як повітряними так і кабельними. Опори повітряних ліній тут значно простіші порівняно з лініями 220-750 кВ. Це, переважно, одиничні залізобетонні чи дерев'яні стовпи з траверсами. Кабелі прокладаються в землі, траншеях чи в каналах. На рис.4.5 зображено переріз трижильного кабеля 1-10 кВ з паперовою просоченою оливою фазною та поясною ізоляцією, мідними чи алюмінієвими тилами, свинцевою чи алюмінієвими тилами, свинцевою чи алюмінієвою оболонкою і сталеву броню.

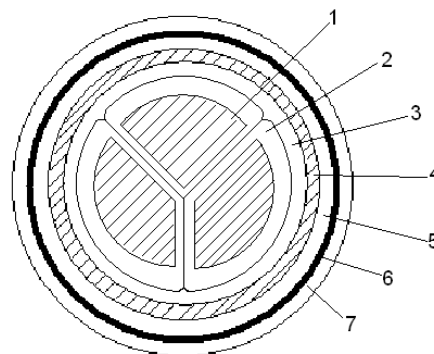


Рис.4.5 Переріз кабеля 1-10 кВ.

1-струмопровідна жила; 2-фазна ізоляція; 3-поясна ізоляція; 4-металева оболонка; 5-подушка під броню; 6-сталеві тили бронею; 7-захистне покриття.

Пересилання електроенергії на близькі й далекі відстані здійснюється лініями різних номінальних напруг. Для переходу від одної напруги до іншої, тобто для зміни напруги використовуються силові трансформатори. В різних пунктах приймання та відсилання електроенергії встановлено понижувальні трансформатори, які знижують напругу з 220-750 кВ до 35-110 кВ, а далі – до 6-10 кВ та 0,4 кВ. Понижувальні трансформатори разом з комутаційними, захисними та вимірювальними апаратами утворюють підстанції.

Розподіл електроенергії. На підстанціях (ПС) не тільки змінюються параметри електроенергії, але й відбувається її розподіл. Для розподілу електроенергії використовуються розподільні установки (РУ), які є невід'ємною частиною підстанції. Загальний потік електроенергії, якій проходить через силові трансформатори, РУ розподіляють на менші потоки і спрямовують їх до різних

пунктів з метою перетворення параметрів чи споживання електроенергії, тобто до суміжних ПС.

Схеми РУ ЕС та ПС складні. Основним їхнім елементом є шини (система металевих штаб, труб або проводів, до яких приєднані відгалуження) та вимикачі (основні комутаційні апарати призначені для вмикання ЛЕП та їх вимикання у нормальних і аварійних режимах). На рис.4.6. зображена схема РУ електростанції, де кожна відхідна ЛЕП вмикається чи вимикається двома вимикачами.

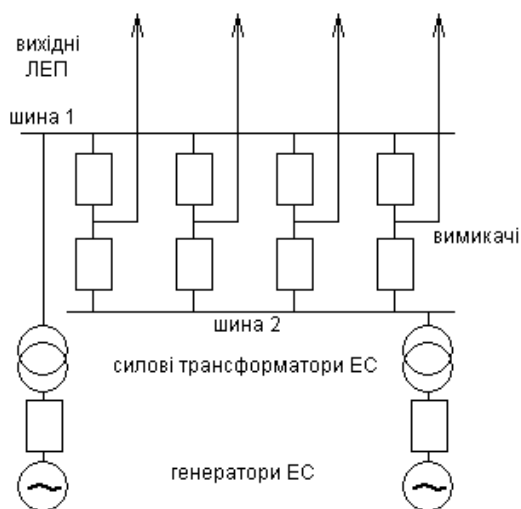


Рис. 4.6. Схема РУ електростанції

Споживання електроенергії. *Споживачем* електроенергії називають сукупність електроприймачів. *Електроприймач* – це електрична машина, апарат, агрегат, освітлення, тобто електроустановка, яка перетворює електроенергію в інші види енергії (двигун – в механічну, електричний – в теплову, лампа – у світлову і т.д.). Безпосереднє споживання електроенергії відбувається переважно на низькій напрузі і частково на високій напрузі 6-10 кВ (потужні двигуни, плавильні печі тощо).

З іншого боку споживач – це підприємство, організація, завод тощо, тобто юридична особа яка закупає електроенергію в електропостачальній організації. Характерним прикладом споживача електроенергії є квартира, де працюють окремі електроприймачі (освітлення, холодильник, телевізор, електроплитка

тощо) і ведеться сукупний облік електроенергії лічильником, встановленим у вхідному електрощитку.

Важливою характеристикою електроспоживача є його добовий графік навантаження $P_M(t)$, поданий на рис.4.7, де навантаження споживача – це потужність сповиваної ним електроенергії. В нічні години маємо мінімум P_{\min} електроспоживання, бо більшість електроприймачів вимкнено. Зранку вмикають світло та інші електроприймачі, тому споживання електроенергії зростає. В день воно завжди більше ніж вночі, а максимум P_{\max} досягає у вечірні години, коли люди повертаються з роботи і вмикають більшість побутових електроприймачів.

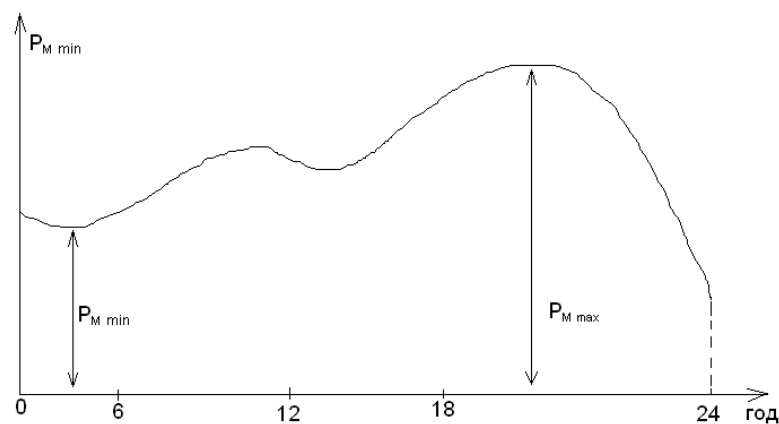


Рис.4.7. Добовий графік навантаження.

Трансформаторні підстанції. *Трансформаторна підстанція* – це електроенергетичний об'єкт, який служить для зменшення чи підвищення напруги змінного струму і для розподілу електроенергії. Вона складається з трансформаторів чи автотрансформаторів, вимірювальних трансформаторів струму і напруг, розподільних установок, апаратури керування і захисту.

Знижувальні трансформаторні підстанції ЕЕС за призначенням поділяються на районні та місцеві.

Районні ПС живляться від ліній високої напруги 220-750 кВ і призначені для постачання електроенергії великим районам з потужними споживачами або для доправлення електроенергії до найближчих пунктів перетворення її

параметрів, тобто до суміжних ПС. Вторинна напруга районної ПС становить 35-110 кВ.

Високовольтне електрообладнання районної ПС розміщується, переважно, на відкритій площадці. Трансформатори та вимикачі монтуються на бетонній основі, а решта обладнання (роз'єднувачі, розрядники, вимірювальні трансформатори, збірні шини) монтуються на сталевих конструкціях.

Місцеві ПС живляться від ліній 35-110 кВ, тобто від ліній вторинної напруги районних ПС і призначені для постачання електроенергії близько розміщеним споживачам. Вторинна напруга місцевих ПС становить 6-10 кВ.

Залежно від розміщення устаткування розрізняють місцеві ПС відкритого і закритого типу. Устаткування відкритих ПС розміщене на відкритому повітрі, а закритих – у спеціальній споруді. В закритих трансформаторних підстанціях кожен оливний трансформатор встановлено в окремій закритій камері. Подальше зниження напруги від 6-10 кВ до 0,4 кВ (220/380 В) виконується в трансформаторних кіосках,

трансформаторних пунктах, цехових ПС. Всі ці підстанції належать до ПС закритого типу. В містах поширені окремо встановлені трансформаторні кіоски та вбудовані в громадські будинки трансформаторні пункти. Це, переважно, ПС з одним – двома трансформаторами при первинній напрузі 6-10 кВ і вторинній 220/380 В. На рис.4.8 зображена принципова схема такого типу підстанції.

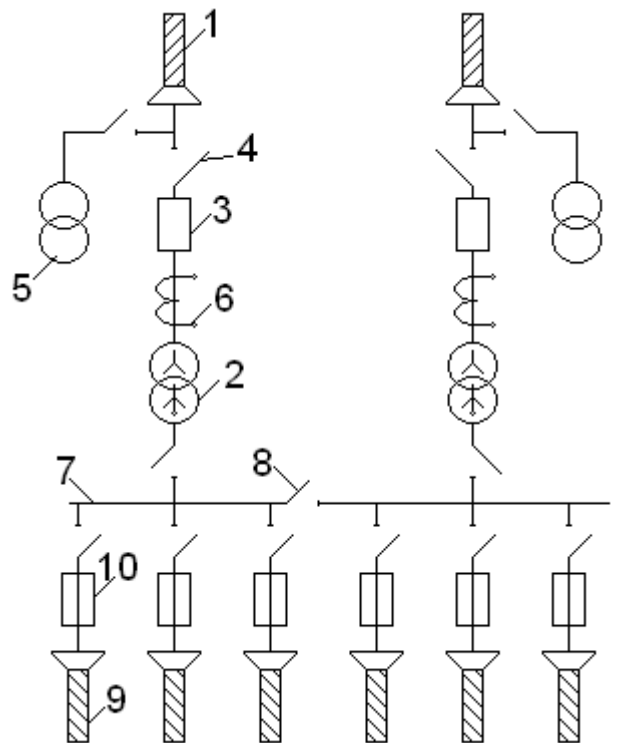


Рис. 4.8. Принципова схема трансформаторного пункту

У схемі рис.4.8 цифрами позначено такі її елементи: 1-трижильний високовольтний кабель 6-10 кВ, що живить ПС; 2-силовий трансформатор зі з'єднанням обмоток зірка-зірка з нульовим проводом; 3-високовольтний вимикач, призначений, призначений для вмикання та вимикання силового трансформатора в експлуатаційних і аварійних режимах; 4-роз'єднувач, потрібний для створення видимого розриву з одного чи з двох боків електрообладнання під час ремонтних робіт на ньому; 5-вимірювальний трансформатор напруги, що забезпечує інформацією про напругу системи релейного захисту, автоматики та обліку електроенергії; 6-вимірювальний трансформатор струму, що забезпечує вказані системи інформацією про струм; 7-секція шин РУ, призначена для приєднання до силового трансформатора кабелів низької напруги, тобто для розподілу електроенергії між ними; 8-звичайно розімкнутий секційний роз'єднувач, якого замикають коли одного з силових трансформаторів виводять у ремонт; 9-приєднання до шин (чотирижильні кабелі), якими електроенергія передається до освітлювального та силового навантаження; 10-плавкі запобіжники, призначені для захисту приєднань від перевантажень і коротких замикань.

На кожній ПС влаштовується контур заземлення, який утворюють вбиті у землю металеві труби чи кутники, сполучені між собою металевими штабами (стрічками). До контура заземлення приєднуються корпуси всього електрообладнання, металеві конструкції, блискавковідводи. Заземлення захищає електрообладнання від грозових та внутрішніх перенапруг і обслуговуючий персонал від уражень струмом.

Розподільні установки та підстанції в цілому виконуються як комплектні. Комплектна розподільна установка (КРУ) складається з повністю чи частково закритих шаф або блоків із вмонтованими в них комутаційними та іншими апаратами, пристроями захисту і автоматики, що поставляються у складеному чи повністю підготовленому для складання вигляді. Комплектна трансформаторна підстанція (КТП) складається з трансформаторів та блоків КРУ, що поставляються у складеному чи повністю підготовленому для складання вигляді.

КРУ і КТП можуть встановлюватися як у закритому приміщенні (внутрішні КРУ і КТП), так і на відкритому повітрі (зовнішні КРУ і КТП).

Електричні мережі ЕМ. Електричною мережею називають сукупність електроустановок, призначених для пересилання та розподілу електроенергії на певній території. До електричних мереж належать електроустановки підстанцій, повітряні й кабельні ЛЕП, окремі РУ, струмопроводи тощо. Електричні мережі пересилають електроенергію від місць отримання до місць видачі іншим мережам та (чи) споживачам і одночасно розподіляють її між ними.

Електропередачі та підстанції, будучи різними електроенергетичними об'єктами, утворюють одне ціле з погляду диспетчерського обслуговування режимного та оперативного характеру. Тому й відносять їх до одного утворення – електрична мережа. Проте силові трансформатори, які є з'єднувальною ланкою між мережами вищої та нижчої напруг складно віднести до тієї чи іншої конкретної мережі. У цьому зв'язку розглядаючи загальну електричну мережу ЕЕС як поєднання електричних мереж різних номінальних напруг та різних територіальних охоплень, доцільно до конкретних мереж відносити тільки ЛЕП та РУ ПС (рис.4.9).

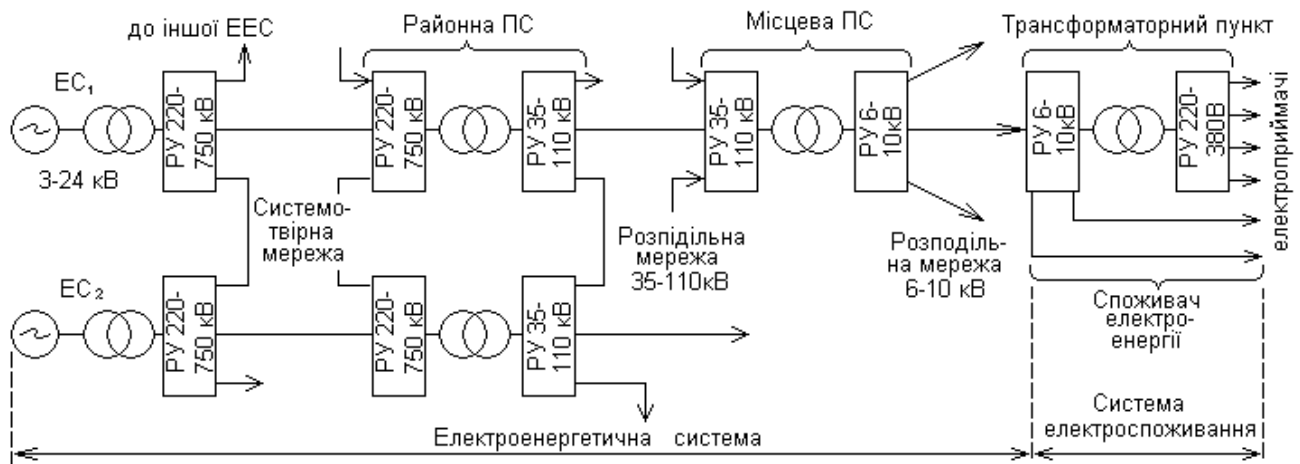


Рис.4.9. Єдиний комплекс виробництва, пересилання, розподілу та споживання електроенергії.

ЛЕП високої напруги 220-750 кВ утворюють системотвірну мережу, яка є кістяком (скелетом) ЕЕС. Вона отримує електроенергію від ЕС та передає її до

районних ПС. Крім ЛЕП 220-750 кВ до системотвірної мережі ЕЕС належать також РУ ЕС та РУ високої напруги районних ПС (рис.4.9).

ЛЕП 35-110 кВ утворюють розподільну мережу 35-110 кВ. Вона отримує електроенергію від районних ПС та передає її до місцевих ПС. Крім ЛЕП 35-110 кВ до розподільної мережі 35-110 кВ належать також РУ нижчої напруги районних ПС, а РУ вищої напруги місцевих ПС (рис.4.9).

ЛЕП 6-10 кВ та РУ нижчої напруги місцевих ПС і РУ вищої напруги трансформаторних пунктів утворюють розподільні мережі 6-10 кВ. Вони отримують електроенергію від місцевих ПС та передають її до трансформаторних пунктів (розподіляють електроенергію між трансформаторами пунктами).

ЕС, ПС, різні електричні мережі, споживачі електроенергії об'єднані в один комплекс виробництва, пересилання, розподілу, та споживання електроенергії який поділяється на дві окремо керовані системи : електроенергетичну систему та систему електроспоживання. Такий комплекс проілюстровано на рис.4.9 Встановлені тут діапазони напруг для названих мереж на практиці дотримуються не завжди.

Поділ електричних мереж ЕЕС на системо твірні, розподільні 35-110 кВ. та розподільні 6-10 кВ можна розглядати як їхню класифікацію за функцією в системі. Крім поділу за виконуваною функцією електричні мережі класифікують ще за топологією і за характером споживачів. За топологією системо твірні та розподільні мережі поділяються на розімкнуті (радіальні), замкнуті (кільцеві та мережі з двостороннім живленням) і складно замкнуті, тобто мережі зі складними зв'язками. За характером споживачів класифікують тільки розподільні мережі на промислові, сільські та міські.

4.3. Системи електроспоживання та електропостачання електричної енергії

Система електроспоживання (СЕС) – це об'єднання електропостачальної системи з сукупністю приєднаних до неї електроприймачів. Електропостачальна

система забезпечує електроприймачів електроенергією, отриманою від ЕЕС. Вона включає в себе електричні мережі об'єктів постачання та джерела електроенергії місцевого значення, які не належать ЕЕС.

Поняття «Система електроспоживання» часто ототожнюють з поняттям «Споживач електроенергії». Така тотожність має місце лише в тому разі, коли споживачеві підпорядковані електричні мережі об'єктів постачання та додаткові джерела електроенергії.

В народному господарстві основними споживачами електроенергії є промисловість, будівництво, електрифікований транспорт, споживачі побуту і сфери обслуговування, сільськогосподарське виробництво. Тому всі СЕС умовно можна розділити на такі групи: промислові, комунально-побутові, електрофікованого транспорту, інші системи. З погляду виникання пожеж найбільший інтерес являють собою електроприймачі промислових та комунально-побутових СЕС.

До електроприймачів промислових СЕС належать електродвигуни, електротермічні установки, електрозварювальні агрегати, освітлювальні прилади, випрямні установки, призначені для перетворення змінного струму в постійний і т.д..

Комунально-побутові СЕС містять освітлювальні електроприймачі житлових та громадських будівель, зовнішнє освітлення, побутові прилади, двигуни ліфтів та холодильників, вентилятори, технологічне обладнання підприємств побутового обслуговування тощо.

Електричні мережі різних СЕС відзначаються певними особливостями. Їх можна класифікувати за функцією в цих системах, номінальною напругою, родом струму, місцем розміщення, характером електроприймачів.

За функцією в СЕС мережі поділяють на живильні та розподільні. Перші доставляють електроенергію до пунктів її розподілу, а другі розподіляють електроенергію між електроприймачами.

За номінальною напругою розрізняють мережі низької напруги (до 1000 В) і мережі високої напруги (понад 1000 В).

За родом струму мережі СЕС поділяють на мережі постійного і змінного струму.

За місцем розміщення розрізняють зовнішні мережі (мережі, прокладені на відкритому повітрі) та внутрішні мережі (мережі, прокладені всередині приміщень).

За характером електроприймачів мережі поділяються на силові та освітлювальні. Силові електричні мережі призначені для живлення електродвигунів, термічних печей, електрозварювальних агрегатів тощо, а освітлювальні електричні мережі - тільки для живлення системи світильників чи відкритої території.

Системи електроспоживання промислових підприємств. Джерелами живлення великих промислових підприємств електроенергією є, як правило, розподільні мережі 35-110 кВ ЕЕС, Висока напруга від ЕЕС подається на трансформаторну підстанцію, підпорядковану, яку називають ПС підприємства або об'єктова ПС. Трансформаторами цієї ПС напруга знижується до необхідної величини, наприклад до 6-10 кВ (рис.4.10.).

Від шин нижчої напруги об'єктової ПС електроенергія передається кабелями до шин 6-20 кВ цехових трансформаторних ПС. Від шин 6-10 кВ. живляться потужні високовольтні двигуни, а від шин 220-380 В – освітлення та все інше навантаження.

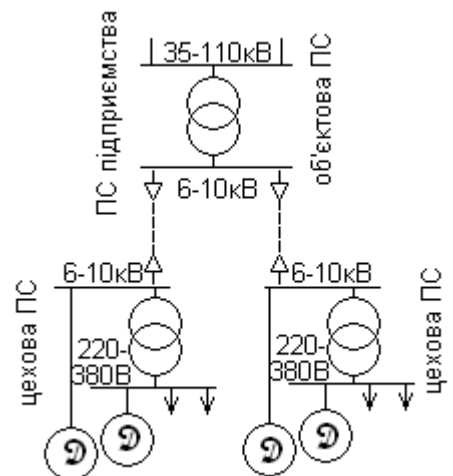


Рис.4.10. Схема великого підприємства

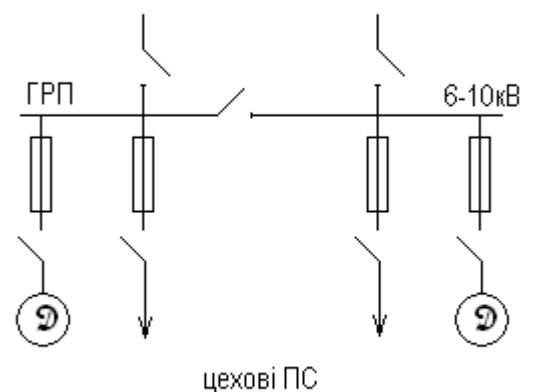


Рис.4.11. Схема електростачання від ГРП

Якщо територіально близько до підприємства знаходяться мережі ЕЕС напругою 6-10 кВ, то будувати об'єктову ПС нема потреби. Замість неї влаштовують головний розподільний пункт (ГРП), який приймає і розподіляє електроенергію між цеховим ПС та близько розташованими високовольтними електродвигунами (рис.4.11.).

Схеми живлення електроприймачів у цехах повинні бути економічними і надійними. Вони у значній мірі залежать від того, як електроприймачі розміщені територіально, якщо групи приймачів малої та середньої потужності зосереджені купками в різних місцях цеху (підприємства), то для їх живлення вибирають радіальну схему (рис.4.12,а).В такій схемі від шин 1 цехової ПС живлення подається кабелями 2 до групових щитків 3, до яких безпосередньо приєднуються електроприймачі виділених груп.

Радіальні схеми забезпечують: зручність проведення операцій вмикання-вимикання електроприймачів і відсутність впливу пошкоджень одних електроприймачів чи ліній на роботу інших; зручність автоматизації. Такі схеми надійні але неекономічні, бо зумовлюють велику сумарну довжину кабельних ліній живлення розподільних щитків.

Дешевшою є магістральна схема (рис. 4.12,б), у якій всі групи електроприймачів живляться від одної лінії, т.зв. магістралі. Цю схему застосовують, якщо потужності груп електроприймачів приблизно однакові. Магістральні схеми менше надійні, бо при пошкодженні на магістралі знеструмлюються всі електроприймачі цеху.

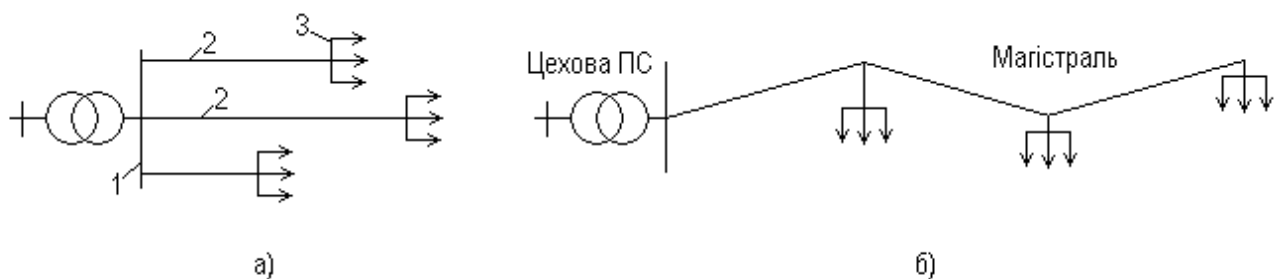


Рис.4.12. Радіальна (а) і магістральна (б) схеми живлення електроприймачів

Комунально-побутові системи електроспоживання. Комунально-побутові СЕС – це, переважно, СЕС громадських та житлових будинків. Електричне навантаження громадського будинку складають електроприймачі кабінетів, залів, офісів, а також – майстерень, кухонь тощо. Тому його СЕС повинна бути розрахована на таке навантаження. У житловому будинку наявні квартирні, гаражні, офісні електроприймачі та ліфти. Громадський і житловий будинок отримує електроенергію від шин низької напруги трансформаторного кіоску чи пункту міської електромережі по живильній лінії, що прокладена до головного розподільного щита (ГРЩ) будинку, розміщеного у спеціально відведеному для цього щитового приміщення. Таке щитове приміщення хоч і невелике, є в кожному багатоквартирному будинку. ГРЩ – це сукупність конструкцій, апаратів та приладів, установлених у щитовому приміщенні на вводі живильної лінії.

У громадському будинку від ГРЩ електроенергія передається окремими радіальними лініями електропроводки до вторинних розподільних щитків (ВРЩ), а від них – до групових щитків (ГЩ), як це зображено на схемі рис.4.13,а. Від кожного з групових щитків живиться певна група електроприймачів (освітлення залу, електроприймачі майстерні, кабінетів тощо). На групових щитках встановлені апарати захисту та комунікаційні апарати окремих електроприймачів.

У житлових будинках електроенергія від ГРЩ надходить до поверхових розподільних квартирних щитків (КЩ), як на схемі рис.4.13,б. На КЩ встановлені лічильники і апарати захисту квартирних електроприймачів. У квартирах до КЩ підведене освітлення і розетки, через які електроенергію отримує різноманітне силове навантаження (двигуни холодильників, електропечі, порохотяги тощо).

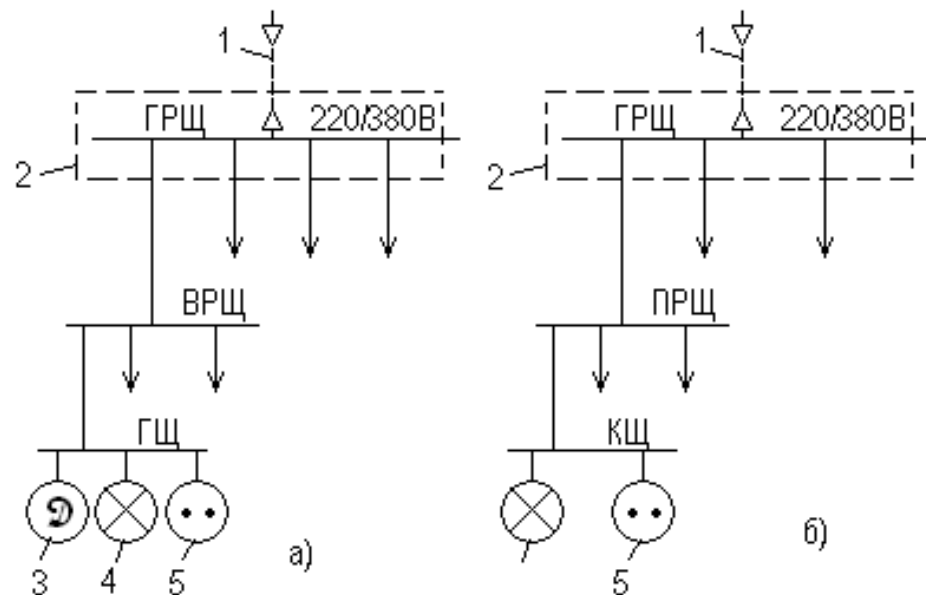


Рис.4.13 СЕС громадського (а) та житлового (б) будинків.

1-кабельна живильна лінія; 2-щитове приміщення; 3-силове навантаження; 4-освітлення; 5-розетки.

Виконання та ідентифікація електричних мереж низької напруги.

Електричні мережі напругою 220/380 В можуть бути виконані ізольованими відносно землі або заземленими, якщо мережа заземлена (система TN чи TT), то заземлення повинно бути виконано близько до джерела живлення. Заземлюється переважно нейтральна точка обмоток трансформатора, безпосередньо на ПС. На рис.4.14,а, б, в. наведено найпоширеніші схеми трифазних мереж з різними способами використання нейтрального проводу та контура заземлення.

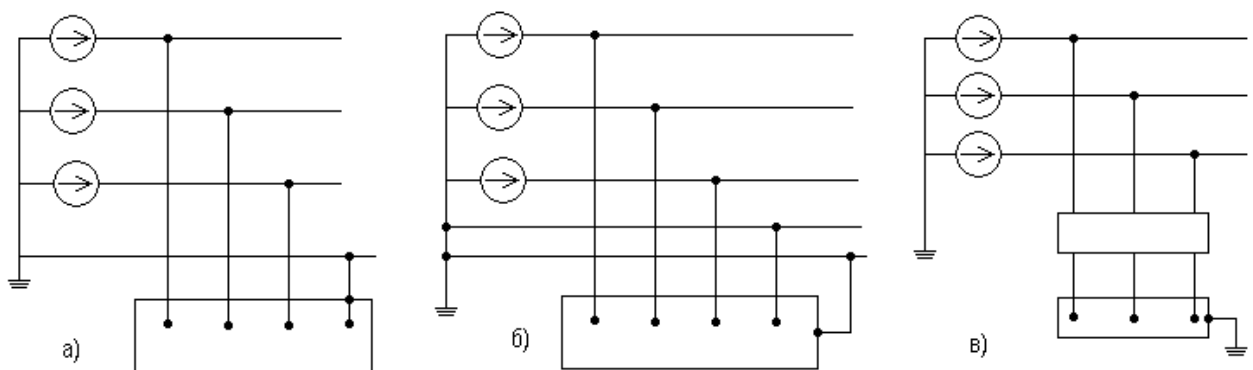


Рис.4.14. Схеми трифазної мережі: з нейтральним проводом (а); з нейтральним і заземлювальним проводом (б); три провідної (в).

Трифазні мережі, що наведені на рис.4.14, мають літерні позначення, серед яких:

перша літера (E чи I) позначає зв'язок між трифазною мережею та землею (E – є зв'язок, I – нема зв'язку з землею);

друга літера (N чи T) позначає спосіб з'єднання з землею металевих (провідних) частин обладнання, які в нормальних умовах роботи не перебувають під напругою;

третья і четверта літери (C або/та S) позначають виконання, коли мережа має спільний нейтральний і захисний проводи PEN (літера C) чи нейтральний провід (N) і захисний (PE) є розділеними (літерами S).

Кожна з указаних літер є скороченням певних термінів (французької чи англійської мови), зокрема:

T – земля;

N – нейтраль;

I – ізолювати;

C – приєднувати чи з'єднувати;

S – розділяти чи виділяти.

У промислових чи побутових електричних мережах 220/380В у більшості Європейських держав найпоширенішою стала система з заземленням і з нейтральним проводом (TN). У промислових живильних мережах, що живлять споживачі підвищеної потужності з номінальною напругою 500 В і вище використовується система IT. Ця система також використовується для електропостачання специфічних споживачів 220/380 В, наприклад лікарень, де до мережі приєднано медичні апарати, які експлуатуються в умовах безпосереднього контакту з пацієнтом.

В мережах та електроустановках використовуються провідники різного функціонального призначення. Способи позначення конкретних проводів на

електричних монтажних схемах повинні бути однозначними і зрозумілими для проєктантів, виробників та monterів електроустановок, а різний колір ізоляції бо нумерація окремих жил багатожильних кабелів повинна полегшити безпомилковий монтаж.

Захисні проводи РЕ, а також захисний і нейтральний PEN повинні бути двоколірними, зокрема зелено-жовтими, причому відношення перерізів жил повинно складати не менше ніж 3/7.

Нейтральні провідники N, а також середні провідники M (в установках постійного струму) повинні мати яскраво синій колір. У багатожильних кабелях жодна із жил не може мати ізоляції зеленого чи жовтого кольору.

Фазні провідники L і нейтральні N в установках, виконаних одножильними провідниками з оболонкою, можуть мати будь-який колір за винятком жовтого та зеленого і не можуть бути багатоколірними. Фазні проводи не повинні мати яскраво-синього кольору, зарезервованого для нейтрального провода N.

4.4. Захисне заземлення і занулення електроустановок.

Кожна електроустановка має у своєму складі: струмопровідні (металеві) частини, які в нормальних умовах експлуатації проводять струм і перебувають під напругою; ізоляцію, яка має великий внутрішній опір (одиниці чи сотні МОм) і в нормальних умовах роботи струму практично не проводить; електропровідні (металеві) частини, які в нормальних умовах роботи струму не проводять та під напругою не перебувають (їх ще називають провідні частини).

До струмопровідних частин належать дротини проводів, жили кабелів та шнурів, провідники обмоток та інші, в яких перетворюється електроенергія в інші її види (світіння вольфрамової нитки лампи) чи навпаки (обмотка ротора генератора генерує ЕРС).

До електропровідних частин, не призначених для створення електричних кіл, належать корпуси електроустановок, кріпильні деталі, осердя магнітних систем машин і апаратів та різного роду допоміжні пристрої.

Між струмопровідними та не струмопровідними частинами завжди є ізоляція. Коли стан ізоляції нормальний, то доторкування людини до не струмопровідної частини (наприклад до корпусу електроустановки) не становить ніякої небезпеки. В разі її пошкодження (електричного пробиття, механічного руйнування тощо) не струмопровідні частини отримують потенціал струмопровідних і стають небезпечними для людей, які обслуговують електроустановки і можуть їх торкатися. Тіло людини є провідником, середньостатистичне значення опору якого дорівнює 1000 Ом, тому в разі дотику до корпусу електроустановки, на якому з'явилася напруга, через тіло людини буде протікати струм. Струм понад 50 мА для людини небезпечний, а струм понад 100 мА – смертельний.

Фактично сила струму, який проходить через людину в разі її ураження, залежить не тільки від її опору, але й від напруги дотику $U_{\text{дот}}$. В мережах із заземленою нейтраллю (рис.4.15,а) $U_{\text{дот}}$ наближено дорівнює фазній U_{ϕ} напрузі установки, а в мережах з ізолюваною нейтраллю (рис.4.15,б) $U_{\text{дот}}$ дорівнює різниці між лінійною напругою електроустановки $\sqrt{3}U_{\phi}$ і напругою U_{i3} на опорі ізоляції Z_{i3} . Така напруга теж небезпечна для людини.

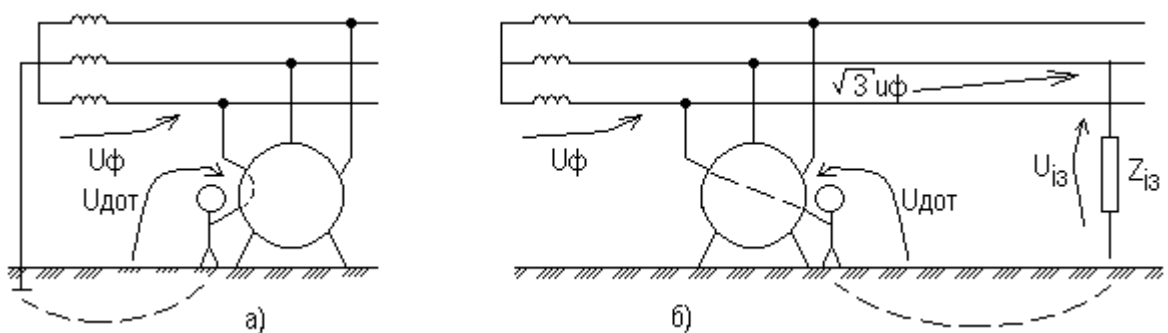


Рис.4.15. Дотик людини до корпусу електроустановки в мережі з заземленою (а) і ізолюваною (б) нейтраллю.

Оскільки дотик до корпусів електроустановок відбувається часто, то необхідно вжити заходів для захисту людей від уражень електричним струмом, тобто зробити так, щоб доторкування було безпечним. Найпоширенішими і найефективнішими заходами захисту людей є захисне заземлення і занулення електроустановок.

Захисне заземлення. *Захисне заземлення* – це цілеспрямовано виконане електричне з'єднання чи його еквіваленту у металевих не струмопровідних частин електроустановок, які можуть опинитися під напругою внаслідок замикання на корпус та з інших причин.

Заземлення виконують металевими трубами чи кутниками, забитими в землю та з'єднаними металевими штабами (стрічками). Труби називають заземлювачем, а провід, що з'єднує корпус електроустановки з заземлювачем – заземлювальним проводом. Сукупність заземлювального проводу і заземлювача утворює заземлюючий пристрій.

Призначення захисного заземлення – знизити потенціал електроустановки відносно землі до безпечного для людини значення. Такий ефект досягається, якщо опір заземлення буде лежати в межах 2-10 Ом. У ролі заземлювачі можуть використовуватися не тільки спеціально вбиті в землю труби, але й так звані природні заземлювачі, тобто існуючі електропровідні предмети, закопані в землю (труби водопроводу, оболонки кабелів, металева арматура залізобетонних фундаментів тощо).

Після влаштування захисного заземлення з опором 2-10 Ом паралельно до людини утвориться додатковий шлях витоку струму на опір ізоляції лінії Z_{is} (рис.4.16,а). Враховуючи, що опір людини становить 1000 Ом і що струм при паралельному з'єднанні розподіляється обернено пропорційно опорам, через тіло людини буде протікати дуже малий струм, який фактично який фактично не становить для неї небезпеки.

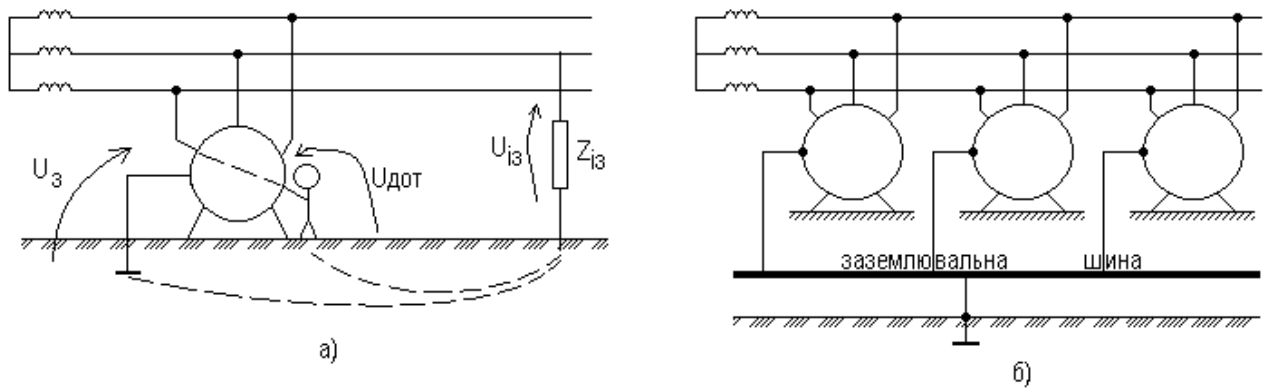


Рис.4.16. Захисне заземлення (а) і заземлювальна шина (б).

Якщо електроустановок в цеху багато, то щоб не виконувати окремого заземлення для кожної з них (бо це не економічно і не завжди можливо), прокладають заземлювальну шину з одним чи двома заземленнями, до якої приєднуються всі електроустановки (рис.4.16,б).

Занулення. Занулення в електроустановках і в мережах низької напруги називають цілеспрямовано виконане електричне з'єднання металевих не струмопровідних частин обладнання з глухо заземленою нейтраллю генератора чи трансформатора в мережах змінного струму, а також з глухо заземленою середньою точкою в три провідних мережах постійного струму чи з нульовим провідником.

На рис.4.17,а зображено занулення електроустановки у трифазній мережі змінного струму з глухо заземленою нейтраллю. Корпус електроустановки з'єднаний з нульовим провідником, тобто занулений. Під час пошкодження ізоляції фази електроустановки в ній виникає однофазне КЗ, струм якого $I_{\text{кз}}$ замикається через пошкоджену фазу електроустановки, нульовий провід і фазу трансформатора. В разі відсутності заземлення нейтралі людина потрапила б під напругу, а в разі його наявності напруга дотику людини $U_{\text{дот}}$ стає практично рівною нулеві. Крім того, під час КЗ електроустановку швидко вимикає релейний захист, що зводить доторкування людини до електроустановки під час її пошкодження практично до нуля.

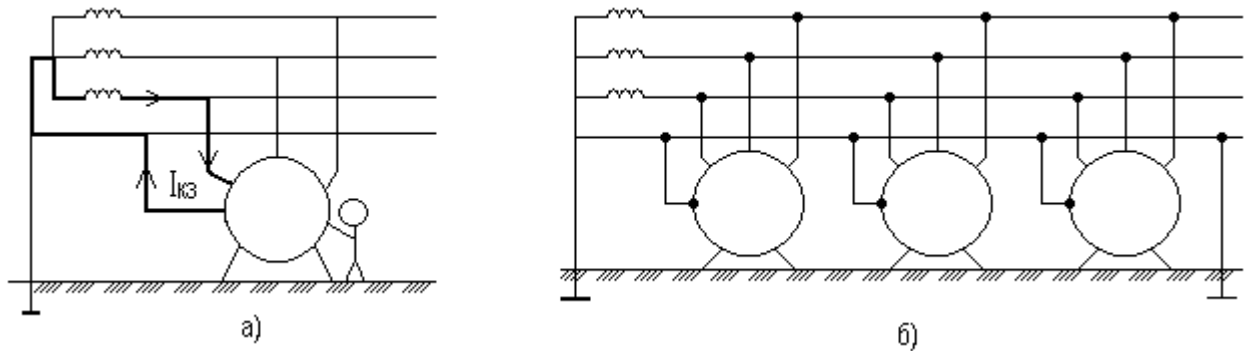


Рис.4.17. Занулення електроустановки (а) та повторне заземлення магістралі занулення (б).

Якщо у виробничому приміщенні електроустановок багато, то прокладають магістраль занулення зі штабової чи стрічкової сталі, яка, будучи нульовим проводом, з'єднується з нейтраллю генератора чи трансформатора та з її заземленням (рис.4.17,б). Магістраль занулення (нульовий провід) необхідно повторно заземлити (рис.4.17,б), бо може статися її обрив і частина електроустановок втратить зв'язок з землею. Наслідки такої втрати зрозумілі. З цих же причин заземлювачі повинні з'єднуватися з магістраллю занулення не менш ніж двома провідниками в різних точках.

Вимоги до захисного заземлення і занулення. Захисне заземлення чи занулення потрібно виконувати:

- для всіх електроустановок напругою 380 В і вище в мережах змінного струму та 440 В і вище – в мережах постійного струму;
- для електроустановок напругою від 42 В до 380 В змінного струму та від 110 В до 440 В постійного струму, встановлених у приміщеннях з підвищеною небезпекою, особливо небезпечних приміщеннях, на відкритій території та у вибухонебезпечних зонах будь-якого класу;
- для електроустановок напругою до 42 В змінного струму та до 110 В постійного струму, встановлених у вибухонебезпечних зонах будь-якого класу.
- Заземленню чи зазеленню підлягають:
- корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, світильників тощо;

- каркаси розподільних щитків, шаф, панелей і т.д.;
- металеві оболонки і броня кабелів, труби, лотки, коробки, кожухи шино проводів, троси на яких підвищуються проводи;
- металеві корпуси пересувних та переносних електроприймачів;
- електрообладнання, розташоване на рухомих частинах машин і механізмів.

Не потребують заземлення чи занулення:

- корпуси електрообладнання, встановленого на заземлених чи занулених металевих конструкціях, у разі наявності надійного електричного контакту між обладнанням чи конструкцією;
- знімні та відкриті частини металевих каркасів та корпусів;
- корпуси електроприймачів з подвійною ізоляцією;
- металеві відгалужувальні та розгалужувальні коробки, відтинки металевих труб захисту кабелів у місцях їх проходження крізь стіни тощо.

Для установок відповідальним чином нормуються опори заземлень.

В мережах з ізольованою нейтраллю опір заземлювального пристрою повинен бути не більшим 4 Ом. Якщо сумарна потужність генераторів чи трансформаторів не перевищує 100 кВА, то опір заземлювального пристрою не повинен перевищувати 10 Ом. В разі великого питомого опору землі (більшого 500 Ом·м) допускається збільшення опору заземлювального пристрою в 0,002 разів, але не більше десятикратного.

В мережах з глухо заземленою нейтраллю та лінійною напругою 660, 380 і 220 В трифазного струму опір заземлювального пристрою нейтралі не повинен перевищувати 2, 4 та 8 Ом відповідно. В разі наявності повторних заземлювачів їхній загальний опір не повинен перевищувати 5, 10 і 20 Ом, а опір кожного окремого повторного заземлювача не повинен перевищувати 15, 30 і 60 Ом відповідно при тих же напругах.

У ролі природних заземлювачів використовуються:

- водогінні та інші металеві трубопроводи в землі, крім трубопроводів з горючими газами та рідинами;
- обсадні труби свердловин;
- металеві і залізобетонні конструкції будівель і споруд, які стикаються з землею;
- свинцеві оболонки кабелів, прокладені в землі (алюмінієві оболонки використовувати для цього заборонено);
- рейкові шляхи не електрифікованих залізничних колій;
- інші природні заземлювачі.

З'єднання нульових і заземлювальних провідників між собою виконується зварюванням чи болтовим з'єднанням. Місця з'єднання повинні бути доступні для огляду. Приєднання провідників до частин електроустановок теж виконується зварюванням або болтами. При цьому передбачаються заходи проти ослаблення та корозії з'єднань. Кожна частина електроустановок, яка підлягає заземленню, приєднується за допомогою окремого відводу.

Якщо встановлені вимоги до захисного заземлення чи занулення дотримані, то захист людей від уражень електричним струмом буде забезпеченим.

4.5. Проводи, кабелі, шнури та шинопроводи

Проводом називають одну чи декілька голих або ізольованих жил, призначених для передачі електроенергії та інших цілей. Жила – це одна або декілька скручених між собою дротин, призначених для проведення електричного струму.

Проводи виготовляють голими, ізольованими незахищеними, ізольованими захищеними. Провід ізольований незахищений має ізоляцію, не захищену від механічних пошкоджень спеціальними оболонками. Провід ізольований має поверх ізоляції металеву або іншу оболонку для захисту від механічних пошкоджень.

За конструкцією струмопровідної жили проводи бувають однодротинні й багатодротинні, а залежно від кількості жил вони поділяються на одножильні, дво-, три- і багатожильні. Існують мідні гнучкі проводи, струмопровідні жили яких мають велику кількість тонких дротин.

Кабелем називають одну чи декілька ізольованих струмопровідних жил, поміщених в герметичну оболонку, поверх якої при необхідності можуть бути накладені захисні покриття.

Кабелі поділяються на силові та контрольні. Силові кабелі призначені для передачі електроенергії, а контрольні – для передачі сигналів контролю, вимірювань та керування. Силові кабелі виготовляють одно-, дво-, три- і чотирижильні. Двожильні кабелі застосовують в передачах постійного струму та в однофазних передачах змінного струму, трижильні – у трифазних передачах змінного струму без нульового провідника, а чотирижильні – у трифазних передачах змінного струму з нульовим провідником.

Силові кабелі розрізняють за напругою, площею поперечного перерізу жили, кількістю жил, а також за маркою, яка відображає конструктивну будову кабеля, матеріал жили, ізоляцію, захисні покриття.

Різновидністю провода є шнур. *Шнур* – це провід, що складається з двох та більше скручених між собою ізольованих жил, які мають необхідну для його використання гнучкість. Жили шнура поміщаються у спільну гнучку оболонку (переважно тканину). Шнури призначені для живлення пересувних та переносних електроприймачів.

Шинопровід – це коротка лінія електропередачі, у якій замість проводів чи кабелів використовуються жорсткі голі шини. Найбільш поширені є закриті комплектні шинопроводи, призначені для виконання функцій магістральних ліній. Такі шинопроводи комплектуються з окремих секцій довжиною до 4м. кожна секція являє собою короб з листової сталі чи алюмінію або з твердого

поліхлорвінілу. Всередині короба по одному з його боків прикладено плоскі квадратні чи круглі голі жорсткі шини з міді, алюмінію чи біметалу.

Для ізоляції шин між собою та від металевого короба застосовуються суцільні профільні ізоляційні прокладки, держачи або опорні ізолятори, встановлені на певній відстані один від одного. Для під'єднання до шинопроводу електроприймачів служать відгалужу вальні вставки. Між собою секції з'єднуються за допомогою спеціальних перехідних з'єднувачів, що дозволяє утворити лінію потрібної довжини.

Шинопроводи прокладають по стінах, перекриттях, фермах тощо за допомогою скоб і кронштейнів, підвішують на тросах. Монтуються вони на висоті 2,5-3,0м від підлоги. Для виконання поворотів існують гнучкі секції, виконані проводами в метало рукавах.

Характеристики конструктивних елементів проводів і кабелів. *Жили* проводів і кабелів виготовляють з алюмінію, міді та їхніх сплавів. З міді та її сплавів виготовляють гнучкі жили, а з алюмінію та його сплавів – жорсткі. Для голих проводів жили можуть виготовляти також зі сталі та її сплавів (сталемідні, сталеалюмінієві, сталебронзові тощо).

Жили проводів і кабелів мають стандартні перерізи. Найбільш поширеними стандартними перерізами жил є такі: 0,5; 0,75; 1,0; 1,5; 2,5; 4,0; 6,0; 10; 16; 25; 35; 50; 70; 95; 120; 185; 240; 300; 400мм².

Ізоляція провідникового виробу – це покрив з діелектричного матеріалу, який оточує жилу. Ізоляція призначена для запобігання доторкування жил між собою та з іншими предметами і для захисту людини від випадкового доторкування до струмопровідної частини провода. Багатожильні проводи і кабелі мають також спільну ізоляцію жил і захисне ізоляційне покриття.

Для ізоляції провідникових виробів використовуються такі матеріали:

Гума спеціальна;

Полівінілхлорид (поліхлорвініл – ПХВ);

Поліетилен (зовні відрізняється від ПХВ відносною прозорістю);

Кабельний папір (тільки для кабелів);

Нейрит – важкозаймистий матеріал на основі гуми з неорганічними додатками;

Кремнійорганічні матеріали;

Фоторпласт.

Захисна оболонка – це покрив, який охоплює ізольовані жили і призначений для їх захисту від агресивного середовища та механічних впливів.

Захисні оболонки проводів виготовляють такими: тканинне плетиво; ПХВ покрив; плетиво з гнучких дротиків (т.зв. екран); тонкостінна металева фальцована трубка з латунної або цинкової фольги.

Для захисних оболонок шнурів використовується мідна шлангова гума або гнучкі види ПХВ.

Ізольовані жили кабелів захищаються оболонкою з ПХВ, поліетилену, нейриту, алюмінієвої труби, свинцевої труби.

Для захисту кабелів крім оболонки застосовується ще *броня*, яка виготовляється з двох плоских сталевих стрічок, навитих на кабель спіралью, а також з круглого чи плоского сталевих дроту. Броня захищає кабель від сильних механічних впливів і забезпечує його довготривалу експлуатацію. Броньовані кабелі застосовують для мереж живлення, що прокладаються в землі чи у воді.

На броню наноситься ще *зовнішнє покриття* – шар кабельного прядива, просоченого бітумною речовиною. Він потрібний для захисту сталевих броні від корозії.

Маркування провідних виробів. Кожен провідниковий вибір (провід, кабель, шнур та шинопровід) має свою марку. За маркою можна встановити

конструктивне виконання, параметри та ізоляцію конструктивних елементів, виявити допустимі струмові навантаження тощо.

Марка складається з літер національної абетки, які визначають матеріал конструктивних елементів та інші характеристики. Нижче наведено перелік характеристик проводів, шнурів, кабелів та їхніх літерних позначень.

Матеріали конструктивних елементів позначаються такими літерами.

Жила:

Мідь – без літери;

Алюміній – літера А.

Ізоляція:

Гума, обвита бавовняним прядивом – Р;

ПХВ – В;

Поліетилен – П;

Нейрит – Н;

Кабельний папір – без літери;

Кремнійорганічний матеріал – К;

Захисна оболонка:

Шлангова гума – Р;

ПХВ – В;

Поліетилен – П;

Свинець – С;

Алюміній – А;

Тонкостінна фальцована трубка з металевої фольги – ТФ;

Плетиво дротяне (панцир) – П.

Броня:

Відсутня – Г;

З плоских сталевих стрічок, покритих бавовняним прядивом – Б;

З плоских сталевих стрічок без бавовняного прядива – БГ;

З круглого сталюого дроту з бавовняним прядивом та без нього – К,
КГ;

З плоского сталюого дроту з бавовняним прядивом та без нього – П,
ПГ;

Для інших характеристик провідникових виробів прийнято такі позначення.

Проводи:

Для закритого прокладання – С;

Для покладання в трубах – ТО;

З гнучкими жилами – Г;

З ПВХ плівкою поверх гумової ізоляції – В;

З бавовняним плетивом, просоченим лаком – Л;

З роздільною смугою між жилами з того ж матеріалу, що й ізоляція –

П;

Шнури:

В загальному бавовняному плетиві – О;

Переносний легкий (переріз жили до 4 мм²) – ПЛ;

Переносний середній (4-16 мм²) – ПС;

Переносний важкий (більше 16 мм²) – ПТ;

Кабелі:

Для вертикальної прокладки – В.

Розшифровка марок провідникових виробів настановується на певні труднощі, бо послідовність розміщення літер в них не стандартизована. Але існують певні особливості розміщення літер. Так у марках проводів на першому або другому місці обов'язково стоїть т. зв. «Базова» літера П або ПП, що означає

«Провід» та «Провід плоский». У марках шнурів на першому місці обов'язково стоїть літера Ш – «Шнур». А в марках кабелів такого орієнтиру нема, тому відсутність у марці виробу літер П і Ш означає, що це марка кабелю.

На основі аналізу всіх особливостей розміщення літер у марках провідникових виробів складено таблиці типового розміщення літер для проводів (табл.4.2), шнурів (табл.4.3) і кабелів (табл.4.4). в цих таблицях наведено літери та їхню послідовність у марці зліва направо.

Таблиця 4.2

Типове розміщення літер у марках проводів

Матеріал	Базова літера	Матеріал ізоляції	Інші характеристики
(-), А	П, ПП	Р, В, П, Н, К	Г, С, Л, В, ТО, ТФ

Таблиця 4.3

Типове розміщення літер у марках шнурів

Матеріал жили	Базова літера	Матеріал ізоляції	Матеріал оболонки	Інші характеристики
(-)	Ш	Р, В	Р,В	О, ПЛ, ПС

Таблиця 4.4

Типове розміщення літер у марках кабелів

Матеріал жили	Базова літера	Матеріал оболонки	Матеріал ізоляції	Броня	Інші характеристики
(-), А	(-)	В, П, Н, А, С	Р, В, П, Н, (-)	Б, БГ, К, КГ, П, ПГ, Г	В

Наведені таблиці дозволяють складати і розшифровувати марки найбільше поширених виробів. Цифри, які поставлено в марці після літер, вказують на кількість жил та їх переріз. Розглянемо приклади:

АППВС-2х4 – провід, плоский з алюмінієвими жилами, з ПХВ ізоляцією, для закритої прокладки, двожильний з перерізом жили 4 мм²;

ШВВ-2х1,5 – шнур з мідними жилами, з гнучкою ПХВ ізоляцією, з гнучкою ПХВ захисною оболонкою, двожильний з перерізом жили 1,5 мм²;

ААБ-3х50+1х25 – кабель з алюмінієвими жилами, з ізоляцією з кабельного паперу, просоченого кабельною оливою, з алюмінієвою захисною оболонкою, броньований двома стальними, покритими кабельним проводом, чотирижильний, три фазні жили перерізом по 50 мм² і нульова жила перерізом 25 мм².

Маркування шино проводів спрощене порівняно з маркуванням проводів, шнурів, кабелів. Першою в марці шинопровода стоїть «Базова» літера (Ш – провід). Далі стоять одна або дві літери, які визначають призначення виробу (М – магістральний, Р – розподільний, ОС – освітлювальний). У третій позиції стоїть літера, яка визначає матеріал шини (А – з алюмінієвими шинами, без літери – з мідними). Як приклад наведемо марки ШМА, ШРЛ, ШОС найбільше поширених типів шино проводів.

Тривало допустимі струмові навантаження для проводів і кабелів. Підвищення температури ізолюваних проводів і кабелів понад допустиму внаслідок протікання по них електричного струму призводить до небезпечного перегрівання їхньої ізоляції, що може супроводжуватися обвугленням і навіть загорянням. Небезпечним є також перегрівання проводів і шин. Щоб цього уникнути Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) встановлено допустимі струмові навантаження $I_{\text{доп}}$ для проводів і кабелів, при яких температура провідників не перевищує певних нормативних величин. Для ізолюваних проводів і кабелів допустима температура нагрівання становить 65° С, а для голих проводів та шин - 70° С.

Тривало допустимі струмові навантаження на проводи, кабелі, шнури та шинопроводи залежать від умов їхнього охолодження, тобто від виду ізоляції та оболонки, матеріалу та кількості жил, середовища (повітря, земля) та місця (труби, лотки короби) прокладання тощо. В ПУЕ наведена значна кількість таблиць (від табл.1.3.4 до табл.1.3.35), у яких всі ці чинники враховано. Для прикладу в табл.4.5 наведено дані, взяті з табл.1.3.7 ПУЕ.

Таблиця 4.5

Допустимий тривалий струм для кабелів з алюмінієвими жилами з гумовою чи пластмасовою ізоляцією у свинцевій, полівінілхлоридній та гумовій оболонках, броньованих та неброньованих

Перері з струмо про- відної жили, мм ²	Допустимий струм, А, для кабелів				
	одножилъ них	двожилъних		трижилъних	
		прокладених			
	у повітрі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
2,5	23	21	34	19	29
4	31	29	42	27	38
6	38	38	55	32	46
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	220	165	245	140	210
95	250	20	295	170	255
120	295	230	340	20	295
150	340	270	390	235	335
185	390	320	440	270	385
240	465	-	-	-	-

Наведені в таблиці ПУЕ тривало допустимі струмові навантаження отримано для температури навколишнього повітря +25 °С та землі +15 °С. Якщо ці температури відрізняються від прийнятих значень, то на тривало допустимі струми утворяться відповідні поправки (табл.1.3.3 ПУЕ).

Наведені в ПУЕ таблиці складено на основі теоретичних розрахунків та результатів безпосередніх випробувань провідникових виробів на нагрівання. Ці таблиці є міжнародними нормативами країн СНД, дотримання яких обов'язкове.

4.6. Електропроводка та низьковольтні розподільні установки

Електропроводкою називають сукупність електричних проводів і кабелів, прокладених у приміщеннях чи поза ними, разом з кріпленнями та підтримувальними і захисними конструкціями та деталями.

Електропроводка виконує функцію під'єднання електроприймачів до розподільних щитків живильних ліній. Вона прикладається ізольованими проводами і неброньованими кабелями з перерізом жил до 16 мм² і переважно з гумовою та пластмасовою ізоляцією.

Електропроводки класифікуються за:

Розміщенням(внутрішня, зовнішня, увід);

Способом виконання (відкрита, закрита);

Призначенням (силова, освітлювальна).

Внутрішня електропроводка прокладається всередині будівель і споруд. Зовнішня електропроводка прокладається по зовнішній поверхні стін будівель і споруд, під нависами тощо, а також між будівлями на опорах (не більше чотирьох прогонів довжиною до 25м кожен) поза вулицями, дорогами.

Уводом від повітряної лінії електропередачі називається електропроводка, яка з'єднує відгалуження від лінії з внутрішньою електропроводкою, починаючи від ізоляторів, установлених на зовнішній поверхні (стіни, даху) будівлі чи споруди, до затискачів увідного пристрою.

Відкрита електропроводка прокладається по поверхні стін чи стель, по фермах чи інших будівельних елементах будівель чи споруд, по опорах тощо. Для відкритої електропроводки застосовуються наступні способи прокладання проводів і кабелів: безпосередньо по поверхні стін чи стель, на струнах, тросах, роликах, ізоляторах, в трубах, коробах, гнучких металевих рукавах, на лотках і т.д. відкрита електропроводка може бути стаціонарною, пересувною і переносною.

Закрита електропроводка прокладається всередині конструктивних елементів будівель і споруд (в стінах, підлогах, фундаментах, перекриттях), а також по перекриттях під підлогою, безпосередньо під змінною підлогою і т.д. Для закритої електропроводки застосовуються такі способи прокладання проводів

і кабелів: у трубах, гнучких металевих рукавах, коробах, замкнених каналах і пустотах будівельних конструкцій, під штукатуркою в штукатурених борознах, а також замоноличуванням в будівельні конструкції під час їх виготовлення.

Силова електропроводка призначена для живлення силового електрообладнання (електродвигунів, електричних печей, холодильних установок, зварювальних агрегатів тощо), а освітлювальна електропроводка – тільки для живлення світильників та/або розеток.

До підтримувальних та захисних конструкцій електропроводок належать струна, смуга, трос, короб, лоток тощо.

Струною, як підтримувальним елементом електропроводки, називають сталевий дріт, натягнутий впритик до поверхні стіни чи стелі і призначений для кріплення до нього окремих проводів чи кабелів або їхніх пучків.

Смугою, як підтримувальним елементом електропроводки, називають металеву смугу, закріплену впритик до поверхні стіни чи стелі і призначену для кріплення до неї окремих проводів чи кабелів або їхніх пучків.

Тросом, як тримальним елементом електропроводки, називають сталевий дріт чи сталевий канат, натягнутий у повітрі між двома спорудами і призначений для кріплення до нього окремих проводів чи кабелів або їхніх пучків.

Коробом, називають закриту порожнисту конструкцію прямокутного чи іншого перерізу, призначену для прокладки в ній проводів і кабелів. Короб захищає прокладені в ньому проводи і кабелі від механічних пошкоджень. Короби можуть бути глухими чи з відкритими кришками з суцільними чи перфорованими стінками. Короби можуть встановлюватися в середині та ззовні приміщень.

Лотком називають відкриту конструкцію, призначену для прокладання в ній проводів і кабелів. Лоток не захищає проводи і кабелі від зовнішніх механічних пошкоджень. Лотки виготовляються з негорючих матеріалів. Вони можуть бути суцільними, перфорованими чи ґратчастими і встановлюються як всередині, так і ззовні приміщень.

Прокладання електропроводок. Відкриті електропроводки прокладають по стінах, фермах та інших конструктивних елементах споруд. Для кріплення проводів і кабелів до поверхні використовують ролики, кліщі, ізолятори скоби. Часто проводи чіпляють до струн, смуг, тросів або поміщають їх у труби (гумові, поліетиленові, вінілпластові, сталеві). Для великої кількості паралельно спрямованих проводів використовують лотки чи коробки.

Закриті електропроводки прокладають у стінах, перекриттях та підлогах у трубах, глухих коробах, замкнених каналах будівельних конструкцій, а також спеціальними проводами під штукатуркою.

Вимоги до електропроводок. Для всіх проводів і кабелів електропроводок повинна бути дотримана вимога стосовно допустимих тривалих струмів з урахуванням температури навколишнього середовища та способу їх прокладки (табл.1.3.4 – 1.3.35 в ПУЕ). Значення перерізів струмопровідних жил проводів і кабелів в електропроводках не повинні бути меншими від значень, наведених в табл.4.6, дані для якої взяті з табл.2.1.1 ПУЕ.

Таблиця 4.6

Найменші перерізи струмопровідних жил проводів і кабелів в електропроводках

Провідники електропроводок	Перерізи жил, мм ²	
	Мідь	Алюміній
Шнури для приєднання побутових електроприймачів	0,35	-
Кабелі для приєднання переносних та пересувних електроприймачів у промислових установках	0,75	-
Скручені двожильні проводи з багатодротинними жилами для стаціонарного прокладання на роликах	1,0	-
Незахищені ізольовані проводи для стаціонарної електропроводки всередині приміщень:		
безпосередньо по основах, на роликах, кліщах і тросах на лотках, в коробах (крім глухих):	1,0	2,5
для жил приєднаних до гвинтових затискачів	1,0	2,0
для жил, приєднаних пайкою:		
однодротинних	0,5	-
багатодротинних (гнучких)	0,35	-
на ізоляторах	1,5	4,0
Незахищені ізольовані проводи у зовнішніх проводках:		
по стінах, конструкціях чи опорах на ізоляторах	2,5	4,0

Незахищені і захищені ізольовані проводи і кабелі в трубах, металевих рукавах і глухих коробках кабелі і захищені ізольовані проводи для стаціонарної електропроводки (без труб, рукавів і глухих коробів)	1,0	2,0
для жил, приєднаних до гвинтових затискачів		
для жил, приєднаних пайкою	0,5	-
однодротинних	0,35	-
багатодротинних (гнучких)	1,0	2,0
Захищені та незахищені проводи і кабелі, прокладені в замкнутих каналах чи замонолічено (в будівельних конструкціях чи під штукатуркою)		

У сталевих та в інших механічних трубах, рукавах, коробках, лотках і замкнутих каналах будівельних конструкцій споруд допускається сумісна прокладка таких проводів і кабелів:

- всіх електричних кіл одного агрегата;
- силових та контрольних кіл декількох машин, панелей, щитів, пультів тощо, пов'язаних технологічним процесом;
- електричних кіл декількох груп одного виду освітлення.

В одній трубі, рукаві, коробі, замкнутому каналі будівельної конструкції та на одному лотку забороняється сумісна прокладка:

- взаєморезервованих електричних кіл;
- електричних кіл робочого і аварійного освітлення;
- електричних кіл напругою до 43В з колами напругою понад 42В.

В кабельних спорудах, виробничих приміщеннях електроприміщеннях для електропроводок слід використовувати проводи і кабелі з оболонками тільки з трудногорючих чи негорючих матеріалів. У разі застосування незахищених проводів їхня ізоляція повинна бути з негорючих чи трудногорючих матеріалів.

Конструктивні елементи будівель і споруд, замкнуті канали чи порожнини яких використовуються для прокладання проводів і кабелів, повинні бути вогнетривкими.

З'єднання та відгалуження проводів і кабелів повинні виконуватися у з'єднувальних та відгалужувальних коробках, в ізоляційних корпусах з'єднувальних та відгалужувальних стисків, у спеціальних нішах будівельних конструкцій, всередині корпусів електроустановних виробів, апаратів і машин.

Низьковольтні розподільні установки. Розподільна установка низької напруги (РУНН) – це низьковольтна електроустановка, призначена для приймання електроенергії та розподілу її між електроприймачами.

РУНН встановлюють на кінцевих понижувальних підстанціях, у щитових приміщеннях будівель і споруд, безпосередньо у виробничих цехах, на сходових клітинах, квартирних коридорах, ззовні будівель при стінах, в нішах чи в інших будівельних заглибленнях.

За конструкцією розрізняють такі види РУНН:

- щит;
- панель;
- пульт;
- шафа;
- ящик;
- станції, блоки, збірки (щитові або панельні).

За функціональним призначенням РУНН поділяються на:

- силові;
- освітлювальні (групові);
- управління та сигналізації;
- комбіновані.

До складу РУНН входять такі основні елементи:

- з'єднувальні шини (провідники) – фазні та нульові;
- комутаційні апарати (рубильники, пакетні вимикачі);
- захисні апарати (плавкі чи автоматичні запобіжники, реле);

- інші апарати (вимірювальні прилади, лічильники тощо).

В мережах застосовуються переважно комплектні розподільні установки низької напруги (КРУНН), які виготовляються на заводах у вигляді металевих чи пластмасових шаф, ящиків та блоків різних розмірів. До найбільше поширених КРУНН належать такі їхні типи:

- модульні панелі з набором шин, комутаційних захисних та вимірювальних приладів (наприклад, станції управління серії ПУ, БУ);
- розподільні шафи серії СП, СПУ, СПМУ – металеві шафи з одними дверцятами для розташування на підлозі. Шафи СПУ та СПМУ, на відміну від СП, мають гумове ущільнення між дверцятами корпусом і тому є пилонепроникними;
- розподільні пункти серії ПР – металеві чотирикутні коробки, які встановлюються на підлозі чи в нішах або підвішуються на стінах. Мають рубильник або пакетні вимикачі, шини та комутаційно-захисні автомати серії А3100;
- розподільні скриньки (ящики) серії Я00, ЯЗ, ВП, ЯВП – металеві скриньки, які розміщуються на стінах чи в нішах. Містять в основному тільки комутаційні апарати, крім ЯВП, яка має ще й запобіжники;
- комплектні пристрої управління типу КУ - набір панелей, які мають комутаційні і захисні апарати, а також вимірювальні прилади і засоби автоматики;
- вибухозахищені пости управління типу ПУВ, які складаються з окремих блоків, до яких входять кнопки або ключі управління, вимірювальні та сигналізаційні прилади;
- освітлювальні щитки серії ОЩ, ОЩВ, УОЩВ, з автоматами А3161 та серії ОП, ЩОА, ЩОАУ з однополосними автоматами АБ-25.

Крім комплектних РУНН, вживаються окремі щити, шафи, що складаються у станції управління, які розташовуються у призначених для них приміщеннях. Такі РУНН розділяються на секції за групами механізмів, яких вони

обслуговують. Зустрічаються також т. зв. складані РУНН, коли спеціальної нищі розташовується панель з ізоляційного матеріалу (текстоліт, пластмаса, мармур, деревина), на якій закріплюються необхідні елементи.

4.7. Розрахунок струмів короткого замикання

Перед розрахунком струмів короткого замикання в іменованих одиницях передовсім треба зобразити розрахункову схему, на якій вказуються параметри елементів, які входять у розрахункову схему (клас напруги, довжину та поперечний переріз кабельних і повітряних ліній, параметри трансформаторів, реакторів, асинхронних двигунів та ін), котрі впливають на режим к.з. На схемі вказуються вибрані точки ймовірного, як правило, найнебезпечнішого з погляду величини струмів короткого замикання для даної електроустановки. На основі розрахункової схеми зображають однолінійну заступну схему, на якій всі елементи подаються своїми активними й індуктивними опорами в іменованих значеннях зведених до однієї із наруг електроустановки, а джерела живлення - внутрішніми опорами та електрорушійними силами. Після цього струми короткого замикання визначаються за методами теорії електричних кіл (класичний, метод контурних струмів, еквівалентних перетворень тощо).

Після обчислення величини струмів короткого замикання на всіх ділянках заступної схеми, струми на елементах розрахункової схеми визначаються, враховуючи величини напруг (коефіцієнти трансформації). Слід зауважити, що на елементах з нижчими напругами струми завжди є більшими, а на елементах з вищими напругами – струми є меншими від розрахованих.

Як правило такий розрахунок є наближеним інженерним розрахунком, тому розрахункова схема завжди вибирається лінійною без врахування вітки та струмів намагнічування трансформаторів. Разом з тим якнайточніше враховуються поздовжні параметри заступної схеми трансформаторів, які безпосередньо впливають на величину струму короткого замикання.

Ефект нелінійності елементів розрахункової схеми, зокрема синхронних генераторів та синхронних і асинхронних двигунів, враховується після розрахунку шляхом введення поправкових коефіцієнтів.

Таким чином, розрахунок струмів короткого замикання рекомендується виконувати за наступним алгоритмом:

1. Скласти розрахункову схему розглядуваної частини мережі, на якій вказати довжини та поперечні перерізи жил кабельних і повітряних ліній, з якого матеріалу виготовлені струмопровідні жили, параметри трансформаторів та реакторів (номінальні потужності, напруги, струми, напруги та потужності короткого замикання, потужність вільного ходу, індуктивний опір реактора і ін);

2. На розрахунковій схемі вибрати точки короткого замикання і розрахункові режими (наявність одного чи кількох джерел живлення, врахування окремих ділянок мережі, наявність синхронних і асинхронних двигунів та їх режим роботи);

3. Для кожного з елементів (лінія-трансформатор-реактор-асинхронний двигун) визначити активні і реактивні опори в іменованих одиницях;

4. Визначити опір системи (внутрішній опір джерела живлення) та перевірити, чи не можна розраховувати режим від джерела безмежної потужності, що дозволяє не враховувати опір системи;

5. У випадку наявності кількох рівнів напруги вибрати базову напругу, до якої звести параметри всіх елементів розрахункової схеми.

6. Всі опори і ЕРС джерел привести до вибраної базової напруги і за цими даними скласти заступну схему. Як правило за базову напругу вибирають ту, на якій розраховується струм короткого замикання.

7. Перетворити заступну схему і визначити еквівалентні активні та індуктивні опори мережі між джерелом живлення та місцем короткого замикання, а в разі наявності кількох джерел живлення - еквівалентну ЕРС та еквівалентні опори;

8. Визначити за законом Ома струм короткого замикання на базовій напрузі

9. Шляхом поступового оберненого розгортання заступної схеми (див. метод еквівалентних перетворень) визначити шукані величини струмів у режимі короткого замикання всіх елементів розрахункової схеми.

10. Використовуючи коефіцієнти трансформації, визначити реальні значення струмів на кожному ступені напруги розрахункової мережі.

У даному випадку подано загальний алгоритм розрахунку, який може бути змінений для конкретної схеми в разі відсутності того чи іншого елемента.

Приклад 4.1. На рис 4.18 зображено принципову схему електропостачання споживачів Н від електроенергетичної системи (ЕЕС). Задано параметри елементів цієї схеми:

- для ЕЕС – потужність трифазного к. з. $S_{\text{эф}}^{(3)} = 350$ МВА;
- для повітряної лінії 35 кВ L_1 – довжина 40 км, провід АС-95, погонний індуктивний опір $x_0 = 0,4$ Ом/км, погонний активний опір $r_0 = 0,33$ Ом/км;
- для трансформатора T_1 – номінальна потужність $S_H = 1600$ кВА, напруги обмоток 35/11 кВ, напруга к.з. $U_K = 7,5\%$;
- для повітряної лінії 10 кВ L_2 – довжина 10 км, провід АС-35, погонний індуктивний опір $x_0 = 0,4$ Ом/км, погонний активний опір $r_0 = 0,9$ Ом/км.
- для трансформатора T_2 – номінальна потужність $S_H = 400$ кВА, напруги обмоток 10/0,4 кВ, напруга к.з. $U_K = 5,5\%$.

Визначити максимальні періодичні струми короткого замикання в точках K_1 і K_2 , необхідні для перевірки вимикаючої здатності комутаційних апаратів. Розрахунок виконати в іменованих одиницях.

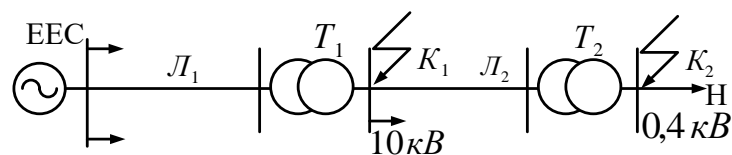


Рис. 4.18. Принципова схема електричної мережі

Розв'язання.

На основі принципової схеми мережі нарисуємо зображену на рисунку 4.19 розрахункову схему, в якій враховано лише реактивні опори елементів мережі. Виділимо наявні ступені напруги і прийmemo середні номінальні напруги для кожного ступеня

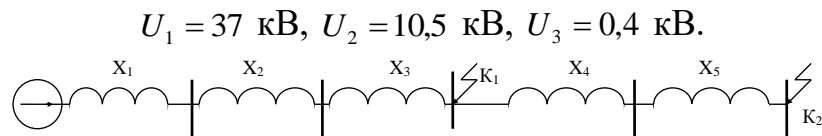


Рис. 4.19. Розрахункова схема електричної мережі

За основний або базовий ступінь напруги прийmemo другий ступінь, напруга якого $U_{OCH} = 10,5 \text{ кВ}$.

2. Обчислимо опори всіх елементів розрахункової схеми електропостачання:

- ЕЕС - $x_1 = \frac{U_{OCH}^2}{S_{\text{ЕС}}^{(3)}} = \frac{10,5^2}{350} = 0,31 \text{ Ом}.$
- Лінія Л₁ - $x_2 = x_0 \cdot l_1 \left(\frac{U_{OCH}}{U_1}\right)^2 = 0,4 \cdot 40 \cdot \left(\frac{10,5}{37}\right)^2 = 1,23 \text{ Ом}.$
- Тр-р Т₁ - $x_3 = \frac{U_K \% U_{OCH}^2}{100 S_{HT_1}} = \frac{7,5 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 1,6} = 5,15 \text{ Ом}.$
- Лінія Л₂ - $x_4 = x_0 \cdot l_2 = 0,4 \cdot 10 = 4 \text{ Ом}.$
- Тр-р Т₂ - $x_5 = \frac{U_K \% U_{OCH}^2}{100 S_{HT_2}} = \frac{5,5 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 0,46} = 15,1 \text{ Ом}.$

Сумарний опір x_{Σ} до точок К₁ і К₂:

$$x_{1\Sigma} = x_1 + x_2 + x_3 = 0,31 + 1,23 + 5,25 = 6,7 \text{ Ом}.$$

$$x_{2\Sigma} = x_{1\Sigma} + x_4 + x_5 = 6,7 + 4 + 15,1 = 25,8 \text{ Ом}.$$

3. Періодичну складову струму к.з. для системи електропостачання від ЕЕС визначаємо, виходячи з умови незмінності напруги на шинах системи за її опором x_1 . Струми, зведені до основного чи базового (другого) ступеня напруги, розраховуються за формулами

$$I_{K_1} = \frac{1}{x_{1\Sigma}} \cdot \frac{U_{OCH}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{6,7} \cdot \frac{10,5}{\sqrt{3}} = 0,9 \text{ кА}.$$

$$I'_{K_2} = \frac{1}{x_{2\Sigma}} \cdot \frac{U_{OCH}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{25,87} \cdot \frac{10,5}{\sqrt{3}} = 0,234 \text{ кА}$$

Струм короткого замикання I'_{K_2} в точці K_2 зведений до базової величини напруги, тобто 10,5 кВ, а натуральний струм короткого замикання, на шинах низької напруги 0,4 кВ дорівнює

$$I_{K_2} = \frac{I'_{K_2}}{K_{TP}} = \frac{0,234}{\frac{0,4}{10,5}} = \frac{0,234 \cdot 10,5}{0,4} = 6,15 \text{ кА}$$

За значенням струму I_{K_1} перевіряють вимикальну здатність комутаційної апаратури, встановленої на стороні нижчої напруги трансформатора T_1 , а за значенням струму короткого замикання I_{K_2} перевіряють вимикальну здатність комутаційної апаратури, встановленої на стороні нижчої напруги трансформатора T_2 .

Розрахунок струмів короткого замикання у відносних одиницях. Під час розрахунку струмів короткого замикання часто вживають систему відносних одиниць, що достатньо зручно під час аналізу складних електричних схем з великою кількістю трансформацій. Другою особливістю використання цієї системи одиниць є те, що опори синхронних генераторів, компенсаторів, асинхронних двигунів, трансформаторів та реакторів, питома вага яких у розрахунковій схемі значна, прийняті у відносних одиницях, відразу дозволяють оцінити їх вплив на величину струму к.з.

В основному етапи розрахунку струмів к.з. у відносних одиницях залишаються тими самими, що і в іменованих за винятком того, що треба параметри заступної схеми виразити у відносних (безрозмірних) одиницях зведених до певних базових величин.

Для розрахунку струмів короткого замикання у відносних базових одиницях необхідно напруги, струми і опори елементів розрахункової схеми виражати в цих одиницях при вибраних базових умовах. До вибраних базових умов відносять базову потужність S_B , яку для конкретної схеми приймають довільною, але співвимірною з потужністю джерел енергії, та базові напруги U_B , які переважно

приймають для кожного ступеня трансформації рівними їхнім середнім напругам ($U_B = U_{CEP}$). Тоді базовий опір z_B і базовий струм I_B можна визначити з виразів

$$z_B = \frac{U_B^2}{S_B}; \quad I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_B}$$

Відносні базові струми, напруги і опори записують як відношення їхніх значень, виражених в іменованих одиницях, до відповідних базових значень, тобто

$$I_{*B} = \frac{I}{I_B} = I \frac{\sqrt{3}U_B}{S_B}, \quad U_{*B} = \frac{U}{U_B}, \quad z_{*B} = \frac{z}{z_B} = z \frac{S_B}{U_B^2}$$

Розрахунки струмів короткого замикання у складних схемах в разі використання відносних базових одиниць простіші, порівняно з розрахунками в іменованих одиницях.

Якщо базові величини прийняти рівними номінальним, то утвориться система відносних номінальних одиниць. Таку систему використовують тоді, коли аналізують характеристики окремих елементів системи електропостачання (генераторів, трансформаторів тощо).

Приклад 4.2. Виконати розрахунок струмів короткого замикання для схеми електропостачання, зображеної на рис. 4.20, використовуючи відносні базові одиниці.

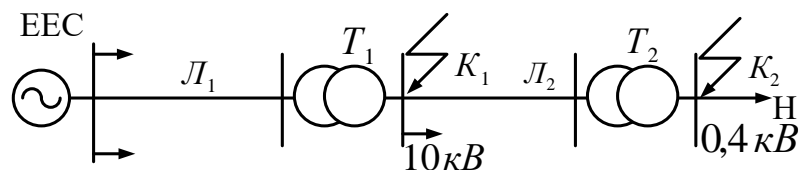


Рис. 4.20. Принципова схема електричної мережі

Задано наступні параметри елементів схеми електропостачання:

- для ЕЕС – потужність трифазного к. з. $S_K^{(3)} = 350$ МВА;
- для повітряної лінії 35 кВ $Л_1$ – довжина 40 км, провід АС-95, погонний індуктивний опір $x_0 = 0,4$ Ом/км, погонний активний опір $r_0 = 0,33$ Ом/км;

- для трансформатора T_1 – номінальна потужність $S_H = 1600$ кВА, напруги обмоток 35/11 кВ, напруга к.з. $U_K = 7,5\%$;
- для повітряної лінії 10 кВ L_2 – довжина 10 км, провід АС-35, погонний індуктивний опір $x_0 = 0,4$ Ом/км, погонний активний опір $r_0 = 0,9$ Ом/км.;
- для трансформатора T_2 – номінальна потужність $S_H = 400$ кВА, напруги обмоток 10/0,4 кВ, напруга к.з. $U_K = 5,5\%$.

Розв'язання.

1. На основі принципової схеми мережі нарисуємо зображену на рисунку 4.21. розрахункову схему, для якої за базову потужність

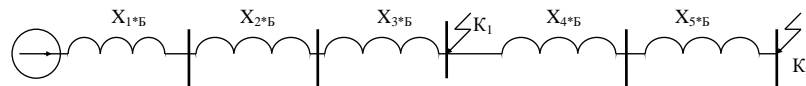


Рис. 4.21. Розрахункова схема електричної мережі

приймаємо 100 мВА, а за базові напруги на кожному ступеневі трансформації – середні номінальні напруги:

$$U_{B1} = 37 \text{ кВ}, \quad U_{B2} = 10,5 \text{ кВ}, \quad U_{B3} = 0,4 \text{ кВ}.$$

Прийняте значення S_B співвимірне зі значенням $S_K^{(3)}$.

Визначаємо базові струми на кожному ступеневі трансформації за формулою

$$I_{B1} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{B1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА},$$

$$I_{B2} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{B2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА},$$

$$I_{B3} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{B3}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 145 \text{ кА}.$$

2. Визначаємо опори елементів схеми у відносних базових одиницях:

- ЕЕС - $x_{1*Б} = \frac{x_1}{x_{1Б}} = \frac{U_1^2}{S_K^{(3)}} \cdot \frac{S_B}{U_{B1}^2} = \frac{S_B}{S_K^{(3)}} = \frac{100}{350} = 0,3$.

- Лінія L_1 - $x_{2*Б} = x_0 \cdot l_1 \cdot \frac{S_B}{U_{B1}^2} = 0,4 \cdot 40 \cdot \frac{100}{37^2} = 1,16$.

- Тр-р T_1 - , $x_{3*Б} = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{1,6} = 4,7$.

- Лінія Л₂ - $x_{4*B} = x_0 \cdot l_2 \cdot \frac{S_B}{U_{B2}^2} = 0,4 \cdot 40 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 3,75$.
- Тр-р Т₂ - $x_{5*B} = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{0,4} = 13,8$.

Сумарний опір $\sum x$ до точок К₁ і К₂:

$$\sum x_{1*A} = x_{1*A} + x_{2*A} + x_{3*A} = 6,16$$

$$\sum x_{2*A} = \sum x_{1*A} + x_{4*A} + x_{5*A} = 6,16 + 3,75 + 13,8 = 23,61$$

Визначаємо струми короткого замикання у точках К₁ і К₂.

$$I_{K_1} = I_{2*A} \cdot I_{2A} = \frac{U_{2*A}}{\sum x_{1*A}} \cdot I_{2A} = \frac{1}{6,16} \cdot 5,5 = 0,9 \text{ кА.}$$

$$I_{K_2} = I_{3*A} \cdot I_{3A} = \frac{U_{3*A}}{\sum x_{2*A}} \cdot I_{3A} = \frac{1}{23,61} \cdot 145 = 6,15 \text{ кА.}$$

Таким чином, результати обчислень у відносних одиницях збіглися з результатами обчислень в іменованих одиницях. Простота розрахунку зумовлена відсутністю потреби враховувати коефіцієнти трансформації трансформаторів.

4.8. Особливості розрахунку струмів короткого замикання в електричних мережах до 1000 В

Електричні мережі напругою до 1000 В живляться переважно від понижувальних трансформаторів з вищою напругою 6-10 кВ. Для цих трансформаторів характерна значна електрична віддаленість від джерел живлення. Тому при короткому замиканні в мережі до 1000 В вища напруга понижувального трансформатора залишається практично незмінною та рівною своїй номінальній напрузі.

Іншою характерною особливістю мереж напругою до 1000 В є те, що поряд з індуктивними опорами елементів тут значну роль відіграють активні опори, значення яких часто перевищують значення індуктивних опорів.

Помітний вплив на величини струмів короткого замикання тут мають опори таких елементів, як збірні шини та приєднання до них, трансформатори струму, а також опори різних контактних з'єднань: болтових з'єднань шин, затискачів та рознімних контактів апаратів тощо. Відмова від врахування цих опорів може

призвести до перевищення розрахункових струмів короткого замикання над реальними і впровадження внаслідок цього потужнішої апаратури та проводів більшого, ніж потрібно, перерізу. Це означає що збільшення розрахункового струму короткого замикання може зумовити невиправдані додаткові затрати на електрообладнання таких мереж.

Точна оцінка опорів контактних з'єднань є складною розрахунковою задачею. В разі відсутності достовірних даних про перехідні опори, їх враховують сукупно (включаючи контакт в місці замикання) активним опором величиною 0,015-0,03 Ом (15-30 мОм). Нижня межа відповідає короткому замиканню близько до розподільчого щита понижувальної підстанції, а верхня межа – короткому замиканню безпосередньо для електроприймачів.

Розрахункові схеми для обчислення струмів короткого замикання в мережах напругою до 1000 В складаються так само, як і розрахункові схеми для високовольних мереж. Опори елементів електричних мереж напругою до 1000 В переважно малі, тому їх для зручності виражають в міліомах (мОм) (див. табл. 4.7-4.9).

Таблиця 4.7.

Опори понижувальних трансформаторів 6-10 кВ групи зєднань «<->» з нулем

Номінальна потужність кВА	Опори, (мОм)		Номінальна потужність кВА	Опори, (мОм)	
	активний	індуктивний		активний	Індуктивний
25	154	244	320	7,7	26
40	90	156	400	5,7	17
63	52	109,3	560	3,8	15
100	32	65	630	3,3	14
160	16,8	42	750	2,5	11
250	9,4	26,4	1000	1,7	8,6

Примітка. Вказані опори зведені до напруги 400 В.

Таблиця. 4.8.

Опори шин і шинопроводів

Номінальний струм, А	Матеріал шин та розміри перерізу, мм ²	Опори, мОм/м	
		активний	індуктивний
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
250	А, 30х6	0,210	0,140
400	А, 40х6	0,150	0,10
600	А, 60х6	0,100	0,100
1600	А, 2(80х8)	0,034	0,023
2000	М, 2(80х8)	0,018	0,023
2500	А, 2(120х10)	0,020	0,028
2500	М, 2(80х10)	0,022	0,023
4000	А, 2(160х12)	0,013	0,020

Таблиця. 4.9.

Опори кабелів до 1000 В з алюмінієвими жилами

Переріз жили, мм ²		Активний опір робочої жили, мОм/м	Індуктивний опір, мОм/м	
Робочої	Нульової		Трижильний кабель	Чотирижильний кабель
6	4	6,41	0,087	0,094
10	6	3,84	0,082	0,088
16	10	2,40	0,078	0,084
25	16	1,54	0,062	0,072
35	16	1,10	0,061	0,065
50	32	0,77	0,060	0,068
70	35	0,55	0,059	0,066
95	50	0,41	0,057	0,064
120	50	0,32	0,057	0,064
150	70	0,26	0,056	0,063

Оскільки опори більшості елементів аналізованих мереж задаються в іменованих одиницях, то і розрахунок струмів короткого замикання ведуться, звичайно, в іменованих одиницях. За середні номінальні напруги U_{CP} мереж для відповідних ступенів трансформації рекомендовано приймати 127, 230, 400, 525, 690 В. Для перевірки правильності вибору апаратів та перерізів проводів за умовами короткого замикання виконують розрахунок струму трифазного короткого замикання, оскільки в разі цього виду короткого замикання струм досягає найбільшої величини.

Початкове значення періодичної складової струму трифазного короткого замикання розраховують за формулою

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3} \sqrt{r_1^2 + x_1^2}} = \frac{U_{CP} [B]}{\sqrt{3} z [i\hat{l}]} = I_K^{(3)} [\text{kA}].$$

де U_{CP} – середня номінальна напруга того ступеня трансформації, де розраховується струм короткого замикання; r_1 , x_1 – сумарний активний і реактивний опори, зведені до ступенів напруги місця короткого замикання.

Приклад 4.3. Підстанція промислового підприємства 10/0,4 кВ (рис. 4.22.) живиться від електроенергетичної системи (ЕЕС). Понижувальний трансформатор Т через магістральний шинопровід ШМ живить шини Ш розподільного щита виробничого цеху. Від шин Ш через розподільний шинопровід ШР електроенергія надходить до цехових щитів, об'єднаних кабелями. На входах шинопроводів ШМ і ШР встановлено автоматичні вимикачі A_1 і A_2 . Оцінити вплив опору контактних з'єднань на величину струму короткого замикання в точці K_1 .

Вихідні дані для розрахунків:

Трансформатор Т – 1000 кВА, 10/0,4 кВ, «зірка-зірка з нульовим проводом»;

Шини Ш – довжина 3,5 м, виконання А, 2 (80x8);

Шинопровід ШМ – довжина 50 м, номінальний струм 1600 А;

Шинопровід ШР – довжина 4 м, номінальний струм 600 А.

Автоматичні вимикачі A_1 – 1500 А та A_2 – 600 А.

Розв'язання: Використовуючи дані таблиць 6.1-6.3, визначаємо опори елементів заданої схеми:

Трансформатор Т - $r = 1,7$ мОм, $x = 8,6$ мОм.,

Шинопровід ШМ $r = 0,034 \cdot 50 = 1,7$ мОм, $x = 0,023 \cdot 50 = 1,15$ мОм,

Шини Ш $r = 0,034 \cdot 3,5 = 0,12$ мОм, $x = 0,023 \cdot 3,5 = 0,08$ мОм,

Шинопровід ШР $r = 0,1 \cdot 4 = 0,4$ мОм, $x = 0,1 \cdot 4 = 0,4$ мОм

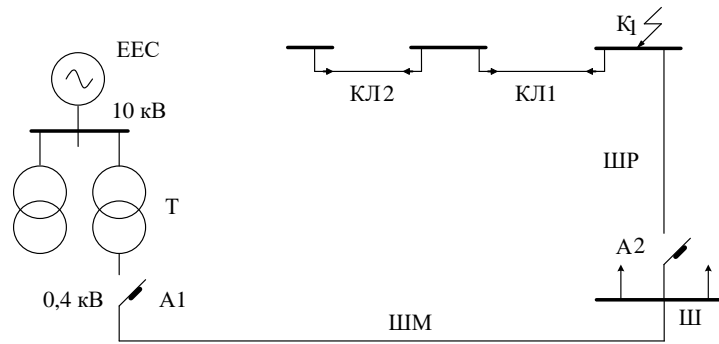


Рис. 4.22. Схема електропостачання промислового підприємства

Для випадку короткого замикання у точці K_1 приймаємо опір контактних з'єднань середнім між його нижньою і верхньою межами – 22 мОм. Опорами шин високої напруги та елементів ЕЕС нехтуємо. Тоді сумарні активний і реактивний опори схеми між джерелом напруги і точкою короткого замикання будуть такими:

$$\sum R = 1,7 + 1,7 + 0,12 + 0,4 + 22 = 25,92 \text{ мОм};$$

$$\sum X = 8,6 + 1,15 + 0,08 + 0,4 = 10,23 \text{ мОм}.$$

Струм трифазного короткого замикання в точці K_1 дорівнює

$$I_k = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{25,92^2 + 10,23^2}} = 8,35 \text{ кА}.$$

Без врахування опору контактних з'єднань розрахункова величина струму трифазного короткого замикання становила б 21,0 кА, тобто вона була б різко завищеною.

Різне зниження напруги впливає на роботу апаратів, порушуючи технологічний процес і номінальний режим роботи електроустановок, викликають аварії та пожежі.

4.9. Допустиме нагрівання електроустановок та його контроль.

У струмопровідних елементах і в магнітопроводах електроустановок під час їхньої роботи виникають втрати енергії, яка перетворюється в тепло. Це веде до підвищення температури елементів конструкції і за певних умов може викликати

їхнє перегрівання. Перегрівання особливо небезпечно для ізоляції та контактних з'єднань.

Підвищення температури вище певних значень викликає в ізоляції незворотні зміни, що проявляються у зниженні електричної та механічної міцностей і в прискореному її старінні. Наслідок цих явищ може стати пробиття ізоляції та виникнення пошкоджень чи аварій, які за певних умов спричиняють пожежу. Недопустимі нагрівання контактних з'єднань виникають внаслідок зменшення поверхні дотику (збільшення опору) і можуть також мати важкі наслідки.

Характерним для теплового режиму електроустановок є його пряма залежність від режиму навантаження. Тому умовами нагрівання ізоляції визначаються допустимі перевантаження електроустановок. Режими перевантажень встановлюються державними стандартами, вказівками заводів-виготовлювачів, інструкціями з експлуатації і не повинні порушуватися.

Проте перегрівання електроустановок можуть бути викликані і нережимними чинниками. Якщо тепловий режим електроустановки порушується, а електричне навантаження перебуває в нормі, то це свідчить про наявність певних несправностей. Тому контроль теплового режиму електроустановок дозволяє виявити наявність дефектів чи несправностей, що зумовили не розрахункове підвищення температури, і, таким чином, попередити виникнення пошкоджень чи аварій з пожежними наслідками.

Технічними та протипожежними критеріями допустимості перевантажень електроустановок є допустима температура і задане значення ізоляції. У процесі роботи електроустановки її температура Θ не повинна перевищувати допустимого значення $\Theta_{\text{доп}}$.

$$\Theta = \Theta_{\text{охол}} + \Delta\Theta \leq \Theta_{\text{доп}},$$

де $\Theta_{охол}$ - температура охолоджувального середовища; $\Delta\Theta$ - перевищення температури установки над температурою охолоджувального середовища; $\Theta_{дон}$ - допустима температура нагрівання.

Значення $\Theta_{дон}$ залежить від нагрівостійкості обладнання, яка у більшості випадків визначається нагрівостійкістю його ізоляції. Нагрівостійкість ізоляції – це її здатність витримувати температуру заданого рівня без пошкоджень та погіршень основних властивостей. Згідно зі стандартом всі електроізоляційні матеріали, що використовуються в електричних машинах, трансформаторах, електричних апаратах, кабелях та ізольованих проводах, відносяться до одного з класів нагрівостійкості, наведених в табл.4.7.

Таблиця 4.7.

Допустима температура ізоляції

Клас нагрівостійкості	Y	A	E	B	F	H	200	220	250
Допустима температура, °C	90	105	120	130	155	180	200	220	250

Класи нагрівостійкості включають різні матеріали з відповідними характеристиками.

Клас Y – волокнисті матеріали з целюлози, бавовни і натурального шовку, не просочені та не занурені в рідкий електроізоляційний матеріал.

Клас A - волокнисті матеріали з целюлози, бавовни та натурального шовку, просочені або занурені в рідкий електроізоляційний матеріал.

Клас E – синтетичні органічні матеріали (плівки, волокна, смоли, компаунди).

Клас B – матеріали на основі слюди, азбесту та скловолокна, що застосовуються з органічними зв'язуючими і просочуючими речовинами.

Клас F – матеріали на основі слюди, азбесту та скловолокна, що застосовуються з синтетичними зв'язуючими і просочуючими речовинами.

Клас Н – матеріали на основі слюди, азбесту та скловолокна, що застосовуються з кремнійорганічними зв'язуючими і просочуючими речовинами.

До класу з $\Theta_{don} > 180^{\circ}\text{C}$ – відносяться слюда, керамічні матеріали, скло, кварц або їхні комбінації, що застосовуються без зв'язуючих речовин або з неорганічними і кремнійорганічними зв'язуючими речовинами.

Клас нагрівостійкості відображає максимальну тривало допустиму робочу температуру найбільш нагрітої частини установки при номінальному навантаженні та інших нормативних умовах експлуатації.

Для електроустановок державними стандартами приписується граничне значення температур, що в деякій мірі різняться від допустимих значень температур ізоляції конкретного класу нагрівостійкості, яка використовується в даній електроустановці.

Для генераторів з ізоляцією класу В ($\Theta_{don}=130^{\circ}\text{C}$) залежно від системи охолодження, тиску водню та інших чинників тривало допустима температура для обмотки ротора коливається в межах $100\text{-}130^{\circ}\text{C}$, а статора – в межах $105\text{--}120^{\circ}\text{C}$. Зниження допустимих температур порівняно зі значенням, заданим класом нагрівостійкості, пояснюється можливістю виникнення місцевих перегрівань, умовами роботи просочувального компаунду, недосконалістю системи вимірювань (найвища температура ізоляції виникає в точці дотику до струмопровідного елемента, до якої нема прямого доступу).

Обмотки трансформаторів виконуються звичайно з ізоляцією класу А і норми на допустимі температури різних елементів трансформатора встановлені з такою умовою, щоб гранична температура обмоток в найтепліший час року не піднімалась вище $105\text{-}110^{\circ}\text{C}$. Тому для трансформаторів, що працюють в умовах помірного клімату, перевищення температури магнітопроводу і конструктивних елементів над температурою охолоджувального середовища нормовано на рівні 75°C , обмотки 65°C , верхніх шарів оливи залежно від систем охолодження 60°C чи 40°C .

Норми нагрівання апаратів та електротехнічних пристроїв (вимикачів, роз'єднувачів, реакторів, прохідних ізоляторів, трансформаторів струму тощо) встановлені відповідними держстандартами та іншими директивними документами.

Найвища тривало допустима температура струмопровідних та не струмопровідних металевих частин, ще не доторкуються до ізоляційних матеріалів, дорівнює 120°C . Найвища тривало допустима температура контактів і контактних з'єднань з міді, алюмінію чи інших сплавів залежно від робочого середовища (повітря, елегаз, ізоляційна олива), характеру покриття контактної поверхні (без покриття, з покриттям оливою, сріблом, нікелем) має значення в межах $75\text{-}120^{\circ}\text{C}$.

Короткочасно матеріали допускають температуру вищу, ніж тривало допустима. Так обмотки трансформаторів з ізоляцією класу А при навантаженнях, що перевищують номінальні та повторюються кожену добу в години денного максимуму, допускають температуру 140°C , тобто 35°C вище від тривало допустимої. Максимальна температура обмотки трансформатора з мідного проводу з ізоляцією класу А під час КЗ обмежується значенням 250°C .

Допустимі температури для конкретних умов роботи електроустановок встановлюються дослідним шляхом і наводяться у відповідних стандартах ч технічних умовах.

Задане зношення ізоляції. Під дією температури, навіть нижчої від допустимої, ізоляція старіє, тобто змінюється її структура, розвиваються місцеві дефекти, знижується електрична та механічна міцність. Термін служби ізоляції залежить від того, з якою температурою вона працює. З підвищенням температури термін служби ізоляції знижується і його значення можна визначити за формулою

$$T_{\text{ст}} = B \exp(-\alpha \Theta),$$

де B - стала, що дорівнює терміну служби ізоляції при температурі 0°C ; α - коефіцієнт ($\alpha=0,112$); Θ - температура, з якою ізоляція працює, $^\circ\text{C}$.

Значення коефіцієнта α відображає відомий з досвіду експлуатації факт, що підвищення температури на 6°C скорочує термін служби ізоляції вдвічі.

Розділивши попередній вираз на термін служби в разі роботи установки в номінальному режимі ($\Theta = \Theta_{\text{ном}}$), отримаємо вираз відносного терміну служби

$$F = T_{\text{сл.ном}} / T_{\text{сл}} = \exp(-\alpha (\Theta - \Theta_{\text{ном}}))$$

Відносне зношення показує, у скільки разів реальне зношення установки під час її роботи з температурою Θ перевищує зношення під час роботи з номінальною температурою, незалежно від проміжка часу (рік, доба), на якому це зношення розглядається. Наприклад, під час роботи з температурою $\Theta = \Theta_{\text{ном}} + 6^\circ\text{C}$ одержимо $F=2$, тобто зношення ізоляції установки у два рази перевищує нормальне.

Якщо установка на різних інтервалах Δt проміжку часу T працює з різними температурами Θ_i , то середнє значення відносного зношення за час T розраховується за формулою

$$F_{\text{cp}} = 1/T \sum_{i=1}^n F_i \Delta t_i = 1/T \sum_{i=1}^n \exp(\alpha(\Theta_i - \Theta_{\text{ном}})) \Delta t_i.$$

Якщо F_{cp} близьке до одиниці, то реальне зношення ізоляції відповідає зношенню ізоляції установки при номінальних умовах.

Звичайно, допустимі перевантаження електроустановок за першим критерієм (допустимою температурою) для узагальненого графіка навантаження виходять меншими, ніж за другим, бо підвищене зношення в години максимуму компенсується його зниженням в режимі номінальних навантажень. Другий критерій використовується, в основному, для трансформаторів. Номінальному відносному зношенню ізоляції трансформатора відповідає температура найбільше нагрітої точки обмотки $\Theta_{\text{ном}} = 98^\circ\text{C}$.

Контроль нагрівання електроустановок. В електричних машинах і трансформаторах контролюється температура ізоляції обмоток, охолоджувального середовища, оливи, активної сталі тощо. Застосовуються три способи вимірювань: термометром, опорю, термопарою.

За допомогою термометра визначають температури доступних поверхонь електроустановки чи середовища, де вона працює. Для вимірювань використовують термометри розширення (ртутні, спиртові, толуолові), термометри манометричного типу і термометри опорю (терморезистори).

Термометри розширення встановлюються у спеціальних гільзах, герметично вмонтовані у кришки та кожухи обладнання. Такими термометрами вимірюють температуру оливи трансформаторів, охолоджувального середовища генераторів, оливи в підшипниках.

Термометри манометричного типу застосовуються в разі необхідності передачі вимірювального сигналу на відстань декількох метрів. Прилад складається з термобалона і герметичної трубки, що з'єднує балон з трубчастою пружиною реєструю чого приладу. Система заповнена рідким ефіром чи його парами. Під час зміни температури змінюється тиск ефіру, який передається до стрілки приладу.

Термометр опорю (терморезистори) являє собою тонку мідну чи платинову дротину, намотану на каркас і механічно захищену, опір резистора залежить від температури нагрівання в точці його розміщення. Вимірюючи опір, встановлюють температуру ізоляції обмоток, сталі осердя тощо.

В обмотки трансформаторів і роторів генераторів терморезистори не закладаються. Визначення температури цих обмоток здійснюють шляхом вимірювання їх опорів. Існує чітка залежність опорю провідника від температури, що дозволяє, вимірюючи опір, встановлювати температуру обмоток.

Для вимірювання температури за допомогою термопари використовується термоелектричний ефект, тобто залежність електрорушійної сили в колі від

температури точки сполучення двох провідників з різних металів (наприклад, міді, та константану). Термопари закладають в точках контролю температури і приєднують до вимірювальних приладів. У генераторах за допомогою термопар вимірюють температуру різних конструктивних елементів, охолоджувального газу, пакетів активної сталі тощо.

Небезпечними з погляду виникання аварій та пожеж є контактні з'єднання, значна кількість яких міститься в розподільних установках (сполучення шин, приєднання електричних апаратів, проводів і кабелів). Температуру контактних з'єднань вимірюють за допомогою електротермометра, термосвічок, термоплівок та термопоказчиків.

Електротермометр являє собою компактний неврівноважений міст, до одного з плечей якого приєднують терморезистори. Сполучені з мостом терморезистори прикріплюється на торці прикріпленої до штанги вимірювальної головки і на час вимірювання притискається до поверхні контактного з'єднання.

Використання термосвічок, термоплівок та термопоказчиків дозволяє судити про ступінь нагрівання контактних з'єднань без встановлення точного значення температури. Виявляється лише можливий діапазон її значень. Термоплівки використовуються в закритих РУ, а термопоказчики – у відкритих.

Зараз для діагностування теплового режиму електроустановок інтенсивно впроваджуються прилади, що вимірюють рівень інфрачервоного випромінювання нагрітого елемента, - теплові зори та поліметри (радіометри).

Ці прилади дозволяють дистанційно з безпечної відстані та без зняття напруги з установки визначити температуру нагрітого елемента або спостерігати картину теплового випромінювання досліджуваного об'єкта на екрані.

Тепловізійні методи використовуються для оцінки ступеня нагрівання технічного стану контактних з'єднань РУ, авіаінспекції повітряних ліній, тощо.

Періодичність перевірки нагрівання конструктивних елементів електроустановок встановлюється відповідними нормами їх технічного обслуговування.

Контрольні питання до розділу

1. Для чого виконують розрахунки струмів коротких замикань в електричних установках?
2. Які допущення приймаються під час виконання розрахунків струмів коротких замикань?
3. Які Ви знаєте методи розрахунку струмів коротких замикань?
4. Від чого залежить вибір методу розрахунку струму короткого замикання?
5. Які допущення приймаються під час розрахунків струмів короткого замикання у мережах та електроустановках вище 1000 В?
6. Які допущення приймаються під час розрахунків струмів короткого замикання у мережах до 1000 В?
7. Чи впливають величини опорів контактних з'єднань на результат розрахунків струмів короткого замикання в мережах вище 1000 В?
8. Яка помилка може виникнути під час розрахунку струмів короткого замикання у мережах до 1000 В, якщо не врахувати перехідних опорів контактних з'єднань?
9. Що означає іменовані одиниці параметрів електричних мереж та установок?
10. Що означає відносні одиниці параметрів електричних мереж під час розрахунків струмів короткого замикання?
11. У чому полягають переваги розрахунку струмів короткого замикання у відносних одиницях?
12. Як здійснити перерахунок опорів первинної обмотки трансформатора до напруги вторинної обмотки і навпаки?
13. Що означає основні або базові значення потужності, напруги та струму?
14. Як за основними величинами потужності, напруги та струму визначити основне значення опору?

РОЗДІЛ 5.

ЕЛЕКТРОТЕРМІЧНІ ТА ЕЛЕКТРОТЕХНОЛОГІЧНІ УСТАНОВКИ

5.1. Матеріали, що застосовуються в електротермічних установках.

Під час виготовлення електротермічних установок (ЕТУ) застосовують ряд специфічних матеріалів, призначених для роботи в умовах високих температур. В їх числі є вогнетривкі та теплоізоляційні матеріали для теплоізоляції нагрітих тіл від навколишнього середовища і жаростійкі матеріали, що використовуються для виготовлення нагрівачів і елементів конструкцій печі.

Роль вогнетривів в електроенергії дуже висока, оскільки втрати теплоти через стінки агрегату складають 15-25% і можуть бути вагомо знижені шляхом застосування вогнетривкої теплоізоляції. В наш час з розробкою і промисловим випуском волокнистих вогнетривів з'явилась можливість використовувати технологічну внутрішню ізоляцію робочого простору з температурою до 2300 К.

У цьому випадку температура зовнішньої огорожуючої поверхні не перевищує 335 – 350 °К, а теплові втрати в навколишнє середовище ($T = 293$ °К), не перевищують 760 Вт/м². Одночасно значно знижується товщина стінки, маса теплоізоляції і доля теплоти, акумульована нею. Роль вогнетривів в ЕТУ не обмежується їх застосуванням для теплоізоляції. Тугоплавкі оксиди, а також безкисневі з'єднання використовують в атомній енергетиці, установках прямого перетворення теплової енергії в електричну. З'єднання вуглецю і кремнію, цирконію і кисню застосовуються в якості нагрівачів під час пропускання через них електричного струму. Електроплавлений періклаз знаходить застосування в трубчатих електронагрівачах і запобіжниках. В найближчий час будуть винайдені нові вогнетривкі матеріали для установок плазмового і електронно-пучкового нагрівання та технологічного процесу отримання із вугілля Кансько-Ачинського паливно-енергетичного комплексу (КАТЕК) рідкого палива.

Вогнетривкі матеріали. Вогнетривкими називають матеріали, які використовують для спорудження різних печей та апаратів, які працюють в умовах високотемпературного (більше 1200 °К) нагрівання.

За специфікою умов роботи вони повинні задовольняти наступні умови:

1. *Вогнетривкість.* Це здатність без деформації і оплавлення протистояти впливу високих температур. В залежності від ступеня вогнетривкості їх поділяють на три класи: вогнетривкі (вогнетривкістю 1580 – 1770 °К); високовогнетривкі (1770 – 2000 °К включно); найбільшій вогнетривкості (понад 2000 °К).

Матеріали з вогнетривкістю до 1580 °К називають теплоізоляційними.

2. *Механічна витривалість.* При високих температурах вона має особливо важливе значення, тому що вогнетривкі матеріали в процесі роботи підлягають впливу значних механічних навантажень в умовах високих температур. Механічна стійкість вогнетривких матеріалів визначає верхню температурну границю їх застосування. Максимальною робочою температурою вогнетривкого матеріалу є температура, за якої починається деформація матеріалу до навантажень 20 кПа.

3. *Термічна стійкість.* Це здатність матеріалу без руйнування витримувати різкі коливання температури. Вивантаження з печі нагрітого і наступне завантаження холодного матеріалу утворюють в печах різке коливання температури, яке призводить до термічних напружень, здатних руйнувати вогнетривкий матеріал.

4. *Хімічна нейтральність.* По відношенню до нагрітого матеріалу та внутрішньої кладки печі вогнетривкі матеріали повинні бути хімічно нейтральними, щоб не засмічувати нагріту продукцію і не руйнувати її шляхом хімічної ерозії.

5. *Мала електропровідність.* Вогнетривкий матеріал в електричних печах часто одночасно виконує роль електроізоляційного матеріалу. На ньому монтується електронагрівальні елементи, він є тепло- й електроізолятором ванни печі від корпусу. З цієї причини вогнетривкий матеріал повинен мати хороші електроізоляційні властивості в умовах робочих температур.

6. *Мала теплопровідність.* Вона допомагає зниженню теплових втрат через стінки електричної печі без надмірного збільшення їх товщини.

Вогнетривкі і теплоізоляційні матеріали повинні бути дешеві, легко оброблятися.

Найбільш повно викладеним умовам задовольняють вогнетривкі матеріали на основі кремнезему SiO_2 (2000 °К), глинозему Al_2O_3 (2300 °К), оксиду магнію MgO (2600 °К). Найкращими вогнетривкими матеріалами для електропечей є динас (2000 °К), магнезит (2570 °К), хромомагнезит, доломіт та шамот (2000 °К).

Для печей опору основним вогнетривким матеріалом є шамот, який являє собою глибоко обпалену вогнетривку глину. Високотемпературні печі футерують з середини високо глиноземистими матеріалами – мулітом, алундом, а також вугіллям та графітом.

Для виплавки тугоплавких матеріалів та сплавів застосовуються високоякісні і відносно дорогі вогнетривкі матеріали – діоксид цирконію ZrO_2 (температура плавлення 2800 °К), оксид берилію BeO (температура плавлення 2870 °К), діоксид торія ThO_2 (3300 °К).

В останнє десятиліття в світовій практиці почали застосовувати штучні високотемпературні волокна у вигляді вати і різних гнучких виробів. При температурі більше 1300 °К теплопровідність волокнистих матеріалів в два рази менша ніж матеріалів які мають комірочки. Вогнетривкість волокнистих матеріалів з $SiO_2 - ZrO_2$, $SiO_2 - HfO_2$, $SiO_2 - ThO_2$, $AlH_2O_3 - SiO_2$, становить 1800 – 2000 °К, їх робоча температура 1300 – 1800 °К.

Теплоізоляційні матеріали. Вони повинні мати малу теплопровідність при достатній вогнетривкості. При цьому теплоізоляційні матеріали – це як правило рихлі, легкі маси, сильно пористі вироби або крупнозернисті порошки.

В якості теплоізоляційних матеріалів найбільш розповсюдженим є діатоміт, шлакові та мінеральні вати, піноскло, зоноліт, а також комбіновані матеріали на основі азбесту.

Діатоміт – осадочна, гірська порода; за хімічним складом – майже чистий кремнезем (SiO_2), використовується для стін електричних печей у вигляді насипної ізоляції.

Шлакові і мінеральні вати – отримують з плавких та доменних шлаків, а також із різних пустих порід шляхом розплавлення їх в печах і наступному розпиленню струменя розплаву стиснутим повітрям або паром. Отриманий матеріал має гарні теплоізолюючі властивості. На основі шлакових і мінеральних ват отримують теплоізоляційні плити, шляхом добавки в якості зв'язуючого компонента вогнетривкої глини і азбесту.

Скловата – отримується аналогічним шляхом з відходів скляного виробництва. Максимальна температура її застосування становить 700 – 800 °К.

Піноскло – отримується шляхом добавки в розтоплене скло газоутворюючих речовин. Утворені вироби з піноскла наділені добре розвитою пористістю і великою механічною стійкістю, максимальна робоча температура їх становить 900 – 1000 °К. Однак дефіцитність і висока ціна не дозволили цьому матеріалу отримати широке застосування.

Зоноліт – легка, лузгаста маса, яку отримують з низько сортної слюди шляхом обпалення. Зоноліт має малу теплопровідність, витримує температуру до 1400 °К і використовується в вигляді засипки і для виготовлення формованих виробів.

Азбест – волокнистий матеріал з максимальною робочою температурою 900 К. Має велику щільність і невеликі теплоізоляційні властивості. В чистому вигляді застосовується в якості засипки. Звичайно служить армуючою речовиною для утворення композиційних матеріалів з кращими теплоізоляційними якостями (асбокартон, асбошнур).

Жаростійкі матеріали. Жаростійкість – якість матеріалу зберігати високу механічну міцність при високих температурах. Жаростійкість – стійкість до хімічних реакцій при високих температурах.

Деякі деталі та конструкції в електротермічних установках в процесі роботи підлягають впливу високих температур, великих механічних навантажень, різних за складом, в тому числі і агресивних середовищ. Для їх виготовлення застосовується матеріали механічно міцні при високих температурах, стійкі до корозії, які легко піддаються різним видам технологічної обробки (різання, зварювання, прокатка і т.д.), дешеві і не дефіцитні.

Основні жаростійкі матеріали – це сплави заліза з спеціальними легуючими домішками. Легуючими домішками є хром, алюміній, нікель. Додавання хрому і алюмінію надають сплавам здатність протистояти високо температурним корозіям. Нікель покращує оброблюваність матеріалу, збільшує його механічну стійкість при роботі в умовах високої температури.

Жаростійкі матеріали діляться на жаростійкі та жаротривкі. Основною легуючою домішкою в першій групі сплавів є хром. Ці сплави протидіють окисленню при високих температурах. Збільшення процентного вмісту хрому в сталі збільшує його жаростійкість. Так, ненапружені або слабо навантажені деталі і конструкції (муфелі, захисні екрани, підшви плит і т.д.), які працюють при температурах до 1200 °К, виробляють із сплавів з вмістом хрому до 20%. Збільшення вмісту хрому до 30% дозволяє застосовувати ті ж деталі при температурах до 1300 – 1400 °К.

Збільшення процентного вмісту нікелю в сплаві покращує його оброблюваність, збільшує механічну стійкість. Хромонікелеві сталі використовують для виготовлення механічно напружених конструкцій і деталей, які працюють в умовах високих температур (конвеєрні стрічки, напрямні печей і т.д.). Хромонікелеві сталі з вмістом хрому до 18% і нікелю до 9% застосовується при виробництві електричних печей з робочою температурою до 1100 °К. Збільшення вмісту нікелю до 20 – 25% дозволяє розширити температурний діапазон застосування хромонікелевих сталей до 1300 °К.

Жаростійкі сталі досить дорогі, тому їх використання не завжди економічно вигідне. Замінниками жаростійких сталей можуть бути спеціальні сорти

хромонікелевих чавунів. Із чавунів з вмістом хрому до 25-30% виготовляють різні види литої тари, яка працює при температурах до 1300 °К.

Для високотемпературних електропечей в якості жаростійких матеріалів застосовується молібден, ніобій, вольфрам (які працюють в захисних газах – аргоній, азоті, водні), високовогнетривку кераміку, карбіди і бориди деяких матеріалів.

5.2. Установки нагрівання опором

Електричний струм – це направлений рух позитивних або негативних зарядів під впливом різниці потенціалів електричного поля. Він може забезпечуватися рухом зарядів, як це має місце в вакуумі при емісії електронів нагрітим катодом, металах і матеріалах, які мають властивості надпровідності. Речовину, яка має електронну провідність, називають провідником першого роду. Провідні середовища в яких проходження струму забезпечується рухом частин речовини – іонів, називають провідником другого роду. До них відносяться електроліти – розчини та розплави. Плазма має змішану провідність.

У відповідності з електронною теорією у металів, котрі являються кристалічними речовинами, ядра атомів знаходяться в вузлах кристалічних решіток а простір між ними заповнено електронами (електронний газ).

Число вільних електронів в металі дуже велике. Так для міді воно становить приблизно $10^{29}/\text{м}^3$.

Згідно електронної теорії в ідеальній кристалічній решітці не відбувається ні розсіювання, ні відбиття, ні гальмування електронів які рухаються, тобто нема ніяких перешкод проходженню електричного струму, а електропровідність металів повинна бути нескінченно великою. Насправді цього немає. Електропровідність металів є скінченною величиною і залежить від багатьох факторів, а саме від наявності дефектів в його структурі. Дефектами структури можуть бути викривлення решітки, а також різні суміші.

Зі збільшенням температури металу його атоми в вузлах кристалічних решіток коливаються з великими амплітудами. Це збільшує можливість зіткнення

з ними вільних електронів. Відповідно зі збільшенням температури збільшується опір електричному струмові.

Провідник другого роду – електроліти-розчини або розплавлені кислоти солей, окисів, оксидів і плазма – має два види електропровідності – електронну та іонну. При постійному струмові в розчинах і розплавах спостерігається іонна провідність в відповідності до закону Фарадея. Доля електричного струму в такому випадку невелика. При змінному струмі появляється велика доля електричного струму яка збільшується зі зростанням частоти струму. Процеси переносу речовини в цьому випадку явно не проявляються так як полярність яка наступає в новому періоді електродів анулює дію попередніх.

В плазмі є два види провідності, причому доля електронного та іонного струмів залежить від тиску, температури і змісту плазми.

В нагрівних процесах використовують два види провідників, причому теплова ефективність їх прямо пропорційна електронній складовій струму провідності.

Електролізна ванна слабо розігривається постійним струмом великої густини, а електродний котел на змінному струмі скоро нагриває слабо мінералізовану воду до кипіння.

Виходячи з цього, всі подальші роздуми відносно теплової ефективності нагривальних установок будемо будувати на пропозиції, що в них протікає електронний струм, теплова дія якого при постійному і змішаному струмі описується відомими залежностями.

Співвідношення між густиною струму, напругою електричного поля і електропровідністю речовини визначається законом Ома.

Нагривальні елементи. Вибір матеріалу і конструкції нагривального елемента визначається особливостями технологічного процесу і конструкції установки.

Матеріали, які використовуються для виготовлення нагривачів повинні відповідати певним специфічним властивостям: високим електричним опором;

малим температурним коефіцієнтом відносного опору; постійним електричним опором елемента якого нагрівають в процесі довгого терміну його служби – відсутності старіння.

За температурними межами, нагрівальні елементи розподіляються на три групи:

низькотемпературні – нагрівання до 500 – 700 °К і переважно конвективний метод теплообміну;

середньотемпературні – нагрівання до 900 – 1300 °К з теплообміном конвекції, теплопровідністю і випромінюванням;

високотемпературні – нагрівання до 2500 – 3300 °К з перевагою радіаційним методом теплопередачі.

Для виготовлення нагрівачів з робочою температурою до 1500 °К найбільш розповсюдженими матеріалами є ніхроми (сплави нікелю і хрому), фехралі (хромоалюмінієві сплави), а також хромонікелеві жаротривкі сталі.

Ніхроми містять 75 – 78% нікелю і близько 25% хрому. Збільшення процентного вмісту нікелю в сплаві збільшує його робочу температуру. Додаток титана поліпшує механічну стійкість сплаву.

Хромонікелеві жаростійкі сталі містять 22 – 27% хрому і 17 – 20% нікелю. З них виготовляють нагрівні елементи з робочою температурою до 1100 °К.

Фехралі являються сплавом заліза, хрому (до 13%) і алюмінію (до 4%). Вироблені з них нагрівачі працюють в установках з температурою до 1100 °К.

Застосування сплавів з вмістом хрому 20 – 27% із мікрододатками деяких елементів (бор, титан та ін.) допомагає отриманню робочих температур в діапазоні 1470 – 1620 °К.

Виготовлені з ніхрому, фехралю та нержавіючої сталі нагрівачі можуть бути відкритими або захищеними. В першому випадку конструкція нагрівача повинна бути досить жорсткою, тому їх виробляють з дроту і стрічки великих розрізів. Відкриті нагрівальні елементи застосовуються в печах і побутових нагрівальних приладах, вони можуть бути *дротові зигзагоподібні, дротові спіральні і*

стрічкові. Діаметр і крок спіралі, а також розміри зигзагів залежать від товщини дроту і стрічки, засобів їх кріплення в нагрівальній установці і дозволяють регулювати в деяких межах температури нагрівання. В залежності від конструкції нагрівального елемента вибирають спосіб його кріплення на футеровці печі.

Для нагрівання рідин та газів у різних технологічних процесах (отримання сухої перегрітої пари) служать електронагрівачі, виконані у вигляді циліндра з простого металокерамічного матеріалу (пористість 40 – 80 мкм), що забезпечує проникнення рідини або газу через його стінки і одночасно їх нагрівання. Питоме теплове навантаження на нагрівачі складає $1\text{кВт}/\text{см}^2$, робоча температура 400 – 600 $^{\circ}\text{K}$, напруга на елементі 1 – 12 В.

Для нагрівання поверхні, ємностей, труб, панелей існують нагрівальні елементи, виготовлені з *поліефірної смоли* з наповнювачем який забезпечує електропровідність. Електропровідність такого електронагрівача складає 0.01 – 2 $\text{Ом}^{-1}\cdot\text{м}^{-1}$. Цей синтетичний матеріал легко формується, а також використовується у вигляді гнучких покривель, плівок і т.д. Робоча температура матеріалу 400–500 $^{\circ}\text{K}$.

Для низькотемпературного нагрівання широко використовуються *трубчаті електронагрівачі* – ТЕНи, які виготовляються у вигляді металевих трубок, які заповнені теплопровідним електроізоляційним матеріалом, в якому знаходиться електронагрівальна спіраль. В якості заповнювача застосовується перетоплений периклаз. В порівнянні з відкритими електронагрівачами ТЕНи більш електробезпечні, можуть працювати у воді, рідких вуглеводнях, рідких металах, топлених солях, оксидах та інших середовищах. ТЕНи стійкі до вібрацій і механічних навантажень. Потужність ТЕНів складає від 100 Вт до 15 кВт, робоча напруга 36 – 380 В, робоча температура 400 – 1000 $^{\circ}\text{K}$. Термін служби ТЕНів складає 10 – 40 тис. год.

Для високотемпературних печей з максимальною робочою температурою до 1700 $^{\circ}\text{K}$ застосовуються нагрівальні елементи з *карборунду* (карбід кремнію SiC , який виготовляється шляхом спікання кремнезему і вугілля при температурі 1900

– 2000 °K). Ці нагрівачі відомі також під назвою селітових або глобарових. Їх виготовляють у вигляді стержнів діаметром 6 – 30 мм різної довжини.

Нагрівачі з *дисилициду молібдену* $MoSi_2$ можуть працювати при температурі 2000 К в окислювальній атмосфері. Їх виготовляють методом порошкової металургії. В окислювальній атмосфері при температурі більше 1300 °K на поверхні нагрітого елемента відбувається утворення захисної плівки з оксиду кремнію. Експлуатація нагрівача при температурі 2000 °K і більше веде до руйнування старого шару з SiO_2 і утворенню нового. В результаті зменшується площа поперечного перерізу нагрівача і збільшується його опір. Тому їх експлуатація при температурі більше 1900 °K не рекомендується.

В *керамічних електронагрівачах* використовується властивість керамічних матеріалів, в яких підвищується електропровідність зі збільшенням температури. Таким матеріалом є, наприклад, оксид цирконію, в якому міститься 4% оксиду кальцію або 6% оксиду натрію. З допомогою керамічних нагрівачів можна досягти температуру до 2300 °K.

Для високотемпературних установок (з максимальною робочою температурою 2300 °K і більше) нагрівачі виробляють з *термоплавких матеріалів, вугілля або графіту*.

Для виготовлення нагрівальних елементів з тугоплавких матеріалів застосовується молібден, тантал, вольфрам у вигляді дроту, стрічки, стержнів і листів різного розрізу.

Нагрівачі з молібдену, танталу і вольфраму можуть працювати лише в атмосфері інертних газів: аргону, гелію, водню, азоту, а також в вакуумі.

Графітові електронагрівачі застосовуються в установках з робочою температурою 1800 – 2700 °K. Однак їх застосування обмежене тим, що вони інтенсивно окислюються в повітряному середовищі починаючи з температури 800 °K. Ці нагрівачі виготовляються у вигляді стержнів круглого або квадратного розрізу, а також у вигляді труб довжиною до 1500 мм. Внутрішня поверхня

трубчастих нагрівачів використовується в якості робочого простору нагрівної печі.

5.3. Установки контактного зварювання

Електричне контактне зварювання – це процес утворення нероз’ємного з’єднання в результаті нагрівання металевих деталей електричним струмом, який протікає через них у місці стику, шляхом розплавлення і стискання деталей з наступним охолодженням зони зварювання за рахунок тепловідведення.

Зварні установки для контактного зварювання мають дві основні частини: *електричну і механічну*. Електрична частина складається з зварювального трансформатора спеціальної конструкції, струмопровідних частин і пристроїв для включання і виключення зварювального струму. Механічна частина установок являє собою пристрій для імпульсного стискання зварювальних деталей.

Контактне зварювання об’єднує велику групу методів зварювання, особливістю яких є надійність отриманих з’єднань, можливість високого рівня автоматизації і механізації, висока продуктивність процесу і культура виробництва.

За методом отримання з’єднань розрізняють стикові, крапкові і шовні контактні зварювання. Принципова схема машини контактного зварювання (однакова для всіх методів) зображена на рисунку 5.1. Від зварювального трансформатора 5 струм до зварювальних деталей 1 подається за допомогою електродів 2, які через шини 3 з’єднані з вторинною обмоткою 4 зварювального трансформатора. В місці зварювання 3 відбувається зварювання деталей за рахунок джоулевого тепла, яке виділяється на стику зварюваних деталей з наступним їх стисканням. Загальна кількість енергії Q (Дж), яка виділяється між електродами визначається за формулою:

$$Q = \int_0^{\tau} [R_k(\tau) + R_d(\tau)] I^2(\tau) d\tau \quad (5.1)$$

де R_k - контактний опір між деталями, Ом; R_d - опір деталей від електрода до місця зварювання, Ом; I - зварювальний струм, А; τ - час проходження струму, с.

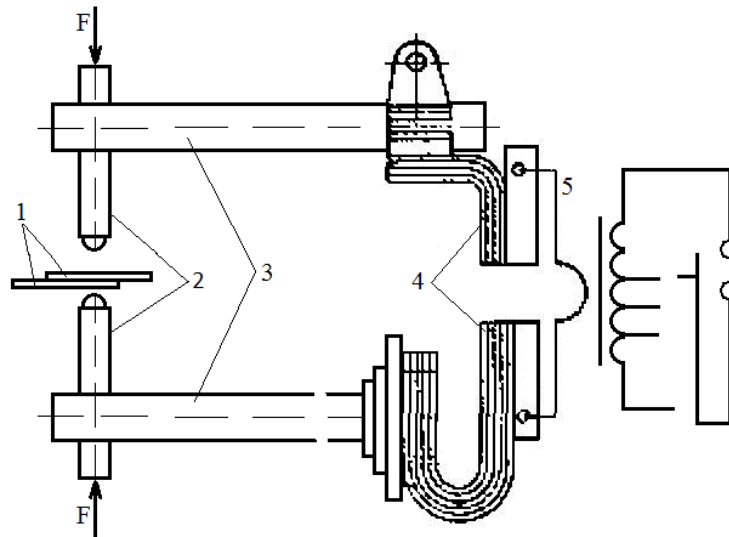


Рис.5.1. Схема контактної зварки

З формули 5.1 випливає, що при дуже малих значеннях опору в місці контакту зварюваних деталей, для того щоб запобігти втратам тепла на зовнішнє нагрівання всієї маси деталей потрібне велике значення струму (сотні, і тисячі ампер), який проходить через опір контакту зварюваних деталей R_k на протязі короткого проміжку часу (одиниці секунд). Для підвищення ККД контактної зварювання необхідно, щоб опір кіл зварювального струму і електродів R_d був як можна менший. Тому при комплектуванні зварювальних установок джерела живлення максимально наближають до місця зварювання і виконують з використанням матеріалів, що дозволяють досягти мінімальних втрати енергії. Напруга на електродах зварних машин складає 1 – 16 В.

Нагрівання металу відбувається в місці контакту зварних деталей на поверхні їх дотику. Це пояснюється тим, що в даному місці опір R_k буде найбільшим. Так як поверхня металу не є ідеально гладкою, тому зварні деталі при їх стисканні дотикаються лише в окремих точках, через які проходить електричний струм. Оскільки площа точок дотику дуже мала, то в них виникає великий опір проходження струму, що викликає сильне локальне нагрівання металу. З підвищенням температури в місці зварювання його опір збільшується, що пришвидшує виділення тепла і нагрівання металу до температури зварювання. Коли метал нагрівається до пластичного або оплавленого стану, при стисканні

деталей відбудеться їх зварювання. Застигання металу в точці зварювання після вимкнення струму відбувається за рахунок теплопровідності зварювальних деталей.

Як виходить з формули (5.1), при контактному зварюванні нагрівання залежить від часу проходження струму. Можна нагрівати деталі дуже скоро, застосовуючи великі струми, або нагрівати деталі повільно і поступово, використовуючи менший струм. Режими зварювання з застосуванням великих струмів при мінімальному часі нагрівання називають „жорсткими”. Вони застосовуються при зварюванні чутливих до нагрівання легованих сталей і легкоплавких кольорових металів, наприклад алюміній і його сплави, і мають такі показники: $j = 160 \div 400 \text{ A/мм}^2$; $p = 0,4 \div 1,2 \text{ ГПа}$; $t_{\text{св}} = 0,1 \div 1,0 \text{ с}$.

Режим з довготривалим проходженням струму і поступовим нагріванням називають „м'яким”. Вони застосовуються при зварці звичайних вуглеводистих сталей, менш чутливих до нагрівання при зварюванні, і характеризуються наступними показниками: $j = 80 \div 160 \text{ A/мм}^2$; $p = 0,15 \div 0,4 \text{ ГПа}$; $t_{\text{св}} = 0,5 \div 3 \text{ с}$.

Контактне зварювання володіє високою продуктивністю, а багатьох випадках являється єдино можливим і економічним доцільним методом з'єднання.

Машини контактної зварювання діляться на машини загального призначення і високопродуктивні спеціальні машини, призначені для зварювання конкретних виробів.

В машинах *контактного зварювання загального призначення* з метою підвищення надійності широко застосовуються зварювальні трансформатори з витими сердечниками і обмотками, залиті епоксидним компаундом, використовується апаратура управління на елементах „Логіка” з інтегральними схемами; вимикачі струму з використанням тиристорів, високотехнологічна пневматична і гідравлічна апаратура і ущільнювальні манжети підвищеної надійності.

За способом підключення, перетворення або накопичення енергії розрізняють такі машини контактного зварювання: а) однофазного змінного струму або промислової або пониженої частоти; б) постійного струму (з випрямленням струму в другому контурі); в) трьохфазного струму, низькочастотні з тиристорним перетворювачем; г) з накопиченням енергії (в конденсаторах, електромагнітних системах, масах які крутяться.)

Машини контактного зварювання з *вирівнюванням струму на стороні низької напруги* зварювального трансформатора володіє деякими технологічними і електричними перевагами, які застосовуються в зварюванні великогабаритних листових конструкцій з алюмінієвих сплавів, титану, жаростійких і нержавіючих сталей. По зрівнянню з низькочастотними машинами вони більш універсальні і надійні, характеризуються меншим розходом енергії і металоємкістю. Застосування постійного струму в шовних машинах дозволяє значно підвищувати швидкість зварювання при високій якості, а в багато електродних машинах почергове або групове живлення електродів можна виконувати від одного джерела струму. Це дозволяє розміщувати електроди більш компактно і таким чином покращувати конструкцію багато електродних машин, пресів, зварювальних комплексів і ліній.

До переваг *конденсаторних* машин, які застосовуються для крапкового зварювання виробів з легких сплавів малої товщини, відноситься збільшена стабільність зварювального струму при практично любых коливаннях напруги мережі, а також низького по зрівнянню з іншими машинами контактного зварювання використання потужності з мережі.

Електрична силова частина машини контактного зварювання забезпечує отримання необхідного зварювального струму (2 – 10 кА) від джерела живлення 380 – 220 В, при потужності джерела живлення 75 – 750 кВ*А.

Застосування однофазних машин контактного зварювання обмежується можливостями включення в заводські трифазні мережі однофазних навантажень великої потужності внаслідок можливого перекосу фаз. Складність

електропостачання однофазних зварювальних машин обумовлена повторно – короткочасним режимом їх роботи, які викликають періодичні коливання напруги мережі, що негативно впливає на роботу паралельно з машиною інших електроприймачів.

Коефіцієнт потужності машин контактного зварювання складає 0,5 – 0,6. Підвищення енергетичних показників однофазних машин (зниження використаної з мережі потужності, підвищення коефіцієнта потужності) за тих самих значень струму і параметрах зварювального контуру можливо за рахунок зниження частоти вторинної напруги зварювального трансформатора.

у зварювальних *машинах постійного струму* (трифазні з випрямлячем струму у вторинному контурі) первинна обмотка з'єднується за схемою „трикутник”, а до з'єднаної за схемою „зірка” вторинної обмотки, через вентилі підключають вторинний контур. Загальна електрична схема зварювальної машини являє собою трифазний випрямляч.

Переваги машин постійного струму полягають в рівномірному завантаженні фаз, можливість широкого регулювання форми і довжини імпульсу струму, а також отримання багатоімпульсного режиму; менша сила стискання у порівнянні з однофазними апаратами; відсутність впливу вносимих в зварювальний контур феромагнітних середовищ на значення зварювального струму.

В *низькочастотних зварювальних машинах* використовується перетворення трифазного струму промислової частоти в імпульси низької частоти (5 – 20 Гц). Це досягається короткочасним включенням силового ігнітронного випрямляча в первинну обмотку зварювального трансформатора машини. Їх перевагами є: належна форма імпульсу зварювального струму – плавне його зростання і спадання, рівномірне навантаження трифазної мережі на понижений напрузі, яка використовується в таких машинах і підвищеного коефіцієнту потужності у порівнянні з однофазними машинами.

В *машинах контактного зварювання з накопиченням енергії* під час паузи відбувається повільне накопичення енергії у накопичувачах з використанням

невеликої потужності із мережі і короткочасне використання її під час процесу зварювання.

5.4. Установки індукційного і діелектричного нагрівання.

Індукційне нагрівання провідних тіл – провідників першого і другого роду – ґрунтується на поглинанні ними електромагнітної енергії, яка виникає від вихрових струмів, які перетворюються в тепло за законом Джоуля-Ленца. Змінне магнітне поле утворюється індуктором, котрий відносно тіла, що нагрівається є первинною обмоткою трансформатора. Тіло, яке нагрівається, виконує роль вторинної обмотки трансформатора який має один коротко замкнутий виток.

Змінний магнітний потік Φ , який утворюється первинною обмоткою – індуктором, пропорційний його магніторушійній силі (МРС) і обернено пропорційний опору магнітного кола. ЕРС яка виникає в нагрітому тілі $E = 4,44\Phi \omega f \cdot 10^{-8}$ (В) з відомим значенням опору нагрітого тіла забезпечує виникнення в ньому вихрового струму і виділення відповідної активної потужності:

$$P = I^2 r = E^2 r / z^2$$

Таким чином, індукційне нагрівання є різновидом прямого нагрівання опору, а вмикання тіла, яке нагріваємо, у контур виконується за рахунок магнітного зв'язку. Індукційне нагрівання має переваги над прямим нагріванням опором – висока швидкість нагрівання пропорційна введеній потужності, необмежений рівень технологічних температур, достатніх для нагрівання металів, топлення металів і неметалів, перегрівання, розтоплення, випаровування матеріалів і отримання плазми.

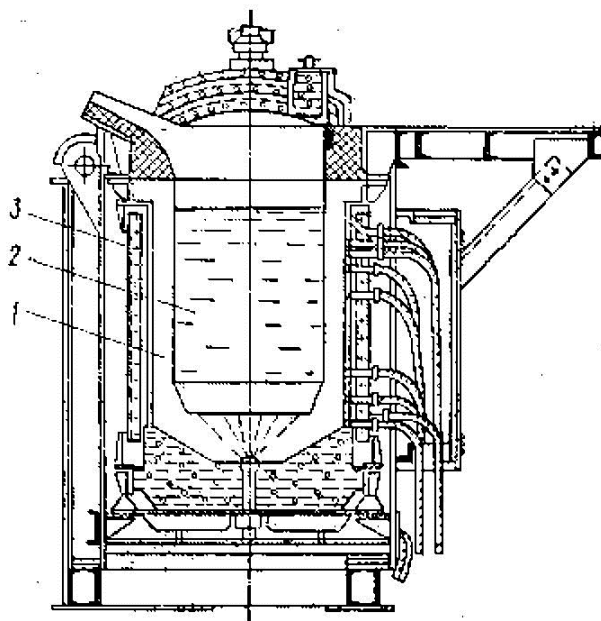


Рис. 5.2. Індукційна тигельна піч

1 – вогнестійкий тигель; 2 – метал, який нагрівається; 3 – індуктор.

Режим виділення потужності при індукційному нагріванні володіє великою швидкістю дії і легко піддається автоматизації технологічних процесів, які проходять у відкритій атмосфері, захисних газах і вакуумі.

Особливістю індукційного введення енергії є можливість регулювання просторового розміщення зон протікання вихрових струмів. По-перше, вихрові струми протікають в межах площі, яка охоплена індуктором. Нагрівається лише та частина тіла, котра знаходиться в магнітному зв'язку з індуктором не залежно від загальних розмірів. По-друге, глибина зони циркуляції вихрових потоків а також, зони виділення енергії залежить крім інших факторів, від частоти струму індуктора (збільшується при низьких частотах і зменшується з підвищенням частоти). Ефективність передачі енергії від індуктора до грітого тіла залежить від величини щілини між ними і збільшується з її зменшенням. Індукційне нагрівання, як і нагрівання опором, забезпечує високу продуктивність і добрі санітарно-гігієнічні умови праці, хоча для його втілення вимагаються більш складні джерела живлення і підвищений оптимальний розхід електроенергії на технологічні операції.

Як правило індуктори виготовляють з міді (не магнітного металу) і охолоджують водою. В більшості випадків індуктори мають багато витків і ізоляцію між витками. При виконанні операцій нагрівання індуктор може знаходитися зовні тіла яке нагрівають, або всередині нього. В останньому випадку в середині індуктора є сердечник з листової трансформаторної сталі. Найбільш розповсюдженим є зовнішнє розташування індуктора на циліндричному нагрітому тілі. При проходженні в індукторі змінного струму напруга магнітного поля в порожнині однакова в кожній його точці.

Енергія, яка вводиться в нагріте тіло, визначається в інженерних розрахунках через значення потужності, яка виділяється в металевому циліндрові на 1 м його довжини. Для активної потужності

$$P_{1,0} = 6,2 \cdot 10^{-9} (I\varpi_{1,0})^2 d_0 \sqrt{\rho\mu f} F_{0c}$$

і реактивної потужності

$$Q_{q1,0} = 6,2 \cdot 10^{-9} (I\varpi_{1,0})^2 d_0 \sqrt{\rho\mu f} G_{0c},$$

де ρ - питомий опір матеріалу якого нагрівають; μ - магнітна проникливість; f - частота поля; $(I\varpi_{1,0})$ - ампер-витки індуктора; F_{0c} , G_{0c} - складні комплекси утворені з функції Бесселя, визначаються по таблицях та графіках.

Магнітне поле, яке виходить з індуктора, перетинає поверхню грітого тіла, в якому відразу починається виділення теплової енергії. В міру проникнення поля в глибину тіла, протікання індукованого струму відбувається у більш глибоких прошарках, а струм провідності в той самий час утворює зустрічне магнітне поле, яке перешкоджає зміні зовнішнього поля. Тому індукційне нагрівання по своїй природі є поверхневим і потік енергії на глибині Δ_a менший ніж на поверхні в e^2 раз і складає $0,136P_0$ де P_0 - потік енергії на поверхні.

В прошарку металу товщиною Δ_a вбирається 86,4% енергії, яка проходить через поверхню тіла. Використовуючи співвідношення $\mu_a = \mu\mu_0$ і $\varpi = 2\pi f$, де μ - відносна магнітна проникність металу який нагрівають; μ_0 - магнітна стала, яка дорівнює $0,4\pi 10^{-6}$ Гн/м. Глибина проникнення визначається як:

$$\Delta_a = 503\sqrt{\rho/(\mu f)}.$$

Звідси випливає, що глибина нагрівання тіла збільшується з ростом його питомого опору і зменшується з ростом частоти струму. Крім цього, ця формула дозволяє визначити необхідну частоту струму для нагрівання тіла на задану глибину. Для феромагнітних матеріалів, коли зі зростанням температури збільшується ρ , а при досягненні точки Кюрі значення μ падає від 50 – 100 до 1, глибина проникнення струму різко збільшується, а споживана потужність при цьому зменшується.

Наявність в системі індуктор – гріте тіло двох потоків магнітної енергії – прямого і зустрічного, викликаного наведеними струмами, призводить до виникнення механічної сили, яка діє на кожний елемент грітого тіла і яку називають електродинамічною силою.

Значення цієї сили можна обчислити за формулою:

$$p_{cm} = 6,28 \cdot 10^{-7} (I\varpi_{1,0})^2 \mu (1 - e^{-2\varpi/\Delta_a}),$$

Під час виводу наведених формул були прийняті деякі допущення і враховувались взаємні впливи окремих факторів один на одного котрі необхідно передбачати в інженерних розрахунках. Крім того в індукційних нагрівальних установках мають місце: *поверхневий ефект* – витіснення струму на поверхню провідника при збільшенні частоти зміни струму; *ефект близькості* – підвищення щільності струму на внутрішніх сторонах двох провідників; *катушковий ефект* – збільшення щільності струму на внутрішній стороні кільцевого провідника зі струмом.

Установки діелектричного нагрівання. Установки діелектричного нагрівання поділяються на два види: установки, які працюють на високій частоті (ВЧ-установки – частота 66 кГц – 100 МГц), і установки надвисокочастотного нагрівання (НВЧ-нагрівання – частота 1000 МГц і більше). Останні застосовуються для нагрівання діелектриків з порівняно малим коефіцієнтом втрат та нагрівання харчових продуктів.

Вибір робочих параметрів установки визначається рядом фізичних властивостей матеріалу, який нагрівають.

Однією з умов рівномірного нагрівання всього об'єму однорідного матеріалу є перевищення глибини проникнення електромагнітної хвилі в матеріал відносно його товщини. Глибина проникнення (см) визначається відстанню, на якій напруженість електричного поля послаблюється в e раз відносно його значення на поверхні і визначається за формулою:

$$\Delta = 9,55 \cdot 10^{11} f \sqrt{\epsilon} \tan \delta.$$

Більшість матеріалів, які нагрівають в полі конденсаторів, неоднорідні за своєю структурою. Для матеріалу слоїстої структури, в якій характеристики кожного шару відрізняються від інших значенням відносної діелектричної проникливості (ϵ_1 і ϵ_2) і товщиною (d_1 і d_2) при направленні поля вздовж шарів середнє значення діелектричної проникності визначається з виразу:

$$\epsilon_{cp} = (\epsilon_1 d_1 + \epsilon_2 d_2) / (d_1 + d_2)$$

При спрямуванні поля поперек шарів середнє значення діелектричної проникності виражається у вигляді:

$$\epsilon_{cp} = \epsilon_1 \epsilon_2 (d_1 + d_2) / (\epsilon_1 d_1 + \epsilon_2 d_2).$$

У випадку збільшення числа шарів в чисельнику і знаменнику цих двох рівнянь відповідно збільшується число складових.

Допустима напруженість поля в повітряній щілині визначається значенням пробивної напруженості $E_{пр.в.}$. При її досягненні відбувається електричний пробій.

Напруженість пробою повітря нижче, ніж E_{np} більшості матеріалів, які нагрівають. На практиці в процесах сушки з виділенням водяної пари або інших летючих продуктів, напруженість поля в повітряній щілині не повинна перевищувати 1,0 – 1,5 кВ/см, а в інших процесах нагрівання вона може досягати 5,0 Кв/см.

Допустиму напругу поля в матеріалі $E_{м.доп.}$ приймають в два рази меншу від пробивної напруги цього матеріалу, тобто $E_{м.доп.} = E_{м.пр.} / 2$.

В процесі діелектричного нагрівання температура в середині нагрітого матеріалу більша, ніж в поверхових шарах, з яких відбувається виділення вологи. Спільні впливи градієнтів тиску, вологовмісту і температури допомагають інтенсивному сушінню з використанням високочастотного нагрівання.

Існують установки діелектричного нагрівання для термообробки пористої гуми, попереднього нагрівання порошкових прес-матеріалів, нагрівання у процесі пресування, термооброблення виробів і нагрівання їх перед штампуванням, склеюванням термореактивним клеєм, обробки сільгосппродуктів і т.д.

5.5. Електродугові печі

Класифікація дугових печей. Електродугові печі застосовуються в металургійній, хімічній, машинобудівній та в інших галузях промисловості. Вони класифікуються наступним чином:

Дугові печі побічної дії, де розряди електричної дуги горять між електродами, розташованими над грітим матеріалом, а теплообмін між електричною дугою та матеріалом відбувається в основному за рахунок випромінювання.

Дугові печі прямої дії. В них електрична дуга горить між кінцями електродів та матеріалом, який нагрівається. Нагрівання матеріалу здійснюється за рахунок виділення теплової енергії в опорних плямах дуги, проходження струму через шихту чи рідкий метал, а також за рахунок випромінювання теплового потоку плазмою дуги, конвекції та теплопровідності.

Дугові печі опору. В них дуга горить під шаром електропровідної шихти; теплота виділяється в дуговому розряді та переважно при проходженні струму через шихту і розплавлені матеріали. Передача тепла в об'єм печі здійснюється за рахунок теплопровідності, випромінюванням та в меншій мірі конвекції.

Серед дугових печей можна виділити *вакуумні дугові печі*. В них електрична дуга горить в інертному газі або в парах перетопленого матеріалу в середовищі низького тиску між витратним електродом, який виготовлений з металу, що розтоплюється, та ванною рідкого металу, або між невитратним електродом та ванною рідкого металу.

Наведену класифікацію необхідно доповнити широко вживаними в даний час *плазмовими печами* або *плазмо-дуговими плавильними установками*. В цих установках нагрівання металу здійснюється електричною дугою, сумісною з струменем плазми інертного газу. Це дозволяє виключити засмічення металу, який перетоплюється матеріалом електрода, збільшити інтенсивність передачі теплової енергії у ванну печі.

Дугова піч побічної дії призначена для перетоплення кольорових металів та їх сплавів, а також для виготовлення деяких сортів чавуна і нікелю. Її основна перевага – невелике вигорання металу, оскільки електродуговий розряд не торкається безпосередньо металу, який перетоплюється. Однофазна дугова піч побічної дії представляє собою горизонтально розташовану ванну, футеровану з середини вогнетривом. В її протилежних бокових стінках встановлені електроди, які переміщуються механізмами подачі в міру обгорання електродів. Матеріал, який перетоплюється, завантажують на дно ванни через отвір в боковій площині корпусу. До електродів подається напруга, потім електроди дотикаються між собою і виникає струм в контурі, а потім електроди розходяться, що призводить до виникнення електричної дуги. Внаслідок поглинання енергій, які виділяються дугою, виникає нагрівання та розтоплення металу. Після його розтоплення піч нахилиється механізмом нахилу і з неї виливається рідкий метал. Регулювання

потужності печі досягається за допомогою джерела живлення, за рахунок зміни струму дуги, а також її довжини при зближенні чи віддаленні електродів.

До електроустаткування електродугових печей побічної дії відносять пічний трансформатор, регулюючий реактор та електропривід механізму переміщення електродів.

Струм до електродів підводиться гнучкими кабелями від пічного трансформатора. Регулювання відстані між електродами здійснюється з допомогою електроприводу, який дистанційно керується персоналом, або автоматичним регулятором режиму.

Дугові печі побічної дії мають ємність 0,25 та 0,5 т. В них використовуються графітовані електроди. Вони забезпечені пічними трансформаторами потужністю 175-250 та 250-400 кВ·А.

Дугові печі прямої дії. Основне призначення дугових печей прямої дії – виплавка сталі у злитках для подальшого перероблення, а також для фасонного лиття на машинобудівельних заводах; отримання металургійної сировини, хімічних продуктів, тощо.

Дугова сталеварна піч (ДСП) складається з сталевого кожуха, який має циліндричну, розширену або ступінчасту форму. В середині кожуха розміщується вогнетривка футерівка. Зверху футерованого кожуха печі розташований звід печі, через який пропущені електроди. Для запалювання дуги електроди спочатку опускаються до моменту дотикання з шихтою чи рідким металом, а потім піднімаються на висоту стійкого горіння дуги. В процесі розтоплення електроди опускаються за допомогою механізму переміщення електродів. Кожна піч має робочі вікна та зливні отвори. Через робоче вікно здійснюється завантаження печі, а через зливний отвір – її розвантаження. Іноді піч завантажується зверху при знятому або відсунутому зводі. Злив готового металу здійснюється шляхом нахилу печі.

Електродугова піч є потужним електроспоживачем, який відноситься до другої категорії по надійності електропостачання. Електрообладнання та схеми електропостачання ДСП мають ряд особливостей.

Основне електрообладнання дугових пічних установок (рис. 5.3) включає піч з електродами та ванною, в якій горять дуги та знаходиться перероблювальний матеріал; окремий для кожної печі понижувальний трансформатор, разом з яким часто розміщені дроселі; коротку мережу, з'єднуючу виводи трансформатора з електродами печі; комутаційну, вимірювальну та захисну апаратуру.

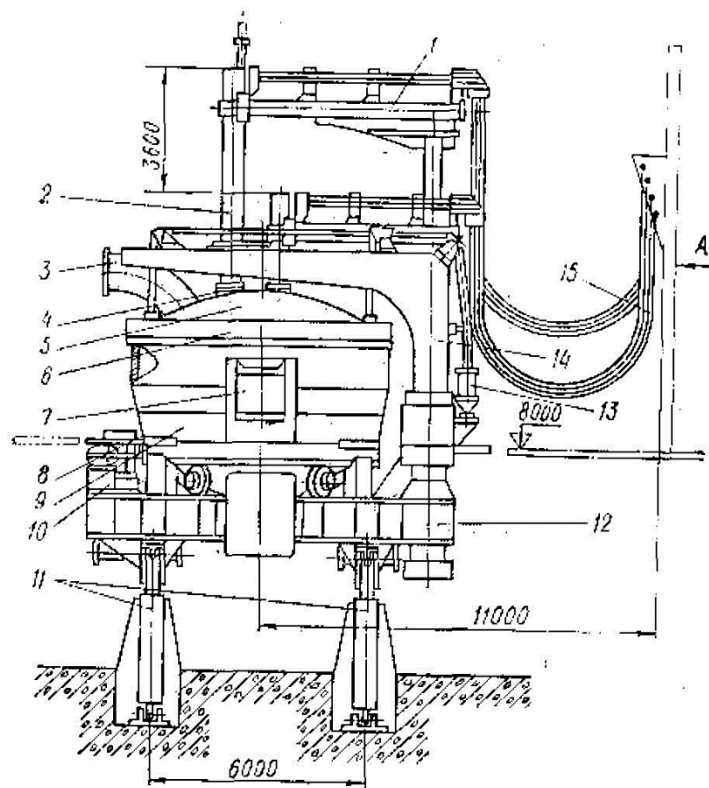


Рис. 5.3. Дугова сталеплавильна піч ємністю 100 т

1 – колонки; 2 – електрод; 3 – газовідсмоктувач; 4 – електродний ущільнювач; 5 – футерівка зводу; 6 – кільце зводу; 7 – робоче вікно; 8 – кожух; 9 – футерівка; 10 – механізм обертання; 11 – циліндри нахилу; 12 – люлька; 13 – механізм підйому зводу; 14 – портал; 15 – кабельна гірлянда.

Для вирівнювання хімічного складу і температури розтопленого металу в печах великого об'єму є електромагнітний пристрій для перемішування рідкого металу.

Процес витоплення електросталі в дуговій печі складається з наступних етапів: розтоплення скрапу шихти, видалення з нього шкідливих добавок і газів, розкислення металів, введення в нього потрібних легуючих компонентів, рафінування, виливання металу в ківш для подальшого розливання.

Розтоплення скрапу і шихти супроводжується підняттям рівня рідкого металу, тому для запобігання короткого замикання електроди піднімаються. Характерною особливістю періоду розтоплення є неспокійний режим горіння дуг. Дуга між кінцями електрода і холодним металом нестабільна, її довжина міняється в широких межах внаслідок обвалів і переміщень скрапу (від короткого замикання до обриву дуги). Тривалість періоду розтоплення часто складає більше половини всього технологічного процесу, при цьому витрачається 60 – 80% всієї електроенергії. Період розтоплення рахується закінченим, коли весь метал у ванні печі перейде у рідкий стан.

В кінці періоду розтоплення для кінцевого доведення металу до потрібної якості в нього вводять леговані складники та приступають до розливання. Процес топлення у великих печах продовжується 4-6 годин: з яких 1,5-2,5 години відбувається розплавлення та 2-4 години – окислення та рафінування металу. В залежності від виду скрапу, шихти, складу футеровки та застосування легуючих компонентів, режими роботи печі і стадії технологічних процесів можуть бути різними. Тому до конструкції дугової печі, її елементів та схем електропостачання висувають високі вимоги, серед яких слід відзначити:

1. Можливість гнучкого управління потужністю, оскільки в початковий період потрібна максимальна потужність, щоб пришвидшити процес розтоплення. В інші періоди потрібно мати можливість змінювати потужності для керування температурами металу.

2. Підтримка в просторі печі встановленої атмосфери, необхідної для технологічного процесу.

3. Швидка реакція електрообладнання печі на часті короткі замикання та обриви дуг в період розтоплення, можливість обмежувати струм короткого замикання до безпечного для електрообладнання значення, ліквідувати всі відступи від нормального електричного режиму в найкоротший час.

Порушення нормального режиму виникає, як правило, в окремих фазах, тому кожен електрод печі повинен бути споряджений механізмами підймання та опускання з автоматичним регулюванням його положення.

В нашій країні в експлуатації знаходяться електродугові печі для виплавки сталі ємністю до 200 тон, живлення яких здійснюється від трансформаторів потужністю до 80 МВ·А, а в майбутньому повинні бути розроблені печі ємністю 300-400 тон з потужністю 100 – 125 МВ·А.

При підвищенні потужності печі значно знижується витрата енергії на виплавку однієї тони металу, що визначає тенденцію зростання місткості пічних установок.

Дугові сталетопні печі в системах електропостачання. Як споживачі електричної енергії ДСП відносяться до другої категорії за надійністю електропостачання, характеризуються великою зосередженою потужністю від 0,4 до 80 МВА, мають коефіцієнт потужності від 0,85 – 0,89 (ДСП – 5) до 0,7 (ДСП – 200), цілодобовий різко змінний циклічний режим роботи. Робочий елемент ДСП – електрична дуга – являється нелінійним, активним опором, її параметри сильно залежать від умов горіння. Регулювання потужності дуги здійснюється індуктивними елементами короткої мережі та зміною підведеного струму і довжини дуги. В період розтоплення печі працюють з максимальним споживанням потужності і затрачають 50 – 80% всієї спожитої на технологічний процес енергії. Миттєва потужність коливається навколо відповідного середнього значення, яке задається автоматичним регулятором. Коливання реактивної потужності досягає 200% зі швидкістю 500 мВАр/с і значно перевищує коливання

активної потужності. В цей період часто відбуваються експлуатаційні короткі замикання за рахунок замикання електродів з шихтою, яка обвалюється або рідким металом. В осцилограмі струму спостерігається несинусоїдність і кидки струму різної амплітуди, які носять випадковий характер.

Зі сторони системи живлення у відповідності до вимог ГОСТ 13109 – 97 на якість електроенергії повинні бути прийняті наступні заходи: застосування збільшеної напруги 110 – 220 кВ; застосування глибоких введів ЛЕП на територію промислових підприємств; підключення печі в точці з великою потужністю короткого замикання.

5.6. Рудно-термічні печі

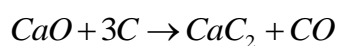
Рудно-термічні печі (РТП) являються основними технологічними агрегатами в металургії і хімії, які володіють високою зосередженою потужністю і відносяться до другої категорії за надійністю електропостачання. В РТП нагрівання матеріалів, які переробляються, відбувається за рахунок тепла, яке виділяється під час протікання струму в контурі, який складається з електродів, шихти, електричних дуг і розтоплюваного матеріалу.

Номенклатура продуктів, які отримують в РТП, дуже широка: вони можуть отримуватися в печі у вигляді пари або газу, рідини – розплаву, твердого тіла, яке витягують цілими злитками.

РТП в металургії чорних металів застосовуються для отримання феросплавів – сплавів заліза з кремнієм, марганцем, хромом, вольфрамом та іншими.

В кольоровій металургії в руднотермічних електропечах здійснюється топлення мідних концентратів, відновлювальне топлення закисі нікелю.

Отримання карбіду кальцію для подальшого використання в ливарному виробництві, а також у виробництві ацетилену, який використовують у технології синтетичного каучуку, пластмас, хімічного волокна, що базується на реакції:



В якості сировини застосовуються вапно і кокс або антрацит. На виробництво 1 т карбіду кальцію витрачається від 2500 (потужні печі) до 4000 кВт*год (печі малої потужності) електроенергії. Отримані в РТП абразивні матеріали – електрокорунд з питомим розходом енергії 2500 – 2900 кВт*год. та інші типи електрокорундів використовуються для виготовлення абразивного інструменту і порошків.

Вагоме місце у сфері використання РТП займає виробництво вогнетривів, які застосовують як футеровку для металургійних агрегатів та печей для варіння скла. Сировиною тут є глинозем, цирконій та кварцовий пісок, отримані методом розтоплення вогнетривів за допомогою відкритої дуги – корунд і бакор різних марок у печах ОКБ – 2130, ДС – 0,5, котрі мають високу чистоту і щільність. Питомі витрати електроенергії для їх отримання знаходиться у межах 1800 – 2300 кВт*год/т. Тут перелічені тільки основні найбільш вживані й енергомісткі виробництва, тоді як перелік інших процесів, які відбуваються в дугових печах опору, значно ширший і охоплює виробництво графіту, сірководню та інших речовин.

Основними показниками РТП є те, що:

1. Питомий електричний опір шихти сильно змінюється підвищенням температури. В холодному стані вона неелектропровідна, в розтопленому вона є іонним розчином, провідність якого також залежить від температури і фізико-хімічного складу. Об'єм рідкого металу і шихти, які є провідниками струму, змінюються при зміні температури. Це визначає можливість паралельного існування провідників різного роду – нелінійного активного опору шихти та рідкого металу і електричної дуги.

2. Температура розтоплення шихти складає 1200-2200 К, що визначає високі питомі розходи електроенергії на випуск одиниці продукції і вимагає сильного енергетичного господарства.

3. Безперебійний режим роботи на протязі 1 – 2 років.

4. Електричний режим роботи відносно спокійний (відрізняється від ДСП), оскільки поштовхи струму і експлуатаційні короткі замикання відсутні.

Різновидність конструкції РТП викликано різновидністю і складністю хімічного складу переробної сировини, а також великим асортиментом продукції, яку виробляють.

В РТП застосовуються електроди трьох видів, вугільні, діаметром до 1200 – 1400 мм, графітовані діаметром до 800 мм, і самоспікаючі діаметром до 2000 мм або прямокутні розміром 3200X850 мм. Самоспікаючі електроди представляють собою круглий або прямокутний кожух з сталі товщиною 1,5 – 5 мм, заповнений зверху пастоподібною електродною масою. При внесенні в піч під дією струму і великої температури в печі електродна маса спікається і допускає цільність струму до $7,6 \text{ A/cm}^2$. В міру згорання кожух електрода наростає і заповнюється масою, що забезпечує безперебійну роботу печі. Питомий електричний опір самоспікаючих електродів в 2 – 3 рази більший ніж у вугільних, і в 5 – 10 раз більший ніж у графітованих. Опір навантаження РТП значно нижчий ніж у ДСП, тому вторинна напруга пічних трансформаторів нижча, а струми при цих же потужностях в 1,5 – 2 рази більші. Це призводить до того, що коротка мережа РТП більш сильна і складна.

В ній застосовуються заходи для забезпечення симетричності завантаження фаз, зниження активного і індуктивного опорів.

Найбільш потужні РТП з прямокутною ванною мають 6 електродів, розмічених на прямій лінії, і живляться або двома трьохфазними, або трьома однофазними трансформаторами. в цьому випадку кожен трансформатор живить два сусідні електроди.

Електричні характеристики РТП визначаються властивостями розподілення струму в робочому просторі печі і відповідною цьому схемою електричного живлення.

5.7. Установки плазмового різання і зварювання металів

Плазмове різання виконується шляхом розтоплення і випаровування металу в порожнині розрізу за рахунок енергії, яка виділяється в стовпі плазми і виноситься струменем плазми. Ріжуча властивість дугової плазми визначається відношенням

$$v\delta = 0,24IU_{\eta} / (vbS),$$

де v - швидкість різки; δ - товщина металу; I , U - струм і напруга дуги; η - тепловий КПД; ν - щільність; b - ширина прорізу; S - ентальпія розтопленого металу.

Енергетичний баланс різання складається з енергії дуги, хімічних реакцій плазми з металом і розходу енергії на розтоплення, перегрівання, випарування металу в порожнині прорізу, теплопередачу в твердий метал і винесення з зворотнім потоком плазми.

Звідси випливає, що процес плазмового різання необхідно вести з максимальною потужністю і максимальною швидкістю, яка забезпечується допоміжними операціями і застосуванням ЕВМ. Ця умова виконується при виборі струму, напруги, плазмоутворюючого ока і конструкції ріжучого плазмотрона. Ширина розрізу, визначає економічність процесу і зв'язана з діаметром сопла плазмотрона, струмом дуги і швидкістю переміщення плазмотрона.

При оптимальному відношенні між товщиною металу, потужністю дуги, діаметром сопла і швидкістю різання струмінь плазми занурюється на всю товщину металу, а анодна область дуги розміщується біля нижньої кромки розрізу. Зменшення потужності дуги, однаково як і збільшення швидкості просування плазмотрона, веде до звуження щілини розрізу.

Надмірне збільшення потужності і зниження швидкості руху плазмотрона приводить до збільшення ширини розрізу особливо у нижній його частині, і перегрівання всього металу, який розрізають. Електричний ККД плазмового різання збільшиться з підвищенням потужності дуги та швидкості руху плазмотрона і досягає 80 – 90%, а тепловий ККД приймають рівним 40%. Для

збільшення потужності струменя плазми в межах заданого струму дуги доцільно приймати заходи для збільшення лінійного градієнта потенціалу стовпа дуги шляхом застосування високоентальпійних плазмоутворюючих газів (азот, водень, повітря, вуглекислий газ, водяна пара) і інтенсивним стисканням стовпа дуги соплом плазмотрона.

Плазмотрони виконані за схемою, яка являється основною при плазмовому різанні і розраховують на робочий струм, а напруга дуги формується в порожнині розрізу. Внаслідок цього вольт-амперні характеристики дуги тут спадаючі, а джерела живлення мають вертикальні або круто спадаючі зовнішні вольт-амперні характеристики (ВАХ).

Висока потужність плазмотрона і динамічні дії плазми дозволяють зварювати метали різної товщини без подачі присадочного дроту в зварювальний шов, заварити відігнуті кромки зі стикованих деталей зварити деталі без розведення кромки, виконувати зварювання металу великої товщини за один прохід.

Застосування вторинного фокусуємого газового потоку, направленою під кутом до осі плазмотрона, дозволяє сконцентрувати нагрівання на малій площі зварної ванни. Застосовані гази забезпечують захист зварного шва від дії атмосфери.

В залежності від роду зварюваного металу застосовується аргон, суміш аргону з гелієм або воднем.

В мережах включення джерела живлення є блокування, яке не дозволяє включити плазмотрон без подачі охолоджуючої води і газів.

Джерела живлення забезпечують зварювальний струм до 450 – 600 А при напрузі дуги 60 – 80 В і швидкість зварювання, наприклад алюмінієвого сплаву товщиною 4 мм при струмі 250 А і розході плазмоутворюючого газу 5 л/хв., яка рівна 70 м/год.

В інституті електрозварювання ім. Е. О. Патона АН України розроблений метод і створена апаратура мікроплазмового зварювання на постійному струмі 0,5 – 10 А деталей з нержавіючої сталі, міді, титану, нікелю товщиною 0,2 – 0,6 мм.

5.8. Установки для електродугового зварювання металів.

Електродугове зварювання металів здійснюється змінним однофазним струмом та постійним струмом, що вимагає відповідного технологічного обладнання.

Змінний однофазний зварювальний струм отримується під дією змінної напруги зварювального трансформатора, який своєю первинною обмоткою приєднується до електричної мережі, а до виводів вторинної напруги приєднується електрод і зварювальні деталі. Напруга вільного ходу вторинної обмотки зварювального трансформатора становить 70-90 В, під дією якої виникає струм зварювання величиною до 250 А. Під час процесу зварювання напруга зварювальної дуги становить 5-10 В залежно від величини струму та довжини дуги.

Збудити дуговий розряд можна трьома способами:

1. Торканням електрода до зварювального металу з наступним розривом контакту;

2. Електричним пробиттям газового чи повітряного проміжку між електродом і зварювальним металом за рахунок підведення високої напруги або імпульсу високої напруги достатнього для запалювання дуги.

3. Підвищення провідності газового чи повітряного проміжку між електродом і зварювальним металом за рахунок зовнішнього джерела іонізації (введення високо іонізованої плазми за допомогою допоміжного електрода або опромінення газу ренгенівськими, ультрафіолетовими або гама променями).

Якщо перший спосіб реалізується з використанням найпростішої зварювальної апаратури, зварювальний трансформатор чи генератор, то два інші способи реалізуються з використанням значно складніших зварювальних установок.

Після виникнення дуги між електродом і зварювальним металом необхідно створити умови для її стабільного горіння.

Експериментально встановлено, що електрична дуга змінного струму горить стабільно в контурі, для якого $\cos\varphi \leq 0,84$, що вимагає значної індуктивності в контурі з дугою, а дуга тоді горить неперервно.

Процес електродугового зварювання складається із збудження дуги і утворення зварювального шва внаслідок розтоплення електродного і розтоплення основного зварювального металу температурою, яку генерує дуга. Основна вимога до дуги полягає в концентрації значної потужності, яка б дозволила створити ванночку розтопленого металу у зоні шва з відносно холодною рештою маси зварювального виробу. Оптимальною технологічною температурою у зоні зварювання вважається понад 3000°C .

Розрізняють наступні зварювальні електричні дуги:

1. За характером середовища, в якому відбувається дуговий розряд поділяються на:

- відкрити, яка горить в повітрі з домішками пари металу електрода і зварювального матеріалу та матеріалу покриття електрода;

- закрити, яка горить під шаром флюса в парах металу електрода і його покриття та зварювального металу електрода і його покриття та зварювального металу (рідкий розтоплений метал закритий від впливу повітря флюсом);

- захищену, яка горить в середовищі захисних газів (аргону, гелію, азоту, вуглекислого газу, водню чи суміші газів), які захищають розтоплений метал від безпосереднього контакту з повітрям .

2. За видом струму – дуга змінного та постійного струму.

3. Залежно від матеріалу та участі електрода в процесі зварювання – з розтоплюваним металевим покритим флюсом електродом та з нерозтоплюваним (вугільним, вольфрамовим, керамічним та ін.) електродом.

4. За характером дії дуги як джерела тепла на зварювальний метал – прямої та посередньої дії.

Джерела живлення зварювальної дуги поділяють за наступними ознаками:

1. За видом струму – джерела змінного струму (зварювальні трансформатори або однофазні електромашинні генератори підвищеної частоти) та джерела постійного струму (зварювальні випрямлячі і електромашинні генератори постійного струму).

2. За способом устанавлення – стаціонарні електродугозварювальні та переносні чи пересувні.

3. За кількістю зварних постів – однопостові та багатопостові.

Крім того джерела живлення не залежно від виду струму бувають малої, середньої та великої потужності; однофазні, двохфазні і трифазні змінного струму, а за призначенням універсальні та спеціальні.

Зварювальні джерела живлення характеризуються:

- номінальним зварювальним струмом;
- діапазоном регулювання струму;
- напругою на виводах під час горіння дуги;
- напругою вільного ходу;
- коефіцієнтом корисної дії (ККД);
- коефіцієнтом потужності;
- тривалістю роботи або тривалістю вмикання;
- зовнішньою характеристикою.

Тривалість роботи характеризує тривалий режим роботи джерела живлення, а під час паузи зварювання джерело знаходиться в режимі вільного ходу.

Тривалість вмикання характеризує повторно короткочасний режим роботи джерела, яке вимикається від мережі на час паузи в зварюванні.

До таких джерел відносяться зварювальні трансформатори та випрямлячі з автоматизованим способом зварювання.

Зварювальне електрообладнання виготовляється на робочі струми величиною: 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250, 2500, 3150, 4000 і 5000 А.

На стабільне горіння дуги впливає її статична характеристика та зовнішні характеристики джерел живлення, які бувають: круто падаючими, пологими та зростаючими.

У випадку ручного електрозварювання, коли довжина дуги, а значить і напруга коливається в широких межах, струм повинен змінюватись не значно, тому тут вимагається джерело живлення з круто падаючою характеристикою.

Зварювальні трансформатори є найпростішими джерелами живлення електродугового зварювання змінним струмом.

Регулювання величини зварювального струму і струму короткого замикання здійснюється шляхом зміни додаткової індуктивності, яка вимикається послідовно з дугою.

Найпоширенішим з існуючих способів регулювання індуктивності є зміна повітряного проміжку осердя трансформатора на якому розміщено дросель, що дозволяє змінювати індуктивний опір контура зі струмом зварювання.

На рис. 5.4 наведено принципову схему первинних і вторинних обмоток зварювального трансформатора та дроселя.

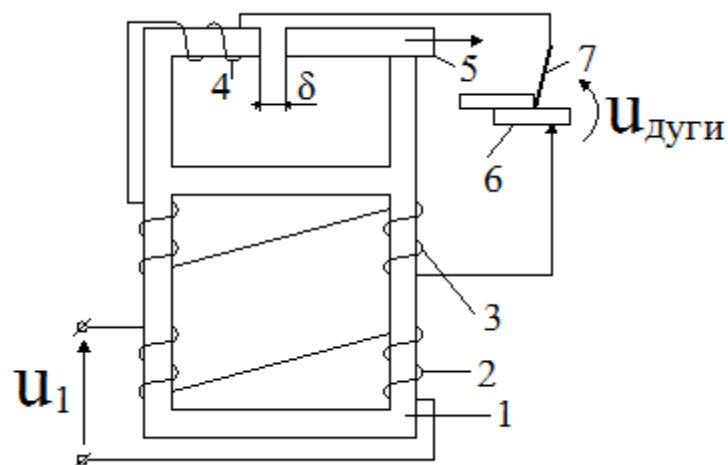


Рис. 5.4. Принципова схема електродугової зварювальної установки

1 – основна частина магнітопроводу зварювального трансформатора; 2 – первинна обмотка; 3 – вторинна обмотка; 4 – обмотка дроселя; 5 – рухома частина магнітопроводу; 6 – зварювана деталь; 7 – електрод.

Якщо зварювальна установка призначена для зварювання постійним струмом, то крім трансформатора, який найчастіше є трифазним, використовується вентильний некерований випрямляч виконаний за мостовою схемою, у контур постійного струму якого вмикається дросель. У цих трансформаторах падаюча характеристика досягається шляхом переміщення обмоток або магнітного шунта.

Зварювальні трансформатори для дугового електрозварювання змінним струмом живляться від напруги 220/380 В, а їх потужність знаходиться в межах від 9 кВА до 165 кВА.

Випрямлячі змінного струму у постійний виготовляються на струми до 500 А, а їх потужність знаходить в межах від 9 до 40 кВА.

Разом з тим зварювальні генератори постійного струму приводяться в рух первинними двигунами, потужністю від 4 до 55 кВт.

5.9. Пожежна небезпека електротехнологічних установок.

З технічних характеристик електротехнологічних апаратів і установок видно, що в своїй більшості вони містять трансформатори, струмопроводи у вигляді кабельних ліній та шин, комутаційні апарати, зокрема олійні, вакуумні або повітряні вимикачі, конденсаторні батареї та реактори. Разом з тим електротехнологічні процеси відбуваються з використанням високих температур починаючи від 300⁰С і закінчуючи температурою топлення заліза і чавуну, тобто понад 1300⁰С.

Відомо, що починаючи з температури 700⁰С і вище серед теплопровідного, конвективного та радіаційного способів передачі тепла визначальними є радіаційний та конвективний, причому чим вища температура тим інтенсивнішим є радіаційний спосіб. В електротехнологічних установках з використанням

електродугових процесів, крім передачі тепла випромінюванням мають місце іскрові феєрверки, коли іскри летять на відстані біля 1,5 м від їх джерела. Таким чином іскри та теплові потоки, які характеризуються високою температурою є джерелами запалювання, причому достатньо інтенсивними, тобто високоенергетичними. Крім того окреме електрообладнання, про що буде сказано нижче, несе в загальному випадку велику загрозу виникнення пожеж і навіть вибухів. У зв'язку з цим розглянемо особливості електрообладнання та електроустановок з позиції їх пожежної небезпеки.

Високий рівень електрифікації на роботі та в побуті людей супроводжується насиченістю електроустановками та електрообладнанням різного виконання та конструкції. Будь-яке електрообладнання та електроустановка проектується і виготовляється на основі технічних умов, які передбачають виконання низки вимог, в тому числі і протипожежних. Таким чином всі електроустановки, які використовуються за призначенням і відповідають умовам експлуатації, не несуть жодної загрози з погляду пожежної небезпеки.

Разом з тим, в реальних умовах, всі без винятку електроустановки підлягають періодичним оглядам та технічному обслуговуванню. Зрозуміло, що зношування окремих деталей електричних машин та апаратів повинно бути під контролем обслуговуючого персоналу, тому періодичні вимірювання і контроль технічного стану є невід'ємною складовою процесу експлуатації. Таким чином, рівень і культури експлуатації електроустановок і електроробладнання (електричних машин, апаратів та мереж) є тими факторами, які визначають надійність функціонування електроробладнання та їх пожежну безпеку. Під рівнем експлуатації слід розуміти дотримання нормативних вимог щодо планових ремонтів та технічної профілактики з використання необхідної контрольно-вимірювальної апаратури та методів вимірювання і вчасної заміни зношених або ушкоджених частин електроробладнання. У випадку низької культури обслуговування та експлуатації вище згадані процедури виконуються частково, а

то й зовсім не виконуються, тому електробладнання дуже швидко виходить з ладу, розгерметизовується, зношується і т.д.

Ізоляції і збільшення втрат потужності, і як наслідок, нагрівання цього електробладнання. Таким чином, наявність трансформаторної, конденсаторної чи кабельної оливи і джерела запалювання призводить до загорання і пожеж, а суміш водню з повітрям за наявності джерела запалювання – до вибуху.

Якщо розглядати побутові електроприлади, то тут стан пожежної небезпеки значно вищий ніж у промисловості, оскільки часто недбало відремонтовані електроприлади і їх подальша експлуатація та низький рівень і непрофесійна експлуатація призводять до запалювання і пожеж. Це підтверджує офіційна статистика як в Україні так і в інших країнах світу. Слід зауважити, що заходи на спрямовання запобігання пожеж, тобто заходи профілактики, є на порядок дешевшими ніж засоби пожежогасіння та наслідки пожеже разом взяті. У зв'язку з цим, слід особливу увагу звернути на вдосконалення та розвиток системи профілактики електростановок з метою запобігання пожеж ніж витратити ресурси на засоби та розробку технологій гасіння пожеж в електроустановках.

Аналіз виникнення пожеж на багатьох об'єктах вказує на значну кількість пожеж від електроустановок на об'єктах різного призначення. Однією з основних причин є погіршення технічного стану електрообладнання, через що зі всіх зафіксованих пожеж біля 28% виникають від електроустановок та електрообладнання.

За статистичними даними найбільша кількість пожеже виникає на теплових електростанціях (біля 50%), дещо менше на різного типу підстанціях (біля 40%), решта пожеж (біля 10%) виникає на атомних гідравлічних електростанціях, і то, переважно, у генераторних відділення внаслідок витоку водню з системи охолодження генераторів. Разом з цим, детальніший аналіз електроустановок та електрообладнання, в яких виникають пожежі, показує наступну картину у відсотках від загального числа пожеж:

- трансформатори та реактори (оливо наповнені) – 40-45%;

- турбо- та гідрогенератори – 15-17%;
- кабельні траси – 7-10%;
- системи паливоприготування – 20-25%;
- інші технологічні об'єкти – 5-10%.

Такий стан справ вимагає підвищеної уваги до питань запобігання пожеж на потужних електростанціях України.

Відомо, що електрообладнання великої потужності вміщує велику кількість спеціальних олив, газів під великим тиском, горючих матеріалів, які використовуються для покриття кабелів, і які, можуть легко загорітися і суттєво розвивати і підтримувати пожежі. Зрозуміло, що джерелами запалювання є температура, яка залежить від струмового навантаження струмопровідних частин, та іскродугові розряди, які виникають між полюсами комутаційних апаратів у випадку розриву струмового контура.

РОЗДІЛ 6

ПОЖЕЖНА НЕБЕЗПЕКА КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ В ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАХ ТА ЇХ РОЗРАХУНОК

6.1. Основні терміни та визначення

Коротким замиканням (к.з.) називається будь-яке не передбачене нормальними умовами роботи з'єднання струмопровідних проводів між собою або з нульовим чи заземлюючим проводом в однофазних чи трифазних мережах. В системах з незаземленими нейтральними проводами або з нейтральними проводами, заземленими через спеціальні компенсуючі пристрої, замикання однієї із фаз на землю називається простим к.з. на землю.

Звикло у місцях короткого замикання виникає електрична дуга, перехідний опір якої є чисто активним і обмежує величину струму к.з. Для більшості задач практичний інтерес виникає до максимальних чи мінімальних значень струмів к.з.

Коротке замикання в якому перехідним опором електричної дуги нехтують, називається «глухим», або металевим к.з.

У трифазних системах із заземленою нейтраллю розрізняють наступні основні види к.з.

Трифазне

Двофазне

Однофазне

Двофазне із землею

В мережах з ізольованою нейтраллю можливі трифазне та двофазне к.з. Однак в разі замикання на землю однієї фази збільшується напруга на інших фазах і тому можливе переростання процесу короткого замикання у двофазне та трифазне.

Крім того мають місце симетричні та несиметричні к.з. У випадку симетричного к.з. опори всіх фаз після його виникнення є рівні між собою. Такі

режими можуть бути лише у випадку трифазних к.з., у всіх інших випадках к.з. є несиметричними.

Порушення симетрії трифазної системи може виникнути не лише внаслідок не трифазних к.з., а й у випадках обриву фазного чи лінійного проводу чи відмова одного із полюсів вимикача. Такі види несиметрії трифазних систем називають поздовжніми несиметріями на відміну від коротких замикань, які викликають поперечну несиметрію.

Найчастіше виникають однофазні к.з. (65%), дещо менше виникають двофазні (біля 30%), а трифазні становлять біля 5% від всієї кількості к.з.

На рисунку 6.1 з ліва на право зображено:

- однофазне коротке замикання на землю;
- двофазне коротке замикання між двома лінійними проводами без землі;
- двофазне коротке замикання між лінійними проводами та землею у трифазній системі з заземленим нейтральним проводом;
- трифазне коротке замикання без землі.

В загальному випадку трифазне коротке замикання без участі землі чи з її участю з погляду величини струму є рівноцінним, тому тут не приводиться схема трифазного короткого замикання із землею. У даному випадку розглядаються лише короткі замикання в одному місці але бувають випадки віддалених коротких замикань, коли в одному місці виникло коротке замикання, наприклад, однофазне, а на певній віддалі від нього виникло коротке замикання іншого виду.

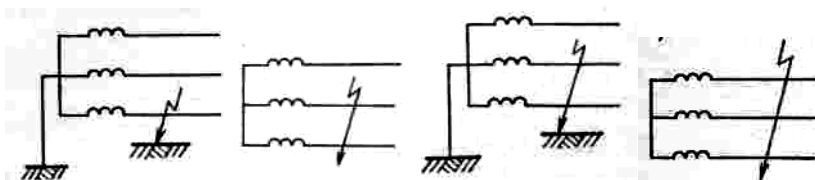


Рис. 6.1. Види коротких замикань у трифазних схемах

В загальному випадку важко наперед сказати який вид к.з. є найнебезпечнішим з погляду пожежної небезпеки, тому під час контрольного

розрахунку в ході аналізу пожеж найчастіше розглядають трифазні та двофазні к.з., а однофазні - для житлових та соціально побутових будівель.

6.2. Причини виникнення коротких замикань та їх пожежна небезпека

Очевидною і найпоширенішою причиною виникнення к.з. є пошкодження фазної чи лінійної ізоляції струмопровідних частин силового електрообладнання. Воно може виникнути в наслідок старіння ізоляції чи інших причин (обривом проводу, механічними діями на ізоляцію, грозовими розрядами, перекриттям повітряного проміжку між шинами підстанцій і т.п.), а також помилковими діями оперативно-ремонтного персоналу. Якщо порушення ізоляції зумовлене прямими розрядами блискавки, перекриття чи зменшення ізолюючих проміжків між проводами птахами та дикими звірами усуваються після вимкнення пошкодженої ділянки, а ізоляція відновлюється, то пробиття застарілої чи зношеної ізоляції, механічні пошкодження ізоляції кабелів, наприклад, механізмами під час земляних робіт чи перенапругами усунути не можливо без виконання ремонтних робіт. Однак незалежно від причини виникнення короткого замикання в контурі багатократно збільшуються струми, зменшуються напруги і відповідно виникають перериви електропостачання, які можуть призвести до розладу технологічних процесів, псуванню обладнання та продукції, а в умовах пожеж-вибухонебезпечних виробництв – до пожеж або вибухів.

В мережах напругою до 1000 В підприємств величини струмів кз досить великі. Наприклад, струм під час трифазного к.з. на шинах підстанції (380/220 в) досягає 25-40 кА, а на шинах головних цехових шаф від 10 до 20 кА, а на затискачах мілких електродвигунів (4-10 кВт) – 2-2,5 кА.

Стрибок струму короткого замикання може викликати:

- високу напругу на корпусах електрообладнання, яка є небезпечна для людей і може викликати іскріння;

- нагрівання струмопровідних частин до високих температур (понад 300 градусів за Цельсієм);
- в наслідок перегрівання розтопити та зварити електричні контакти чи металеві частини, які мають гальванічний контакт;
- значні механічні зусилля у проводах та струмопровідних конструкціях електричних апаратів;
- появу стійких та не стійких електричних дуг;
- порушити фактор вибухонепроникливості, тобто герметичність електрообладнання через деформацію оболонок.

Вказані пошкодження є пожежо- та вибухонебезпечними і повинні бути якомога швидше ліквідовані за допомогою спеціальних захистів. На практиці навіть після виникнення струмів к.з. пожежо- та вибухонебезпечні фактори залишаються через те, що засоби захисту не реагують належним чином. Наприклад, якщо в наслідок к.з. виникла довга дуга з великим опором, який обмежує струм короткого замикання до величини, нижчої від спрацювання засобів захисту. Крім того під час короткого замикання може виникнути нестійка електрична дуга, яка викликає переривистий струм, який відновлюється через кожні 0,05-0,04 с, тобто з інтервалом часу меншим, ніж вимагається для спрацювання засобів захисту. Враховуючи те, що дуга досягає температури до 8000 град за Цельсієм, ізоляція встигає загорітися від короткочасної а часто відновлювальної дії електричної дуги.

Слід зауважити, що струм к.з., який виник між з'єднаними проводами далеко від джерела живлення може сприйматися засобами захисту як струм перевантаження і бути вимкненим лише з витримкою часу.

Тривалість струму к.з. залежить від правильності вибору вставок засобів захисту та їх селективності, якщо мова йде про розгалужені структури мереж.

6.3. Електродинамічна дія струмів короткого замикання

Електричні струми у паралельно розміщених проводах зумовлюють магнітне поле, яке викликає електродинамічні сили між цими проводами.

Величина цих сил залежить від величини струмів, довжини і конфігурації проводів та віддалі між ними, магнітних характеристик середовища і ін. Якщо у проводах протікають номінальні струми, то сили взаємодії допустимі і не загрозливі для струмопровідних конструкцій. Струми к.з. у десятки разів перевищують номінальні значення струмопроводів. тому електродинамічні сили різко зростають і можуть викликати деформацію цих струмопроводів, руйнування ізоляторів, розрив обмоток електромагнітних апаратів тощо. Вказані ефекти часто призводять до розвитку однофазних к.з. у двофазні та трифазні, загорання ізоляції і в подальшому, залежно від середовища, до розвитку пожежі або вибуху.

Часто в місцях, тобто точках, к.з. виникає високотемпературна електрична дуга, котра залежно від параметрів електричного контура може горіти стабільно або переривисто. В наслідок впливу магнітних полів, створюваних електричним струмом к.з. на дугу, вона може переміщуватися вздовж проводів, випалюючи ізоляцію та розтоплюючи проводи.

Величину електродинамічної сили від дії двох струмів можна визначити за формулою

$$F_{12} = k \cdot I_1 \cdot I_2$$

Де k - коефіцієнт, який залежить від віддалі між проводами і їх довжини, характеристики середовища, взаємного розміщення проводів у просторі, N / A^2 .

Відомо, що напрям дії сили взаємодії (відштовхувальна чи притягальна) між проводами залежить від напрямку струмів у цих проводах, при чому сила буде не змінною тоді, коли струми у проводах, взаємне розміщення яких не змінюється, є постійними, а якщо струми синусоїдальні, то ці сили є пульсуючими.

Наприклад, між двома паралельно прокладеними проводами однофазної мережі в яких протікає синусоїдальний струм $i = I_m \sin \omega t$ виникає сила взаємодії, яку виразимо у вигляді

$$F = k \cdot i^2 = k \cdot I_m^2 \sin^2 \omega t = k \cdot I_m^2 \frac{1 - \cos 2\omega \cdot t}{2} =$$

$$\frac{k \cdot I_m^2}{2} - \frac{k \cdot I_m^2}{2} \cos 2\omega \cdot t = F - F \cos 2\omega \cdot t$$

Із виразу видно, що сила взаємодії складається із двох складових, постійної та змінної з подвійною частотою відносно струму короткого замикання. Враховуючи те, що в перший момент часу після виникнення к.з. амплітуда струму перехідного процесу перевищує амплітуду струму усталеного процесу, а з плином часу амплітуда струму перехідного процесу згасає. Експериментально встановлено, що в початковий момент часу, залежно від моменту виникнення к.з. виникають найбільші струми, амплітуду яких перераховують через ударний коефіцієнт K_y , значення якого на основі багато чисельних експериментів прийняте рівним 1,8. Ударне значення струму короткого замикання дорівнює

$$i_y = K_y \sqrt{2} \cdot I^{(3)},$$

де $I^{(3)}$ - діюче значення струму трифазного короткого замикання.

Враховуючи ударне значення струму електродинамічна сила взаємодії між проводами) зі струмом в перший момент часу після виникнення к.з. (на інтервалі 0,01 с), запишеться у вигляді

$$F = k \cdot (K_y \sqrt{2} \cdot I^{(3)})^2.$$

Очевидно, що ця сила є значно більша від сили, яку викличе усталений струм однофазного короткого замикання.

В реальних умовах часто доводиться прокладати проводи і кабелі на конструкціях, які мають феромагнітні матеріали (різні марки сталей) Між проводом зі струмом та феромагнітною конструкцією виникають електродинамічні сили, які стараються притягнути провід до феромагнітної деталі, яка в більшості випадків з'єднана із заземленим контуром.. У таких випадках ізоляція проводів може пошкодитися і виникнути повторне к.з., а конструкції споруд та корпуси технологічного обладнання, які з'єднані з контуром заземлення, виступають у якості зворотного проводу. В таких випадках між металевими конструкціями можуть виникати іскри та нестійкі дугові розряди, які є джерелами запалювання.

6.4. Вплив коротких замикань на фактор вибухонепроникливості

У вибухонебезпечних зонах класів 0, 1, 2, 20, 21, 22 неприпустиме використання електрообладнання загального призначення, тому в цих випадках треба використовувати електрообладнання, в якому вибухозахищеність забезпечується одним із кількох заходів щодо вибухозахисту:

Вибухонепроникливістю корпусу електрообладнання;

Підвищеною надійністю електрообладнання проти вибуху;

Іскробезпечністю електричного обладнання.

Прикладом вибухонебезпечного електрообладнання є комутаційні апарати (вимикачі, контактори, магнітні пускачі, колекторні електричні машини тощо), в середині корпусів яких часто появляються іскри або дугові розряди. У вибухонепроникливому електрообладнанні всі електричні частини вміщуються у вибухонепроникну оболонку, призначення якої полягає у недопущенні можливості загорання від електрообладнання оточуючого вибухонебезпечного середовища за будь-яких умов. Такий ефект досягається в основному за рахунок вибухонепроникливості оболонки, вибухостійкості та температурного режиму оболонки.

Суть вибухонепроникливості оболонок полягає в тому, що коли утворювані фланцями щілини, через які порожнини оболонок зв'язані із зовнішнім середовищем, мають досить малу віддаль δ в порівнянні із товщиною фланців l , як показано на рис. 6.2, то через таку щілину вибух не передається на зовні оболонки. Під час експлуатації вибухонепроникного електрообладнання вибухонебезпечні суміші можуть проникати в середину оболонок де мають місце джерела запалювання навіть за нормальних режимів не кажучи про аварійні, що викличе вибух газопароповітряної суміші, яка проникла в середину оболонки. В наслідок внутрішнього вибуху можуть виникнути к.з., які супроводжуються іскрами та електричними дугами і відповідно розтопленням, випаровуванням та розбризкуванням металу умовних електродів.

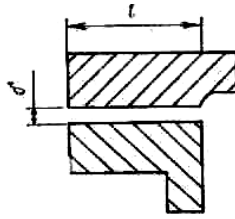


Рис. 6.2. Зображення фланців вибухонепроникних оболонок

Експериментально з'ясовано, що розжарені дугою к.з. газу і металеві частини (в разі викиду їх з оболонки через фланцеві щілини) є значно небезпечнішими з погляду передачі вибуху на зовні, ніж продукти вибуху газопароповітряних сумішей, запалених іскрою.

6.5. Пожежна небезпека електричних контактів в умовах коротких замикань

В разі виникнення к.з. поведінка контактів визначається їх конструктивним виконанням (рухомі чи нерухомі контакти) а також режимом роботи контактної з'єднання (вмикання контакту на к.з., протікання струму кз. Через контакти, розривання цими контактами струму к.з.) Зрозуміло, що нерухомі контакти працюють лише в режимі протікання через них струму к.з., наприклад з'єднанні шини чи наконечники кабелів гвинтовим способом (рис. 6.3.).

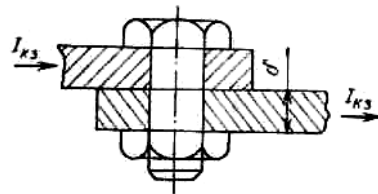


Рис. 6.3. Нерухомий електричний контакт

Внаслідок різних коефіцієнтів лінійного розширення гвинтових конструкцій і шин та неоднакового їх нагрівання у гвинтових з'єднаннях з'являються значні механічні напруження, які інколи перевищують межі пружності металів, з яких виготовлені ці з'єднання. Це призводить до послаблення контактів після охолодження з'єднання і, як наслідок, збільшення перехідних опорів таких контактних з'єднань та їх надмірного нагрівання навіть номінальними експлуатаційними струмами, або погіршення чутливості засобів захисту від

струмів к.з. Траплялися випадки виникнення загорань паперової ізоляції кабелів через перегрівання контактних з'єднань номінальними струмами на які засоби захисту від ненормальних режимів електричних мереж не реагують. На сьогодні не існують засоби та способи неперервного контролю стану опору контактних з'єднань, тому в разі виникнення к.з., струм може обмежитися опором такого з'єднання до величини меншої від уставки засобів захисту від к.з., через що воно може бути не зафіксоване і не вимкнене. У цьому випадку струм більший від номінального призведе до швидкого нагрівання струмопровідних проводів чи жил кабелю, котрі є джерелами запалювання.

Рухомі контакти можуть працювати у всіх вище зазначених режимах. Однак замикання контактів на великі струми, зокрема к.з., в момент їх стулення сила притискання між контактами не велика, а перехідний опір достатньо великий, тому кількість тепла виділена у перехідному опорі велика, що викликає розтоплення металу, з якого виготовлені контакти і, як наслідок, їх зварювання. Процес зварювання контактів подібний до процесу контактного зварювання металів. Особливо небезпечним з погляду виникнення пожеж є вмикання к.з. в електричних мережах, де для нечастих комутацій використовуються автоматичні вимикачі або блоки вимикач-запобіжник звичайного виконання.

Процеси у з'єднанні рухомих контактів та нерухомих в загальному випадку відрізняються через різницю сил стулення контактів, які є змінними, а також наявністю електродинамічних сил. Варто зауважити, що поведінка рухомих контактів подібна до поведінки металевого к.з. між струмопровідними частинами електроустановок, коли вони з'єднуються під дією зовнішніх сил.

Під час вимикання струмів к.з. між рухомими контактами виникають іскри, або електрична дуга, яка виділяє температуру понад 1000 град. за Цельсієм, в наслідок чого контакти підтоплюються. Це призводить до появи на поверхні контактів шороховатості та спотворення їх першопочаткової форми і, відповідно, багатократного збільшення перехідного опору у замкненому стані. Під час

експлуатації такі контактні з'єднання сильно нагріваються навіть струмами, нижчими від номінальних, створюючи джерело запалювання.

6.6. Нагрівання проводів струмами короткого замикання та їх небезпека

Під час коротких замикань в електричних мережах процес можна вважати, що нагрівання проводів відбувається без віддачі тепла в оточуюче середовище.

Аналіз пожежної статистики в Україні та за її межами показує, що одним із існуючих джерел виникнення пожеж у побутовому секторі є перегрівання проводів електричних мереж. Це створює різні умови загорання споруди в цілому в тому числі загорання ізоляції провідників, викликане високою температурою нагрітого струмом провідника. На підставі багаточисельних експериментальних досліджень теплових характеристик провідників, виявлено допустимі діючі значення струмів, які наведені у вигляді таблиць і служать основою вибору провідників під час проектування.

Враховуючи складність задачі аналізу електротеплових процесів, які характеризуються різними електричними і тепловими постійними часу, рівнем збільшення чи зменшення струму, як фактора нагрівання проводів, необхідно прийняти певні допущення. Припускаємо, що нагрівання відбувається струмом, який рівномірно розподіляється по всьому поперечному перерізу провідника, тобто не враховується скін-ефект. Крім того матеріали провідника є ізотропними, тобто володіють у будь-якій точці однаковими електричними і тепловими властивостями та характеристиками, зокрема це стосується омичного опору та теплопровідності провідника. Опір провідника подаємо у вигляді зосередженої величини, а не частковими рівномірно розподіленими величинами. Це дозволяє описувати динамічні процеси системою диференційних рівнянь з зосередженими параметрами, яку можна розв'язати відомими методами.

Вказані допущення значно полегшують розв'язання даної задачі. і не значно впливають на остаточний результат.

Кількість енергії, яка виділяється у провіднику із струмом за будь який проміжок часу можна записати у вигляді рівняння виду

$$dQ = RI^2 dt, \quad (1)$$

де R опір провідника, Ом ,

I - струм, який протікає у провіднику, А,

dt - проміжок часу, с

Очевидно, що вся електрична енергія перетвориться у тепло, яке забирає перш за все провідник нагріваючись до певної температури. В реальних умовах провідник без струму, знаходиться в оточуючому середовищі повітря, і має туж саму температуру що й повітря. Під час протікання струму провідник відбирає тепло у кількості

$$dQ = mCd\theta, \quad (2)$$

де m - маса матеріалу, з якого виготовлено провідник (переважно мідь або алюміній), кг,

C - теплоємність матеріалу провідника, Дж/кг·°С,

$d\theta$ - приріст температури провідника, °С.

Очевидно, що кількість тепла утворена струмом, завжди дорівнює кількості тепла, яку відбирає матеріал провідника, тобто

$$RI^2 dt = mcd\theta. \quad (3)$$

Враховуючи, те що опір провідника залежить від поперечного перерізу і довжини, його доцільно записувати через питомий опір матеріалу провідника у вигляді:

$$R(\theta) = \rho \frac{l}{s} \quad (4)$$

де, l - довжина провідника, м;

s - поперечний переріз провідника, м².

Діюче значення струму провідника виразимо через густину струму $I = jS$,

де j - густина струму, А/м²;

s - площа поперечного перерізу провідника.

Підставляючи рівняння (2) в (1) та замінюючи діюче значення струму через густину струму отримаємо:

$$\rho \frac{l}{s} j^2 \cdot s^2 dt = mcd\theta \quad (5)$$

Реально цілковитої акумуляції тепла провідником не існує, тому розглянемо задачу для випадку, коли від нагрітого провідника відводиться тепло у зовнішнє середовище у цьому разі рівняння (3) із врахуванням закону Ньютона-Ріхмана запишемо у вигляді:

$$\rho \frac{l}{s} j^2 d\tau = mCd\theta + \alpha(\theta - \theta_c)Fdt \quad (6)$$

де α – коефіцієнт тепловіддачі дотиканням;

θ – температура провідника;

θ_c - температура оточуючого середовища;

F - площа поперечного перерізу провідника із якого віддається тепло.

Переходячи до питомих величин (провідності матеріалу провідника, його питомої ваги, питомої теплоємності, густини струму) рівняння (6) запишемо у вигляді:

$$\rho j^2 dt = \gamma cd\theta + \alpha(\theta - \theta_c) \frac{F}{ls} dt \quad (7)$$

Виражаючи прощу поверхні круглого провідника $F = l \cdot 2\pi R$, а його площу поперечного перерізу $S = \pi R^2$,

де R - радіус провідника, а l - його довжина, відношення $\frac{F}{ls} = \frac{2}{R}$ підставимо у (7) і здійснивши необхідні перетворення отримаємо:

$$\frac{d(\theta - \theta_c)}{dt} + \frac{2\alpha}{\gamma c} (\theta - \theta_c) = \frac{\rho j^2}{\gamma c} \quad (8)$$

Корінь характеристичного рівняння (8) має вигляд $\rho = -\frac{2\alpha}{\gamma c R}$, а вільна складова неусталеного процесу, описаного рівнянням (8) запишеться у вигляді

$$(\theta - \theta_c) = Ae^{-\frac{2\alpha t}{\gamma c r}},$$

де A - стала інтегрування.

Вимушену складову рівняння (8) отримаємо для випадку, коли провідник нагрівається до усталеної температури, яка перестає змінюватись тобто $\frac{d\theta}{dt} = 0$,

тоді $(\theta - \theta_c) = \frac{\rho j^2 \cdot r}{\lambda c}$

Загальний розв'язок рівняння (8) запишемо у вигляді

$$(\theta - \theta_c) = \frac{\rho j^2 \cdot r}{\lambda c} + A e^{-\frac{2\alpha}{\gamma c r} t} \quad (9)$$

Враховуючи теплову інерційність системи, тобто незмінність температури в момент раптової зміни струму у провіднику, яка відбувається в момент часу $t = 0$ із рівняння (9) визначимо сталу інтегрування

$$A = (\theta_{\text{поч}} - \theta_c) - \frac{\rho j^2 r}{2\alpha}$$

Підставляючи сталу інтегрування A у вираз (9) та виконуючи незначні перетворення остаточно розв'язання диференційного рівняння (8) запишемо у вигляді:

$$\theta(t) = \frac{\rho j^2 r}{2\alpha} + (\theta_{\text{поч}} - \theta_c - \frac{\rho j^2 r}{2\alpha}) e^{-\frac{2\alpha}{\gamma c r} t} + \theta_c \quad (10)$$

Розв'язання диференційного рівняння (8) можна також записати у вигляді

$$(\theta - \theta_c) = A_1 + A_2 e^{-\frac{2\alpha}{\gamma c r} t} \quad (11)$$

де A_1 і A_2 - сталі інтегрування, які визначимо виходячи із наступних умов. В момент зміни струму в провіднику, тобто для $t = 0$ рівняння (11) запишемо у вигляді:

$$\theta_{\text{поч}} - \theta_c = A_1 + A_2 \quad (12)$$

де $\theta_{\text{поч}}$ - початкова температура провідника, яка в момент зміни струму стрибком змінюватися не може.

Для часу $t = \infty$, після усталення струму у провіднику режим його температури можна записується у вигляді:

$$\theta_{\text{уст}} - \theta_c = A_1 + A_2 \cdot \frac{1}{\infty} = A_1 \quad (13)$$

Із розв'язання системи рівнянь (12) і (13) знаходимо:

$$A_1 = \theta_{\text{уст}} - \theta_c$$

$$A_2 = \theta_{\text{поч}} - \theta_{\text{уст}}$$

Підставляючи вирази A_1 і A_2 у рівняння (11) та здійснюючи незначні перетворення остаточно розв'язання (8) запишемо у вигляді:

$$\theta(t) = \theta_{\text{поч}} + (\theta_{\text{уст}} - \theta_{\text{поч}}) (1 - e^{-\frac{2\alpha}{\gamma c r} t}) \quad (14)$$

За виразом (14) можна обчислити час, за який провідник із заданими параметрами може бути нагрітий до якоїсь наперед заданої температури, у даному випадку не вимагається величина температури оточуючого середовища.

Для раніше прийнятих параметрів $\theta_c, \gamma, C, \rho$ за виразом (10) обчислено залежності зміни температури від часу, для температури оточуючого середовища $\theta_c = 30^\circ\text{C}$, та густини струмів $j_1 = 5 \cdot 10^6 \text{ A/m}^2$; $j_2 = 15,5 \cdot 10^6 \text{ A/m}^2$; $j_3 = 33,3 \cdot 10^6 \text{ A/m}^2$ яка графічно наведено на рис.6.4.

Аналогічні графічні залежності виходять за виразом (14), якщо задати відповідні $\theta_{\text{поч.}}$ і $\theta_{\text{уст.}}$, оскільки показник експоненти такий самий як і в (10).

Вираз (14) на відміну від (10) не враховує струмового навантаження проводу, а лише дозволяє отримати швидкість та час наростання температури від початкового значення до усталеного

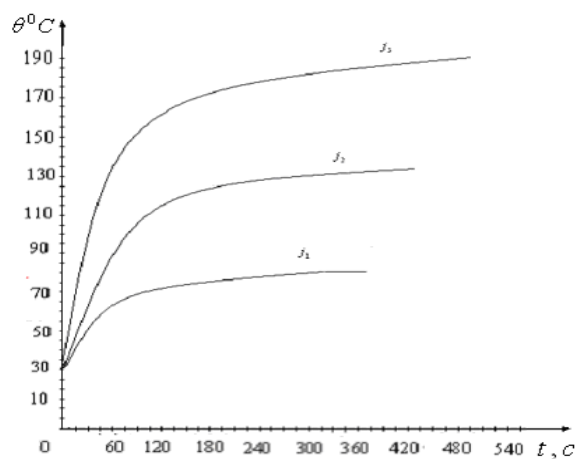


Рис.6.4 Залежність зміни температури від часу, для температури оточуючого середовища $\theta_c = 30^\circ\text{C}$

6.7. Термічна стійкість електричних апаратів

Термічна стійкість електричних апаратів характеризується струмом термічної стійкості, тобто таку величину періодичного (усталеного) струму, яку витримує електричний апарат на протязі певного часу не збільшуючи своєї температури. Для того, щоб оцінити термічну стійкість електричного апарату (вимикача, роз'єднувача, шин. І т.п.), треба порівняти кількість тепла, яка виділяється струмом термічної стійкості за час термічної стійкості в продовж якого протікає цей струм, з дійсною кількістю тепла, яка виділяється в електричному апараті струмом короткого замикання. Оскільки кількість тепла, яке виділяється у струмопровідному елементі електричного апарату пропорційна квадратові діючого значення струму і часу його протікання у першій степені, то порівняння можна здійснювати за допомогою співвідношення

$$I_{TC}^2 t_{TC} > I_{кз}^2 t_e$$

де I_{TC} - діюче значення струму термічної стійкості електричного апарату, t_{TC} час термічної стійкості апарату, $I_{кз}$ - діюче значення струму короткого замикання, який протікає через апарат, t_e - еквівалентний (приведений) час протікання струму к.з.

Слід зазначити, що різні заводи та державні норми передбачають різні значення гарантованого часу термічної стійкості, відносно якого треба приймати струм термічної стійкості (десяти-, п'яти- та одно секундний). Для перерахунку α - секундного струму на β - секундний використовують вираз

$$I_{\beta} = I_{\alpha} \sqrt{\frac{\alpha}{\beta}}$$

де I_{α} - заданий струм термічної стійкості для часу α ; I_{β} - невідомий струм термічної стійкості для часу β .

Нехай п'ятисекундний струм I_5 термічної стійкості дорівнює 10 кА, а треба визначити струм I_1 одно секундної термічної стійкості. Використаємо формулу для перерахунку струмів для різних часів протікання струму і отримаємо

$$I_1 = I_5 \sqrt{\frac{5}{1}} = 10 \cdot 2,22 = 22,2 \text{ кА}$$

Згідно з існуючими нормативами не підлягають перевірці на термічну стійкість всі апарати та струмопровідні частини, які захищені плавкими запобіжниками, зокрема проводи повітряних ліній, мережі до 1000 В і ін.

6.8. Задачі розрахунку струмів короткого замикання в електричних мережах понад 1000 В

Під розрахунком режимів к.з. прийнято розуміти обчислення струмів (потужностей) і напруг в заданій схемі за наперед заданих умов. В залежності від призначення розрахунку вказані величини знаходять для заданого моменту або визначають їх зміну в продовж всього перехідного процесу. Обчислення величин струмів потрібне для аналізу причин та можливості виникнення пожеж і вибухів від електроустановок, оцінки та вибору схеми електричних з'єднань під час проектування електричних мереж, перевірки електричних апаратів та їх елементів на динамічну та термічну стійкість. Крім того за результатами розрахунку струмів к.з. вибираються проводи та кабелі, проектується захисні заземлення, вибираються засоби для обмеження струмів к.з. і ін. В наслідок розрахунку визначаються величини :ударного миттєвого значення струму к.з. - i_{yo} та діючого значення струму I_{yo} в перший період для оцінки динамічної стійкості апаратів. Визначення над перехідного I'' , перехідного I' і усталеного I_{∞} значень струму к.з. вимагається для оцінки термічної дії струмів к.з. Визначення діючого значення струму I_t та потужності S_t використовується для вибору та перевірки вимикаючої здатності вимикачів і апаратів захисту від ненормальних режимів.

Залежно від призначення результатів розрахунку струмів к.з. вибирають вихідні розрахункові умови, під якими розуміють вибір розрахункової схеми, виду, моменту виникнення і точки к.з.,

Для вибору вимикачів треба вибирати найважчі режими та умови к.з. для чого слід вибирати точку к.з. поближче до вимикача, а час виникнення к.з. повинен бути таким, щоб амплітуда струму була найбільшою. Для вибору засобів захисту і автоматики треба вибирати таку структуру схеми та умови к.з., при яких струми к.з. виникають найменші, що забезпечить правильний вибір уставок та надійність роботи захисту.

Залежно від вибраного методу розрахунку та необхідної точності рекомендується приймати деякі допущення, які б не суттєво впливали на

результати розрахунку. Наприклад доцільно всі генератори замінити одним еквівалентним з незмінною швидкістю обертання, а ЕРС всіх генераторів впродовж всього перехідного процесу співпадають за фазою. Навантаження замінюють еквівалентним опором незмінної величини під час к.з., при цьому не враховують ємності всіх елементів системи та струми намагнічування трансформаторів. Наступними допущеннями вважаються відсутність перехідного опору у точці .з. та симетрія трифазної системи, а в установках понад 1000 В не враховують активних опорів генераторів, трансформаторів та реакторів, які майже на порядок менші від індуктивних.

Практика розрахунків струмів к.з. показує, що вказані допущення знижують точність розрахунку до 10-13%. Останнім часом традиційні методи розрахунку режимів к.з. майже не використовують, оскільки розроблені програмні комплекси на сучасних математичних моделях з мінімальними допущеннями дозволяють отримати достатньо високу точність за мінімально короткий час. Однак частина підготовчої роботи для виконання таких розрахунків залишилася, зокрема, вибір схеми та типу силового електрообладнання, вибір точок к.з., вибір нелінійних характеристик генераторів та трансформаторів і т.п.

6.9. Параметри елементів розрахункових схем

Основними елементами, які входять до складу електричних мереж є синхронні генератори, як джерела електричної енергії, трансформатори для зміни напруги, асинхронні та синхронні двигуни, як споживачі електричної енергії, реактори для обмеження пускових струмів та повітряні чи кабельні лінії для транспортування енергії. Крім вказаних елементів в якості споживачів можуть й інші пристрої, які тут не відзначено. Під час розрахунку струмів короткого замикання необхідно розрахувати опори цих елементів, які для асинхронних двигунів та синхронних генераторів в режимах к.з. відрізняються від значень для усталених режимів. Це пов'язано з швидкістю обертання ротора асинхронного двигуна, насиченням магнітної системи синхронного генератора і ін.

Під час розрахунку струмів короткого замикання треба визначати активні й індуктивні опори всіх елементів електричної мережі, які утворюють замкнений контур і впливають на величину струму к.з. Залежно від вибраних одиниць розрахунок можна здійснювати в іменованих або у відносних одиницях, які перераховуються до однієї із ступеней напруг електричної мережі.

Параметри електричних машин визначаються на основі паспортних величин до яких для синхронних генераторів відносяться номінальна потужність S_H , номінальна напруга U_H , над перехідний, перехідний або синхронний індуктивні опори x_d'', x_d', x_d відповідно, виражені у відносних одиницях. Якщо відсутні конкретні величини відносних значень надперехідного опору синхронних машин, то приймають їх середні значення, а саме:

Для турбогенераторів - 0,125;

Для гідрогенераторів із демпферними обмотками – 0,2

Для гідрогенераторів без демпферних обмоток – 0,27

Для синхронних компенсаторів – 0,16

Для синхронних двигунів – 0,2

Якщо мережа живиться від електричної системи, то слід врахувати опір системи у вигляді

$$x_c = \frac{U_0^2}{S_k}$$

Де $s_k = \sqrt{3}UI_k$ - потужність к.з. на виводах електричної системи, до яких приєднуються живильні лінії мережі, мВА, I_k - струм короткого замикання на виводах електричної системи, U - напруга на виводах електричної системи, U_0 - напруга до якої перераховуються параметри електричної системи.

ЕРС генераторів в момент виникнення к.з. змінюється, а її значення розраховується за формулою

$$E_d'' = kU_H$$

Де U_H - номінальна напруга генератора, k - коефіцієнт, який залежить від типу електричної машини, а його значення дорівнюють:

Для турбогенераторів – 1,08

Для гідрогенераторів із демпферними обмотками – 1,13

Для гідрогенераторів без демпферних обмоток – 1,18

Для синхронних компенсаторів – 1,2

Для синхронних двигунів – 1,1

Для асинхронних двигунів – 0,9

Параметри двообмоткових трансформаторів розраховуються на підставі паспортних величин таких як:

Номінальна потужність трансформатора - S_H ;

Коефіцієнт трансформації трансформатора - K ;

Напруга короткого замикання - U_K % .

Реактивний опір однієї фази трансформатора визначається за формулою

$$x_T = \frac{U_K \% U_h^2 10}{S_H}$$

або у відносних значеннях

$$x_T \% \approx Z_K \% = \frac{\sqrt{3} I_H Z_K}{U_H} 100\% = U_K \%$$

У даному разі опір короткого замикання дорівнює сумарному опорі поздовжніх віток заступної схеми трансформатора, який визначається на основі режиму короткого замикання трансформатора.

Параметри струмообмежувального реактора визначаються на підставі номінальних значень напруг $U_{H.p.}$ та струмів $I_{H.p.}$. Опір реактора в іменованих одиницях обчислюється за формулою

$$x = \frac{x_{H.p.} \%}{100} = \frac{U_{H.p.}}{\sqrt{3} I_{H.p.}} \text{ Ом,}$$

або

$$x = \omega L \cdot 10^{-3} = 2\pi f L \cdot 10^{-3} \text{ Ом}$$

де $U_{H.p.}$ - номінальна робоча напруга реактора, кВ; $I_{H.p.}$ - номінальний робочий струм реактора, кА; $x_{H.p.} \%$ - індуктивний опір; $\omega = 2\pi \cdot f$ - кутова частота, рад/с; L_H - номінальна індуктивність реактора, мГн; f - коливна частота, Гц..

Якщо задану величину індуктивного опору розділити на 100, то отримаємо опір реактора у відносних одиницях, приведений до номінальної напруги та струму.

Параметри кабельних і повітряних ліній залежать від класу їх напруги і визначаються за формулами

$$r = r_0 l, \quad x = x_0 l$$

де $r_0 = \frac{1000}{\gamma \cdot S}$ або $r_0 \frac{\rho}{S}$, - питомі величини активного опору проводу чи жили кабелю, Ом/км; $x_0 = \omega L_0$ - питома провідність індуктивного опору проводу чи жили кабелю, Ом м; S - стандартна площа січення проводу, мм²; ρ - питома провідність металу з якого виготовлено провід чи жилу кабелю, Ом м.; L_0 - питома індуктивність проводу чи жили кабелю, Гн/км.; $\omega = 2\pi \cdot f$ - кутова частота, рад/с; f - коливна частота, Гц.

Як правило питомі параметри наводяться у довідковій літературі з проектування електричних мереж, однак в разі її відсутності наближено можна приймати наступні значення: для однієї фази повітряних ліній наругою 6-500 кВ - $x_0 = 0,4$ Ом/км; для однієї фази повітряних ліній 0,4 кВ - $x_0 = 0,3$ Ом/км; для кабельних ліній 3-10 кВ - $x_0 = 0,075$ Ом/км; а для кабельних ліній до 1 кВ - $x_0 = 0,065$ Ом/км.

6.10. Розрахунок струмів короткого замикання в іменованих одиницях

Перед розрахунком струмів короткого замикання в іменованих одиницях передовсім треба зобразити розрахункову схему, на якій вказуються параметри елементів, які входять у розрахункову схему (клас напруги, довжину та поперечний переріз кабельних і повітряних ліній, параметри трансформаторів, реакторів, асинхронних двигунів і ін), котрі впливають на режим к.з. На схемі вказуються вибрані точки ймовірного, як правило найнебезпечнішого з погляду величини струмів, короткого замикання для даної електроустановки. На основі розрахункової схеми зображають однолінійну заступну схему, на якій всі

елементи подаються своїми активними й індуктивними опорами в іменованих значеннях приведених до однієї із наруг електроустановки, а джерела живлення крім внутрішніх опорів - додатково електрорушійними силами. Після цього струми короткого замикання визначаються за методами теорії електричних кіл (класичний, метод контурних струмів, еквівалентних перетворень і ін).

Після обчислення величини струмів короткого замикання на всіх ділянках заступної схеми, струми на елементах розрахункової схеми визначаються враховуючи величини напруг (коефіцієнти трансформації). Слід зауважити, що на елементах з нижчими напругами струми завжди є більшими, а а на елементах з вищими напругами – струми є меншими від розрахованих.

Як правило такий розрахунок є наближеним інженерним розрахунком, тому розрахункова схема завжди вибирається лінійною без врахування вітки та струмів намагнічування трансформаторів. Разом з тим як найточніше враховуються поздовжні параметри заступної схеми трансформаторів, які безпосередньо впливають на величину струму короткого замикання.

Ефект нелінійності елементів розрахунком схеми, зокрема синхронних генераторів та синхронних і асинхронних двигунів, враховується після розрахунку шляхом введення поправкових коефіцієнтів.

Таким чином розрахунок струмів короткого замикання рекомендується виконувати за наступним алгоритмом:

1. Скласти розрахункову схему розглядуваної частини мережі на якій вказати довжини та поперечні перерізи жил кабельних і повітряних ліній, з якого матеріалу виготовлені струмопровідні жили, параметри трансформаторів та реакторів (номінальні потужності, напруги, струми, напруги та потужності короткого замикання, потужність вільного ходу, індуктивний опір реактора і ін);

2. На розрахунковій схемі вибрати точки короткого замикання і розрахункові режими (наявність одного чи кількох джерел живлення, врахування окремих ділянок мережі, наявність синхронних і асинхронних двигунів та їх режим роботи);

3. Для кожного з елементів /(лінія-трансформатор-реактор-асинхронний двигун) визначити активні і реактивні опори в іменованих одиницях;

4. Визначити опір системи (внутрішній опір джерела живлення) та перевірити, чи не можна розраховувати режим від джерела безмежної потужності, що дозволяє не враховувати опір системи;

5. У випадку наявності кількох рівнів напруги вибрати базову напругу, до якої приводити параметри всіх елементів розрахункової схеми.

6. Всі опори і ЕРС джерел привести до вибраної базової напруги і за цими даними скласти заступну схему. Як правило за базову напругу вибирають ту, на якій розраховується струм короткого замикання.

7. Перетворити заступну схему і визначити еквівалентні активні та індуктивні опори мережі між джерелом живлення та місцем короткого замикання, а в разі наявності кількох джерел живлення еквівалентну ЕРС та еквівалентні опори;

8. Визначити за законом Ома струм короткого замикання на базовій напрузі

9. Шляхом поступового (оберненого) розгортання заступної схеми (див метод еквівалентних перетворень) визначити шукані величини струмів в режимі короткого замикання всіх елементів розрахункової схеми.

10. Використовуючи коефіцієнти трансформації, визначити реальні значення струмів на кожній ступені напруги розрахункової мережі.

У даному випадку подано загальний алгоритм розрахунку, який може бути змінений для конкретної схеми в разі відсутності того чи іншого елемента.

Приклад 6.1. На рис 6.5 зображено принципову схему електропостачання споживачів Н від електроенергетичної системи (ЕЕС). Задано параметри елементів цієї схеми:

- для ЕЕС – потужність трифазного к. з. $S_{КЗ} = 350$ МВА;
- для повітряної лінії 35 кВ L_1 – довжина 40 км, провід АС-95, погонний індуктивний опір $x_0 = 0,4$ Ом/км, погонний активний опір $r_0 = 0,33$ Ом/км;
- для трансформатора T_1 – номінальна потужність $S_H = 1600$ кВА, напруги обмоток 35/11 кВ, напруга к.з. $U_K = 7,5\%$;

- для повітряної лінії Л_2 – довжина 10 км, провід АС-35, погонний індуктивний опір $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$, погонний активний опір $r_0 = 0,9 \text{ Ом/км.}$;

- для трансформатора T_2 – номінальна потужність $S_H = 400 \text{ кВА}$, напруги обмоток 10/0,4 кВ, напруга к.з. $U_K = 5,5\%$.

Визначити максимальні періодичні струми короткого замикання в точках K_1 і K_2 , необхідні для перевірки вимикаючої здатності комутаційних апаратів. Розрахунок виконати в іменованих одиницях.

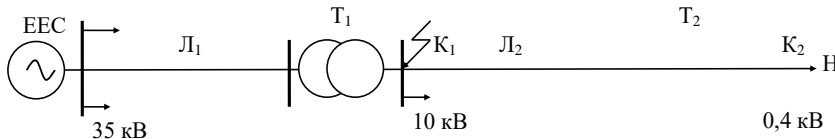


Рис. 6.5. Принципова схема електричної мережі

Розв'язання.

1. На основі принципової схеми мережі нарисуємо зображену на рисунку 6.6. розрахункову схему, в якій

2.

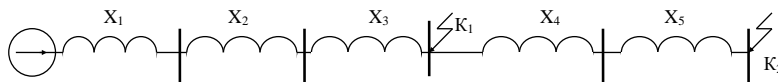


Рис. 6.6. Розрахункова схема електричної мережі

враховано лише реактивні опори елементів мережі. Виділимо наявні ступені напруги і приймемо середні номінальні напруги для кожного ступеня

$$U_1 = 37 \text{ кВ}, U_2 = 10,5 \text{ кВ}, U_3 = 0,4 \text{ кВ}.$$

За основний або базовий ступінь напруги приймемо другий ступінь, напруга якого $U_{OCH} = 10,5 \text{ кВ}$.

2. Обчислимо опори всіх елементів розрахункової схеми електропостачання:

- ЕЕС - $x_1 = \frac{U_{OCH}^2}{S_K^{(3)}} = \frac{10,5^2}{350} = 0,31 \text{ Ом}.$
- Лінія Л_1 - $x_2 = x_0 \cdot l_1 \left(\frac{U_{OCH}}{U_1}\right)^2 = 0,4 \cdot 40 \cdot \left(\frac{10,5}{37}\right)^2 = 1,23 \text{ Ом}.$
- Тр-р T_1 - $x_3 = \frac{U_K \% U_{OCH}^2}{100 S_{HT_1}} = \frac{7,5}{100} \frac{10,5^2}{1,6} = 5,15 \text{ Ом}.$
- Лінія Л_2 - $x_4 = x_0 \cdot l_2 = 0,4 \cdot 10 = 4 \text{ Ом}.$
- Тр-р T_2 - $x_5 = \frac{U_K \% U_{OCH}^2}{100 S_{HT_2}} = \frac{5,5}{100} \frac{10,5^2}{0,46} = 15,1 \text{ Ом}.$

Сумарний опір x_Σ до точок K_1 і K_2 :

$$x_{1\Sigma} = x_1 + x_2 + x_3 = 0,31 + 1,23 + 5,25 = 6,7 \text{ Ом}.$$

$$x_{2\Sigma} = x_{1\Sigma} + x_4 + x_5 = 6,7 + 4 + 15,1 = 25,8 \text{ Ом.}$$

3. Періодичну складову струму к.з. для системи електропостачання від ЕЕС визначаємо, виходячи з умови незмінності напруги на шинах системи за її опором x_1 . Струми, зведені до основного чи базового (другого) ступеня напруги, розраховуються за формулами

$$I_{K_1} = \frac{1}{x_{1\Sigma}} \cdot \frac{U_{осн}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{6,7} \cdot \frac{10,5}{\sqrt{3}} = 0,9 \text{ кА.}$$

$$I'_{K_2} = \frac{1}{x_{2\Sigma}} \cdot \frac{U_{осн}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{25,87} \cdot \frac{10,5}{\sqrt{3}} = 0,234 \text{ кА}$$

Струм короткого замикання I'_{K_2} в точці K_2 зведений до базової величини напруги, тобто 10,5 кВ, а натуральний струм короткого замикання, на шинах низької напруги 0,4 кВ дорівнює

$$I_{K_2} = \frac{I'_{K_2}}{K_{TP}^2} = \frac{0,234}{\frac{0,4}{10,5}} = \frac{0,234 \cdot 10,5}{0,4} = 6,15 \text{ кА.}$$

За значенням струму I_{K_1} перевіряють вимикальну здатність комутаційної апаратури, встановленої на стороні нижньої напруги трансформатора T_1 , а за значенням струму короткого замикання I_{K_2} перевіряють вимикальну здатність комутаційної апаратури, встановленої на стороні нижчої напруги трансформатора T_2 .

6.11. Розрахунок струмів короткого замикання у відносних одиницях

Під час розрахунку струмів короткого замикання часто вживають систему відносних одиниць що є достатньо зручним під час аналізу складних електричних схем з великою кількістю трансформацій. Другою особливістю використання цієї системи одиниць є те, що опори синхронних генераторів, компенсаторів, асинхронних двигунів, трансформаторів та реакторів питома вага яких у розрахунковій схемі є значна, прийняті у відносних одиницях відразу дозволяють оцінити їх вплив на величину струму к.з.

В основному етапи розрахунку струмів к.з. у відносних одиницях залишаються тими самими що і в іменованих за винятком того, що треба

параметри заступної схеми виразити у відносних (безрозмірних) одиницях приведених до певних базових величин.

Для розрахунку струмів короткого замикання у відносних базових одиницях необхідно напруги, струми і опори елементів розрахункової схеми виражати в цих одиницях при вибраних базових умовах. До вибраних базових умов відносять базову потужність S_B , яку для конкретної схеми приймають довільною, але співвимірною з потужністю джерел енергії, та базові напруги U_B , які переважно приймають для кожного ступеня трансформації рівним їхнім середнім напругам ($U_B = U_{CEP}$). Тоді базовий опір z_B і базовий струм I_B можна визначити з виразів

$$z_B = \frac{U_B^2}{S_B}; \quad I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_B}$$

Відносні базові струми, напруги і опори записують як відношення їхніх значень, виражених в іменованих одиницях, до відповідних базових значень, тобто

$$I_{*B} = \frac{I}{I_B} = I \frac{\sqrt{3}U_B}{S_B}, \quad U_{*B} = \frac{U}{U_B}, \quad z_{*B} = \frac{z}{z_B} = z \frac{S_B}{U_B^2}$$

Розрахунки струмів короткого замикання у складних схемах в разі використання відносних базових одиниць простіші, порівняно з розрахунками в іменованих одиницях.

Якщо базові величини прийняти рівними номінальним, то утвориться система відносних номінальних одиниць. Таку систему використовують тоді, коли аналізують характеристики окремих елементів системи електропостачання (генераторів, трансформаторів тощо).

Приклад 6.2. Виконати розрахунок струмів короткого замикання для схеми електропостачання, зображеної на рис. 6.7, використовуючи відносні базові одиниці.

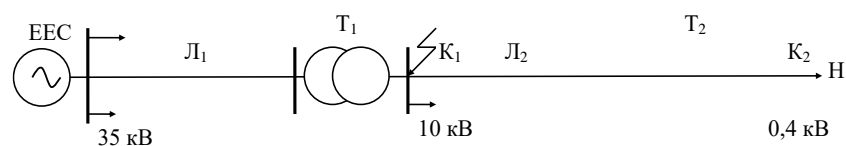


Рис. 6.7. Принципова схема електричної мережі

Задано наступні параметри елементів схеми електропостачання:

- для ЕЕС – потужність трифазного к. з. $S_K^{(3)} = 350$ МВА;
- для повітряної лінії 35 кВ Л₁ – довжина 40 км, провід АС-95, погонний індуктивний опір $x_0 = 0,4$ Ом/км, погонний активний опір $r_0 = 0,33$ Ом/км;
- для трансформатора Т₁ – номінальна потужність $S_H = 1600$ кВА, напруги обмоток 35/11 кВ, напруга к.з. $U_K = 7,5\%$;
- для повітряної лінії ь 10 кВ Л₂ – довжина 10 км, провід АС-35, погонний індуктивний опір $x_0 = 0,4$ Ом/км Ом/км, погонний активний опір $r_0 = 0,9$ Ом/км.;
- для трансформатора Т₂ – номінальна потужність $S_H = 400$ кВА, напруги обмоток 10/0,4 кВ, напруга к.з. $U_K = 5,5\%$.

Розв’язання.

2. На основі принципової схеми мережі нарисуємо зображену на рисунку 6.8. розрахункову схему, для якої за базову потужність

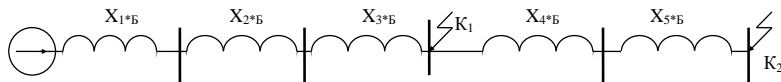


Рис. 6.8. Розрахункова схема електричної мережі

приймаємо мВА, а за базові напруги на кожному ступеневі трансформації – середні номінальні напруги:

$$U_{B1} = 37 \text{ кВ}, \quad U_{B2} = 10,5 \text{ кВ}, \quad U_{B3} = 0,4 \text{ кВ}.$$

Прийняте значення S_B спів вимірне зі значенням $S_K^{(3)}$.

Визначаємо базові струми на кожному ступеневі трансформації за формулою

$$I_{B1} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{B1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА},$$

$$I_{B2} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{B2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА},$$

$$I_{B3} = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{B3}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 145 \text{ кА}.$$

2. Визначаємо опорпи елементів схеми у відносних базових одиницях:

- ЕЕС - $x_{1*Б} = \frac{x_1}{x_{1Б}} = \frac{U_I^2}{S_K^{(3)}} \cdot \frac{S_B}{U_{B1}^2} = \frac{S_B}{S_K^{(3)}} = \frac{100}{350} = 0,3, .$

- Лінія Л₁ - $x_{2*Б} = x_0 \cdot l_1 \cdot \frac{S_B}{U_{B1}^2} = 0,4 \cdot 40 \cdot \frac{100}{37^2} = 1,16 .$

- Тр-р Т₁ - , $x_{3*Б} = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{1,6} = 4,7 , .$

- Лінія Л₂ - $x_{4*Б} = x_0 \cdot l_2 \cdot \frac{S_B}{U_{B2}^2} = 0,4 \cdot 40 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 3,75, .$

- Тр-р Т₂ - $x_{5*B} = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_H} = \frac{7,5}{100} \frac{100}{0,4} = 13,8..$

Сумарний опір x_{Σ} до точок К₁ і К₂:

$$x_{1*B\Sigma} = x_{1*B} + x_{2*B} + x_{3*B} = 6,16 .$$

$$x_{2*B\Sigma} = x_{1*B\Sigma} + x_{4*B} + x_{5*B} = 6,16 + 3,75 + 13,8 = 23,61..$$

Визначаємо струми короткого замикання у точках К₁ і К₂.

$$I_{K_1} = I_{2*B} \cdot I_{2B} = \frac{U_{2*B}}{x_{1*B\Sigma}} \cdot I_{2B} = \frac{1}{6,16} \cdot 5,5 = 0,9 \text{ кА.}$$

$$I_{K_2} = I_{3*B} \cdot I_{3B} = \frac{U_{3*B}}{x_{2*B\Sigma}} \cdot I_{3B} = \frac{1}{23,61} \cdot 145 = 6,15 \text{ кА}$$

Таким чином, результати обчислень у відносних одиницях збіглися з результатами обчислень в іменованих одиницях. Простота розрахунку зумовлена відсутністю потреби враховувати коефіцієнти трансформації трансформаторів.

6.12. Особливості розрахунку струмів короткого замикання в електричних мережах до 1000 В

Електричні мережі напругою до 1000 В живляться переважно від понижувальних трансформаторів з вищою напругою 6-10 кВ. Для цих трансформаторів характерна значна електрична віддаленість від джерел живлення. Тому при короткому замиканні в мережі до 1000 В вища напруга понижувального трансформатора залишається практично незмінною та рівною своїй номінальній напрузі.

Іншою характерною особливістю мереж напругою до 1000 В є те, що поряд з індуктивними опорами елементів тут значну роль відіграють активні опори, значення яких часто перевищують значення індуктивних опорів.

Помітний вплив на величини струмів короткого замикання тут мають опори таких елементів, як збірні шини та приєднання до них, трансформатори струму, а також опори різних контактних з'єднань: болтових з'єднань шин, затискачів та різних контактних апаратів тощо. Відмова від врахування цих опорів може призвести до перевищення розрахункових струмів короткого замикання над реальними і впровадження внаслідок цього потужнішої апаратури та проводів більшого, ніж потрібно, перерізу. Це означає що збільшення розрахункового

струму короткого замикання може зумовити невиправдані додаткові затрати на електрообладнання таких мереж.

Точна оцінка опорів контактних з'єднань є складною розрахунковою задачею. В разі відсутності достовірних даних про перехідні опори, їх враховують сукупно (включаючи контакт в місці замикання) активним опором величиною 0,015-0,03 Ом (15-30 мОм). Нижня межа відповідає короткому замиканню близько до розподільчого щита понижувальної підстанції, а верхня межа – короткому замиканню безпосередньо для електроприймачів.

Розрахункові схеми для обчислення струмів короткого замикання в мережах напругою до 1000 В складаються так само, як і розрахункові схеми для високовольних мереж. Опори елементів електричних мереж напругою до 1000 В переважно малі, тому їх для зручності виражають в міліомах (мОм) (див. табл. 6.1-6.3).

Оскільки опори більшості елементів аналізованих мереж задаються в іменованих одиницях, то і розрахунок струмів короткого замикання ведуться звичайно в іменованих одиницях. За середні номінальні напруги U_{CP} мереж для відповідних ступенів трансформації рекомендовано приймати 127, 230, 400, 525, 690 В. Для перевірки правильності вибору апаратів та перерізів проводів за умовами короткого замикання виконують розрахунок струму трифазного короткого замикання, оскільки в разі цього виду короткого замикання струм досягає найбільшої величини/

Таблиця 6.1.

Опори понижувальних трансформаторів 6-10 кВ групи зєднань «<->» з нульом.

Номінальна потужність, кВА	Опори, мОм		Номінальна потужність, кВА	Опори, мОм	
	активний	індуктивний		активний	Індуктивний
25	154	244	320	7,7	26
40	90	156	400	5,7	17
63	52	1093	560	3,8	15
100	32	65	630	3,3	14
160	16,8	42	750	2,5	11
250	9,4	26,4	1000	1,7	8,6

Примітка. Вказані опори зведені до напруги 400 В.

Таблиця 6.2.

Опори шин і шинопроводів

Номинальний струм, А	Матеріал шин та розміри перерізу, мм ²	Опори, мОм/м	
		активний	індуктивний
250	А, 30х6	0,210	0,140
400	А, 40х6	0,150	0,10
600	А, 60х6	0,100	0,100
1600	А, 2(80х8)	0,034	0,023
2000	М, 2(80х8)	0,018	0,023
2500	А, 2(120х10)	0,020	0,028
2500	М, 2(80х10)	0,022	0,023
4000	А, 2(160х12)	0,013	0,020

Початкове значення періодичної складової струму трифазного короткого замикання розраховують за формулою

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}} = \frac{U_{CP} [В]}{\sqrt{3} z_{\Sigma} [мОм]} = I_K^{(3)} [кА].$$

де U_{CP} - середня номінальна напруга того ступеня трансформації, де розраховується струм короткого замикання; r_{Σ} , x_{Σ} - сумарний активний і реактивний опори, зведені до ступеней напруги місця короткого замикання.

Таблиця 6.3.

Опори кабелів до 1000 В з алюмінієвими жилами

Переріз жили, мм ²		Активний опір робочої жили, мОм/м	Індуктивний опір, мОм/м	
Робочої	Нульової		Трижильний кабель	Чотирижильний кабель
6	4	6,41	0,087	0,094
10	6	3,84	0,082	0,088
16	10	2,40	0,078	0,084
25	16	1,54	0,062	0,072
35	16	1,10	0,061	0,065
50	32	0,77	0,060	0,068
70	35	0,55	0,059	0,066
95	50	0,41	0,057	0,064
120	50	0,32	0,057	0,064
150	70	0,26	0,056	0,063

Приклад 6.3. Підстанція промислового підприємства 10/0,4 кВ (рис. 6.11.) живиться від електроенергетичної системи (ЕЕС). Понижувальний трансформатор Т через магістральний шинопровід ШМ живить шини Ш розподільного щита виробничого цеху. Від шин Ш через розподільний шинопровід ШР електроенергія надходить до цехових щитів, об'єднаних кабелями. На входах шинопроводів ШМ і ШР встановлено автоматичні вимикачі А₁ і А₂. Для схеми зображеної на рис. 6.3., оцінити вплив опору контактних з'єднань на величину струму короткого замикання в точці К₁.

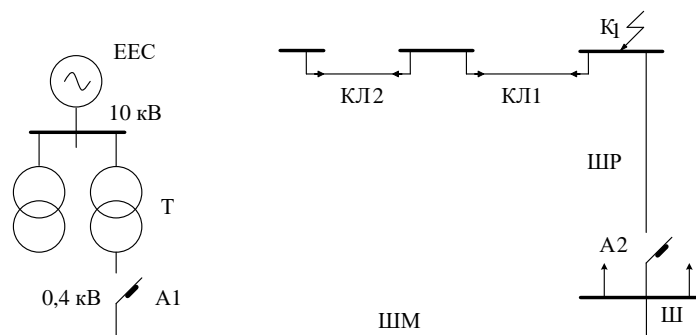
Вихідні дані для розрахунків:

Трансформатор Т – 1000 кВА, 10/0,4 кВ, «зірка-зірка з нульовим проводом»;

Шини Ш – довжина 3,5 м, виконання А, 2 (80х8);

Шинопровід ШМ – довжина 50 м, номінальний струм 1600 А;

Автоматичні вимикачі А₁ – 1500 А та А₂ – 600 А.



Розв'язання: Використовуючи дані таблиць 6.1-6.3, визначаємо опори елементів заданої схеми:

Трансформатор Т - $r = 1,7$ мОм, $x = 8,6$ мОм.,

Шинопровід ШМ $r = 0,034 \cdot 50 = 1,7$ мОм, $x = 0,023 \cdot 50 = 1,15$ мОм.,

Шини Ш $r = 0,034 \cdot 3,5 = 0,12$ мОм, $x = 0,023 \cdot 3,5 = 0,08$ мОм.,

Шинопровід ШР $r = 0,1 \cdot 4 = 0,4$ мОм, $x = 0,1 \cdot 4 = 0,4$ мОм

Для випадку короткого замикання у точці К₁ приймаємо опір контактних з'єднань середнім між його нижньою і верхньою межами – 22 мОм. Опорами шин високої напруги та елементів ЕЕС нехтуємо. Тоді сумарні активний і реактивний опори схеми між джерелом напруги і точкою короткого замикання будуть такими:

$$R_{\Sigma} = 1,7 + 1,7 + 0,12 + 0,4 + 22 = 25,92 \text{ мОм};$$

$$X_{\Sigma} = 8,6 + 1,15 + 0,08 + 0,4 = 10,23 \text{ мОм.}$$

Струм трифазного короткого замикання в точці К₁ дорівнює

$$I_k = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{25,92^2 + 10,23^2}} = 8,35 \text{ кА.}$$

Без врахування опору контактних з'єднань розрахункова величина струму трифазного короткого замикання становила б 21,0 кА, тобто вона була б різко завищеною.

Контрольні питання до розділу

15. Що означає режим короткого замикання в електричній мережі?
16. Які види коротких замикань існують у трифазних мережах?
17. Які види коротких замикань найчастіше зустрічаються у трифазних мережах?
18. Який вид короткого замикання є найнебезпечнішим з погляду величини струму?
19. Для чого виконують розрахунки струмів коротких замикань в електричних установках?
20. Які допущення приймаються під час виконання розрахунків струмів коротких замикань?
21. Які Ви знаєте методи розрахунку струмів коротких замикань?
22. Від чого залежить вибір методу розрахунку струму короткого замикання?
23. Які допущення приймаються під час розрахунків струмів короткого замикання у мережах та електроустановках вище 1000 В?
24. Які допущення приймаються під час розрахунків струмів короткого замикання у мережах до 1000 В?
25. Чи впливають величини опорів контактних з'єднань на результат розрахунків струмів короткого замикання в мережах вище 1000 В?
26. Яка помилка може виникнути під час розрахунку струмів короткого замикання у мережах до 1000 В, якщо не врахувати перехідних опорів контактних з'єднань?

27. Що означає іменовані одиниці параметрів електричних мереж та установок?
28. Що означає відносні одиниці параметрів електричних мереж під час розрахунків струмів короткого замикання?
29. У чому полягають переваги розрахунку струмів короткого замикання у відносних одиницях?
30. Як здійснити перерахунок опорів первинної обмотки трансформатора до напруги вторинної обмотки і навпаки?
31. Що означає основні , або базові значення потужності, напруги та струму?
32. Як за основними величинами потужності, напруги та струму визначити основне значення опору?

РОЗДІЛ 7.

ЕЛЕКТРИЧНІ АПАРАТИ ЗАХИСТУ ТА КЕРУВАННЯ

7.1. Основні поняття про електричні апарати та їх функції

Електричними апаратами називаються електротехнічні пристрої, які призначені для керування потоками електричної енергії, режимами роботи, контролю і захисту електроустановок і їх окремих елементів.

В основі функціонування більшості видів електричних апаратів лежать процеси комутації (вмикання і вимикання) електричних кіл. Вони є пристроями підвищеної небезпеки. Тому що в них поєднуються електромагнітні, теплові процеси та процеси, які пов'язані з переміщенням певної частини його елементів. Теплові процеси і електричні дуги, які виникають під час комутації, є основними джерелами виникнення пожежі.

Електричні апарати є складними електротехнічними пристроями, що містять багато елементів, зокрема несучі конструкції, провідники електричних струмів та магнітних потоків, електрична ізоляція. Частина елементів переміщуються в просторі, передаючи зусилля іншим вузлам і блокам, при цьому, як відомо, в таких апаратах неминучі втрати енергії, яка перетворюється в теплоту. Теплові процеси безпосередньо впливають на роботу самого апарату і вони залежать від режиму роботи споживачів електричної енергії. Електричні апарати працюють в наступних режимах роботи:

- тривалому – при якому температура апарату досягає сталого значення і апарат при цій температурі залишається під навантаженням тривалий час;
- тривалому з переривами (переривисто-тривалий) – при якому апарат залишається під навантаженням зі сталим значенням температури впродовж часу, передбаченого технічними умовами;
- короткочасному – при якому в період навантаження температура частин електричного апарату досягає сталого значення, а в

період відсутності навантаження температура цих частин знижується до температури навколишнього середовища;

- повторно-короткочасному – при якому, температура частин електричного апарату за період навантаження не встигає досягти сталого значення, а за час паузи не встигає охолонути до температури навколишнього середовища. Він характеризується відносною тривалістю включення:

$$ТВ = \frac{t_p}{t_p + t_{\pi}} \cdot 100\% , \quad (7.1)$$

де t_p і t_{π} – час роботи і час паузи апарату;

- короткого замикання - це окремий випадок короткочасного режиму роботи, коли температура частин електричного апарату значно перевершує температуру, яка встановлюється при нормальному режимі роботи.

Основними функціями електричних апаратів є комутації (вмикання, вимикання) електричних кіл. В процесі вимикання електричного кола у якому протікає струм електричні контакти комутуючого елемента змінюють свій стан з провідного на непровідний. Така зміна супроводжується двома процесами. Перший процес називається відновлювальною міцністю ізоляційного проміжку – це наростання електричної міцності ізоляційного проміжку між контактами комутуючого елемента. Другий – процес відновлення напруги – це наростання напруги між електричними контактами комутуючого елемента. Таке трактування відноситься як до апаратів постійного, так і до апаратів змінного струму, а також як до контактних, так і до напівпровідникових (безконтактних) електричних апаратів.

Загальна умова вимикання кола із струмом: крива напруги відновлюваної міцності ізоляційного проміжку $U_{в.м}(t)$, яка залежить від особливостей комутуючого елемента (резистор, індуктивність, ємність), повинна лежати вище кривої напруги відновлення $U_{в}(t)$, яка визначається параметрами комутуючого кола. На рис. 7.1 а, б ця умова показана графічно для вимикання кіл постійного і

змінного струму. У першому випадку напруга відновлюється до постійної напруги джерела U_0 з короткочасним імпульсом перенапруги U_{max} , а в другому - до миттєвого значення напруги джерела U_0 у момент переходу струму через нуль.

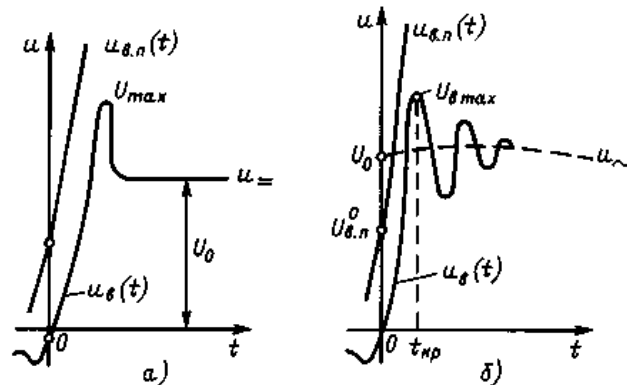


Рис. 7.1. Загальна умова вимикання електричного кола постійного (а) і змінного (б) струмів

Для вимкнення кола з індуктивністю, електромагнітну енергію, яка визначається за формулою:

$$W_{em} = LI^2/2.$$

необхідно зменшити примусово до нуля.

У контактних апаратах ця енергія перетворюється в основному в теплову енергію плазми дуги або іскри і розсіюється в навколишнє середовище, а в безконтактних (напівпровідникових) при необхідності перетворюється в енергію заряду конденсаторів. При змінному струмі необхідність перетворення електромагнітної енергії W_{em} відпадає, якщо коло в якому протікає струм, розірвати під час переходу струму через нуль, тобто коли електромагнітна енергія $W_{em} = 0$. Протікання струму в колі починаючи з моменту розмикання контактів, до його переходу через нуль, відбувається через електричну дугу між контактам, а в безконтактних апаратах – через напівпровідникові елементи.

7.2. Відновлення напруги між контактами

При комутації електричних кіл електричними апаратами необхідно розглянути процес відновлення напруги на електричних контактах комутуючого елемента. Схема контура для розрахунку напруги відновлення $U_B(t)$ показана на

рис. 7.2. Зважаючи на короткочасність процесу миттєве значення напруги джерела приймається постійним. Воно залежить від номінальної (лінійної) напруги мережі $U_{ном}$, синуса кута зсуву фаз між струмом і напругою ($\sin \varphi$) і коефіцієнта схеми k_{cx} (при фазній напрузі мережі – $k_{cx} = 1/\sqrt{3}$; при лінійній – $k_{cx} = 1$; для першої фази яка розмикається в трифазній мережі $k_{cx} = 1,5$). Миттєвого значення напруги джерела U_0 у момент переходу струму через нуль дорівнює:

$$U_0 = \sqrt{2/3} k_{cx} U_{ном} \sin \varphi \quad (7.2)$$

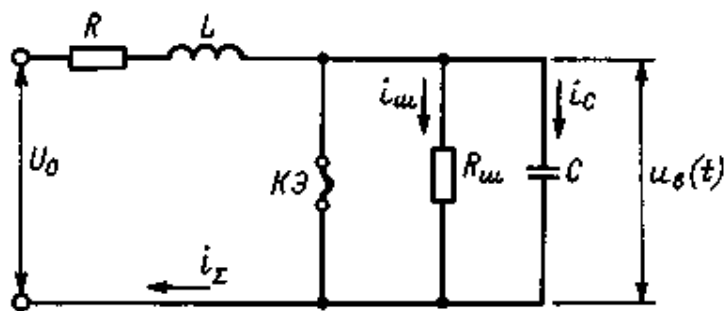


Рис. 7.2. Схема контура напруги відновлення (в): КЕ - комутуючий елемент

Шунтуючий опір $R_{ш}$ спеціально включається в схему апарату для полегшення умов відключення кола або воно імітує залишковий опір комутуючого органу (за нулем струму). Ємність C – це приведена до затискачів апарату еквівалентна ємність мережі, яка відключається.

Параметри перехідного процесу в контурі (рис. 7.2) визначаються з наступних співвідношень:

баланс напруги в контурі

$$U_0 = i_{\Sigma} R + L \frac{di_{\Sigma}}{dt} + U_B(t) \quad (7.3)$$

сумарний струм

$$i_{\Sigma} = i_u R + i_c; \quad (7.4)$$

струм шунта

$$i_u = \frac{U_B(t)}{R_{ш}}; \quad (6.5)$$

струм конденсатора

$$i_c = C \frac{dU_B(t)}{dt}. \quad (7.6)$$

Основний вплив на напругу U_0 здійснює опір навантаження R , визначаючи значення $\sin\varphi$ в (7.1). Приймаючи R рівним нулю з (7.3), із врахуванням (7.4-7.6), знаходимо:

$$\frac{d^2U_B}{dt^2} + \frac{1}{CR_{uu}} \frac{dU_B}{dt} + \frac{U_B}{LC} = \frac{U_0}{LC} \quad (7.7)$$

При початкових умовах: $t = 0$, $U_B = 0$, $dU_B/dt = 0$, розв'язком рівняння буде:

$$U_B(t) = U_0 \left\{ 1 - \left[\frac{\alpha}{m} \operatorname{sh}(mt) + \operatorname{ch}(mt) \right] \cdot e^{-\alpha t} \right\} \quad (7.8)$$

$$\text{де } m = \sqrt{\frac{1}{4C^2 R_{uu}^2} - \frac{1}{LC}}; \quad \alpha = \frac{1}{2CR_{uu}}.$$

Для промислової частоти струму (50 Гц) можна вважати $\alpha/m \ll 1$. Тоді

$$U_B(t) = U_0 [1 - \operatorname{ch}(mt) \cdot e^{-\alpha t}] \quad (7.9)$$

Якщо $m < 0$, тоді перехідний процес носить коливний характер і гіперболічні функції у відповідності з співвідношенням $\operatorname{ch}(jx) = \cos x$ перетворюються в кругові і залежність (7.4) приймає вигляд:

$$U_B(t) = U_0 [1 - \cos(\omega_0 t) \cdot e^{-\alpha t}]; \quad \omega_0 = 2\pi f_0, \quad (7.10)$$

де f_0 – частота власних коливань напруги $U_B(t)$:

$$f_0 = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{LC} - \frac{1}{4C^2 R_{uu}^2}}; \quad f_0 = \frac{1}{2\pi \sqrt{LC}}.$$

Частота власних коливань в мережі низької напруги []

$$f_0 = (2300 \div 2600) U_{ном}^{-0,8} I_0^{0,2}. \quad (7.11)$$

В мережах високої напруги власні коливання складають приблизно $f_0 \approx 0,3 \div 10$ кГц.

Якщо $m > 0$, тоді перехідний процес носить аперіодичний характер і залежність (7.4) має вигляд:

$$U_B(t) = U_0 [1 - e^{-\alpha t}]; \quad \alpha_1 = \frac{R_{uu}}{L}, \quad (7.12)$$

Умова переходу коливального процесу в аперіодичний наступна:

$$R_{ш} \leq \frac{1}{2} \sqrt{\frac{L}{C}} = R_{ш.кр.}, \quad (7.13)$$

де $R_{ш.кр}$ – критичний шунтуючий опір.

Також коливальний процес можна перевести в аперіодичний шляхом збільшення активного опору навантаження R

$$R \geq 2 \sqrt{\frac{L}{C}}. \quad (7.14)$$

На рис. 7.3 показано криві $U_B(t)$ при різних значеннях шунтуючого опору $R_{ш}$.

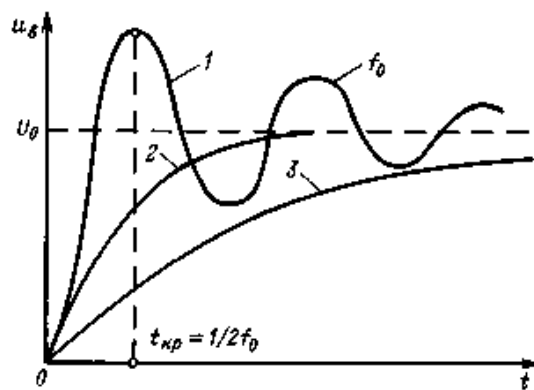


Рис. 7.3. Криві $U_B(t)$ при шунтуючих опорах більше (1), рівне (2) і менше (3) критичного шунтуючого опору.

Коефіцієнт амплітуди напруги відновлення при коливному процесі, отриманий на основі залежності (7.6) при $t = \pi/\alpha$, рівний:

$$k_a = \frac{U_{Bmax}}{U_0} = 1 + e^{-\alpha 2f_0}. \quad (7.15)$$

Середня швидкість збільшення напруги при коливному процесі

$$\left(\frac{dU_B}{dt} \right)_{cp} = \frac{k_a U_0}{t_{кр}} = \frac{k_a U_0}{1/2f_0} = 2 \sqrt{\frac{2}{3}} k_{cx} k_a f_0 U_{ном} \sin \varphi. \quad (7.16)$$

Вплив параметрів кола на $U_B(t)$ зводиться до наступного:

- активний опір навантаження зменшує $\sin \varphi$ і напругу U_0 ;
- індуктивність L збільшує $\sin \varphi$ і напругу U_0 , зменшує власну частоту f_0 і $(dU_B/dt)_{cp}$;
- ємність C зменшує f_0 і $(dU_B/dt)_{cp}$;

– шунтуючий опір $R_{ш}$ зменшує $(dU_B/dt)_{cp}$ і U_0 (у поєднанні з опором R навантаження).

7.3. Процес вимикання електричного кола контактними апаратами

Вимикання електричного кола контактним апаратом супроводжується виникненням плазми дуги, яка проходить різні стадії газового розряду в процесі переходу міжконтактного проміжку з провідного стану в непровідний. При струмах вище 1А виникає стадія дугового розряду 1 (рис. 7.4); при зниженні струму виникає стадія тліючого розряду 2 (у катода); стадія 3 - таунсендівський розряд, і, нарешті, стадія 4 (стадія ізоляції, в якій носії електрики - електрони і іони – не утворюються за рахунок іонізації, а можуть поступати з навколишнього середовища).

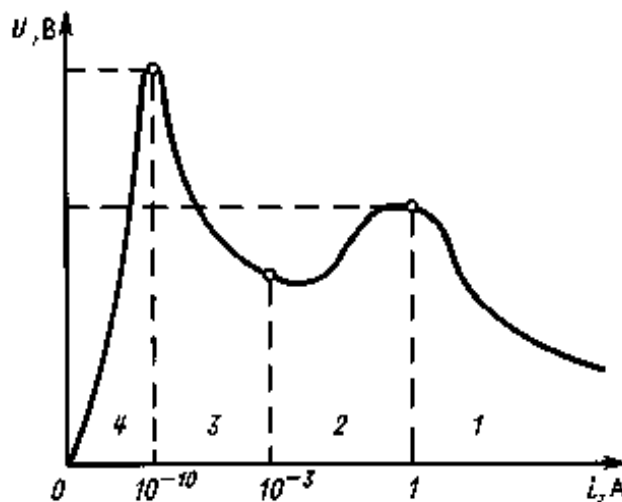


Рис. 7.4. Вольт-амперна характеристика стадії газового розряду.

Для стадії дугового розряду характерні висока температура (більше 3000К), велика щільність струму (до $10^6 А/см^2$) і невеликий градієнт напруги (10-100 В/см).

Тліючий розряд утворюється в прикатодній зоні з катодною напругою 200-300 В і напруженістю поля $E_{ок} \approx 10^4$ В/см.

Третю стадію характеризують криві Пашена – це залежність напруги пробую $U_{пр}$ від добутку тиску газу p на довжину ізоляційного проміжку l (рис.

7.5). При малому тиску, коли множник pl малий, електрони на своєму шляху до анода зустрічають невелику кількість нейтральних частинок і тоді іонізація ускладнена. У цих умовах, щоб мати в проміжку достатню кількість позитивних іонів, здатних зробити розряд таким, який підтримується сам, потрібно підвищити напругу. При високому тиску, навпаки, електрони не в змозі набути на малому шляху вільного пробігу необхідну енергію для іонізації. Тому для досягнення необхідного рівня іонізації електрична міцність із зростанням тиску також підвищується. Якщо за $U_{пр, \min}$ множник pl зменшується не через p , а через l , то крива $U_{пр} = f(pl) \rightarrow 0$ (штрихова лінія). Напруга пробою тут знижується під впливом автоелектронної емісії з катода при малих відстанях між електродами через витягування випуклості на металі електростатичними силами. При тиску вище атмосферного і відстанях між контактами більше міліметра справедлива права частина кривої Пашена.

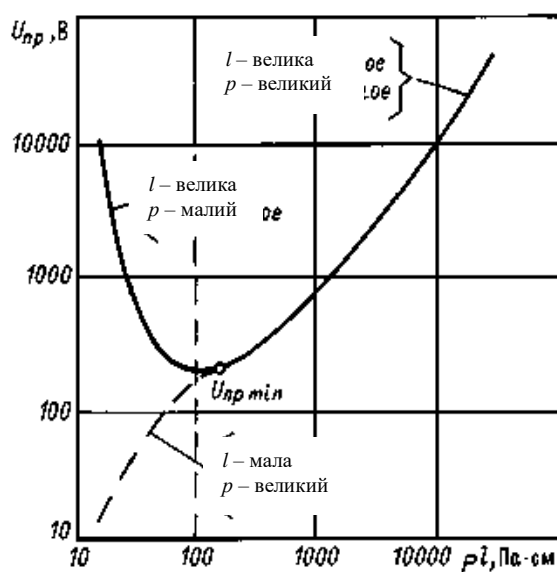


Рис. 7.5. Криві Пашена для повітря при $T = 273\text{K}$.

У стадії дугового розряду переважає термічна іонізація – розбиття атомів на електрони і позитивні іони за рахунок енергії теплового поля, при тліючому - виникає ударна іонізація біля катода за рахунок зіткнення з електронами, які розганяються електричним полем, при таунсендівському розряді ударна іонізація переважає у всьому стовпі дуги газового розряду.

Вимикання електричного кола постійного струму. При вимиканні електричного кола постійного струму опір дуги R_d , яка виникає безперервно збільшується до безмежності, напруга відновлюваної міцності ізоляційного проміжку $U_{в.п}(t)$ – до напруги пробую U_{np} "холодного" проміжку, струм i зменшується до нуля, напруга дуги $U_d(t)$ збільшується до перенапруги U_{max} , що виникає в кінці процесу і яка зменшується до напруги джерела U_0 (рис. 6.6).

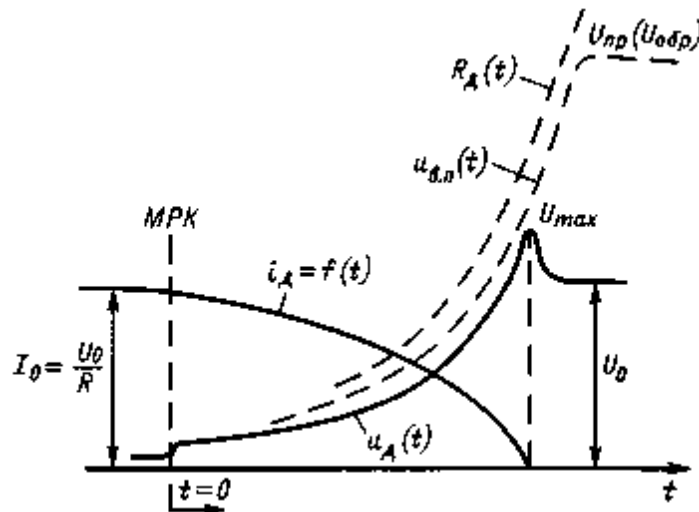


Рис. 7.6. Характеристика процесів вимикання електричного кола постійного струму

Математичний опис процесів проводиться на основі вирішення системи двох диференціальних рівнянь – рівняння балансу напруги в колі, яке вимикається і динамічної вольт-амперної характеристики дуги, які тут не приводяться.

Наближений розрахунок процесів можливий на основі статичної вольт-амперної характеристики дуги і рівняння рівноваги напруги в колі:

$$U_0 = iR + L \frac{di}{dt} + U_d(i_d) \quad (7.17)$$

Для характеристики 1 дуги (рис. 6.7) складові цього рівняння такі, що $(Ldi/dt)' < 0$ і дуга горить стійко. Для характеристики 2 дуги, яка лежить вище реостатної характеристики кола, похідна $(Ldi/dt)'' > 0$ - негативна і дуга гасне. Очевидно, що точка B є точкою стійкого горіння дуги, а точка A - нестійкого.

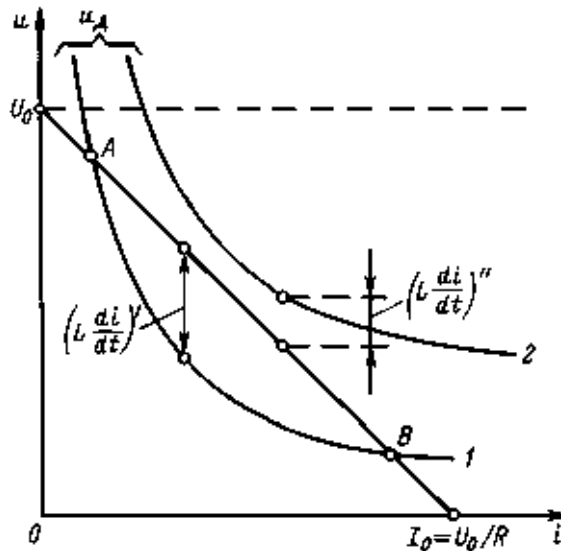


Рис. 7.7. Визначення умови гасіння дуги постійного струму

Звідси випливає умова гасіння дуги постійного струму: статична вольт-амперна характеристика дуги повинна лежати вище за реостатну характеристику $(U_0 - I_0)$ кола, яке вимикається.

Якщо зміну струму дуги під час її гасіння виразити

$$i_{\delta}(t) = I_0 \left[1 - \left(\frac{t}{t_{\delta}} \right)^n \right],$$

де $n > 1$ або $n < 1$,

тоді із (6.17) отримаємо формулу для розрахунку перенапруги

$$U_{max} = U_0 \left(1 + \frac{nT_{em}}{t_{\delta}} \right) \quad (7.18)$$

де $T_{em} = L/R$, t_{δ} – час дуги.

Вимикання електричного кола змінного струму. Вимкнення електричного кола змінного струму супроводжується двома стадіями: стадією горіння дуги - від моменту розмикання контактів до моменту останнього переходу струму через нуль і стадією гасіння дуги - за переходом струму через нуль, коли крива відновлювальної міцності ізоляційного проміжку лежить вище за криву напруги відновлення, тобто коли виконується умова вимкнення кола змінного струму (рис. 7.8).

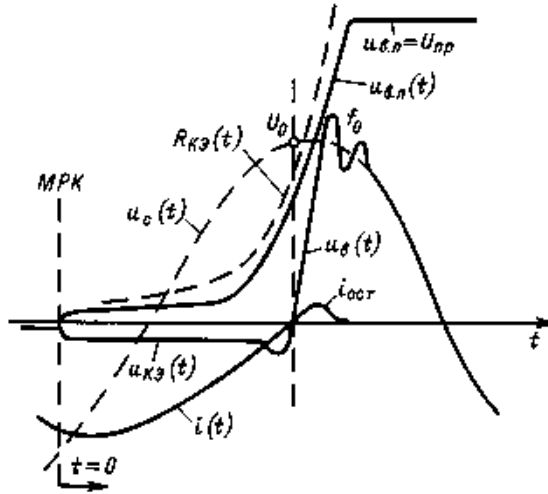


Рис. 7.8. Характеристики процесів відключення кола змінного струму контактними апаратами.

Опір дуги $R(t)$, який збільшується, напруга дуги $U_d(t)$, напруга відновлюваної міцності ізоляційного проміжку $U_{в.м}(t)$ після першого переходу струму через нуль при замиканні контактів забезпечують умову відключення кола ($U_{в.м} > U_B$). Напруга відновлення $U_B(t)$ має коливний характер з власною частотою f_0 . В кінці процесу залишковий струм $i_{зал}$ зникає, а напруга $U_{в.м}(t)$ стає рівною напрузі пробою холодного проміжку між контактами.

Для забезпечення успішного вимикання електричного кола змінного струму також нерідко застосовують декілька розривів дуги на полюс апарату. В умовах комутації кіл низької напруги з їх високою власною частотою час відновлення напруги $U_{в.м}(t)$ дуже малий і відновлювальна міцність ізоляційного проміжку за цей час зміниться мало. Її можна вважати рівній початковій напрузі відновлювальній міцності ізоляційного проміжку $U_{в.м}^0$ (у момент переходу струму через нуль). Тоді при числі розривів n на полюс апарату умову гасіння дуги з врахуванням (7.2) для напруги U_0 , можна виразити співвідношеннями:

$$nU_{в.м}^0 \geq k_a U_0; \quad n \geq \frac{\sqrt{2/3} k_a k_{сх} U_{ном} \sin \varphi}{U_{в.м}^0} \quad (7.19)$$

де коефіцієнт амплітуди k_a визначається з (7.15).

Кут зсуву фаз між струмом і напругою φ визначається з урахуванням активного опору дуги R_d апарату

$$tg = \frac{x}{R} = \frac{\omega L}{R + R_\delta}; R_\delta = \frac{U_\delta}{i_\delta} = \frac{E_\delta l_\delta}{i_\delta},$$

де E_δ і l_δ – градієнт напруги і довжина дуги.

Характеристики електричної дуги вимикання і відновлювальна міцність ізоляційного проміжку. Властивості плазми стадії дугового розряду визначаються її високою температурою (3000-20000К). При цьому переважає термічна іонізація газу. Степінь термічної іонізації визначається відношенням числа іонізованих частинок до їх загальної кількості і виражається формулою Сага:

$$\alpha = \frac{N_n}{N_\Sigma} = \frac{1,25 \cdot 10^{-6} T^{2,5}}{P \cdot 10^5} e^{-11620 e U_i / T}, \quad (7.20)$$

де T – температура, К; P – тиск, Па; $e U_i$ – потенціал іонізації, еВ.

Вольт-амперна характеристика відкритої дуги в повітрі при струмі дуги $i_\delta = (1 \div 20)$, А:

$$U_\delta = U_{\delta,e} + 92 l_\delta / \sqrt{i_\delta}, \quad (7.21)$$

де $U_{\delta,e} = (10 \div 29)$, В – напруга біля електроду; l_δ - довжина дуги, см.

При значеннях струмів понад 20 А градієнт напруги відкритої дуги стає приблизно постійним і рівним $E_\delta = (10 \div 12)$ В/см. Швидкість руху дуги v_δ між контактами в поперечному напрямі підвищує інтенсивність її охолодження і збільшує градієнт напруги:

$$E_\delta = \frac{92 + 0,09 v_\delta}{\sqrt{i_\delta}}. \quad (7.22)$$

На рис. 7.9,а показані статичні вольт-амперні характеристики дуги в дугогасильній решітці 1, в щілинних камерах і в запобіжниках 2 та відкритої дуги 3. Зростання характеристик 2 і 1 із збільшенням струму викликано посиленням охолодження стовпа дуги через зіткнення її із стінками дугогасильного пристрою. Динамічна характеристика дуги змінного струму показані на рис. 7.9,б. Статична характеристика, на відміну від динамічної, відповідає умовам струму, який не змінюється в часі.

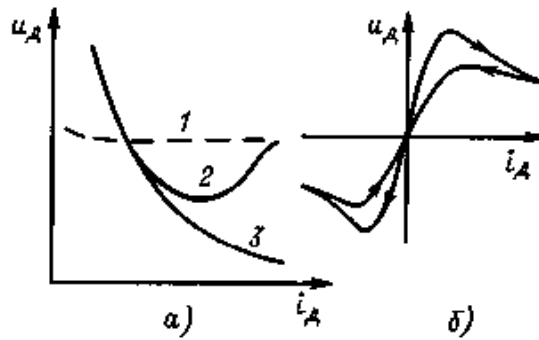


Рис. 7.9. Характеристики дугогасильних пристроїв (а) і динамічна характеристика дуги змінного струму (б)

Диференціальне рівняння динамічної характеристики дуги має вигляд

$$\frac{d\theta}{dt} + \theta = \frac{P_0}{P_0 l_0} t, \quad (7.23)$$

де t – час; θ – теплова стала часу дуги; P_0 – відведена від дуги питома потужність на одиницю довжини; l_0 – довжина дуги.

Властива стовпу дуги відновлювальна міцність ізоляційного проміжку визначається в критичних умовах динамічного режиму, коли підведена до дуги потужність $P_0 l_0$ стає рівній відведеній потужності $P_0 l_0$. Тоді напруга дуги рівна напрузі відновлювальної міцності ізоляційного проміжку

$$U_{в.м.}^0 = P_0 l_0.$$

Виміряна для апаратів змінного струму низької напруги напруга відновлювальної міцності ізоляційного проміжку після переходу струму через нуль виражається емпіричною формулою:

$$U_{в.м.}(t) = U_{в.м.}^0 + k_n t, \quad (7.24)$$

де k_n - швидкість росту електричної міцності міжконтактного проміжку.

Експериментальні залежності початкової напруги відновлювальної міцності ізоляційного проміжку $U_{в.м.}^0$ відкритої дуги для контактів з різних матеріалів показані на рис. 7.10. Для апаратів низької напруги $k_n = (1 \div 4)$ В/мкс.

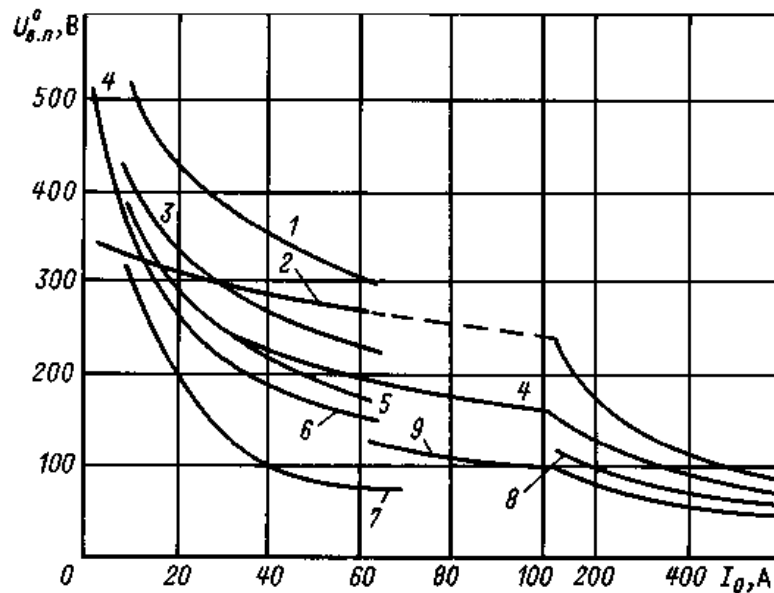


Рис. 7.10. Залежність початкової напруги відновлювальної міцності для різних контактних матеріалів від функції струму відкритої дуги:
 1 – Ag; 2 – латунь; 3 – Ag-Ni (40%); 4 – Cu; 5 – Ag-W (50%); 6 – Ag-CdO (15%); 7 – Ag-C (3%); 8 – Al; 9 – Fe

7.4. Способи гасіння дуги в комутаційних апаратах

Мета дії на стовп дуги, яка виникає в апараті, полягає в збільшенні її активного електричного опору аж до нескінченності, коли комутаційний орган переходить в непровідний стан. Практично завжди це досягається шляхом інтенсивного охолодження стовпа дуги. Зменшення її температури приводить до зниження ступеня іонізації і кількість носіїв електрики та іонізованих частинок, і підвищення електричного опір плазми.

Основні способи впливу на стовп дуги в комутаційних апаратах зводяться до наступного:

- збільшення довжини стовпа дуги шляхом її розтягування або збільшення числа розривів на полюс вимикача;
- переміщення дуги на металеві пластини дугогасильної решітки, які є радіаторами, що поглинають теплову енергію стовпа дуги;
- переміщення стовпа дуги магнітним полем в щільну камеру, яка виготовлена з дугостійкого ізоляційного матеріалу, де дуга інтенсивно охолоджується ізоляційними стінками;

– утворення дуги в трубці з газогенеруючого матеріалу, наприклад, фібри; гази, що виділяються під впливом температури, створюють високий тиск в трубці і “вистрілюють” з неї стовп дуги, а потім гасять її;

– контакти апарату розходяться в середовищі мінерального (трансформаторного) масла, яке розкладається під впливом високої температури дуги; у дугогасильній камері утворюється газопарове дуття на “гасиму” частину дуги, причому більша половина утворених газів складає водень, який має високу теплопровідну здатність;

– на стовп дуги прямує потік стислого повітря з резервуару з тиском 2МПа (повітряні вимикачі високої напруги);

– гасіння дуги в середовищі елегаза (SF_6) при тиску нижче 0,6 МПа; у камері утворюється дуття елегазового струменя, який має електроізоляційні властивостями;

– гасіння дуги у вакуумі при тиску ($10^{-1} \div 10^{-2}$) Па, при цьому дуга існує за рахунок іонізації пари контактного матеріалу і відповідно гасне у разі її недостатності (зменшення інтенсивності випаровування при підході струму до нуля);

– синхронного розмикання контактів перед переходом змінного струму через нуль, що істотно знижує виділення тепловій енергії в стовпі дуги і полегшує умови відновлення електричної міцності ізоляційного проміжку після переходу струму через нуль, тобто умови гасіння дуги;

– застосуванню активного опору, що шунтує дугу, полегшує умови її гасіння;

– застосування напівпровідникових елементів, які шунтують міжконтактний проміжок і, тим самим, пропускають струм дуги через себе, що практично виключає утворення дуги на контактах.

7.5. Гасіння дуги в дугогасильній решітці

Дугу можна гасити використовуючи приелектродний спад напруги. Над контактами 1 і 2 апарата (рис. 7.11) розміщуються нерухомі, ізольовані одна від одної металеві пластини 5, що утворюють дугогасильну решітку. Дуга 3, яка виникає під час розмикання електричного кола переміщується в цю решітку, де розділяється на ряд послідовно включених коротких дуг 4. Біля кожної пластини решітки виникає приелектродний спад напруги. Гасіння дуги відбувається за рахунок суми приелектродних спадків напруги. З метою підвищення ефективності дуги на решітку встановлюють електромагніт.

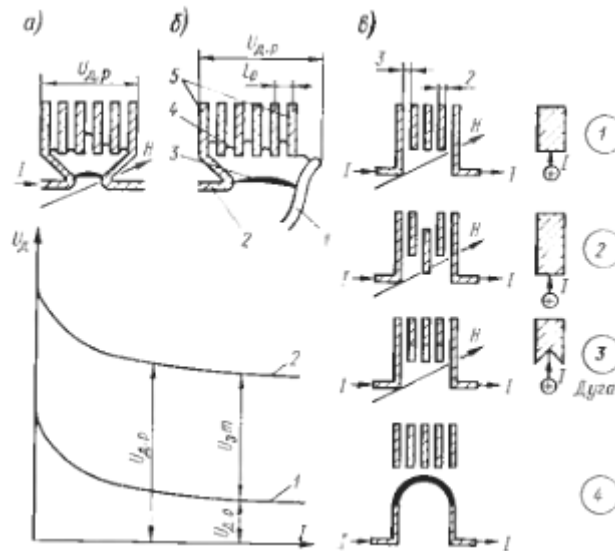


Рис. 7.11. Статичні вольт-амперні характеристики електричної дуги в решітці і схеми виконання дугогасильних решіток

Гасіння дуги постійного струму. При кількості пластин m коротких дуг буде $n + 1$, така ж кількість буде прианодних U_a і прикатодних U_k спадків напруги.

Напруга на всій дузі в решітці рівна:

$$U_{d,p} = U_e(m+1) + E_d l_d \quad (7.25)$$

де $U_e = U_a + U_k$ – сума приелектродних спадків напруги, В; E_d – градієнт напруги в стовпі дуги, В/см; $l_d = l_o(n + 1)$ довжина дуги, см.

Для відкритої дуги такої ж довжини

$$U_{d,e} = U_e + E_d l_d.$$

Таким чином, напруга дуги в решітці

$$U_{d,p} = U_{d,e} + U_{en} \quad (7.26)$$

тобто, при незмінній довжині l_d статична характеристика дуги в дугогасильній решітці (крива 2 на рис. 7.11) виражається такою самою формою кривої, що і характеристика відкритої дуги (крива 1), але перенесеної на суму приелектродних спадків напруги в область більш високих напруг. Якщо кількість пластин велика, то величиною $U_{d,e}$ порівняно з U_{em} можна знехтувати і рівняння (2) запишеться у вигляді:

$$U_{d,p} = U_{d,e} + U_{en} \quad (7.27)$$

Для того щоб дуга в решітці погасла, кількість пластин, між якими вона повинна знаходитись, повинно бути

$$n > U_{жив}/U_e, \quad (7.28)$$

де $U_{жив}$ – напруга мережі, В.

Можливі дві типові схеми решіток. В схемі на рис. 7.11а дуга, утворена між контактами, переходить на рога і рухаючись до верху, під дією магнітного поля всіма своїми точками одночасно потрапляє в решітку. Напруга на дузі досягає значення U_{en} , струм в електричному контурі знижується до нуля за експонентою.

В схемі на рис. 7.11б дуга утворена між контактами, послідовно входить в проміжки між пластини решітки в міру віддалення рухомого контакту від нерухомого. Напруга на дузі зростає поступово за законом, близькому до лінійного. Тривалість горіння дуги в між контактному просторі буде зменшуватись зі зростанням швидкості розходження контактів і кількості пластин на одиницю дуги.

При інших рівних умовах схема на рис. 7.11а дозволяє отримати меншу тривалість горіння дуги, ніж на рис. 7.11б. Однак для забезпечення одночасного входу дуги у всі проміжки між пластинами, як було зазначено, необхідне зовнішнє магнітне поле.

Гасіння дуги змінного струму. Під час гасіння дуги змінного струму в дугогасильній решітці основну роль відіграють прикатодні процеси, які полягають в тому, що в раціонально спроектованій дугогасильній решітці в

момент проходження струму через нуль простір між контактами може миттєво досягти електричну міцність 50-200В.

Умова гасіння дуги визначається з виразу (7.19). В решітці (рис. 7.11,а) дуга погасне в той півперіод, за який вона потрапить в решітку. При схемі рис. 7.11,б дуга за один півперіод може не встигнути потрапити в необхідну кількість проміжків, так як довжина дуги залежить від швидкості розходження контактів.

Умова (7.19) визначає кількість пластин решітки, між якими повинна бути дуга змінного струму, щоб отримати її погашення під час проходження струму через нуль. Необхідна кількість пластин для гасіння дуги змінного струму значно менша, ніж для гасіння дуги постійного струму, де U_e рівна всього 20-25В. Дугогасильна решітка для електричного кола в якому протікає змінний струм діє більш ефективно, ніж для електричного кола постійного струму. Цим і пояснюється її широке використання для гасіння дуги змінного струму і обмежене використання для гасіння дуги постійного струму. Дугогасильна решітка дозволяє досить сильно зменшити розміри дуги і гасити її в обмеженому об'ємі при малому світловому та звуковому ефектах. Це забезпечило їй широке використання в дугогасильних пристроях контакторів і автоматичних вимикачів.

Входження дуги в решітку. Дуга, що швидко рухається зустрічає значний аеродинамічний опір при входженні в решітку. Дійшовши до нижнього краю пластини дуга сповільнює свою швидкість або зовсім зупиняється. Аеродинамічний опір (в першому наближенні пропорційний квадрату швидкості) зменшується і дуга починає проникати в решітку. Ступінь зниження швидкості дуги або час її зупинки біля нижнього краю пластини залежить від форми пластин, відстані між ними, сил, що рухають дугу і загальної конструкції решітки. Так, решітка, яка наведена на схемі (рис. 7.11,в) має перевагу перед іншими схемами тому, що: умови входження дуги в решітку тут більш сприятливі.

В решітку виконану по схемах 1, 2, 3 (рис. 7.11), дуга завжди входить. Зовнішні сили можуть тільки скоротити час зупинки дуги біля нижнього краю

пластин. В решітці за схемою 4 опірні точки дуги не можуть проникнути в область зайняту решіткою, дуга тут не завжди входить в решітку. Довга зупинка дуги біля нижнього краю пластини призводить до їх вигорання.

Відстані між пластинами решітки бажано робити досить малими. Чим більшу кількість пластин вдається помістити на одиницю довжини, тим компактнішим буде дугогасильний пристрій. Відстані між пластинами обмежуються можливістю проникнення між ними металевого прошарку і їх стоплюванням. Сталеві пластини ближче ніж на 2 мм між собою розташовувати не потрібно. Друге обмеження пов'язане з умовами входження дуги в решітку. Чим більше пластин в решітці, тим важче дузі проникати у решітку.

Електрична дуга в решітці з немагнітного матеріалу. Рух електричної дуги в решітці, яка виготовлена з немагнітного матеріалу і сили, які впливають на дугу, схематично зображено на рис. 7.12,а. На утворену між контактами електричну дугу діють електродинамічні сили F , які утворені струмом, який протікає в контурі. Ці сили, а за наявності зовнішнього магнітного поля і сили взаємодії струму в дузі з цим полем заганяють дугу в решітку. Сили продовжують існувати протягом всього часу перебування дуги в решітці.

Проникаючи в решітку, дуга розділяється на ряд коротких дуг. Вона перестає рухатись як одне ціле. Кожна з коротких дуг набуває можливості рухатись самостійно. Деякі з них можуть переміститися вперед, а деякі можуть відстати. Як тільки це відбудеться, струм, який протікає в контурі, утворить в решітці сили F_1 , які намагаються затримати рух відстаючих дуг і прискорити рух випереджуючих дуг. На одних ділянках дуги буде діяти сила $F_0 - F_1$ на других $F_0 + F_1$. В результаті одні дуги в решітці сильно перемістяться вперед, інші відстануть і навіть почнуть зворотній рух.

При малих струмах сили F_0 малі і в решітці з немагнітного матеріалу дуга не завжди проникне між пластинами решітки і буде горіти під нею. У разі великих струмів дуга швидко пройде через решітку і буде горіти над нею.

Електрична дуга в решітці з магнітного матеріалу. Рух електричної дуги в решітці, яка виготовлена з магнітного матеріалу і сили, які впливають на дугу, схематично зображено на рис. 7.12,б. Сили F_0 і F_1 діють так само, як і в решітці з немагнітного матеріалу, до них додаються сили взаємодії струму в дузі з магнітними масами решітки. Ці сили (F_2) намагаються втягнути дугу в решітку, коли дуга знаходиться під решіткою і відштовхує її (F_3) від країв пластин (до середини) після проникнення дуги в решітку.

Таким чином, електромагнітні сили, що утворюються в решітці виготовленої з магнітного матеріалу (сталі), намагаються вирівняти швидкість руху окремих дуг. Ці сили сприяють проникненню дуги в решітку і перешкоджають її виходу з решітки. При малих струмах дуга не зупиняється перед решіткою, так як це відбувається в решітці виготовленої з немагнітного матеріалу. Вказані властивості сталевих пластин сприяють широкому розповсюдженню пристроїв з дугогасильними решітками. Використання сталевих пластин замість мідних чи латунних, крім того, здешевлює конструкцію.

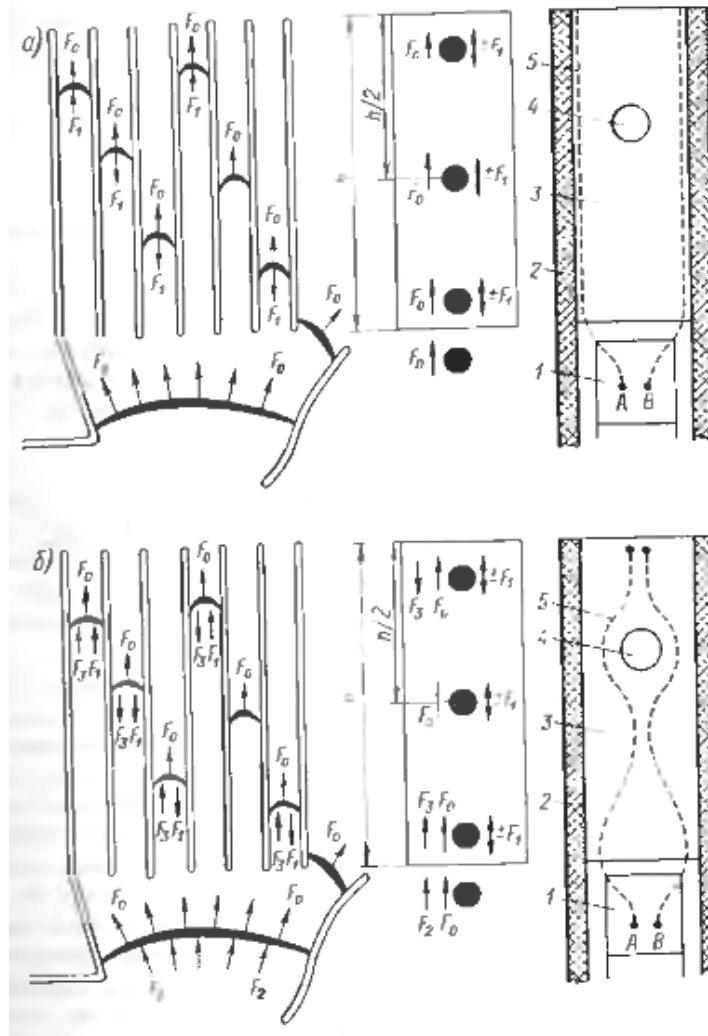


Рис. 7.12. Сили, які діють на дугу в решітці виготовленої з немагнітного (а) і магнітного (б) матеріалу

1 – контакт мідний, 2 – стінка камери, 3 – пластина решітки, 4 – отвір в пластині, 5– траєкторія опорних точок при її виникненні в точках А і В.

Особливості руху в решітці дуги змінного струму підвищеної частоти.

Під час протікання змінного струму в пластинах решітки наводяться вихрові струми. Взаємодія магнітного поля утвореного вихровими струмами зі струмом дуги сприяє виникненню електромагнітних сил F_2' і F_3' , які направлені протилежно розглянутим вище силам F_2 і F_3 . У випадку промислової частоти сили F_2' і F_3' малі і ними можна знехтувати. При підвищеній частоті значення цих сил зростає. За певних умов вони можуть перевищувати сили F_2 і F_3 , які виникають в разі промислової частоти і значно міняти характер руху дуги. Замість того щоб притягуватись до решітки, як це відбувається при частоті 50Гц (рис. 7.13,а) дуга

буде відштовхуватись від неї (рис. 7.13,б). Траєкторія дуги буде направлена не від краю до центру, як при 50Гц, а від центру до краю (А і В – початкові точки траєкторії дуги).

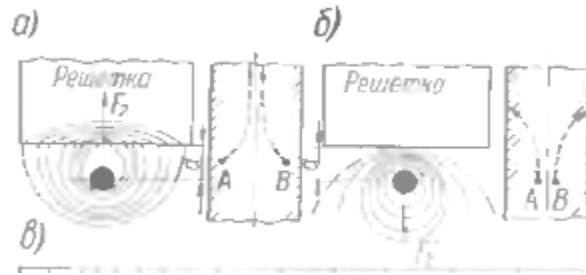


Рис. 7.13. Сили, які діють на дугу в решітці при промисловій (а) і підвищеній (б) частоті

7.6. Класифікація електричних апаратів та їх основні технічні параметри

На сьогоднішній день існує багато різного роду електричних апаратів. Усі вони класифікуються за рядом ознак.

1. За величиною робочої напруги:
 - низьковольтні (до 1000В);
 - високовольтні (більше 1000В).
2. За величиною робочого або комутуючого струму:
 - низько струмові (апарати захисту, керування, сигналізації);
 - високо струмові (апарати, які використовуються в силових колах).
3. За функцією, яку виконують:
 - комутуючі апарати: вимикачі, роз'єднувачі, контактори, магнітні пускачі;
 - керування, захисту, сигналізації: різного роду реле, шляхові і кінцеві вимикачі (контактні і безконтактні);
 - командні: кнопки керування, ключі, командоконтролери, командоапарати;
 - апарати захисту: розрядники, плавкі запобіжники тощо.
4. За родом струму:

- постійного;
 - змінного.
5. За частотою джерела живлення:
- апарати з нормальною (до 50Гц) частотою;
 - апарати підвищеної (від 400 Гц до 10 кГц) частоти.
6. За ознакою комутації і елементною базою апарати розділяються на:
- електромеханічні;
 - статичні;
 - гібридні.

Електромеханічні апарати відрізняються наявністю в них рухомих частин і їх робота ґрунтується на переміщенні цих частин.

Статичні (безконтактні) апарати виконуються на основі силових напівпровідникових елементів: діодів, тиристорів, транзисторів, а також керованих електромагнітних пристроїв: магнітних підсилювачів, дроселів насичення і ін. Апарати цього виду відносяться до силових електронних пристроїв, оскільки використовуються для керування потоками електричної енергії.

Гібридні електричні апарати є комбінацією електромеханічних і статичних апаратів.

7. За функціональним призначенням розрізняють:
- апарати керування НН і ВН;
 - апарати розподільних пристроїв низької напруги;
 - апарати автоматики.

Одним із основних технічних параметрів більшості апаратів є *номінальна напруга* ($U_{\text{ном}}$). Це напруга, на яку розрахований електричний апарат, як з погляду комутації та керування, так і ізоляції його струмопровідних частин. Згідно ГОСТ 11206-77 шкала напруги для електричних апаратів змінного струму складає: 36; 127; 220; 380; 660; 1140 В; для електричних апаратів постійного струму: 6; 12; 24;

27; 48; 110; 220; 440; 600; 750 В. Причому, менші значення напруги відносяться до кіл керування. Електричні апарати здатні надійно працювати при перебільшенні номінальної напруги в силових колах на $1,1U_{\text{ном}}$, а в колах керування – в межах від 0,85 до $1,1U_{\text{ном}}$.

В колах керування високої напруги шкала номінальної напруги є наступною: 3; 6; 10; 15; 20; 24; 27; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750 кВ.

Іншим основним технічним параметром є *номінальний струм*. Це струм тривале протікання якого (наприклад, протягом 8 год.) не викликає нагріву струмопровідних частин електричного апарату вище за допустимі значення, які визначаються класом ізоляції, з якою ці частини стикаються. ГОСТ 11206-77 визначає наступну шкалу номінальних струмів: 1; 3; 6; 10; 25; 40; 63; 100; 160; 250; 400; 630; 1000; 1600; 2500; 4000 і 6300 А.

В колах високої напруги: 200; 400; 630; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000; 5000; 6300; 8000; 10000; 12500; 16000; 20000; 25000; 31500 А.

Коли описують повторно-короткочасний режим роботи апарату часто користуються поняттям „Допустимий еквівалентний струм тривалого режиму”.

Номінальний робочий струм - це струм, який визначає застосування апарату в даних умовах експлуатації і встановлюється підприємством-виробником в залежності від номінальної робочої напруги, номінального режиму роботи, категорії застосування, типу виконання. Іншими словами це струм, який фактично протікає в колі, де експлуатується електричний апарат. Номінальний робочий струм не може бути більшим за номінальний струм апарату. А номінальна робоча напруга рівна напрузі мережі, в якій працює апарат.

Для апаратів керування і, зокрема, для контакторів і магнітних пускачів найважливішим параметром є категорія застосування апарату. Визначено чотири основні категорії застосування контакторів змінного струму і п'ять категорій застосування контакторів постійного струму.

Категорія застосування визначає область застосування електричного апарату в залежності від характеру навантаження і умов експлуатації. В категорії

застосування вказуються режими нормальних (частих) і нечастих (рідких) комутацій (див. табл. 7.1). Причому в кожному режимі розглядаються процеси вмикання та вимикання і виділяються чотири показники, що характеризують кожну категорію застосування.

1. Область застосування апарату (тип комутуючого навантаження). Апарат в кожній категорії застосування працює з певним типом навантаження. Наприклад, застосування контакторів:

- категорії АС1 – контактор застосовується для комутації електричних кіл з усіма типами навантаження, які працюють на змінному струмі з коефіцієнтом потужності $\cos\varphi \geq 0,95$ (наприклад лампи розжарювання);

- категорії АС2 – контактор застосовується для пуску, зупинки і гальмування противмиканням асинхронних електродвигунів з фазним ротором;

- категорії АС3 – контактор застосовується для пуску і зупинки асинхронних електродвигунів з короткозамкнутим ротором; при замиканні своїх полюсів контактор комутує пусковий струм, який може бути в 5 ... 7 разів вищим від номінального струму двигуна, при розмиканні він вимикає електричне коло по якому протікає номінальний струм двигуна;

- категорії АС4 – контактор застосовується для пуску асинхронних електродвигунів і його вимикання при нерухомому або повільно обертаючому роторі, тобто, контактор повинен здійснити пуск асинхронного двигуна (при замиканні своїх полюсів контактор комутує пусковий струм) і вимикати обмотку статора від джерела живлення, при або повільно обертаючому роторі двигуна (через надто велике прикладене навантаження значення струму в цьому режимі значно перебільшує номінальне значення протягом тривалого періоду, внаслідок чого двигун починає грітися);

Аналогічний поділ апаратів і в колах постійного струму:

- категорії DC1 – контактор застосовується для комутації електричних кіл з усіма типами навантаження, які працюють на постійному струмі з

постійною сталою часу затухання, меншою або рівною 1мс;

- категорії DC2 – контактор застосовується для пуску електродвигунів постійного струму з паралельним збудженням і їх вимикання при обертаючому якорі;

- категорії DC3 – контактор застосовується для пуску, гальмуванні противмиканням електродвигунів постійного струму з паралельним збудженням, а також для їх вимикання при нерухомому або повільно обертаючому якорі;

- категорії DC4 – контактор застосовується для пуску електродвигунів постійного струму з послідовним збудженням і їх вимикання при обертаючому якорі;

- категорії DC5 – контактор застосовується для пуску, гальмуванні противмиканням електродвигунів постійного струму з послідовним збудженням, а також для їх вимикання при нерухомому або повільно обертаючому якорі.

2. Комутуючий струм I_0 . Даються відношення комутуючого струму до номінального робочого струму. Цей показник характеризує комутаційну властивість апарату.

3. Напруга U , яка визначається у співвідношенні з номінальною робочою напругою. У режимі нечастих комутацій апарат повинен витримувати 10 % збільшення напруги від номінальної.

4. Характер комутуваного навантаження, який визначається коефіцієнтом потужності $\cos\varphi$ комутуючого кола (для кіл змінного струму), або сталою часу кола τ , мс (для кіл постійного струму).

Таблиця 7.1.

Категорії застосування апаратів.

Вид струму	Категорія застосування	Номинальний робочий струм, А	Вмикання			Вимикання		
			Відношення комутуючого струму до номінального робочого	Відношення напруги перед включенням до номінальної робочої напруги	Коефіцієнт потужності кола $\cos \phi \pm 0,05$	Стала часу кола τ , мс $\pm 15\%$	Відношення комутуючого струму до номінального робочого	Відношення напруги перед включенням до номінальної робочої

Режим нормальних комутацій

Змінний	AC-1 AC-21	Всі значення	1	1	-	-	1	1	0,95	-		
	AC-2		2,5				2,5					
	AC-3	до 17	6				0,65	1			0,17	0,65
		понад 17					0,35	0,35				
	AC-4	до 17	6				0,65	6			1	0,65
		понад 17					0,35					0,35
	AC-11	Всі значення	10				0,7	1			1	0,4
	AC-22		1				0,65					0,65
AC-23	до 17	1	0,35	1	1	0,35						
	понад 17		0,35			0,35						
Постійний	DC-1 DC-21	Всі значення	1	1	-	-	1	1	-	1		
	DC-2		2,5				2				ОД	7,5
	DC-3						7,5	2,5			1	2
	DC-4		1					0,3			10	
	DC-5		1				2,5	1			1	7,5
	DC-11						до 300					до 300
	DC-22		2				2					
	DC-23		7,5				7,5					

Вид струму	Категорія застосування	Номинальний робочий струм, А	Вмикання				Вимикання			
			Відношення комутуючого струму до номінального робочого струму	Відношення напруги перед вмиканням до номінальної робочої напруги	Коефіцієнт потужності кола $\cos \phi \pm 0.05$	Стала часу кола $\tau, \text{мс} \pm 15\%$	Відношення комутуючого струму до номінального робочого струму	Відношення напруги перед вмиканням до номінальної робочої напруги	Коефіцієнт потужності кола $\cos \phi \pm 0.05$	Стала часу кола $\tau, \text{мс} \pm 15\%$

Режим нечастих комутацій

	Змінний	AC-1 AC-21	Всі значення	1,5	1,1	0,95	-	1,5	1,1	0,95	-				
													AC-2	до 17	4
	AC-3	17-100	10	0,35	8	0,35	6	0,35	0,35	0,35					
		понад 100	8	0,65	10	0,65	10	0,65	0,65	0,65					
	AC-4	до 17	12	0,35	8	0,35	8	0,35	0,35	0,35					
		17-100	10	0,7	11	0,7	11	0,7	0,7	0,7					
	AC-11	Всі значення	11	***	***	11	****	****	****	****					
	AC-20	Всі значення	****	0,65	3	0,65	3	0,65	0,65	0,65					
	AC-22	до 17	3	0,35	8	0,35	8	0,35	0,35	0,35					
		17-100	10	0,35	6	0,35	6	0,35	0,35	0,35					
	AC-23	понад 100	8	-	-	-	-	-	-	-					
		понад 100	8	-	-	-	-	-	-	-					
Постійний	DC-1	Всі значення	-	-	1,1	-	-	-	1,1	-	-				
	DC-21											4	2,5	4	2,5
	DC-2														
	DC-3											1,1	**	1,1	**
	DC-4														
	DC-5											****	****	****	****
	DC-11														
	DC-20											4	2,5	4	2,5
	DC-22														
DC-23	4	15	4	15											

Примітка

* Змінний струм виражений діючим значенням симетричної складової.

** Для категорії застосування DC-11 стала часу при включенні вказана як $\tau_{0,95}$ (час, мс, необхідний для досягнення 0,95 значення усталеного струму, який розраховується за емпіричною формулою $\tau_{0,95} = 6P$, де P — потужність електромагніту, не більше 50 Вт. Якщо потужність перевищує 50 Вт, τ приймається рівним 300 мс).

*** Для номінального робочого струму понад 100 А мінімальне значення комутованого струму: 1000 А — для категорій застосування AC-3 і AC-23 при вмиканні і AC-4 при вимиканні; 800 А — для категорій застосування AC-3 і AC-23 при вимиканні; 1200 А — для категорій застосування AC-4 при вмиканні.

**** Якщо для категорій застосування AC-20 і DC-20 комутаційна здатність не рівна нулю, то значення струму і коефіцієнта потужності (або сталої часу) кола повинні відповідати встановленим в стандартах або технічних умовах на конкретні види або серії і типи апаратів.

Велике значення для апаратів керування має режими його роботи про які говорилося вище. Характер режиму роботи апарату визначається характером зміни температури нагріву його струмопровідних частин в процесі його роботи.

Ще один технічний параметр – це частота вмикання апарату, яка тісно пов'язана з режимом його роботи і визначається кількістю комутацій електричного апарату в годину. Нормовані значення частоти вмикання контакторів в годину складають: 6; 30; 150; 600; 1200; 2400; 3600; 7200.

При виборі контактора або магнітного пускача необхідно знати умови, в яких вони будуть працювати. Визначено 10 типів кліматичних виконань апаратів, які підрозділяються на дві групи: апарати, які призначені для експлуатації на суші, ріках і апарати, які призначені для експлуатації в районах з морським кліматом. Серед них найбільшого розповсюдження набули апарати з такими кліматичними виконаннями:

У – з помірним кліматом;

УХЛ – з помірним і холодним кліматом;

Т – сухим і вологим тропічним кліматом;

О – для будь-яких районів, крім районів з дуже холодним кліматом.

Крім того, є п'ять категорій розміщення апаратів в залежності від умов в яких вони повинні працювати: робоче і граничне значення температури повітря; відносна вологість повітря; норми наявності пилюки; характер атмосфери і т.д.

1 – на відкритому повітрі;

2 – під навісом, але з тією ж температурою, що і температура навколишнього середовища;

3 – в закритих приміщеннях з природною вентиляцією;

4 – в приміщеннях з штучно регульованим кліматом;

5 – в приміщеннях з підвищеною вологістю.

Кліматичне виконання будь-яких апаратів вказується в їх позначеннях. Наприклад, контактор постійного струму КП-207-У3 може бути використаний в умовах з помірним кліматом (У), в закритих приміщеннях з природною вентиляцією (3), з температурою навколишнього середовища до 40⁰С.

Для запобігання попадання в середину апарату сторонніх предметів і води, а також, виключення можливості зіткнення персоналу з струмопровідними і рухомими частинами встановлюється захисна оболонка. *Степінь захисту* позначається літерами IP і двома цифрами. Перша цифра характеризує степінь захисту апарату від попадання в середину сторонніх предметів і від зіткнення обслуговуючого персоналу з деталями апарату (табл. 7.2). Друга цифра характеризує захист апарату від попадання води (табл. 7.3).

Наприклад, магнітний пускач із ступенем захисту IP54, не захищений повністю від попадання в середину оболонки пилюки, проте пилюка не впливає на нормальну роботу самого апарату. Крім того, вода, яка попадає на оболонку апарата розбризкуючись в будь-якому напрямі, не повинна завдавати шкідливої дії. Електричні апарати встановлюються у виробничих приміщеннях, де працюють різні машини і механізми, які створюють вібрацію і удари. Усе це впливає на апарати і може відбутися порушення їх нормальної роботи. Вимоги за вібро- і ударостійкістю апаратів регламентуються нормативними документами. Всього є 29 груп механічних впливів. Наприклад, в групі експлуатації М1 апарат

повинен витримувати вібраційне навантаження частотою до 35 Гц і прискоренням $0,5 \text{ м/с}^2$.

Крім вище перелічених технічних параметрів є ще параметри, які характеризують техніко-економічний рівень апаратів. Серед них механічна і комутаційна зносостійкість. Вони визначаються кількістю комутацій електричного апарату до тих пір, поки він стане непридатним для нормальної роботи з погляду працездатності його механічних частин і комутуючих контактів, які схильні до дії електричної дуги. Виділяється три категорії комутаційної зносостійкості (А, Б і В) залежно від матеріалу з якого зроблений і покритий контакт. Контакти, які покриті сріблом відносяться до категорії А і мають підвищену комутаційну зносостійкість. Механічна і комутаційна зносостійкість апаратів керування визначають надійність і довговічність їх роботи в режимі нормальних комутацій.

Для електричних апаратів розподільних пристроїв, наприклад, автоматичних вимикачів і запобіжників, важливим параметром є гранична комутаційна здатність. Гранична комутаційна здатність — це здатність апарату вимикати (вмикати) електричні кола по яким протікають великі струми, зберігаючи при цьому свою працездатність для подальшої нормальної роботи.

Найбільша розмикаюча здатність апарату визначається значенням струму КЗ, що діє в колі, який здатний розімкнути апарат і успішно погасити при цьому електричну дугу, яка утворилася. Найбільша вмикаюча здатність апарату визначається найбільшим амплітудним значенням струму короткого замикання в колі, який здатний включити апарат без пошкоджень, зокрема без приварювання контактів.

Часто користуються поняттям “одноразова гранична комутаційна здатність, під якою розуміється здатність апарату один раз вимкнути ударний струм КЗ. Після цього він може виявитися непридатним для подальшої роботи (так звані запобіжники з легкоплавкою вставкою).

Таблиця 7.2.

Позначення степеня захисту (перша цифра)

Перша цифра	Ступінь захисту	
	Короткий опис	Визначення
0	Захист відсутній	Спеціальний захист відсутній
1	Захист від твердих тіл розміром більше 50 мм	Захист від попадання в середину оболонки великої частини людського тіла, наприклад руки, і твердих тіл розміром понад 50 мм
2	Захист від твердих тіл розміром більше 12 мм	Захист від попадання в середину оболонки пальців або предметів завдовжки не більше 30 мм і твердих тіл розміром понад 12 мм
3	Захист від твердих тіл розміром не більше 2,5 мм	Захист від попадання в середину оболонки інструментів, дроту і інших предметів завтовшки більше 2,5 мм і твердих тіл, розміром більш 2,5мм
4	Захист від твердих тіл розміром більше 1 мм	Захист від попадання в середину оболонки дроту і твердих тіл розміром більше 1 мм
5	Захист від пилюки	З можливістю попадання в середину оболонки пилюки, але це не може порушувати нормальну роботу апарату
6	Пилонепроникність	Пилюка взагалі не попадає в середину

Таблиця 7.3.

Позначення степеня захисту (друга цифра)

Друга цифра	Ступінь захисту	
	Короткий опис	Визначення
0	Захист відсутній	Спеціальний захист відсутній
1	Захист від крапель води	Краплі води, які вертикально падають на оболонку, не повинні завдавати шкідливого впливу апарату
2	Захист від крапель води при нахилі 15°	Краплі води, які вертикально падаючі на оболонку, не повинні завдавати шкідливого впливу апарату при нахилі його оболонки на будь-який кут до 15 ° відносно
3	Захист від дощу	Дощ, що потрапляє на оболонку під кутом 60 °, не повинен завдавати шкідливої дії апарату
4	Захист від бризгів	Вода, яка розбризкується на оболонку в будь-якому напрямі, не повинна завдавати шкідливої дії апарату
5	Захист від водяного струменя	Струмінь води, який попадає на оболонку в будь-якому напрямі, не повинен завдавати шкідливої дії апарату
6	Захист від хвиль	Хвилі не повинні проникати в оболонку в кількості, достатній для пошкодження апарату
7	Захист при зануренні у воду	Вода не повинна проникати в оболонку при зануренні апарату у воду, при певних значеннях тиску і часу
8	Захист при тривалому зануренні у воду	Апарати придатні для тривалого занурення у воду за умов, встановлених в стандартах або технічних умовах. Деколи допускається проникнення води в апарат без нанесення йому шкоди

7.7. Захисні функції апаратів стосовно електричних мереж та споживачів

Для якісного і безперебійного постачання споживачів електричною енергією необхідна надійна робота усіх елементів енергосистеми. Особливу роль тут відіграють пристрої захисту споживачів від можливих аварійних режимів енергосистеми. Найбільшими споживачам електричної енергії є освітлювальні пристрої, нагрівальні елементи і різного роду двигуни.

Особливе місце тут займає захист електричних кіл від усякого роду аварійних режимів. В даний час широко використовуються мережі напругою від 0,4 до 750 кВ. Найнебезпечними і частими видами пошкоджень в таких мережах є КЗ між фазами і фазою та землею.

Велика кількість споживачів працює в мережах напругою 0,4 кВ, 6 і 10 кВ (останнім часом знайшли широке застосування мережі напругою 0,66 кВ). Для живлення стаціонарних силових споживачів і освітлювальних приладів загального призначення застосовуються трифазні чотирипровідні мережі напругою 380/220 В з глухозаземленою нейтраллю. Силові споживачі переважно живляться лінійною напругою, а освітлювальні прилади — фазною напругою. Потужні силові споживачі, наприклад, електродвигуни потужністю 160 кВт і вище, живляться напругою 660 В, 6 і 10 кВ.

Основними аварійними режимами в таких мережах є: однофазне КЗ (до 60 %); трифазне КЗ (до 10 %); двофазне КЗ на землю (до 20 %); двофазне КЗ (до 10%).

Захист електричних мереж напругою до 1000 В здійснюється, як правило, апаратами захисту, а мережі напругою понад 1000 В мають релейний захист.

Найпоширенішими апаратами захисту мереж є автоматичні вимикачі і запобіжники. Якщо необхідний захист з високою швидкістю, чутливістю, то застосовують релейний захист, який виконаний на базі реле і автоматичних вимикачів.

Електричні мережі напругою до 1000 В в середині приміщень повинні мати також захист від перевантаження, який може бути реалізований на базі автоматичних вимикачів з тепловим або комбінованим розчеплювачами.

В освітлювальних пристроях основним аварійним режимом є КЗ. Захист від перевантаження вимагається лише для освітлювальних пристроїв, які експлуатуються в середині приміщень і у вибухопожежному середовищі. Найбільш поширеним апаратом захисту освітлювальних пристроїв є автоматичний вимикач. При включенні ламп розжарювання з'являється короточасний стрибок струму, який в 10-20 разів перебільшує номінальний струм. Приблизно за 0,06с струм знижується до номінального. За цей час і при таких значеннях стрибка струму автоматичний вимикач не повинен вимкнутися. Значення стрибка струму визначається потужністю ламп.

Із зростом споживачів, які є чутливі до перенапруг, найбільшого розповсюдження набув захист від імпульсних перенапруг. Причинами виникнення імпульсних перенапруг можуть бути комутації в електричних системах та грозові розряди. Комутаційні перенапруги є результатом: вмикання або вимикання споживачів великої потужності; резонансних коливань напруги в електричних мережах, зумовлених роботою перемикаючих приладів; пошкоджень у системах (обриви, к.з.). Грозові мікросекундні імпульси перенапруг виникають внаслідок: прямого удару блискавки в будинок або споруду; прямого удару в лінію електропередачі (імпульс перенапруги утворюється в наслідок протікання великого значення струму по зовнішньому колу й колу заземлення); непрямого удару блискавки (у ближні об'єкти, між хмарами) електромагнітні поля, які поширюються, наводять у зовнішніх та внутрішніх електричних колах високі імпульси напруги і відповідно струму, що може призвести до виходу з ладу різного роду обладнання; удару блискавки в землю (розрядний струм, який протікає по землі, може створити значну різницю потенціалів у системі заземлення).

Аналіз аварійних режимів асинхронного двигуна з короткозамкнутим ротором дозволяє визначити аварії, які найбільш часто зустрічаються при його роботі:

- обрив фази статорної обмотки;
- коротке замикання на клемах двигуна, або в статорній обмотці;
- загальмування ротора двигуна під час його пуску;
- технологічні перевантаження, які виникають під час його роботи;
- порушення охолодження, яке викликане несправністю системи примусової вентиляції.
- зниження опору ізоляції, яке викликане її старінням, внаслідок порушення нормального режиму експлуатації двигуна та його невідповідністю навколишньому середовищі (кліматичним виконанням).

Аварійні режими в колі асинхронного двигуна можуть трапитися через короткочасне підвищення струму в десятки разів порівняно з номінальним, або через тривале протікання струму перевантаження, в $5 \div 7$ разів що перевищує номінальне значення струму, викликане внаслідок збільшення прикладеного навантаження.

Для захисту електричних кіл від КЗ широко застосовуються автоматичні вимикачі з максимальним розчеплювачем струму, реле струму, запобіжники. Аварійні режими, наприклад, перевантаження за струмом, вимагають вибору найбільш ефективного захисту, при тій або іншій аварії. Так, найефективнішим захистом при обриві фази асинхронного двигуна є мінімальний струмовий захист і температурний захист. Менш ефективнішим є тепловий захист. Найефективнішим захистом при стопорінні роторі є максимальні реле струму і температурний захист. Менш ефективнішим – тепловий захист. При технологічному перевантаженні краще використовувати температурний захист. Ефективні також теплові реле. При порушенні охолодження двигуна лише температурний захист може захистити двигун. Зниження опору ізоляції статорної

обмотки двигуна може спровокувати як перевантаження в колі, так і КЗ. Для захисту при такому аварійному режимі застосовуються спеціальні пристрої контролю рівня ізоляції обмотки двигуна.

Широке розповсюдження силової напівпровідникової техніки вимагає застосування для її захисту ефективних пристроїв. Одним з головних недоліків силових напівпровідникових приладів є їх низька перевантажувальна здатність за струмом, що висуває жорсткі вимоги до вибору апаратів захисту (за швидкодією, селективністю і надійністю спрацьовування). В даний час для захисту силових напівпровідникових приладів від коротких замикань як зовнішніх, так і внутрішніх застосовують: швидкодіючі автоматичні вимикачі, напівпровідникові вимикачі, вакуумні вимикачі, імпульсні дугові комутатори, швидкодіючі плавкі запобіжники і ін. Доцільність застосування того або іншого захисту визначається конкретними умовами експлуатації силових напівпровідникових приладів.

7.7.1. Запобіжники

Запобіжники — це електричні апарати, призначені для захисту електричних кіл від струмів короткого замикання і перевантаження (рис. 7.14). У більшості випадків запобіжники використовуються для захисту електрообладнання від струмів короткого замикання. Для захисту від перевантажень електроустановок переважно використовують теплові реле або автоматичні вимикачі. Запобіжник в цьому випадку менш ефективний.





Рис. 7.14. Різні типи запобіжників.

Основним елементом запобіжника є плавка вставка постійного або змінного перетину, яка при струмах спрацьовування миттєво плавиться, з подальшим виникненням і гасінням електричної дуги, і відключає електричне коло.

За конструктивним виконанням запобіжники умовно можна поділити на відкриті (вставка не захищена патроном або розміщена в трубці, яка відкрита з торців), закриті (вставка розташована в закритому патроні) і засипні (вставка знаходиться в патроні, повністю заповненому дрібнозернистим наповнювачем, наприклад, кварцевим піском із домішкою оксиду кремнію SiO_2 , крейди (CaCO_3)).

Найбільш часто в якості матеріалів плавко вставок використовують мідь, цинк, алюміній, свинець і срібло. В засипних запобіжниках наповнювачі призначені для гасіння дуги та теплопровідності.

Крім запобіжників традиційного виконання є ще рідкометалеві запобіжники і запобіжники інерційного типу. У рідкометалевому запобіжнику в якості плавкого елемента застосовують рідкий метал (галій, олово і ін.), яким заповнюється канал патрону. Канал патрону розраховується на робочі струми. Запобіжник електрично (послідовно) і механічно зв'язаний із захисним апаратом, наприклад, автоматичним вимикачем. При спрацьовуванні такого запобіжника метал з рідкого стану переходить в пароподібний. Тиск, який при цьому виникає, через шток діє на розчеплювач автоматичного вимикача, який в свою чергу і відключає електричне коло. Відразу ж після цього пари металу знову переходять в рідкий стан (через 0,5—2 мс) і запобіжник готовий до повторного

спрацьовування. Інерційні запобіжники від звичайних відрізняються наявністю двох вставок різного перетину і виконання, які забезпечують захист споживача (найчастіше — асинхронних двигунів) як при значних струмах короткого замикання, так і при порівняно невеликих струмах перевантаження.

Основними параметрами запобіжника є номінальний струм I_n (він приводиться в паспортних даних) та граничний струм I_r . Граничний струм – це струм, при якому плавка вставка плавиться за час не менший за одну годину. В залежності від матеріалу вставки граничний струм може перевищувати номінальний на 10 – 70 %.

Робоча (захисна) часова струмова характеристика запобіжника має вигляд рис. 7.15.

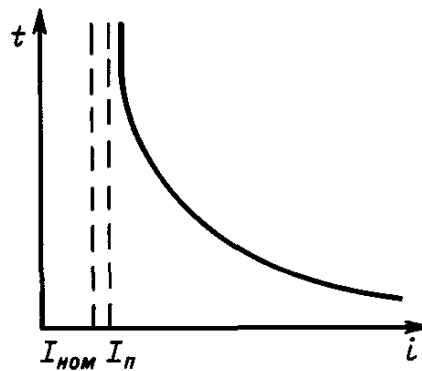


Рис. 7.15. Захисна характеристика запобіжника.

Граничний струм запобіжника відкритого типу або його мінімальний струм спрацьовування розраховується на основі балансу потужності, яка підводиться і відводиться, та оцінюється за співвідношенням:

$$I_r^2 \cdot \rho_0 \cdot l_{вст} = K_T \cdot \alpha \cdot S_{охол} \cdot (\Theta_{пл} - \Theta_0) \quad (7.29)$$

де K_T — коефіцієнт теплопередачі; $S_{охол}$ — площа поверхні охолодження; $\Theta_{пл}$ — температура плавлення матеріалу вставки; Θ_0 — температура навколишнього середовища; ρ_0 — питомий електричний опір матеріалу вставки; α — температурний коефіцієнт опору; $l_{вст}$ — довжина вставки; $S_{вст}$ — площа поперечного перетину вставки.

Граничний струм засипного запобіжника розраховується за формулою:

$$\text{[The picture can't be displayed.]} \quad (7.30)$$

де $D_{\text{вн}}$ і $D_{\text{зв}}$ – внутрішній і зовнішній діаметри трубки; $\lambda_{\text{н}}$ і $\lambda_{\text{т}}$ – теплопровідність наповнювача і матеріала трубки; d – діаметр плавки вставки.

Повний час спрацьовування запобіжника рівний:

$$t_{\text{сп}} = t_1 + t_2 + t_3, \quad (7.31)$$

де t_1 – час нагрівання вставки від температури навколишнього середовища до температури плавлення; t_2 – час плавлення вставки (час переходу матеріалу вставки з твердого в рідкий стан після досягнення температури плавлення); t_3 – час гасіння дуги.

Значення t_1 і t_2 визначаються з виразів:

$$\text{[The picture can't be displayed.]} \quad (7.32)$$

де S — площа перетину вставки; I — струм спрацьовування запобіжника; A_1 і A_2 – сталі інтегрування, які визначаються електрофізичними характеристиками матеріалу вставки, $A^2 \text{ с/мм}^4$.

Час гасіння дуги розрахунку не піддається і вираховується за емпіричними коефіцієнтами. З урахуванням цього, вирази для визначення повного часу спрацьовування мають вигляд:

а) для запобіжника відкритого типу:

$$\text{[The picture can't be displayed.]} \quad (7.33)$$

б) для засипного запобіжника:

$$\text{[The picture can't be displayed.]} \quad (7.34)$$

Важливим показником запобіжника є тепла характеристика – інтеграл квадрата струму в заданому проміжку часу. Ця характеристика дозволяє достатньо точно оцінити теплову дію струму, який проходить через нього, і

визначити захисну здатність запобіжника, особливо при малому часі спрацювання.

7.7.2. Автоматичні вимикачі

Автоматичні вимикачі (автомати) низької напруги (до 1000 В) (рис. 7.16) призначені для автоматичного захисту електричних мереж і електроустановок від аварійних режимів (коротких замикань, перевантажень, зниження і пропадань напруги, зміни напрямку струму, гасіння магнітного поля потужних генераторів в аварійних режимах і ін.), а також для оперативної комутації номінальних струмів. Автоматичні вимикачі можуть також використовуватися для нечастого вмикання і вимикання асинхронних двигунів. Основними параметрами автоматичних вимикачів є: номінальна напруга, номінальний струм, час відключення.



Рис. 7.16. Автоматичні вимикачі

Автоматичні вимикачі поділяються на:

- установочні (монтажні) і універсальні. Установочні автоматичні вимикачі мають захисний ізоляційний (пластмасовий) корпус і можуть встановлюватися в загальнодоступних місцях, універсальні – не мають такого корпусу і призначені для установки (монтажа) в розподільчих пристроях;
- швидкодіючі і не швидкодіючі. Швидкодія забезпечується самим принципом дії (поляризований електромагнітний або індукційно-динамічний

принцип і ін.), а також умовами для швидкого гасіння електричної дуги, подібно до процесів в струмообмежувальних автоматах;

– автомати зворотного струму. Вони спрацьовують лише при зміні напрямку струму в колі, яке захищається (поляризовані автомати вимикають коло лише при наростанні струму в прямому напрямі, неполяризовані – при будь-якому напрямі струму).

За виконанням автоматичні вимикачі розрізняються на неструмообмежувальні, струмообмежувальні і селективні.

Неструмообмежувальні вимикачі відключають коло, коли коротке замикання досягає сталого очікуваного значення.

Струмообмежувальні вимикачі обмежують струм короткого замикання шляхом швидкого введення в коло додаткового опору, який виникає за рахунок електричної дуги в автоматі і з подальшим швидким розмиканням короткого замикання. При цьому струм короткого замикання не досягає очікуваного максимального значення. Подібні вимикачі мають спеціальну контактну систему і відрізняються підвищеною швидкодією.

Селективні вимикачі дозволяють в процесі експлуатації регулювати струм і час спрацьовування максимального струмового захисту. Це дає можливість здійснити селективний захист споживачів і кіл.

Струмообмежувальні і селективні вимикачі є складнішими і дорогими апаратами і їх застосування повинно бути технічно і економічно обгрунтовано.

Основним елементом вимикача, який контролює стан електричного кола і видає команду на відключення при аварійних режимах, є вбудований в нього розчеплювач. Розчеплювач являє собою свого роду вимірювальним приладом і в залежності від типу захищає електричне коло від того або іншого аварійного режиму.

Розрізняють максимальні, мінімальні, нульові і незалежні розчеплювачі. Для захисту споживачів від перевантажень використовують максимальні розчеплювачі. Вони оснащені відсічкою. Найбільшого поширення набули

максимальні розчеплювачі електромагнітного і теплового типу. Електромагнітні розчеплювачі виконують функції захисту електричних кіл від великих перевантажень за струмом або від КЗ. Теплові розчеплювачі призначені для захисту електрообладнання від перевантажень, при струмах, які в 5-7 разів перевищують номінальний струм. Напівпровідникові розчеплювачі мають більш ширші можливості і призначені для захисту від різноманітних аварійних режимів (захист від КЗ, перевантажень за струмом) з великими можливостями регулювання.

Для більшості вимикачів напруга розмикання розчеплювача регулюється в межах 30 – 70% номінального.

Мінімальні і нульові розчеплювачі виконують захисні функції від пониження напруги в мережі. Наприклад, мінімальний розчеплювач забезпечує відключення вимикача при напрузі 70-35% від номінального, а нульовий розчеплювач — при 35-10% від номінального. Мінімальні розчеплювачі частіше використовуються для дистанційного розмикання автомата і переважно виконуються електромагнітного типу.

Незалежні розчеплювачі використовують для дистанційного керування (вимикання) автоматичним вимикачем.

В теплових розчеплювачах в якості активного елемента використовують біметалеву пластину. При протіканні по ній струму навантаження, більшого за номінальний струм цього вимикача, вона деформується і діє на механізм вимкнення вимикача.

Електромагнітний розчеплювач складається з електромагнітів, по котушках яких проходить струм вимикача. Електромагніти приводяться в дію лише при струмі аварійного перевантаження або струмі короткого замикання, і впливають на механізм вимкнення вимикача.

Комбінований розчеплювач містить розчеплювачі обох видів. Деякі вимикачі мають в своєму складі декілька розчеплювачів, які мають свої різні номінальні струми, які можуть регулюватися. Уставка на струм миттєвого

спрацьовування, або струм відсічки, означає, що при даному струмі спрацьовує електромагнітний розчеплювач даного вимикача.

Сучасні автоматичні вимикачі мають вбудовані розчеплювачі, які розраховані на задані номінальні струми. Номінальний струм розчеплювача $I_{\text{ном.р}}$ відрізняється від номінального струму вимикача $I_{\text{ном.а}}$, але не перевищує його. Автоматичний вимикач АК63 на номінальний струм 63 А може бути укомплектований розчеплювачами, розрахованими на струми 0,63 – 63 А. Тому вибір автоматичного вимикача здійснюється за номінальним струмом його розчеплювача.

Вимикачі розташовуються в розподільчому пристрої в стаціонарному або висувному виконанні. Вимикачі можуть комплектуватися ручним, двигунним і електромагнітним приводами в залежності від типу вимикача і його номінального струму.

7.7.3. Апарати теплового захисту

Для захисту електричних кіл від перевантажень (тривалого протікання струму, який в 5 – 7 разів перевищує номінальне значення, внаслідок прикладання до електроустановок великого нерозрахованого навантаження), широко застосовуються *апарати теплового захисту* з термобіметалевими виконавчими механізмами (рис. 6.17).



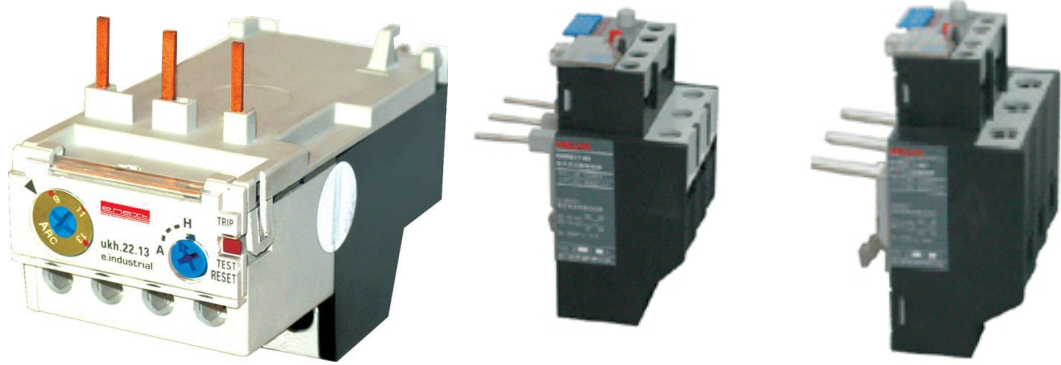


Рис. 7.17. Теплові реле

Термобіметалевий елемент містить біметалеву пластину, яка складається з двох шарів металу з різними температурними коефіцієнтами лінійного розширення α , які жорстко скріплені один з одним (так званій, активний і пасивний шар). Внаслідок нагрівання матеріала відбувається його деформація. Якщо один кінець пластини закріплений, а інший вільний, то її вільний кінець деформується у бік виробу матеріалу з меншим значенням α . Максимальний прогин термобіметалевої пластини буде рівний:



де α_1 , α_2 – температурні коефіцієнти лінійного розширення термоактивних матеріалів (наприклад, хромонікелева сталь і інвар); l – довжина біметалевої пластини; Θ – перевищення температури біметалічної пластини над температурою навколишнього середовища; δ – сумарна товщина біметалевої пластини.

Відомо три способи підігріву пластини нагрівальним елементом (рис. 7.18): безпосередній, непрямий і комбінований. Вибір способу підігріву визначається значенням струму, що протікає в колі.

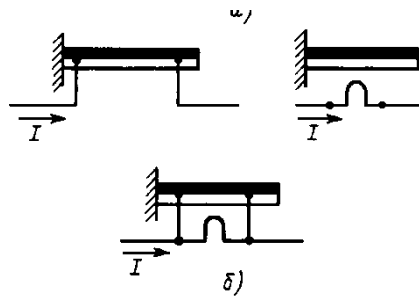


Рис. 7.18. Способи нагрівання біметалевих пластин.

Для компенсації впливу температури навколишнього середовища на характеристики теплових реле в них передбачена термокомпенсація у вигляді додаткової біметалева пластини.

Теплові реле з термобіметалевими пластинами знайшли широке застосування для захисту обмотки статора двигуна від тривалого протікання струмів перевантаження, як в режимі пуску двигуна, так і в режимі технологічних перевантажень. Вони відносяться до апаратів захисту побічної дії, оскільки реагують не на перевищення температури нагріву об'єкту, а на струм, що викликає це перевищення. Звідси недоліками теплових реле є:

- мала термічна стійкість до надструмів, які протікають в реле;
- нерегульованість захисної характеристики;
- тривалий час спрацювання і втрати енергії;
- великий розкид в спрацюванні реле;
- необхідність охолодження після спрацювання.

Перевагами теплових реле є:

- відносно малі розміри, маса і вартість;
- простота конструкції;
- надійність в експлуатації.

Теплові реле в сукупності з лінійними контакторами (магнітні пускачі) застосовуються для захисту двигунів, що працюють в тривалому режимі (робочий період складає не менше 30хв.). Застосовувати теплові реле для захисту двигунів, які працюють в повторно-короткочасних режимах, недоцільно зважаючи на чутливість нагрівального елемента до його теплового стану, який обумовлений

циклічним характером струмового навантаження, що змінить часові характеристики теплового реле. Це може призвести до помилкових спрацювань реле.

Важливими параметрами теплового реле є: номінальна напруга реле $U_{\text{ном}}$; номінальний струм реле $I_{\text{ном}}$; номінальний струм нагрівального елемента $I_{\text{ном.нагрів}}$ (найбільший струм, який при тривалому протіканні через нагрівальний елемент не призводить до спрацювання реле); номінальний струм уставки реле $I_{\text{ном.уст}}$ (найбільший тривалий струм, який при певному налаштуванні реле не викликає його спрацювання).

Якщо реле має змінні нагрівальні елементи, то мінімальний номінальний струм реле рівний найбільшому із номінальних струмів нагрівальних елементів, які можуть бути використані в даному реле; якщо ж реле виконане з регулятором, то значення струмів $I_{\text{ном}}$ і $I_{\text{ном.нагрів}}$ відповідають середньому положенню регулятора.

Основною характеристикою реле є залежність часу спрацювання реле $t_{\text{сп}}$ від кратності струму I , який протікає через його нагрівальний елемент по відношенню до номінального струму нагрівача $I_{\text{ном.нагрів}}$.

Час повернення теплових реле в робочий стан (у реле без самоповернення або без кнопки повернення) не перевищує 2 – 3 хв. За наявності механізму самоповернення і кнопки повернення воно становить 30 – 60 с.

Сучасні магнітні пускачі комплектуються тепловими реле нового покоління. Так, реле серії РТЛ має триполюсне виконання, механізм для прискореного спрацювання при обриві фази статорної обмотки двигуна, регулятор струму не спрацювання і незмінні нагрівальні елементи. Реле укомплектоване пристроєм термокомпенсації і має високу швидкодію. Воно розраховане на струми до 200А і призначене для комплектації магнітних пускачів серії ПМЛ. Реле серії РТТ (для магнітних пускачів серії ПМА) мають аналогічні характеристики і розраховані на номінальні струми до 630А.

7.7.4. Апарати температурного захисту

Основним недоліком теплового реле є те, що воно виконують свої захисні функції не за прямими показником. Реле реагує не на температуру нагріву обмотки двигуна, а на струм, що викликає цей нагрів. Оскільки сталі часу теплового реле і електрообладнання, яке захищається, часто сильно відрізняються одна від одної важко погоджувати їх захисні характеристики.

Температурні захисні характеристики залежать безпосередньо від температури нагріву електрообладнання, яке захищається, і відносяться до захисту прямої дії.

Для контролю температури використовуються *температурні датчики*, наприклад терморезистори і позистори (рис. 7.19). Оскільки датчики температури вбудовуються в статор обмотки двигуна, то такий захист називають вбудованим температурним захистом. Існують біметалеві контактні і напівпровідникові терморезистори, опір яких залежить від температури.





Рис. 7.19. Температурні датчики.

Напівпровідникові терморезистори бувають з негативним температурним коефіцієнтом опору - термістори (при підвищенні температури опір зменшується) і з позитивним температурним коефіцієнтом опору (при підвищенні температури опір підвищується) - позістори. Найбільшого поширення набули позістори, опір яких при збільшенні температури збільшується стрибкоподібно. Порогове значення опору спрацьовування апарату для різних типів позісторів різне. На рис. 7.20 приведена залежність опору позісторів від температури при послідовному

з'єднанні трьох позисторів. При цьому крутизна характеристики (чутливість захисту) зростає.

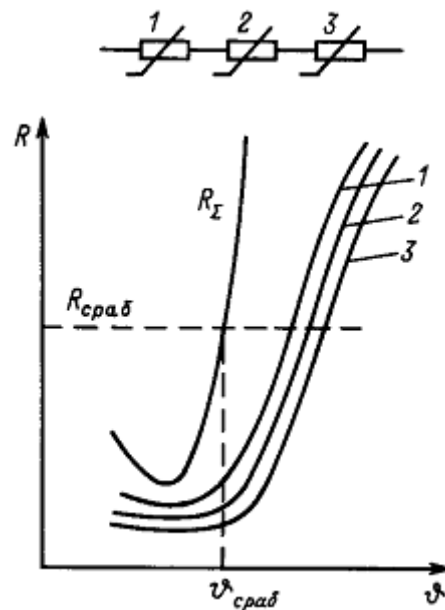


Рис. 7.20. Залежність опору позисторів від температури при послідовному з'єднанні трьох позисторів

В залежності від класу ізоляції обмоток двигуна позистори вибираються для $t_{спрац} = 105, 115, 130, 145$ і 160 °С. При зміні температури позистора на $+20$ °С від нормальної його опір за 12 с збільшується майже в 3 рази.

Особливо ефективно позисторні апарати захисту працюють в умовах порушення охолодження електродвигуна, а також при його частих пусках і реверсах, регулюванні частоти обертання. Однак при загальмуванні ротора або обриві фази обмотки статора, коли швидкість наростання температури досягає 10 °С за секунду, в секунду датчик не в змозі відреагувати на зростання температури через його теплову інерцію, що може привести до перегріву двигуна при такій схемі його захисту. Іншими недоліками апаратів температурного захисту є: нечутливість до струмів короткого замикання і складність монтажу датчиків температури. Датчики встановлюються в пазах обмотки статора або на лобовій частині двигуна.

7.7.5. Апарати струмового захисту

До апаратів струмового захисту відносяться всі пристрої захисту, які контролюють струм в колі. Це запобіжники, автоматичні вимикачі, максимальні і мінімальні струмові реле. До апаратів струмового захисту можна віднести і теплові реле.

Апарати струмового захисту зазвичай захищають споживачів від перевантажень, від обриву фази, а електричні кола від коротких замикань.

Серед апаратів струмового захисту особливе місце займають реле мінімального і реле максимального струмів (рис. 7.21).

Реле мінімального струму призначене для захисту двигунів від обриву фаз. У простій схемі використовуються три реле мінімального струму, які включені у кожен фазу живлення електродвигуна, а нормально розімкнені контакти цих реле сполучені послідовно з колом керування магнітного пускача. При нормальній роботі електродвигуна всі три реле мінімального струму включено. При обриві будь-якої фази, струм перестає протікати через дану фазу і реле вимикається, розриваючи коло керування магнітного пускача. Електродвигун відмикається від мережі.



Рис. 7.21. Реле струму

Реле максимального струму можуть виконувати функції захисту споживачів від великих перевантажень за струмом і захист електричних кіл від короткого

замикання на затисках споживачів, і в самому колі. При нормальній роботі споживача реле максимального струму не вмикається. При великому навантаженні або короткому замиканні одне або всі реле, які включені в різні фази живлення, спрацюють і своїми нормально розімкнутими контактами розмикають коло керування магнітного пускача. Також їх використовують в схемах керування електроприводами для виконання функцій керування. Так при пуску двигуна постійного струму, внаслідок пускового струму спрацьовує реле струму, яке включене в силове коло. При розгоні двигуна струм починає спадати і при досягненні певного значення реле струму перестає працювати, тим самим здійснюючи певні перемикання в колі керування. Основним недоліком реле максимального струму є те, що вони не реагують на обрив фази і їх не можна відрегулювати на невеликі перевантаження за струмом в колі.

Час спрацьовування реле не більше 0,1с при струмі, рівному $1,2I_{спр}$ і не більше 0,03с при струмі $3I_{спр}$.

Реле максимального струму в колі керування асинхронними двигунами вибираються за номінальним струмом котушки реле, який повинен бути не менше номінального струму двигуна і за уставкою на струм спрацьовування $I_{уст}$ реле.

Для роботи в колі асинхронного двигуна з короткозамкнутим ротором уставка на струм спрацьовування реле підстроюється від пускового струму двигуна як:

$$I_{уст} \geq (1,3 \div 1,5)I_{п.}$$

а для асинхронного двигуна з фазним ротором – від номінального струму

$$I_{уст} \geq (2,25 \div 2,5)I_{ном.д.}$$

де $I_{ном.д}$ і $I_{п.}$ – відповідно номінальний і пусковий струм двигуна.

Контакти вибраного струмового реле перевіряються на комутаційну здатність.

7.8. Контактори та магнітні пускачі

Контактор – це електричний апарат, призначений для комутації силових електричних кіл як при номінальних струмах, так і при струмах перевантаження (рис. 7.22). Найбільшого поширення набули контактори, в яких замикання і розмикання контактів здійснюється під впливом електромагнітного приводу. Контактори бувають постійного і змінного струму.



Рис. 7.22. Контактор

Магнітний пускач – це електричний апарат, призначений для пуску, зупинки, реверсу і захисту електродвигунів (7.23). Його практично єдина відмінність від контактора – наявність пристрою захисту (теплого реле) від струмових перевантажень.

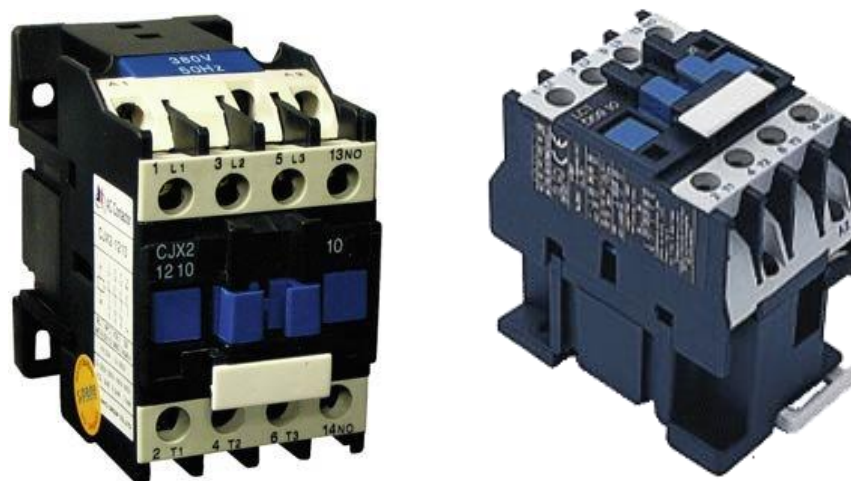


Рис. 7.23. Магнітний пускач

Основними технічними параметрами контактора є його:

- механічна і комутаційна зносостійкість;
- номінальний струм головних (силових) контактів;
- граничний струм;
- номінальна напруга кола;
- допустиме число включень в годину;
- час вмикання і вимикання.

Під механічною зносостійкістю розуміється число циклів вмикання-вимикання (без струмового навантаження) без якої-небудь заміни його елементів і вузлів. У сучасних контакторах механічна зносостійкість досягає 10 – 20 млн. операцій. Комутаційна зносостійкість визначається зносом контактів під дією електричної дуги при комутації кола під навантаженням і характеризується таким числом операцій вмикання-вимикання, після якого необхідна заміна контактів (зазвичай після 3 – 5 млн. спрацьовувань). Час вмикання – це час від моменту подачі напруги на електромагнітний привід до моменту початку руху якоря електромагніту. Час вимикання – це час від моменту знеструмлення електромагніту до моменту розмикання контактів.

Для кращого використання апаратів в реальних умовах роботи стосовно заданих умов експлуатації введено поняття „категорія застосування” яке регламентується відповідним стандартом.

Магнітні пускачі поділяються за:

- призначенням (нереверсивні, реверсивні);
- ступенем захисту (IP00, IP30 і IP54);
- наявністю теплових реле (без теплових реле і з тепловими реле);
- видом блокування в реверсивних пускачах (з електричним блокуванням, з електричним і механічним блокуванням);
- наявністю вбудованих в оболонку пускача кнопок керування (без кнопок керування і з кнопками керування);

– напругою головного кола (380 і 660 В, пускачі на напругу 380 В, окрім пускачів нульової величини, повинні допускати роботу в установках з номінальною напругою 500 В).

Вмикання магнітних пускачів може здійснюватися вручну за допомогою кнопкової станції і автоматично за допомогою давачів автоматики безпосередньо або через проміжні реле, за допомогою блок-контактів інших пускачів. Розмикання пускачів здійснюється вручну або при аварійних режимах за допомогою теплових реле або реле максимального струму, при розмиканні, що блокуються з ними інших пускачів, при дії пристроїв автоматики.

За ступенем захисту магнітні пускачі мають виконання IP00 і IP54. При ступені захисту IP54 пускачі можуть мати кнопки керування і сигнальний діод. Частота включень в годину, для механічної зносостійкості при номінальному струмі, для пускачів 1 – 5-ої величин – 3600, а для пускачів 6-ої і 7-ої величин – 2400.

Контактори поділяються за:

- родом струму головного кола: постійного струму, змінного струму, постійного і змінного струмів;
- родом струму кола керування: постійного і змінного струмів;
- номінальним струмом головного кола: на струми 4; 6,5; 10; 16; 25; 40; 63; 100; 160; 250; 400; 630; 1000; (2500) А;
- номінальною напругою головного кола: на постійну напругу 220; 440; 600 В, на змінну напругу 380 (500) і 660 В;
- номінальною напругою, яка підводиться до котушок контактора; на постійну напругу 24, 48, 60, 110, 220 В; на змінну напругу 24, 36, 110, 127, 220, 230, 240, 380, 400, 415, 500, 660 В частотою 50 Гц і 110, 220, 380, 440 В частотою 60 Гц;
- наявності і виконання допоміжних контактів;
- кількістю головних полюсів: від одного до п'яти;
- способом приєднання провідників;

- класом, відповідно частоті включень (Клас 0,3 1 3 10 30. Допустима частота включень в годині..... 30 120 300 1200 3600);
- категорією застосування;
- дією кліматичних чинників;
- ступенем захисту, за винятком спеціальних контакторів – IP00.

Роботу контактора можна оцінити двома залежностями: сумарною характеристикою протидіючих зусиль (від зворотної і контактної пружин) і тяговою характеристикою електромагнітного приводу (рис. 7.24). Для того щоб контактор працював повинна дотримуватися умова: тягова характеристика електромагніту 1 повинна в усіх точках проходити вище за характеристику протидіючих зусиль 2 при мінімально допустимій напрузі на котушці (15% пониження напруги по відношенню до номінального). По горизонтальній осі прийнято відкладати значення зазору між якорем і магнітопроводом, по вертикальній – приведені до цього зазору тягові і протидіючі зусилля. На рис. 7.24 позначено: точка а — момент дотику контактів; частина характеристики між точками б-в – провал контактів; в-г – зазор між контактами (зазор між якорем і сердечником); а-в – попереднє стиснення контактної пружини (воно необхідне для запобігання зварюванню і вібрації контактів при вмиканні струмового навантаження).

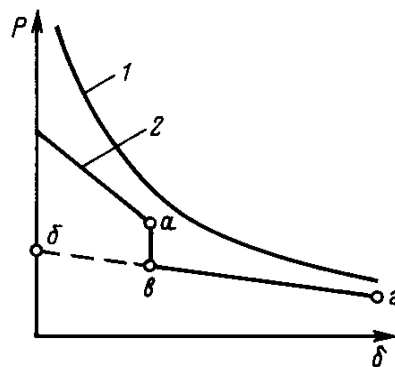


Рис. 7.24. Тягова і протидіюча характеристики контактів.

Контактори і пускачі, які випускаються промисловістю, часто розробляються для певного типу об'єкту керування. Наприклад, для вмикання і вимикання асинхронних двигунів з короткозамкнутим ротором рекомендується застосовувати контактори КМ13, КТ123, пускачі серії ПМЕ, ПМА і ПМЛ і ін., в силових колах генераторів і двигунів постійного струму застосовуються контактори КП7 і КП207 і т.д. Для об'єктів керування з високим ступенем відповідальності, а також для об'єктів, що працюють в спеціальних умовах (у вибухонебезпечних середовищах, з підвищеною температурою і вологістю, понад 1000 м над рівнем моря, з високим рівнем вібрації і трясіння і ін.) розробляється спеціальна апаратура керування.

7.9. Порядок вибору контакторів і магнітних пускачів для керування і захисту електричних двигунів

Правильний і раціональний вибір пускозахисних апаратів для кіл керування споживачів електричної енергії (електроосвітлювальної апаратури, електричних двигунів і т. д.) є основою при розробці схем керування і захисту. Різноманітність схем керування як за потужністю, так і за ступенем відповідальності, надійності, економічності вимагає великої різноманітності виконавчих елементів, правильний вибір яких багато в чому визначає техніко-економічні показники об'єкту керування в цілому. Серед основних показників, що характеризують якість виконавчих елементів, можна виділити: надійність, економічність, достатній термін експлуатації, малі масу і габаритні розміри, невеликі експлуатаційні витрати, низьку вартість, високу технологічність і т.д. Вибір тих або інших показників якості (як правило, суперечливих) залежить від об'єкту керування і вимог, які ставляться до нього.

Розглянемо методику вибору контакторів і магнітних пускачів та виділимо параметри, за якими здійснюється їх вибір. Контактори або пускачі повинні вибиратися за наступними основними технічними параметрами:

- призначення і область застосування;
- родом струму, кількістю і виконанням головних і допоміжних контактів;

- номінальною напругою і струмом головного кола;
- категорією застосування;
- режимом роботи;
- кліматичним виконання і категорії розміщення;
- механічною і комутаційною зносостійкістю;
- номінальною напругою і потужністю споживання вмикаючих котушок.

Теплові реле, які вбудовуються в магнітні пускачі, вибираються за наступними основними параметрами:

- типом виконання;
- конструктивними особливостям;
- номінальним струмом нагрівального елемента;
- струмом неспрацьовування (уставки за струмом) і діапазону його зміни;
 - часом спрацьовування (при 20% збільшенні струму по відношенню до номінального значення);
 - часом спрацьовування при струмах перевантаження (наприклад, при пусковому струмі двигуна).

За типом виконання теплові реле випускаються одно-, двух- і триполюсні. Ступінь захисту і кліматичне виконання реле визначаються пускачами, в які вони монтуються.

Теплові реле можуть мати пристрій температурної компенсація, регулятор уставки струму неспрацьовування, пристрій самоповернення (дистанційного повернення або ручного), можливість заміни нагрівального елемента. Конструктивні особливості реле визначаються і кількістю комутуючих контактів. Вибір типу теплового реле, який вбудованого в магнітний пускач, проводиться з умови рівності номінального струму нагрівача і двигуна:

$$I_{\text{ном.нагрів}} = I_{\text{ном.дв.}} \quad (7.35)$$

Магнітні пускачі серіїв ПМА і ПМЕ мають вбудовані теплові реле типу РТТ, а пускачі серії ПМЛ — реле типу РТЛ. Реле РТТ і РТЛ виконані з регулятором струму уставки (струму неспрацьовування реле) і температурним

компенсатором, що дозволяє значно зменшити вплив температури навколишнього середовища на часові характеристики реле .

Знаючи межі регулювання струму неспрацьовування, які змінюються для теплового реле РТТ в межах 0,85—1,15, а для РТЛ — в межах 0,75—1,25 номінального струму нагрівального елемента, визначають діапазон зміни номінального струму нагрівального елемента

$$I_{\text{неспрац.мак}} \geq I_{\text{ном.нагрів}} \geq I_{\text{неспрац.мін}}, \quad (7.36)$$

де $I_{\text{неспрац.мін}} = (0,75 \text{ або } 0,85)I_{\text{ном.нагрів}}$; $I_{\text{неспрац.мак}} = (1,15 \text{ або } 1,25)I_{\text{ном.нагрів}}$.

Якщо пристрій температурної компенсації в реле відсутній, то необхідно врахувати вплив температури навколишнього середовища на вибір струму $I_{\text{ном.нагрів}}$, значення якого зменшується:

$$I_{\text{ном.нагрів}} = I_{\text{ном.нагрів}} \cdot \left[1 - \delta \cdot (T_{\text{навк.сер.}} - T_{\text{ном.навк.сер.}}) \right], \quad (7.37)$$

де δ – коефіцієнт зміни номінального струму нагрівального елемента на кожні 10°C різниці ($T_{\text{навк.сер.}} - T_{\text{ном.навк.сер.}}$), %; $T_{\text{ном.навк.сер.}}$ – номінальна напруга навколишнього середовища, °C (приймається $T_{\text{ном.навк.сер.}} = 35^\circ\text{C}$). Коефіцієнт δ береться з паспорта реле.

З виразу (7.37) з урахуванням (7.35) визначається номінальний струм нагрівального елемента за яким вибираються нагрівальний елемент, тип і виконання теплового реле:

$$I_{\text{ном.нагрів}} = \frac{I_{\text{ном.дв}}}{\left[1 - \delta \cdot (T_{\text{навк.сер.}} - T_{\text{ном.навк.сер.}}) \right]}. \quad (7.38)$$

Якщо реле знаходиться за межами корпусу пускача, то $I_{\text{ном.нагрів}}$ приймається на 15 – 20% більше розрахункового.

При включенні нагрівального елемента у вторинну обмотку трансформатора струму в (7.34) $I_{\text{ном.дв}}$ необхідно підставити відношення

$$\frac{I_{\text{ном.дв}}}{I_{\text{ном.дв}}} = \dots, \quad (7.39)$$

де $K_{\text{т}}$ — коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

Для захисту теплових реле від струмів короткого замикання використовуються максимальні струмові реле, запобіжники або автоматичні вимикачі. Час спрацьовування $t_{\text{сп}}$ вибраного теплового реле при 20% збільшенні струму в обмотці двигуна, тобто при $I_{\text{сп}} = 1,2I_{\text{ном.нагрів}}$, не повинний перевищувати 20 хв. Для визначення $I_{\text{сп}}$ користуються захисною характеристикою реле $t_{\text{сп}} = f(I/I_{\text{ном.нагрів}})$.

При пуску двигуна час спрацьовування $t_{\text{сп}}$ теплового реле повинен бути більшим за час пуску $t_{\text{п}}$ ненавантаженого двигуна, тобто

$$1,5t_{\text{п}} \geq t_{\text{сп}} \geq t_{\text{п}}. \quad (7.40)$$

Якщо ця умова не виконується, то необхідно змінити $I_{\text{ном.нагрів}}$ в межах регулювання струму неспрацьовування або замінити тепловий нагрівальний елемент.

Після вибору теплового реле для магнітного пускача будується захисна характеристика реле і характеристика навантаження двигуна, та перевіряється правильність їх вибору.

Приклад. *Вибрати контактор (магнітний пускач) для керування і захисту асинхронного двигуна серії 4А.*

Для керування і захисту від тривалих струмів перевантаження асинхронного двигуна часто використовують контактори у поєднанні з тепловими реле або магнітні пускачі, в яких контактор і реле разом з кнопками керування вбудовані у захисний кожух і є автономними апаратами.

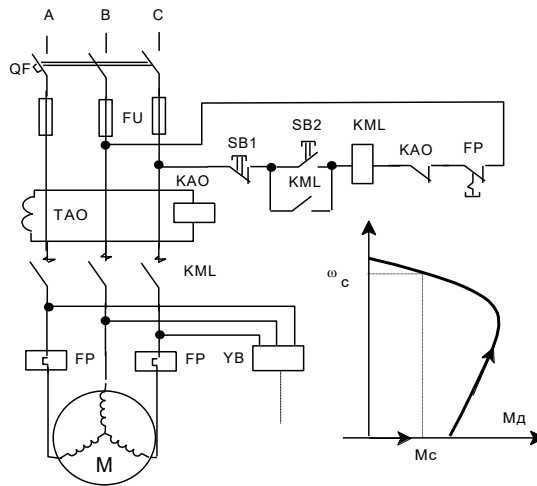


Рис. 7.25. Схема прямого пуску асинхронного двигуна і його пускова характеристика

Виберемо контактор (магнітний пускач) для керування і захисту асинхронного двигуна 4AP132S4, що працює в тривалому режимі. Паспортні дані двигуна $P_{\text{ном}} = 7,5$ кВт; $\eta_{\text{ном}} = 87,5\%$; $\cos\varphi = 0,86$; $U_{\text{ном.л}} = 380$ В; $k_I = 6,5$; $t_{\text{п}} = 5$ с.

За типом двигуна визначаємо його параметри. Основні технічні параметри, за якими здійснюється вибір, наступні:

- *призначення і область застосування;*
- *рід струму, кількість і виконання головних та допоміжних контактів.* Рід струму — змінний, частота — 50 Гц; згідно схеми включення двигуна (рис. 7.25) апарат повинен мати не менше трьох силових нормально розімкнутих контактів і одного допоміжного нормально розімкнутого контакту;
- *номінальна напруга і струм силового кола.* Номінальна напруга — 380В; номінальний струм не повинен бути нижче за номінальний струм двигуна;
- *категорія застосування.* Апарат повинен працювати в одній з категорій застосування: АС-3 або АС-4;
- *режим роботи.* Режим роботи апарату – тривалий з частими прямими пусками двигуна;
- *кліматичне виконання і категорія розміщення.* Апарат призначений для експлуатації в середовищі з помірним кліматом (У) в категорії розміщення — 3.

В якості техніко-економічних показників (показників якості) вибираємо комутаційну зносостійкість (цей показник основний і його „вага" — 0,7) і масу апарату (його „вага" — 0,3).

1. Попередній розрахунок.

Перш ніж здійснити вибір апарату за основними технічними параметрами, необхідно розрахувати номінальний і пусковий струми двигуна:



Пусковий струм двигуна (його діюче значення)

$$I_{\text{п}} = k_{\text{I}} \cdot I_{\text{ном.дв.}} = 6,5 \cdot 15,1 = 98,2 \text{ А.}$$

Ударний пусковий струм (амплітудне значення)

$$I_{\text{уд.п}} = (1,2 \div 1,4) \cdot I_{\text{п}} = 1,3 \cdot 98,2 = 180,5 \text{ А}$$

2. Вибір апаратів за основними технічними параметрах.

На початку вибираємо магнітний пускач з вбудованим тепловим реле за основними технічними параметрами для заданої схеми (рис. 7.25). По каталогу вибираємо, для прикладу, два магнітних пускача. Перший – тип пускача ПМЛ 221002 (його параметри: $I_{\text{ном}} = 25 \text{ А}$, $I_{\text{ном.роб.}} = 22 \text{ А}$, категорія застосування АС3, ІР54, час спрацювання теплового реле при $6I_{\text{ном}}$ $t_{\text{сп}} = 4,5-9 \text{ с}$). Другий – тип пускача ПМЛ 222002 (його параметри: $I_{\text{ном}} = 25 \text{ А}$, $I_{\text{ном.роб.}} = 10 \text{ А}$, категорія застосування АС4, ІР54, час спрацювання теплового реле при $6I_{\text{ном}}$ $t_{\text{сп}} = 4,5-9 \text{ с}$).

Перевіримо можливість роботи вибраних апаратів в категоріях застосування АС3 і АС4.

У категорії застосування АС3 магнітний пускач в нормальному режимі комутації повинен працювати при пусковому струмі;

$$I_0 = 6I_{\text{ном.роб}} \geq I_{\text{п}},$$

а в режимі нечастих комутацій

$$I_0 = 10I_{\text{ном.роб}} \geq I_{\text{уд.п.}}$$

Обидві умови виконуються, оскільки

$$I_0 = 6 \cdot 22 = 132 \text{ А} > I_{\text{п}} = 98,2 \text{ А},$$

$$I_0 = 10 \cdot 22 = 220 \text{ А} > I_{\text{уд.п}} = 180,5 \text{ А}.$$

У категорії застосування АС4 магнітний пускач в нормальному режимі комутації повинен розмикати електричне коло по якому протікає струм (див. табл. 7.1)

$$I_0 = 6 \cdot 10 = 60 \text{ А,}$$

який є меншим пускового струму двигуна. У режимі нечастих комутацій струм

$$I_0 = 10 \cdot 10 = 100 \text{ А,}$$

менший ударного пускового струму двигуна, який виникає в колі.

Тому вибраний магнітний пускач, який призначений для роботи в категорії застосування АС4, в даних умовах не придатний.

Теплові реле серії РТЛ, які вбудовані в магнітні пускачі мають регульований час спрацьовування $t_{сп} = 4,5-9\text{с}$, що відповідає заданим умовам пуску двигуна ($1,5t_n \geq t_{сп} \geq t_n$).

На рис. 7.26, приведені пускова характеристика двигуна і захисна характеристика теплового реле.

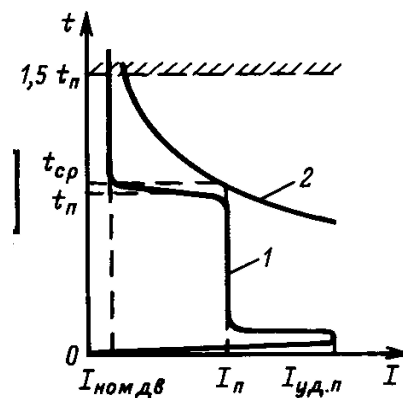


Рис. 7.26. Пускова характеристика двигуна (1) та захисна характеристика теплового реле (2)

Для реалізації схеми пуску двигуна можна використати контактор і додаткове теплове реле. Із довідника, для прикладу, вибираємо контактори МК2-30УЗБ і КМ2311-7. Технічні параметри контакторів: МК2-30УЗБ – $I_{ном} = 25\text{А}$, АС4, ІР00, кількість допоміжних контакторів – 2з-2р, УХЛ3; КМ2311-7 – $I_{ном} =$

25А, АСЗ, ІР00, кількість допоміжних контакторів – 1з-0р, М (ОМ).

Перевірка контакторів на працездатність в категоріях застосування АСЗ і АС4 показала, що контактори МК2-30 можуть працювати в категорії застосування АС4, контактори КМ2311 – в категорії застосування АСЗ.

В даному випадку для захисту двигуна від перевантаження підходять теплові реле серії ТРН. Час спрацьовування таких реле регулюється в діапазоні 3 – 25 с, що цілком прийнятно.

7.10. Вибір автоматичних вимикачів для захисту електричних мереж та електроустановок

Автоматичні вимикачі рекомендується вибирати за наступними основними технічними параметрами:

- призначенням, областтю застосування і виконання;
- родом струму і числу головних контактів;
- типом розчеплювача, який вбудований у вимикач;
- номінальним струмом розчеплювача;
- кратністю уставки струму відсічки до номінального струму розчеплювача (для максимально-струмових розчеплювачів);
- номінальною уставкою на струм спрацьовування теплового розчеплювача (для теплових розчеплювачів);
- часом спрацьовування теплового розчеплювача в режимі перевантаження;
- граничною комутаційною здатністю вимикача;
- типом під'єднання підвідних провідників;
- видом приводу вимикача;
- способом установки вимикача в низьковольтному комплектному пристрої;
- кліматичним виконанням, категорією розміщення і ступенем захисту;
- кількістю загальних циклів комутації і чкількістю комутацій під

навантаженням.

Така велика кількість технічних параметрів автоматичних вимикачів робить їх вибір достатньо складним і трудомістким.

Вибір вимикача здійснюється за номінальним струмом його розчеплювача.

Вимикачі з максимальним струмовим розчеплювачем оснащені відсічкою, кратність уставки якої по відношенню до номінального струму розчеплювача налаштовується від максимально можливого перевищення струму над номінальним значенням в процесі нормальної роботи споживача. Для асинхронного двигуна з короткозамкнутим ротором відсічка вимикача налаштовується на 10-20% більше від ударного пускового струму двигуна, тобто

$$I_0 = (1,1 \div 1,2) I_{уд.п.}$$

При цьому номінальний струм відсічки автоматичного вимикача $I_{ном.0}$ повинен бути не менший I_0 , але не повинен перебільшувати номінального значення струму КЗ в колі.

Номінальна уставка на струм спрацьовування теплового розчеплювача вимикача $I_{ном.т}$ рівна середньому значенню між струмом неспрацьовування розчеплювача — $1,1I_{ном.р}$ і нормованим значенням струму спрацьовування — $1,45I_{ном.р}$, тобто



Час спрацьовування теплового розчеплювача автоматичного вимикача визначається з його захисної характеристики за струмом перевантаження, який протікає в колі протягом тривалого часу.

Приклад. *Вибір автоматичних вимикачів з урахуванням їх селективності роботи.*

Вибрати автоматичні вимикачі з максимальним струмовим розчеплювачем для селективного захисту кола радіальної схеми живлення електродвигунів з короткозамкнутим ротором при виникненні короткого замикання на затисках

двигуна М2, враховуючи, що двигуни в схемі однакові. Параметри схеми наступні: потужність трансформатора живлення $S_{ном} = 1000$ кВА; напруга короткого замикання $U_k = 5,5\%$; співвідношення опорів системи живлення і трансформатора $x_c/x_T = 0,1$; довжина з'єднувального алюмінієвого кабелю $l_2 = 120$ м, $l_3 = 30$ м. Параметри двигуна такі самі, як і у попередньому прикладі.

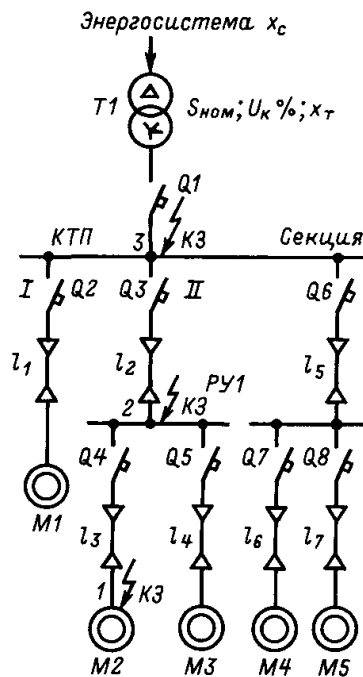


Рис. 7.27. Схема під'єднання асинхронних двигунів

1. Попередній розрахунок.

Визначаємо параметри навантаження: номінальний і пусковий струми двигуна М2 (див. попередній приклад):

$$I_{ном.дв} = 15,1 \text{ А}; I_{п} = 98,2 \text{ А};$$

$$I_{уд.п} = 180,5 \text{ А}.$$

Визначаємо очікуваний струм в колі при трифазному короткому замиканні на затисках двигуна в точці 1, в точці 2 і на затисках КТП в точці 3 (рис. 7.27). Для цього необхідно вибрати перетин з'єднувальних кабелів l_2 і l_3 . Згідно [ПУЕ] вибираємо алюмінієві трижильні кабелі з гумовою ізоляцією, які прокладені в одній трубі. Їх перетини для ділянки $l_2 - 2,5$ мм², для $l_3 - 8$ мм². Питомий електричний опір кабелів з алюмінієвими жилами при температурі провідника 65

°C складає:

$$r_{\text{пит3}} = 9,61 \text{ мОм/м}; x_{\text{пит3}} = 0,092 \text{ мОм/м};$$

$$r_{\text{пит2}} = 1,1 \text{ мОм/м}; x_{\text{пит2}} = 0,061 \text{ мОм/м}.$$

Активний і індуктивний електричний опір кабеля рівний:

$$r_{\text{к3}} = r_{\text{пит3}} \cdot l_3 = 9,61 \cdot 30 = 288,3 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{к3}} = x_{\text{пит3}} \cdot l_3 = 0,092 \cdot 30 = 2,76 \text{ мОм};$$

$$r_{\text{к2}} = r_{\text{пит2}} \cdot l_2 = 1,1 \cdot 120 = 132 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{к2}} = x_{\text{пит2}} \cdot l_2 = 0,061 \cdot 120 = 7,32 \text{ мОм}.$$

Активний і індуктивний опір трансформатора 6(10)/0,4кВ, потужністю 630 кВА, напругою КЗ – 5,5% при з'єднанні обмоток “трикутник-зірка” з нейтралю:

$$r_{\text{T}} = 2 \text{ мОм}; x_{\text{T}} = 8,6 \text{ мОм}.$$

Приймаючи перехідний опір контактів рівним 15 мОм знаходимо сумарні активний і індуктивний опори від трансформатора Т1 до місця КЗ (точка 1):

$$r_{\text{к3}} = r_{\text{T}} + r_{\text{к3}} + r_{\text{к2}} + r_{\text{ПК}} = 2 + 288,3 + 132 + 15 = 437,3 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{к3}} = x_{\text{с}} + x_{\text{T}} + x_{\text{к3}} + x_{\text{к2}} = 0,1 \cdot 8,6 + 8,6 + 2,76 + 7,32 = 19,54 \text{ мОм}.$$

Повний опір до місця КЗ рівний:

мОм.

Струм трифазного короткого КЗ в точці 1 рівний:

.

Струм двофазного КЗ в колах з ізольованою нейтралю рівний:

.

Ударний струм КЗ рівний:

$$i_{\text{уд1}} = k_{\text{уд}} I_{\text{кз1}}^3 = 1 \cdot 501 = 709 \text{ А},$$

де $k_{\text{уд}} = 1$ при $x_{\text{к3}}/r_{\text{к3}} = 0,05$.

Аналогічно визначаємо трифазного КЗ в точці 2:

$$r_{\text{к3}} = r_{\text{T}} + r_{\text{к2}} + r_{\text{ПК}} = 2 + 132 + 15 = 149 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{к3}} = x_{\text{с}} + x_{\text{T}} + x_{\text{к2}} = 0,1 \cdot 8,6 + 8,6 + 7,32 = 16,78 \text{ мОм};$$

мОм;



$$i_{уд2} = k_{уд} I_{кз2}^3 = 1 \cdot 1463 = 2069 \text{ А.}$$

Знаючи потужність трансформатора і співвідношення x_c/x_T , визначаємо струм трифазного КЗ на затисках КТП в точці 3. Для цього використаємо відомі залежності враховуючи $r_{пк}$. Отримаємо:

$$I_{кз3}^3 = 11280 \text{ А.}$$

2. Вибір автоматичного вимикача Q_4 (див. рис. 7.27).

Автоматичний вимикач, який є найближчий до об'єкту (асинхронному двигуну М2) вибирається:

а) за номінальним струмом розчеплювача

$$I_{ном.р} \geq I_{ном.дв} = 15,1 \text{ А;}$$

б) з умови не спрацювання відсічки при пуску двигуна. Номінальна відсічка розчеплювача вимикача Q_4

$$I_{ном.о.4} \geq I_0 = (1,1 \div 1,2) I_{уд.п};$$

$$I_0 = 1,1 \cdot 180,5 = 198,6 \text{ А.}$$

За каталогом вибирається автоматичний вимикач, в якого номінальний струм відсічки перевищує 198,6 А, або кратність уставки струму відсічки до номінального струму розчеплювача перевищує $198,6/I_{ном.р}$. Цим вимогам задовольняє вимикач ВА14-26-34 з номінальним струмом розчеплювача 20 А і номінальним струмом відсічки на 200 А (кратність уставки струму відсічки до номінального — 10);

в) за граничною комутаційною здатністю вимикача, значення якого повинне бути не менше струму короткого замикання в точці 1 — $I_{кз1}^3 = 501 \text{ А}$. Вибраний вимикач має граничну комутаційну здатність 4,5 кА;

г) з умови нормального пуску асинхронного двигуна

$$I_{кз}^3/I_{п} \geq 2 \text{ — при легкому пуску двигуна (} t_{п} \leq 5 \text{ с);}$$

$$I_{кз}^3/I_{п} \geq 3,5 \text{ — при важкому пуску двигуна (} t_{п} > 5 \text{ с).}$$

В даному випадку $I_{кз1}^3/I_{п} = 501/98,2 = 5,1$ і умова пуску двигуна виконується.

Вибраний автоматичний вимикач відноситься до класу неструмообмежуючих вимикачів, триполюсного виконання, з електромагнітним розчеплювачем, ручним приводом, стаціонарного виконання.

У табл. 7.4 приведені технічні параметри вибраного вимикача.

Таблиця 7.4

Технічні параметри автоматичних вимикачів

Автоматичний вимикач	Тип вимикача	Номінальний струм розчеплювача, А	Кратність уставки струму відсічки до номінального	Гранична комутаційна здатність
<i>Q4</i>	ВА14-26-34	20	10	4,5
<i>Q3</i>	ВА14-26-34	2	10	3
<i>Q1</i>	A3716Ф	100	3,9	5

3. Вибір автоматичного вимикача *Q3* (див. рис. 7.27).

Вибір автоматичного вимикача, який захищає розподільчий пристрій РУ1, здійснюється в наступній послідовності:

а) за номінальним струмом розчеплювача

$$I_{\text{ном.р}} \geq I_{\text{ном}};$$

де $I_{\text{ном}}$ – номінальний струм в лінії l_2 і він рівний 30,2 А.

Вибирається вимикач з номінальним струмом розчеплювача $I_{\text{ном.р}} = 32$ А.

б) за номінальною відсічкою розчеплювача автоматичного вимикача *Q3*

$$I_{\text{ном.о3}} \geq k_{\text{н.о}} I_{\text{ном.о.4}};$$

де $k_{\text{н.о}}$ — коефіцієнт надійності узгодження, приймається рівним $1,3 \div 1,5$ або розраховується з урахуванням розкидів спрацьовування відсічок.

Струм номінальної відсічки розчеплювача вимикача *Q3* визначається

$$I_{\text{ном.о3}} = 1,3 \cdot 200 = 260 \text{ А}.$$

При цьому кратність уставки струму відсічки до номінального струму розчеплювача вибирається рівною 10.

в) перевіряється вимикач $Q3$ на здатність комутувати струм короткого замикання в точці 2

$$I_{кз2}^3 = 1463 \text{ А.}$$

Струм граничної комутаційної здатності вибраного вимикача складає 3 кА, що вище за струм $I_{кз2}^3$.

Вимикач $Q3$ вибираємо аналогічний типу $Q4$, технічні параметри якого приведені в табл. 6.4.

4. Вибір автоматичного вимикача $Q1$ (див. рис. 7.27).

Вимикач, який розташований на КТП, захищає силовий трансформатор і енергосистему і повинен мати високу надійність. Як правило, це селективні вимикачі. Вони вибираються:

а) за номінальним струмом розчеплювача

$$I_{ном.р} \geq I_{\Sigma ном},$$

де $I_{\Sigma ном}$ – сумарний струм, який протікає в колі вимикача $Q1$, при одночасній роботі усіх двигунів.

$$I_{\Sigma ном} = 75,5 \text{ А.}$$

Вибирається вимикач серії А3716Ф з номінальним струмом розчеплювача $I_{ном.р} = 100 \text{ А}$.

б) за номінальною відсічкою розчеплювача автоматичного вимикача $Q1$:

$$I_{ном.о1} \geq k_{н.о} I_{ном.о3} = 1,3 \cdot 260 = 338 \text{ А;}$$

де $I_{ном.о3}$ – найбільший із струмів спрацьовування відсічок нижче розташованих вимикачів.

Кратність уставки струму відсічки до номінального струму розчеплювача вибираємо рівною 3,9.

в) із умови відключення струму трифазного короткого замикання в точці 3 – $I_{кз3}^3 = 11280 \text{ А}$

Струм граничної комутаційної здатності вибраного вимикача досягає 15 кА.

Якщо узгодити відсічки усіх вимикачів в колі не вдасться, то вимикач на

КТП вибирається селективним за часом. При цьому струм миттєвого спрацьовування третього ступеня захисту (вимикача $Q1$) $I_{\text{мит}}$ повинен перевершувати $I_{\text{кзз}}^3$ у точці 3.

Технічні параметри вибраного вимикача приведені в табл. 7.4.

7.11. Безконтактні напівпровідникові силові апарати (силові електронні ключі)

Комутація електричних кіл електромагнітними пускачами, контакторами, реле, апаратами ручного керування (рубильниками, пакетними вимикачами, перемикачами, кнопками і т. д.) здійснюється зміною в широких межах електричного опору міжконтактного проміжку, тобто, електричні контакти комутуючого елемента змінюють свій стан з провідного на непровідний. Опір міжконтактного проміжку при замкнутих контактах дуже малий, при розімкнених є дуже великим. У режимі комутації електричного кола відбувається дуже швидка стрибкоподібна зміна опору міжконтактного проміжку від мінімальних до максимальних граничних значень (вимкання), або навпаки (вмикання).

Безконтактними електричними апаратами (рис. 7.28) називають пристрої, призначені для вмикання і вимикання (комутації) електричних кіл без фізичного розриву самого кола. Основою для побудови безконтактних апаратів служать різні елементи з нелінійним електричним опором, величина якого змінюється в достатньо широких межах. Це силові напівпровідникові елементи: тиристори і транзистори. Поняття „силовий” означає, що здійснюється управління потоком електричної енергії на відміну від мікроелектронних пристроїв в системах управління, зв'язку, обробки і надання інформації, основне завдання яких управляти потоком інформації.



Рис. 7.28. Безконтактний триполюсний пускач на тиристорах серії ПТ

До силових напівпровідникових приладів відносяться прилади з максимально допустимим середнім струмом понад 10 А або імпульсним струмом понад 100 А. Силові напівпровідникові прилади працюють як електронні ключі в двох явно виражених станах - включеному, який відповідає високій провідності, і вимкненому, який відповідає низькій провідності. У цих режимах їх вольт-амперні характеристики подібні до характеристик нелінійних елементів релейного типу. Фізичною основою більшості таких приладів є напівпровідникові структури з різними типами електронної провідності. Управління електронною провідністю дозволяє здійснювати бездугову комутацію електричних кіл.

Силові напівпровідникові прилади можна класифікувати за різними ознаками.

За принципом дії силові напівпровідникові прилади розділяються на три основні види (діоди, транзистори, тиристоры) і підрозділяються на групи, які визначаються особливостями конструктивного і технологічного виконань, характером фізичних процесів і ін.

У кожній групі прилади можуть класифікуватися за робочою частотою (низькочастотні, високочастотні, імпульсні і ін.), а також за комутованою потужністю (малої потужності, середньої потужності, великої потужності).

Силові напівпровідникові прилади класифікуються *за ступенем керованості*, тобто можливості перевести прилад з провідного стану в непровідний і назад, впливаючи на нього сигналом керування малої потужності. За

ступенем керованості силові напівпровідникові прилади розділяють на дві групи:

– не повністю керовані прилади, які можна переводити в провідний стан, але не навпаки, наприклад, широко поширені звичайні тиристори (умовно до цієї групи можна віднести також і діоди, стан яких визначається полярністю прикладеної до них напруги);

– повністю керовані прилади, які можна переводити в провідний стан і назад сигналом керування (наприклад, транзистори). Сигнал керування електронного ключа формується електронним пристроєм (формувачем), що входить до складу системи керування апарату, перетворювача або іншого пристрою, що містить електронний ключ. Такий пристрій іменують крайовим каскадом системи керування або формувачем імпульсів, а в технічній літературі його часто називають „драйвером" (англ. driver). Основна функція драйвера полягає у формуванні сигналу керування, необхідного для включення або виключення ключа при дії інформаційного сигналу малої потужності. Функціонально драйвер аналогічний приводу електромеханічного комутаційного апарату.

Силові прилади розділяють також усередині окремих груп за основними параметрами, наприклад, за значенням і полярністю напруги, яка витримується, або допустимим струмам і іншими характерними ознаками.

В порівнянні з контактними апаратами безконтактні мають наступні переваги:

– не утворюється електрична дуга, яка здійснює руйнуючу дію на деталі апарату;

– час спрацьовування може досягати малих значень, тому вони допускають велику частоту спрацьовувань (сотні тисяч спрацьовувань в годину).

– не зношуються механічно.

В той же час, у безконтактних апаратах є і недоліки:

– вони не забезпечують гальванічну розв'язку в колі і не створюють

видимого розриву в колі, що важливо з погляду техніки безпеки;

–глибина комутації на декілька порядків менше ніж в контактних апаратів;

–габарити, вага і вартість безконтактних апаратів більша за контактні апарати при однакових технічних параметрах.

Безконтактні апарати, побудовані на напівпровідникових елементах, вельми чутливі до перенапружень і надструмів. Чим більший номінальний струм елемента, тим нижча зворотна напруга, яку здатний витримати цей елемент в непровідному стані. Для елементів, розрахованих на струми в сотні ампер, ця напруга вимірюється декількома сотнями вольт. Можливості контактних апаратів в цьому відношенні необмежені: повітряний проміжок між контактами з відстанню 1 см здатний витримати напругу до 30 000 В. Напівпровідникові елементи допускають лише короткочасне перевантаження за струмом. Протягом десятих доль секунд по ним може протікати струм в десятки разів більше по відношенню до номінального. Контактні апарати здатні витримувати стократні перевантаження за струмом протягом певного проміжку часу.

Падіння напруги на напівпровідниковому елементі в провідному стані при номінальному струмі приблизно в 50 разів більше, ніж на звичайних контактах. Це обумовлює великі теплові втрати в напівпровідниковому елементі в режимі тривалого протікання струму і необхідність в спеціальних пристроях, що охолоджують.

Все це говорить про те, що питанню вибору контактного або безконтактного апарату визначається заданими умовами роботи. При невеликих коматованих струмах і невисокій напрузі використання безконтактних апаратів є більш доцільним, ніж контактних. Безконтактні апарати не можна замінити контактними в умовах великої частоти спрацьовувань і великої швидкодії.

Однак, безконтактним апаратам надається перевага навіть при великих струмах, коли потрібно забезпечити підсилювальний режим управління кола. Але в даний час контактні апарати мають певні переваги перед безконтактними, якщо

при відносно великих струмах і напругах потрібно забезпечувати комутаційний режим, тобто просте вимикання і вмикання електричних кіл із струмом при невеликій частоті спрацьовувань апарату.

Істотним недоліком елементів електромагнітної апаратури, що комутують електричні кола, є низька надійність контактів. Комутація великих значень струму пов'язана з виникненням електричної дуги між контактами у момент розмикання, яка викликає їх нагрів, оплавлення і, як наслідок, вихід апарату з ладу.

В установках з частим вмиканням і вимиканням силових кіл ненадійна робота контактів комутуючих апаратів негативно позначається на працездатності і продуктивності всієї установки. Безконтактні електричні комутуючі апарати позбавлені вказаних недоліків.

РОЗДІЛ 8.

ПРОТИПОЖЕЖНІ ВИМОГИ ДО ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

8.1. Основні терміни та вимоги до електроустановок

Згідно ПУЕ електричною установкою називається сукупність машин, апаратів, ліній и допоміжного обладнання (разом з будівлями і приміщеннями, в котрих вони встановлені), які призначені для виробництва, трансформації, передавання, розподілу електричної енергії і перетворення її в інші види енергії.

Таким чином крім силового електричного обладнання (трансформаторів, реакторів, кабельних і повітряних ліній, конденсаторів, вимикачів, роз'єднувачів, короткозамикачів і інших комутуючих апаратів, а також приладів для контролю за режимами і пристроїв захисту від аварійних режимів, які знаходяться безпосередньо під напругою) до електроустановок відносяться також портали, приміщення підстанцій, приміщення розподільчих пунктів, підвісна та опорна арматура і ін, які не знаходяться безпосередньо під напругою, але за певних обставин можуть виявитися під напругою. Переважно це виникає тоді, коли пошкоджуються ізолятори повітряних ліній, розподільчих і збірних шин, або пробивається ізоляція струмопровідних частин електрообладнання на несучій конструкції.

Трансформатори і вимикачі встановлюються у комірках таким чином, щоб було зручно і безпечно контролювати рівень оливи з боку коридорів чи проходів, а також обслуговування кранів для взяття проб оливи не вимикаючи апаратів від напруги. У комірках повинні бути передбачені віддалі та проходи для зручного обслуговування, ремонту і заміни вимикачів, підтягування болтових з'єднань шин та контактів тощо. Кольори однойменних шин, кінців кабелів і інших частин електроустановок повинні бути однакові, зокрема фаза «А» фарбується у жовтий колір, фаза «В» у зелений, фаза «С» у червоний. Нульовий провід фарбується білим кольором якщо ізольований від заземлення і чорним кольором, коли з'єднаний із заземленням. Однофазні відгалуження окремих фаз від трифазної

системи фарбуються відповідними кольорами . Якщо живлення споживачів відбувається від автономної однофазної мережі змінного струму, то провід, який приєднаний до початку обмотки джерела живлення фарбується жовтим кольором, а провід приєднаний до початку обмотки джерела живлення – червоним кольором. В системах живлення постійного струму шина з додатнім потенціалом фарбується червоним кольором, шина з відємним потенціалом – синім кольором, а середня шина - білим.

Якщо шини розміщені горизонтально, то першою від проходу повинна бути шина фази «С», середньою «В» а найвіддаленішою фаза «А»..

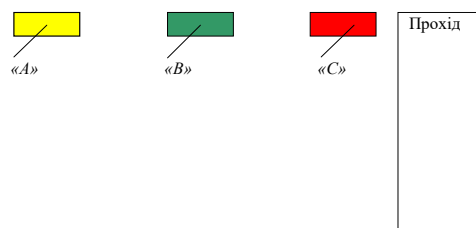


Рис. 8.1. Горизонтальне розміщення шин

У разі розміщення шин вертикально верхньою повинна бути шина фази «А» середньою – фази «В» а нижньою – фази «С»..

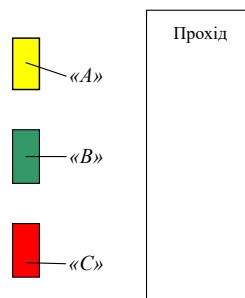


Рис. 8.2. Вертикальне розміщення шин

Відгалуження від збірних шин виконуються таким чином, що спуски шин розміщені з ліва на право у порядку «А»-«В»-«С».

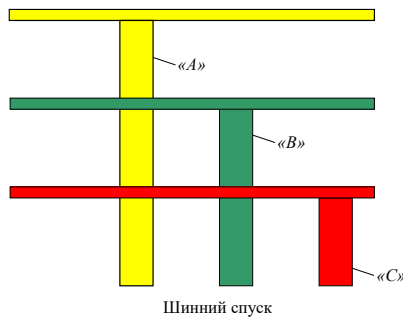


Рис. 8.3. Розміщення шин відгалужень

В електричних установках повинна бути можливість легкого розпізнавання частин, які відносяться до відповідних елементів, що досягається за рахунок простоти та очевидності схем, оптимальним розміщенням електрообладнання, наявністю необхідних написів та поміток.

8.2. Вимоги до установлення та експлуатації трансформаторів.

Найважливішими вимогами до експлуатації трансформаторів є економічність та надійність роботи, які залежать від конструкції, середовища в яких ці трансформатори знаходяться, режимів навантаження і ін. Під час проектування трансформаторів найважливішими вимогами є забезпечення мінімальних втрат потужності, тобто досягнення якомога вищого коефіцієнта корисної дії, а також підвищення питомих потужностей (кВт/кг) і зниження масогабаритів, що досягається за рахунок використання високоякісних феромагнітних матеріалів та способів охолодження.

Залежно від потужності трансформатори можуть мати різні системи охолодження, однак найпоширенішою конструкцією трансформаторів середньої потужності, які використовуються для цехових підстанцій є трансформатори з олійним охолодженням, тобто оливонаповнені.

Трансформаторна олія окрім добрих ізоляційних та охолоджувальних властивостей здатна швидко створювати горючу суміш та підтримувати інтенсивне горіння. Під час експлуатації найбільше нагріваються струмами навантаження обмотки трансформатора та магнітопровід струмами перемагнічування і струми Фуко. Це свідчить про те, що трансформатори є пожежо та вибухонебезпечним обладнанням. У зв'язку з цим трансформатори

повинні вибиратися із врахуванням режимів навантаження, які пов'язані з нагріванням їх активної частини (обмоток та магнітопроводів).

Враховуючи можливість загорання чи навіть можливості виникнення вибуху, на території промислових підприємств, електричних станцій і підстанцій між оливозаповненими трансформаторами та приміщеннями з категоріями технологічних процесів *B*, *G* і *D* й іншими допоміжними будівлями (майстерні, склади і тп), віддалі повинні бути не менше ніж 16 м для споруд I і II категорій вогнестійкості; 20 м для споруд III категорії та 24 м для споруд IV і V категорій. Згідно з ДБН В.1.1-7.2002 несучі та огорожувальну конструкції споруд I та II категорій вогнестійкості будуються із негорючих природних або штучних матеріалів (камінь, бетон, залізобетон і тп).

У зв'язку з можливістю легкого враження трансформаторів високими температурами та можливістю їх пошкодження вибуховими факторами, віддалі від трансформаторів з олійним наповнення баків до вибухонебезпечних зон і приміщень з такими зонами повинні прийматися згідно із таблицею 8.1, що забезпечує мінімум ризиків взаємного впливу між ними

Таблиця 8.1

Пристрій водоохолодження	Віддаль, м
Розбризгувальні пристрої та відкриті градирні	80
Башневі та одно вентиляторні градирні	30
Секційні вентиляторні градирні	42

Віддалі між окремими спорудами підстанцій, у яких розміщене оливозаповнене електрообладнання, залежно від ступеня їх вогнестійкості повинні вибиратися згідно ДБН В.1.1-7.2002.

Зокрема, протипожежні віддалі від приміщень трансформаторної майстерні та приміщення олійного господарства підстанцій, а також від складів оливи до огороження відкритих розподільчих пристроїв (ВРП) повинні бути не менше 6 м. Така віддаль є мінімальною, але достатньою для обмеження перекидання вогню з однієї будівлі на іншу за час реагування рятувальних підрозділів та застосування існуючих протипожежних засобів.

З цієї самої причини віддалі від споруд закритих розподільчих пристроїв (ЗРП) до інших виробничих споруд електростанцій і підстанцій повинні бути не менше 7 м. Вказані відстані можуть не витримуватися за умов, що стіна ЗРП, повернута у бік іншої споруди, буде встановлена як протипожежна з границею вогнестійкості 2,5 год.

Віддалі від складів водню до приміщень і будівель підстанції та опор повітряних ліній повинні бути не менші ніж передбачено таблицею 8.2, яка наведена нижче.

Таблиця 8.2.

Кількість балонів, що зберігаються на складі	Віддаль, м	
	До будівель підстанцій	До опор повітряних ліній
До 500	20	1,5 висоти опори
Понад 500	25	1,5 висоти опори

Віддалі між складами водню та відкритих розподільчих пунктів чи трансформаторами, встановленими відкрито, повинні бути не менше 50 м. Ступінь вогнестійкості споруд та категорій виробничих приміщень даної підстанції приймаються згідно ДБН В.1.1-7.2002 «Пожежна безпека об'єктів будівництва».

Віддалі від оливонаповненого електрообладнання відкритих розподільчих пунктів електростанцій і підстанцій до споруд закритих розподільчих пунктів, щитових, компресорних та інших технологічних споруд визначаються лише технологічними умовами і не повинні збільшуватися за протипожежними умовами.

У випадку монтажу оливонаповнених трансформаторів біля стін споруд та будівель у яких мають місце технологічні процеси категорій Г і Д (за протипожежними нормами), призначених для потреб цих технологічних процесів, які віддалені від цих стін понад 10 м. і поза межами ділянки, розміри якої визначені за існуючою методикою, до конструкції стін, вікон і дверей цих споруд та будівель спеціальних вимог не ставиться.

Згідно методики вразі встановлення двох трансформаторів на відстані згідно діючих вимог, розмір однієї із сторін ділянки L , дорівнює віддалі між зовнішніми крайніми точками трансформаторів, плюс віддалі між трансформаторами по обидві сторони від зовнішніх країв трансформаторів (див рис.8.4).

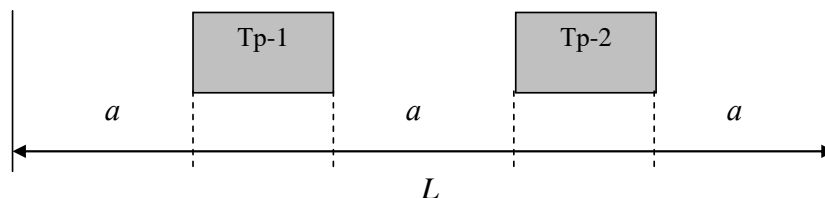


Рис.8.4. *Схема для пояснення розрахунку габаритів ділянки*

Якщо віддалі до трансформаторів в межах ділянки шириною L є менші, то в таких випадках повинні виконуватися наступні вимоги:

1. Не допускається встановлення вікон у стіні з боку трансформатора на висоті, що дорівнює висоті трансформатора.

2. Якщо трансформатор монтується на відстані менше ніж 5 м. від стіни з IV і V ступенями вогнестійкості споруд, то стіни цих споруд повинні виконуватися протипожежними з межею вогнестійкості 2,5 год. і піднятою над горючою крівлею на 0,7 м. більше. Забезпечення цих вимог обмежує поширення вогню в разі виникнення пожежі.

3. Якщо трансформатор монтується на віддалі до 5 м. від стіни будівлі із ступенями вогнестійкості I, II і III, або на віддалі 5 м. і більше без обмежень щодо вогнестійкості стін, то на висоті одного поверху над трансформатором дозволяється встановлення глухих вікон (які не відчиняються) із армованого скла чи склоблоками та рамами з негорючого матеріалу, що мають вогнестійкість не менше ніж 0,75 год. Вище від вказаного поверху дозволяється встановлювати вікна, які відчиняються до середини приміщень, однак у віконних отворах із зовні встановлюються металеві сітки з отворами 25x25 мм.

4. Якщо відстань між трансформатором та стінкою до 5 м, то встановлення дверей у стінці допускається не нижче ніж на рівні верху трансформатора. Якщо відстань трансформатора від стіни 5 м. і більше, то двері можна встановлювати на будь-якій висоті. В обох випадках двері повинні бути виготовлені із негорючих чи важкогорючих матеріалів межа вогнестійкості яких становить не менше ніж 0,75 год.

5. Якщо відстань встановлення трансформатора від стіни до 5 м, то вентиляційні отвори у стіні споруди не дозволяються, а витяжні отвори з викидом забрудненого повітря дозволяється виконувати на висоті не нижче верхнього краю трансформатора.

6. Вздовж всіх установлених трансформаторів слід передбачати проїзд шириною не менше ніж 3 м. або пожежний під'їзд до кожного трансформатора окремо.

Вище наведені вимоги відносяться також до комплектних трансформаторних підстанцій зовнішнього виконання.

У випадку пошкодження баку трансформатора чи його розгерметизація можливий витік оливи на зовні бака і її розтікання на прилеглий території, яка за наявності джерела запалювання може загорітися і викликати пожежу на підстанції. Для запобігання розтікання оливи у випадку пошкодження оливонаповнених силових трансформаторів з кількістю оливи понад одну тону в одному баку, повинні бути виконані приймачі, відводи та збірники для оливи, до виконання яких ставляться наступні вимоги:

1. Габарити приймачів оливи, виконаних під трансформатором, повинні перевищувати габарити трансформатора не менше ніж на:

- 0,6 м. - якщо маса оливи у баку трансформатора до 2 т;
- 1 м. - якщо маса оливи - від 2 до 10 т;
- 1,5 м. - якщо маса оливи - від 10 т до 50 т;
- 2 м. - якщо маса оливи - понад 50 т.

Зумовлено це тим, що в разі витікання оливи під певним напором, викликаним різницею рівнів, струмінь оливи може бути спрямований не у приймач, а на прилеглу територію.

На рис. 8.5 показано схематично показано трансформатор 1, який установлений на конструкціях над приймачем оливи 2, при цьому габарити приймача оливи перевищують габарити корпуса трансформатора на величину a , яка вказана вище для окремих випадків.

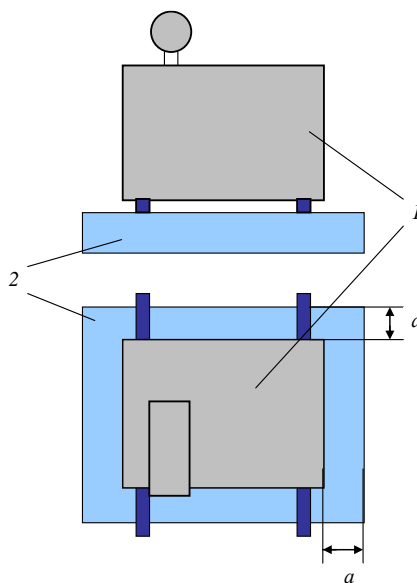


Рис. 8.5. Схематичне розміщення трансформатора та приймача оливи.

2. Габарит приймача оливи може бути взятим на 0,5 м меншим з боку стіни або перегородки, розміщеної від трансформатора на віддалі до 2 м, що забезпечує достатню віддаля для евакуації чи розміщення відповідних технічних засобів.

3. Об'єм приймача оливи повинен бути розрахованим на повний об'єм оливи, яка міститься у корпусі трансформатора.

4. Конструкція приймачів і відводів оливи повинні унеможливити перетікання оливи чи іншої рідини з одного приймача в інший, їх поширення у кабельні канали та інші підземні споруди, поширення пожеж, а також закупорення відводів сміттям, снігом, льодом та ін.

5. Для трансформаторів потужністю до 10 МВА дозволяється спорудження приймачів оливи без відводів, при чому приймачі повинні виконуватися

заглибленими з розрахунком на весь об'єм оливи, яка міститься у корпусі трансформатора. Приймачі повинні закриватися металевою решіткою поверх якої насипається шар чистого гравію або промитого чи непористого щебеню товщиною не менше 25 см. Куски щебеню мають розміри сторони чи діаметра від 30 до 70 мм. Вказаний шар не допускає розповсюдження вогню у глибину приймача та проникнення сміття й інших домішок під час нормальної експлуатації трансформаторів.

6. Для видалення води чи оливи із заглибленого закритого приймача повинні передбачатися переносні помпи. У разі використання приймача без відводів оливи рекомендується застосування найпростішого пристрою для контролю наявності оливи чи води у приймачі оливи.

7. Приймачі з відведення оливи можуть споруджуватися як заглибленими (дно нижче поверхні площадки встановлення трансформатора) так і не заглибленими (дно розміщене на рівні поверхні площадки встановлення трансформатора). В разі спорудження заглибленого приймача оливи, бортові огороження не вимагаються, якщо забезпечуються габарити приймача оливи, вказані у п.1. Не заглиблені приймачі оливи виконуються у вигляді бортових огорож навколо периметра трансформатора на віддаль, вказаних у п.1 з висотою бортів між 0,25 та 0,5 м. над поверхнею площадки його встановлення. Дно приймачів оливи повинно бути засипане чистим гравієм чи промитим щебенем із граніту чи пористим щебенем іншого походження з лінійними розмірами від 30 до 70 мм. Товщина насипу повинна бути не менше ніж 25 см.

8. В разі встановлення оливонаповненого трансформатора на залізобетонному перекритті споруд та будівель використання відводів оливи є обов'язковим. Відводи оливи із приймача повинні забезпечувати відведення не лише оливи а й води, яка появляється під час гасіння пожеж відключеного електрообладнання, за допомогою автоматичних стаціонарних засобів на безпечній з погляду пожежної безпеки віддалі від електрообладнання та споруд. У разі витоку оливи із баку трансформатора 50% оливи та повний об'єм води повинні

бути видалені із приймача оливи не пізніше ніж за 15 хв. Відводи оливи можуть виконуватися у вигляді підземних трубопроводів або відкритих каналів чи лотків.

9. Збірники оливи повинні як правило розраховуватися на повний об'єм оливи одного з електроапаратів, який містить найбільшу кількість оливи, і ці збірники повинні виконуватися закритого типу.

На рис. 8.6 наведено схематичне розміщення заглибленого збірника трансформаторної оливи, який сполучений з приймачем оливи за допомогою відводу.

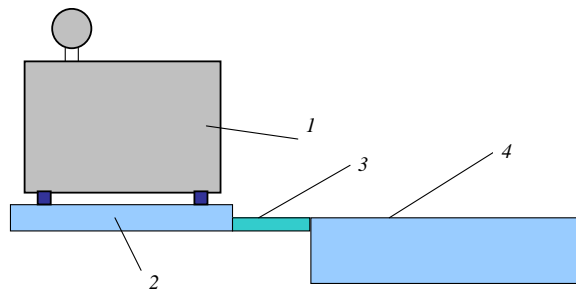


Рис. 8.6. Збірник трансформаторної оливи
(1- трансформатор, 2 – приймач оливи, 3- відвід оливи, 4 – заглиблений збірник оливи)

Силові трансформатори 500 кВ незалежно від величини потужності, а також 220-330 кВ потужністю 200 МВА і більше повинні обладнуватися стаціонарними установками пожежегасіння, які призначені спеціально для гасіння лише цих трансформаторів. Для забезпечення високої надійності вмикання установки пожежегасіння її автоматичний запуск повинен дублюватися дистанційним запуском із щита керування ручним способом. Пристрої ручного запуску повинні розміщуватися у місцях, в яких відсутня можливість дії чи появи вогню. Це дозволяє шляхом втручання оперативного персоналу запустити установку пожежегасіння у тих випадках, коли відбулася відмова системи автоматичного запуску чи в разі її несправності.

Для групової конструкції трифазних трансформаторів установки автоматичного пожежегасіння повинні забезпечувати гасіння лише пошкодженої фази, з метою економії вогнегасячих реагентів оскільки останні є достатньо дорогі.

На підстанціях із трансформаторами 110-115 кВ потужністю кожного по 63 кВА і більше і трансформаторами 220 кВ потужністю 40 МВА і більше для гасіння пожеж треба передбачати водогін з постачанням води з існуючої зовнішньої водопостачальної мережі або від самостійного джерела водопостачання (водоймище з технічною чи питною водою, придатною для гасіння вогню).

На підстанціях із трансформатором напругою однієї з обмоток 220 кВ і потужністю до 40 МВА треба передбачати водогін з постачанням води від зовнішньої мережі водопостачання. Дозволяється замість пожежного водогону мати водоймище, яке постійно поповнюється водою від водопостачальної мережі чи іншого джерела.

На підстанціях з трансформаторами 35-150 кВ потужністю до 63 МВА застосування протипожежного водогону не вимагається.

Кожний олійний трансформатор, який розміщується в середині приміщень, треба встановлювати в окремій камері, збудованій на першому поверсі і ізольованій від інших приміщень. Винятком є випадок встановлення трансформаторів напругою до 1 кВ і вище та потужністю по 0,4 МВА, які можна встановлювати по два у одній камері ізольованій від решти приміщень негорючою перегородкою.

Дозволяється установлювати в одній спільній камері до шести сухих чи заповнених негорючим заповнювачем трансформаторів, якщо це не заважає нормальному їх обслуговуванню та експлуатації.

Фундаменти під оливонаповнені трансформатори виготовляються із негорючих матеріалів (залізобетон, бетон і тп). Підлога у трансформаторних камерах під олійними трансформаторами повинна мати ухил не менше 2% у напрямі приймача оливи. Зумовлено це тим, щоб у разі появи оливи вона не затримувалася під трансформатором, а самостійно стікала у оливоприймач.

Кожна камера олійних трансформаторів повинна мати негорючу підлогу і окремий вихід на зовні чи в суміжні приміщення. Ці приміщення повинні мати

стіни та перекриття, виготовлені з негорючих матеріалів і не містити вогнебезпечних та вибухонебезпечних матеріалів, предметів, апаратів і технологічних процесів.

Під час експлуатації трансформаторів необхідно постійно контролювати рівень оливи у баку трансформатора, покази термометрів та мановакуумметрів, стан кожуха і охолоджуючих радіаторів трансформаторів та відсутність витікання оливи із бака, а також стан пристроїв для очищення оливи. Крім того треба перевіряти стан шин, та відсутність нагрівання контактних з'єднань, стан заземлюючих пристроїв, зокрема цілість і нерозривність контурів заземлення а також стан трансформаторного приміщення.

8.3. Закриті розподільчі пункти

З метою забезпечення належного рівня ізоляції за рахунок чистоти ізоляторів та увідних пристроїв у зонах промислових викидів у вигляді пороху і випарів трансформатори та розподільчі пункти встановлюють у будівлях, тобто виконують їх закритими. Будівлі і приміщення закритих розподільчих пунктів (ЗРП) а також камери трансформаторів повинні бути I та II ступенів вогнезахисту, тобто виконані із негорючих матеріалів. Віддалі між окремо розміщеними ЗРП та іншими промисловими будівлями і спорудами, а також житловими і громадськими будівлями необхідно забезпечувати згідно вимог ДБН. Для обмежених умов, наведених у ДБН, віддалі можуть бути зменшені за згодою місцевих органів пожежної безпеки, якщо стіна закритого розподільчого пристрою повернена до будівлі є глухою. Разом з тим відстань між підстанціями, розміщеними навколо виробничих будівель і споруд або вбудованими у будівлях підстанціями, не нормується.

Приміщення розподільчих пунктів, трансформаторів та іншого електрообладнання повинні бути відділені від службових і допоміжних приміщень на відстані, передбачені ДБН В.1.1-7.2002. Зумовлено це наявністю технологічних шумів електрообладнання, різними температурами оточуючого

повітря у приміщеннях, наявністю у приміщеннях електрообладнання високих напруг і ін.

Трансформаторні приміщення і ЗРП не дозволяється розміщувати:

- Під технологічними приміщеннями з мокрим технологічним процесом, під душовими, ваннами туалетами і т.п. Як виняток можна встановлювати у випадках надійної гідроізоляції, що запобігне потраплянню вологи в ЗРП та підстанції. Така вимога продиктована тим, що закриті розподільчі пункти систем електропостачання повинні бути сухими.

- Безпосередньо над і під приміщеннями у яких може знаходитися понад 50 осіб понад 1 годину, а також під та над площадкою перекриття трансформаторного приміщення і ЗРП.

Вимоги останнього пункту не розповсюджуються на трансформаторні приміщення, в яких розміщені сухі або з негорючим наповнювачем трансформатори.

Виходи із розподільчих пунктів (РП) повинні виконуватися у відповідності до наступних рекомендацій:

- Якщо довжина РП не перевищує 7 м то допускається використання одного виходу з одного чи другого кінця коридору;

- В розподільчому пункті довжиною від 7 м до 60 м повинні передбачатися два виходи у кожному кінці приміщення. Дозволяється розміщувати виходи у бічних стінах РП на віддалі до 7 метрів від його кінців.

- Якщо довжина розподільчого пункту перевищує 60 м. то крім виходів в кінцях приміщення треба передбачати бокові виходи з таким розрахунком, щоб віддаль від будь-якого місця обслуговування електрообладнання чи вибухового коридору до виходу не перевищувала 30 м.

Виходи можуть бути виконані на зовні, на сходові марші та в інші приміщення з негорючими стінами і перекриттями, в яких не містяться пожежо- і вибухонебезпечні матеріали, апарати і виробництва. Виходи можуть вести в інші приміщення РП, відокремлені від даного приміщення негорючими або

важкогорючими дверима з межею вогнестійкості не менше ніж 0,6 год. У багатоповерхових РП другий та додаткові виходи можуть бути передбачені також на балкони із зовнішніми пожежними драбинами та спусками. Це забезпечить можливість аварійної евакуації обслуговуючого персоналу з приміщення РП.

Вибухові коридори великої довжини треба поділяти на частини довжиною до 60 м негорючими перегородками з межею вогнестійкості не менше ніж 1 год. З метою аварійної евакуації персоналу вибухові коридори повинні мати виходи на зовні або на сходові клітки. Двері із РП повинні відкриватися у напрямі інших приміщень або на зовні і мати самозахоплюючі замки для фіксації дверей у закритому стані, які відчиняються без ключа із середини розподільчого пристрою.

Двері між окремими поділами РП або між суміжними приміщеннями двох РП повинні мати пристрій, який фіксує двері у закритому стані і не обмежує відкривання цих дверей в обох напрямках. Двері між приміщеннями чи розділами РП з різним рівнем напруги повинні відчинятися у бік РП з нижчою напругою для обмеження доступу не вповноваженого персоналу у приміщення з електрообладнанням високої напруги.

Замки у дверях приміщень одного рівня напруги повинні відчинятися одним ключем, при цьому ключі від вхідних дверей РП не повинні відкривати замків дверей камер РП. Доступ до камер РП можуть мати лише черговий персонал та електротехнічний персонал, який забезпечує виконання ремонтних робіт і відповідає за експлуатацію даного електрообладнання.

Вимоги щодо застосування самозахоплюючих замків не розповсюджуються на РП міських електричних мереж напругою 10 кВ і нижче.

Двері чи ворота камер, які містять оливонаповнене електрообладнання з масою оливи понад 60 кг. повинні бути виготовлені із важкогорючих матеріалів і мати межу вогнестійкості не менше ніж 0,75 год., якщо вони виходять у приміщення, які не відносяться до даної підстанції, або знаходяться між вибуховими розділами вибухових коридорів РП.

Закриті розподільчі пункти рекомендується будувати без вікон, а на територіях без охорони ця вимога є обов'язковою. У випадках необхідності у природному освітленні дозволяється робити вікна із склоблоків або армованого скла. Віконні конструкції приміщень РП і підстанцій доцільно виготовляти із негорючих матеріалів та глухими.

В одному загальному РП напругою до 1 кВ і вище дозволяється встановлення одного оливонаповненого трансформатора потужністю до 630 КВА, або двох оливонаповнених трансформаторів потужністю по 400 КВА, відділених від решти приміщення перегородкою з межею вогнестійкості 1 год., причому неізолювані струмопровідні частини понад 1 кВ повинні бути загороджені, що забезпечує .

Пускорегулювальні апарати електричних двигунів, синхронних компенсаторів і т.д. можуть бути встановлені у спільній камері без перегородок між ними.

У камерах РП, які мають вихід у вибуховий коридор, дозволяється установка трансформаторів із масою оливи до 600 кг. Обумовлено це тим, що між коридором та трансформаторним приміщенням встановлено поріг, який обмежить розповсюдження оливи на зовні приміщення.

Вимірювальні трансформатори напруги не залежно від кількості оливи у їх корпусах дозволяється встановлювати у відкритих камерах РП, але у таких камерах повинні передбачатися пороги чи плінтуси, розраховані на затримання повного об'єму оливи, яка міститься у вимірювальних трансформаторах.

Баків олійні вимикачі з масою оливи понад 60 кг повинні встановлюватися в окремих вибухових камерах з виходом на зовні або у вибуховий коридор. Баків олійні вимикачі з масою оливи до 60 кг можуть бути встановлені як у вибухових так і у відкритих камерах. За таких умов ці вимикачі повинні вибиратися із 20% запасом від номінального струму вимикання, що забезпечує їх допустимий тепловий режим під час кількарізних вимикань номінальних струмів.

Бакові олійні вимикачі внутрішнього встановлення з об'ємом оливи до 25 кг або вимикачі без оливи повинні встановлюватися у відкритих камерах.

У разі встановлення вимикачів з окремими камерами наповненими оливою в кількості 60 кг і більше у кожній камері повинен передбачатися поріг для затримання повного об'єму оливи. Вимикачі встановлені у одній камері повинні бути відгороджені один від другого негорючими перегородками, які забезпечать неможливість їх взаємного пошкодження чи перекидання дуги або іскор з одного вимикача на інший. Такими самими перегородками вимикачі повинні бути відділені від приводів.

У вибухових коридорах не повинно встановлюватися електрообладнання із відкритими струмопровідними частинами.

В камерах трансформаторів, олійних вимикачів та інших оливоповнених апаратів з масою оливи в одному баку до 600 кг, розміщених в закритих окремо розміщених або у прибудованих чи вбудованих в середині виробничих приміщень підстанціях в разі розміщення камер на першому поверсі з дверима, що виходять на зовні, місткості для збирання оливи не застосовуються. Якщо кількість оливи в одному баку перевищує 600 кг, то необхідно використовувати плінтус чи поріг із негорючих матеріалів у дверному проході камер або вентиляційного каналу, які дозволять затримати 20% оливи від всього об'єму, що міститься в апараті. Разом з тим повинні бути передбачені заходи проти проникнення оливи через кабельні споруди та канали.

Якщо камери розміщені над підвалами, або над другим чи вище поверхами та виходами із камер у вибуховий коридор, то під трансформаторами, олійними вимикачами та іншими оливоповненими апаратами повинні споруджуватися приймачі оливи за одним з наступних способів:

1. Якщо маса оливи у трансформаторі чи іншому оливоповненому апараті до 60 кг, то достатньо застосувати пороги чи плінтуси для затримання повного об'єму оливи.

2. Якщо апарат містить від 60 до 600 кг оливи в одному баку, то можна споруджувати прямок на повний об'єм оливи, або споруджувати пороги чи плінтуси з метою затримання повного об'єму оливи.

3. Якщо апарат містить оливи об'ємом понад 600 кг в одному баку, то приймач оливи повинен вмщати 20% від повного об'єму оливи апарата, яке за допомогою відводів переливається у дренажну систему. Труби для відведення оливи з приймачів оливи, розміщених під трансформатором, повинні мати діаметр не менше ніж 10 см., при чому з боку приймача оливи повинні бути захищені сіткою.

Крім того може бути використаний приймач оливи на повний об'єм оливи, яку містить трансформатор. У цьому випадку приймач оливи повинен бути решіткою зі шаром гравію товщиною 25 см і повинен бути розрахований на повний об'єм оливи. Рівень оливи після заповнення приймача повинен бути на 5 см нижче решітки. Верхній рівень гравію у приймачі оливи під трансформатором повинен бути на 7,5 см нижче ніж отвір вентиляційного каналу для відведення повітря. Дно приймача оливи повинно мати нахил не менше ніж 2% у бік заглиблення ями приймача, а площа приймача оливи повинна бути більшою від площі основи трансформатора чи іншого апарата.

Вентиляція трансформаторних приміщень повинна забезпечувати відведення виділеного ними тепла в такій кількості, щоб в режимі довготривалого номінального навантаження (із врахуванням перевантажувальної здатності) і максимальній розрахунковій температурі оточуючого середовища нагрівання трансформаторів не перевищувало допустимого. Інтенсивність вентиляції трансформаторних приміщень повинна забезпечувати різницю температури повітря на виході у приміщення і вході не більше ніж 15° С. Якщо не вдається забезпечити вказану різницю температур за рахунок природної вентиляції, то необхідно використовувати примусову з автоматичним контролем її роботи.

Вибухові коридори та коридори для обслуговування відкритих камер або комплектних розподільчих пристроїв (КРП), які містять електрообладнання заповнене оливою чи компаундами, повинні бути обладнані аварійною витяжною вентиляцією, яка вмикається із зовні і не пов'язана з іншими вентиляційними пристроями. Аварійна вентиляція повинна розраховуватися на п'ятикратний об'єм відведення повітря за годину. У зонах з низькими зимовими температурами підводячи та відхідні вентиляційні отвори повинні забезпечуватися ущільнюючими клапанами, які відкриваються із зовні.

Отвори у міжповерхових перекриттях, стінах, перегородках і інших конструкціях, а також кабельні переходи між приміщеннями повинні бути ущільнені негорючими матеріалами з межею вогнестійкості не менше ніж 0,75 год.

Перекриття кабельних каналів повинні бути виконані за допомогою укладених плит вагою не більше ніж 50 кг, які виготовлені із негорючих матеріалів (квадратні або прямокутні армовані бетонні плити).

Перетинання камер трансформаторів та інших оливонаповнених апаратів кабелями, які відносяться до інших електричних кіл, як правило не допускається. У виняткових випадках допускається пропускати кабелі через камери у трубах.

8.4. Внутрішньо цехові трансформаторні підстанції

Внутрішньо цехові трансформаторні підстанції можуть розміщуватися на першому та другому поверхах в основних та допоміжних приміщеннях, які згідно з протипожежними вимогами відносяться до категорій Г або Д і І чи ІІ ступеня вогнестійкості, як відкрито в цехах так і в окремих приміщеннях. У приміщеннях із пожежо- та вибухонебезпечними зонами можуть розміщуватися підстанції з використанням пожежо- та вибухозахищеного електрообладнання. Розміщення внутрішньо цехових підстанцій, що містять оливонаповнені апарати, у приміщеннях з технологічними процесами категорії В з протипожежних міркувань може бути дозволено лише за погодженням у кожному конкретному

випадку з державним пожежним наглядом. Розміщення підстанцій без оливонаповнених апаратів такого погодження не вимагає.

У приміщеннях заповнених та з хімічно активним середовищем установка внутрішньо цехових підстанцій дозволяється за умови забезпечення заходів щодо надійної роботи електрообладнання в таких умовах.

Установлення комплектних трансформаторних підстанцій (КТП) чи трансформаторів на внутрішньо цехових підстанціях повинні виконуватися за наступних умов:

1. На кожній внутрішньо цеховій підстанції можуть бути встановлені олійні трансформатори з сумарною потужністю до 3,2 МВА. Видимі віддалі між трансформаторами різних КТП та між огорожами камер трансформаторів повинні бути не менше ніж 10 м.

2. В одному приміщенні внутрішньо цехової підстанції рекомендується встановлювати одну КТП, однак в окремих технічно обґрунтованих випадках дозволяється встановлення не більше трьох КТП з сумарною потужністю олійних трансформаторів до 6,5 МВА.

Віддаль між приміщеннями різних КТП чи закритих камер олійних трансформаторів розміщених всередині технологічної будівлі не нормується.

Якщо закрита камера олійного трансформатора розміщена всередині цеху, то маса оливи у оливонаповнених апаратах не повинна перевищувати 6,5 т.

Стіни і конструкції з яких збудовано внутрішньо цехове приміщення для встановлення КТП з олійним трансформатором, а також ззагороджувальні конструкції закритих камер для оливонаповнених апаратів і трансформаторів з кількістю оливи 60 кг і більше, повинні будуватися з негорючих матеріалів, межа вогнестійкості яких становить не менше ніж 0,75 год.

Ці вимоги стосуються також прибудованих і вбудованих підстанцій, у яких встановлено трансформатор з можливістю його викочування в середину основної будови.

3. Сумарна потужність олійних трансформаторів внутрішньо цехових підстанцій, які містяться на другому поверсі, не повинна перевищувати 1 МВА. Встановлення олійних трансформаторів чи КТП з олійними трансформаторами на другому поверсі і вище в жодному разі не дозволяється.

4. Для внутрішньо цехових підстанцій з сухими трансформаторами і іншими апаратами, які заповнені негорючими рідинами чи твердим діелектриком, їх потужність, кількість та віддалі між ними не нормуються і не обмежуються. Переважно віддалі вибираються з умов зручності експлуатації.

Під кожним оливозаповненим трансформатором чи апаратом з кількістю оливи 60 кг і більше, повинні бути збудовані приймачі оливи, конструкція яких повинна відповідати вимогам, які ставляться до оливозаповнених апаратів з кількістю оливи 600 і більше кг.

Вимикачі, які встановлюються в середині внутрішньо цехових підстанцій, повинні бути безолійні або з малою масою оливи (до 25 кг). Встановлення у внутрішньо цехових підстанціях бокових вимикачів дозволяється лише в закритих камерах за умови дотримання наступних вимог:

- Кількість вимикачів не повинно перевищувати трьох;
- Маса оливи у кожному вимикачі не повинна перевищувати 60 кг.

Двері камер силових олійних трансформаторів і бокових олійних вимикачів, які містяться у внутрішньо цехових підстанціях, повинні виготовлятися з негорючих матеріалів і мати границю вогнестійкості не менше 0,6 год.

Якщо внутрішньо цехові підстанції є відгородженими від решти території цеху, то ширина проходів вздовж КТП і КРП, які мають двері і вентиляційні отвори, повинна бути не менше ніж 1 м Крім того треба передбачити віддалі для

можливості викочування трансформаторів і інших апаратів для їх заміни чи демонтажу. В інших випадках ширина цих проходів повинна становити не менше ніж 0,8 м. , що забезпечує нормальні умови евакуації людей.

Кабелі, які відходять від розподільчих пунктів та трансформаторних підстанцій повинні прокладатися у лотках, а лотки закриватися негорючими плитами. Місця пересікання кабельних каналів транспортними засобами відзначаються стовпами з мигаючими лампами.

8.5. Вимоги до встановлення електричних двигунів та їх апаратів керування

Щоб забезпечити нормальну і безпечну роботу технологічного обладнання та обслуговуючого персоналу, треба правильно вибрати привідні двигуни із врахуванням не лише механічних характеристик і параметрів а й параметри середовища в якому вони експлуатуються.

Електродвигуни, які встановлюються у приміщеннях з нормальним середовищем, як правило повинні мати виконання IP00 або IP20, а двигуни, які встановлюються на відкритому повітрі – не нижче ніж IP44, або спеціального виконання , яке відповідає умовам їх роботи (наприклад для приводу відкритого хімічного технологічного обладнання або в зоні низьких температур). Електричні двигуни, які встановлюються у приміщеннях, де можливе осідання порохи чи інших речовин що погіршує умови їх охолодження, треба використовувати двигуни виконання не нижче ніж IP44 або з продувом чистим повітрям.

Двигуни, які встановлюються в сирих або особливо сирих приміщеннях, повинні мати виконання не нижче ніж IP43 та ізоляцію, розраховану на дію вологи і порохи, а у приміщеннях з хімічно активними парами та газами повинні використовуватися двигуни виконання не нижче IP44. У таких приміщення дозволяється також використання двигунів виконання IP33, але з хімічно стійкою ізоляцією і з закриттям відкритих неізольованих струмопровідних частин ковпаками або іншим способом.

Електродвигуни і апарати , за винятком тих, що мають ступінь захисту не менше IP44, а резистори і реостати – всіх виконань повинні бути встановлені на віддалі не менше 1 м від конструкцій споруд, виконаних із негорючих матеріалів.

Для групи електричних двигунів, призначених для приводу однієї чи низки машин, об'єднаних одним технологічним процесом треба використовувати один спільний комутаційний апарат, або комплект комутаційних апаратів, якщо цього вимагає безпека експлуатації. Ці апарати повинні вимикати від мережі одночасно всі живлячі проводи. В живильних електричних колах окремих електродвигунів дозволяється мати вимикач, який вимикає не всі живильні проводи, якщо в живильному електричному колі встановлений комутаційний апарат, який забезпечує вимикання всіх живлячих проводів одночасно. В решті випадках кожен електродвигун повинен мати окремий комутаційний апарат.

За наявності дистанційного чи автоматичного управління електричним двигуном поблизу нього повинен встановлюватися апарат аварійного вимикання. Який не допускає автоматичного чи дистанційного вмикання двигуна без вимушеного повернення вимикача аварійного вимикання. Апарат аварійного вимикання встановлювати не обов'язково коли двигун знаходиться у видимих оператором межах, або коли привідні механізми знаходяться у приміщеннях, які доступні лише кваліфікованому обслуговуючому персоналу. До таких механізмів відносяться помпи, вентилятори, компресори тощо. Крім того апарати аварійного вимикання можна не встановлювати для управління двигунів, обертові частини яких разом з обертовими частинами привідних механізмів закриті. Біля таких механізмів повинен бути закріплений попереджувальний плакат про можливість його дистанційного запуску.

На корпусах комутаційних апаратів управління та роз'єднання електричних кіл повинні бути нанесені знаки, які дозволяють безпомилково визначити увімкнене чи вимкнене положення апарату. Знаки є не обов'язковими тоді, коли на корпусі апарату є відповідна світлова сигналізація.

Комутаційні апарати повинні забезпечувати вимикання струмів короткого замикання без відмов та пошкоджень.

Електричні та механічні параметри комутаційних апаратів повинні бути погоджені з відповідними характеристиками привідних двигунів для всіх можливих режимів роботи привідних механізмів.

8.6. Вимоги до встановлення та експлуатації конденсаторних установок.

Конденсаторною установкою називається електрична установка, яка складається із конденсаторів, шин та допоміжного електрообладнання (вимикачі, роз'єднувачі, розрядні резистори, пристрої регулювання, захисту та ін. Конденсаторні установки можуть складатися з кількох окремо встановлених конденсаторів або однієї чи групи батарей, приєднаних до мережі через комутаційні апарати.

Конденсаторна батарея - це група окремих конденсаторів, які електрично з'єднані між собою.

Конденсаторні установки можуть приєднуватися до мережі через окремий вимикач, призначений для вимикання та вмикання лише батареї, або через спільний вимикач з трансформатором, електричним двигуном чи іншим приймачем на напрузі як до 1000 В так і вище 1000 В.

Батареї конденсаторів на напругу понад 10 кВ набираються із паралельно-послідовного з'єднання окремих конденсаторів, при цьому кількість послідовних рядів набирається такою, щоб у нормальних режимах струм конденсаторів не перевищував номінальне значення, а кількість послідовно з'єднаних конденсаторів повинна бути такою, щоб через вихід із ладу одного з конденсаторів на решті напруга не перевищувала 110% від номінальної. Довготривала напруга, яка прикладається до батареї конденсаторів не повинна перевищувати номінальну більше ніж на 10%.

Роз'єднувач батареї конденсаторів повинні бути заблоковані з вимикачем та мати заземлюючі ножі з боку батареї.

Конденсатори повинні мати розрядні пристрої у вигляді вбудованих в середині конденсатора розрядних резисторів. У якості розрядних пристроїв батареї конденсаторів понад 1 кВ використовуються трансформатори напруги, або резистивно-індуктивні опори, а для батарей до 1 кВ резистивно-індуктивні опори.

Комутаційні апарати та струмопровідні частини у колах батарей конденсаторів повинні допускати довготривалий струм до 130% номінального струму батареї.

Конструкція конденсаторів, з яких komponується конденсаторна батарея, повинна відповідати оточуючому середовищу.

Якщо сумарна маса оливи у конденсаторах конденсаторної установки перевищує 600 кг, то вона повинна розміщуватися в окремих приміщеннях I або II ступеня вогнестійкості, а установки з масою оливи у конденсаторах до 600 кг, або з конденсаторами наповненими негорючими рідинами можуть розміщуватися у приміщення РП до 1 кВ і вище, або в основних приміщеннях виробництв, які за протипожежними вимогами відносяться до категорій Г і Д. Якщо конденсаторна установка з сумарною масою оливи понад 600 кг розміщена у приміщенні, то під нею треба будувати відповідної конструкції приймач оливи, розрахований на 20% від загальної маси оливи у конденсаторах. Для конденсаторних установок є зовнішнього виконання приймача оливи будувати не треба.

Конструкції на яких встановлюються конденсатори. Повинні бути виконані з негорючих матеріалів. Під час формування батареї конденсаторів, з міркувань врахування теплового розширення корпусів конденсаторів, а також забезпечення нормального режиму охолодження та рівня ізоляції віддаль між окремими банками повинна бути не менше ніж 5 см, при цьому конденсатори треба вкладати так, щоб вказівники перегорання запобіжників конденсаторів були доступними для огляду.

Конденсаторні установки, які встановлені у спільних приміщеннях, повинні бути загороджені сіткою чи захисними кожухами, що забезпечує розділення

окремих установок, та зручність їх експлуатації і контролю стану. Крім того в разі розгерметизації банок конденсаторів, слід забезпечити запобігання розтікання синтетичних рідин у кабельні канали та по підлозі приміщення, а також видалення із приміщення випарів цих рідин. Виходи з приміщень конденсаторних установок повинні бути збудовані на зовні або у суміжні приміщення.

З протипожежних міркувань конденсаторні установки відкритого виконання, які набрані з олієнаповнених конденсаторів, повинні встановлюватися групами потужністю не більше ніж по 30 МВАр, при цьому віддаль між групами однієї конденсаторної установки повинна бути не менше 4 м. а різних конденсаторних установок – не менше ніж 6 м. Обумовлено це тим, щоб у разі розриву корпусів конденсаторів одної групи шматками металів пошкодженого конденсатори не відбулося механічного пошкодження конденсаторів інших груп.

Для можливості заземлення несучих металевих конструкцій батарей конденсаторів, які у нормальних умовах експлуатації знаходяться під напругою, треба передбачити стаціонарні заземлюючі пристрої з ручним приводом заземлюючих ножів.

Температура оточуючого середовища, у якому встановлені конденсатори, не повинна перевищувати і бути нижчою від вказаної у технічних умовах на конденсатори даного типу. Приміщення конденсаторних установок повинні мати окрему природну вентиляцію, але якщо вона не забезпечує необхідних меж температури, то треба використовувати примусову вентиляцію цих приміщень. Під час проектування конденсаторних установок і вибору місця їх встановлення, треба враховувати наявність сонячного опромінювання, при цьому вибирати місце встановлення з найменшою інтенсивністю сонячних променів, які потрапляють на конденсатори.

8.7. Вимоги до електротермічних установок

Дані вимоги стосуються в однаковій мірі промислових, лабораторних, побутових чи офісних електроустановок (електричних печей та електротермічних пристроїв, електронагрівальних приладів та апаратів), які працюють на змінному

струмі низьких, промислових та високих частот та постійному струмі. До таких установок відносяться :

Дугові електричні печі прямої, непрямої та комбінованої дії (сталеварні, руднотермічні, феросплавні та плазмові);

Індукційні (нагрівальні, гартувальні, плавильні);

Установки діелектричного нагрівання;

Печі опору прямої й не прямої дії;

Установки електронно-променевого нагрівання.

Все електротехнічне обладнання електротермічних установок (трансформатори, конденсаторні установки, статичні перетворювальні установки, реактори, вимикачі і тп) повинно задовольняти вимогам пожежної безпеки, які наведені вище.

Вище перелічене силове електрообладнання, яке є невід'ємною частиною електротехнологічних установок, а також додаткове обладнання систем охолодження, пічних трансформаторів, струмопроводів, статичних перетворювачів, теплообмінники, вентилятори і ін. можуть встановлюватися у спільній камері. Вказане електрообладнання повинно мати загороджені відкриті струмопровідні частини, а пульти оперативного управління електрообладнанням та електротехнологічними установками повинні бути винесені за межі камери. Електрообладнання кількох електротехнологічних установок можна розміщувати у спільних приміщеннях, наприклад електромашинних приміщеннях з дотриманням відповідних вимог до їх обладнання.

Джерела живлення (спеціальні трансформатори, електромашинні та статичні перетворювачі) електротермічних установок рекомендується розміщувати на мінімальній віддалі від електротермічних пристроїв та апаратів.

Мінімальні віддалі між умовними площинами від виступаючих пластин пічних трансформаторів та до стінок трансформаторних камер за відсутності у камері іншого електрообладнання рекомендується приймати наступні:

До передньої стінки камери з боку печі чи іншого електротермічного обладнання від 0,4 до 0,8 м залежно від потужності трансформатор, а до задньої та бокових стін камери – від 0,8 до 1,2 м. також залежно від потужності трансформатора.

Вразі одночасного встановлення у спільній камері пічних трансформаторів і іншого обладнання ширину проходів і віддалі між обладнанням і стінками камери та між самим обладнанням треба вибирати на 10-20% більше ніж для загальнопромислового обладнання. Викликано це підвищеною пожежною та експлуатаційною небезпекою таких установок, які характеризуються наявністю високих температур.

Електротермічні установки повинні бути оснащені блокуючи ми пристроями, які забезпечують безпечне обслуговування електрообладнання та допоміжного обладнання, а також правильну послідовність оперативних перемикачів. Відкривання дверей камер чи приміщень з доступними струмопровідними частинами електротехнологічних установок напругою понад 1 кВ повинні мати блокуючи пристрої, які дозволяють відчиняти ці двері лише після вимкнення електроустановки від джерела напруги.

Для комутацій електротехнологічних установок з числом циклів за добу більше 5 повинні використовуватися вимикачі з підвищеними механічною та електричною зносостійкістю, які відповідають вимогам умов експлуатації. В якості оперативних вимикачів можуть бути малоолійні з підвищеною механічною зносостійкістю за умови, що цими вимикачами будуть вимикатися струми не більше ніж 10% від номінального значення, або не більше 15 вимикань на добу струму номінального значення. Для багато чисельних комутацій електрообладнання електротермічних установок можна використовувати вимикачі з пониженою комутаційною здатністю (наприклад, вакуумні, повітряні чи безконтактні), які можуть легко пошкоджуватися струмами короткого замикання. В цих випадках застосовуються заходи для зменшення величини струмів короткого замикання та ймовірності виникнення коротких замикань, що

запобігає небезпеку для обслуговуючого персоналу та можливості пошкодження вимикачів і розвитку аварій, вибухів та пожеж в розподільчих пристроях. В разі використання швидкодійних (вакуумних чи повітряних) вимикачів треба застосовувати заходи щодо обмеження перенапруг комутаційного походження на силовому електрообладнанні, які можуть викликати виникнення іскрових і дугових розрядів перекриття ізоляційних проміжків. З метою зменшення рівнів перенапруг ці вимикачі доцільно встановлювати поблизу пічних трансформаторів, а паралельно до їх контактів приєднувати шунтуючі резистори.

Напруга внутрішніх цехових пічних підстанцій, а також потужність пічних трансформаторів, автотрансформаторів або перетворювачів в тому числі з олійним наповненням, висота встановлення над підлогою, а також віддаль між камерами олійних трансформаторів різних підстанцій не обмежуються жодними нормативними документами.

Під оливозаповненим обладнанням повинні будуватися ями, розраховані на повний об'єм оливи, або приймачі оливи з відведенням цієї оливи у збірник. Місткість збірника оливи повинна забезпечувати вміст сумарного об'єму оливи всього обладнання, яке розміщене в одній камері. Якщо збірник оливи призначений для обладнання, розміщеного одночасно в кількох камерах, то його об'єм повинен бути розрахованим на найбільший об'єм оливи, який знаходиться в обладнанні однієї з камер. Камери, в яких розміщене оливозаповнене електрообладнання, повинні забезпечуватися стаціонарними установками пожежегасіння, якщо:

- електрообладнання розміщене на рівні першого поверху або вище і містить сумарну масу оливи понад 10 т;
- електрообладнання розміщене нижче першого поверху і містить сумарну масу оливи понад 0,6 т.

Обладнання електротермічних установок всіх рівнів напруг дозволяється розміщувати безпосередньо у виробничих приміщеннях із зонами будь-яких класів, якщо воно вибрано у відповідності до вимог даного середовища. Це

означає, що виконання електрообладнання повинно відповідати умовам середовища цих приміщень, а конструкція і розміщення цього обладнання повинні забезпечувати безпеку його експлуатації та обслуговуючого персоналу.

У випадку встановлення трансформаторів, перетворювальних агрегатів і іншого електрообладнання електротермічних установок в окремих приміщеннях, ці приміщення повинні відповідати не нижче ніж II ступеню вогнестійкості.

Температура шин і контактних з'єднань із врахуванням нагрівання електричним струмом і зовнішнім тепловим випромінюванням не повинна перевищувати 90°C , а в реконструйованих установках для вторинних струмопроводів виготовлених із мідних шин допускається температура до 140°C , а із алюмінієвих шин - до 120°C , при цьому з'єднання шин повинні бути зварними.

Установки з рідинними помпами, акумуляторами і оливонапірні установки систем гідроприводів електротермічного обладнання, які містять 60 і більше кг оливи, повинні розміщуватися у приміщеннях із яких забезпечується аварійне видалення оливи.

Вимоги до електродугових печей. Електродугові печі використовуються для перетоплення чорних металів на основі чавуну та сталі за допомогою тепла, яке утворюється у дугах між електродами та оброблювальним металом. За видом оброблювальних матеріалів дугові печі поділяються на сталеварні, руднотермічні та феросплавні. За видом струму вони поділяються на печі постійного струму та печі змінного струму однофазні та трифазні. Температура плазми дугового стовпа в середині печі досягає $7000-8000^{\circ}\text{K}$, а рідкого металу досягає 3000°K . За способом нагрівання дугові печі поділяються на печі прямої та непрямої дії.

Протипожежні вимоги регламентуються вимогами до силового електрообладнання та електротермічних установок, викладених вище. Разом з тим особливістю таких установок є умови експлуатації пічних трансформаторів, корпуси яких є наповнені оливою, а самі трансформатори працюють у складних режимах та середовищах з високими температурами. У зв'язку з цим пічні

трансформатори повинні бути захищені від впливу цих факторів як з міркувань їх пожежної безпеки, так і з міркувань надійності роботи та забезпечення передбаченого технічними умовами терміну експлуатації. З цією метою пічні трансформатори захищаються:

від струмів короткого замикання за допомогою максимального струмового захисту миттєвої дії. Цей захист не повинен реагувати на експлуатаційні короткі замикання та кидки струмів вмикання ненавантажених пічних трансформаторів;

від довготривалих перевантажень, які призводять до перегрівання активної частини пічних трансформаторів;

від появи газу в охолоджуючій і ізолюючій оливи внаслідок її різкого нагрівання у корпусі трансформатор;

від перевищення допустимого значення температури охолоджуючої оливи, передбаченого технічними умовами трансформатора.

У даному випадку перелічені лише ті види захистів, які пов'язані із пожежною небезпекою пічних трансформаторів.

Установки індукційного та діелектричного нагрівання. Індукційні печі поділяються на каналні та тигельні і використовуються для поверхневого нагрівання металевих виробів з метою їх термічного оброблення та топлення різних металів в тому числі на основі заліза. Робоча температура індукційних печей коливається в межах від 400°C до 1300°C. Установки височастотного діелектричного нагрівання, залежно від технологічних процесів, бувають трьох типів. Установки першого типу використовуються для промислового оброблення виробів великих розмірів. Які вимагають швидкого нагрівання в однорідному електричному полі. Другого типу установки використовуються для нагрівання протяжних стрічкових виробів (текстильне волокно, папір, фото стрічок і тп. Установки третього типу використовуються для повільного але однорідного нагрівання (розморожування та нагрівання харчових продуктів і тп.) Обладнання потужних установок може встановлюватися в окремих приміщеннях або безпосередньо в цеху, як елемент неперервного технологічного потоку категорій

Г і Д, при цьому вказані технологічні приміщення повинні бути II ступеня вогнестійкості.

Оскільки установки цього типу працюють від джерел високої частоти, то з метою запобігання нагрівання кабелів та труб, вони повинні прокладатися так, щоб не нагрівалися зовнішнім електромагнітним полем.

Установки індукційного та діелектричного нагрівання високої частоти повинні мати екрануючі пристрої для зменшення рівня напруженості електромагнітного поля і його впливу на обслуговуючий персонал.

Двері приміщень та блоків, де розміщені установки індукційного та діелектричного нагрівання повинні бути оснащені блокуючими пристроями, які забезпечують їх відмикання від джерела живлення в разі відчинення дверей.

Установки опору прямої і непрямої дії. Електропечі опору за режимом нагрівання поділяються на печі періодичної дії та неперервної. Потужності таких печей досягають 1000 кВт, а технологічні температури від 600°К до 1800°К. У печах з робочою температурою 600-800°К здійснюється топлення олова, свинцю, цинку, алюмінію та на їх основі сплавів. Печі опору прямої дії використовуються для топлення скла та інших сумішей на основі скла, які живляться від джерел напругою від 50 до 200 В. Печі великих потужностей використовуються для термічного оброблення виробів самих різних розмірів під дією робочої температури від 1000 до 1800°К. Печі цього типу діляться на камерні та тигельні і, як правило встановлюються у окремих приміщеннях (печі великої потужності та місткості), або у складі технологічних ліній (печі малої потужності). Приміщення з печами опору повинні бути не нижче II ступеня вогнестійкості, що означає виконання практично всієї будівлі з негорючих матеріалів та конструкцій.

Установки електронно-променевого нагрівання. Електронно-променеве нагрівання використовується для оброблення хімічно активних металів і таких, які вимагають високої температури, зварювання, випаровування металів вирощування монокристалів, меіалзації та напилювання і тп. Найважливіші технологічні операції електронно-променевого оброблення можна поділити на:

Топлення матеріалів у вакуумі;
Випаровування у вакуумі і точне оброблення електронним променем;
Термічне оброблення без зміни агрегатного стану оброблювального матеріалу;

Зварювання металів найрізноманітнішої твердості.

Слід відзначити, що температура вольфрамової пластини, яка бомбардується електронами. Які виходять від допоміжного катоду, становить 2300 – 2500°K, при цьому між катодами прикладається напруга величиною від 3,5 до 5 кВ.

Враховуючи те, що установки цього типу на відміну від електродугових, індукційних чи печей опору не є потужними і використовуються для прицезійного оброблення виробів з різних матеріалів та локальним характером технологічних процесів, протипожежні вимоги до них є типовими. Разом з тим важливою вимогою до цих установок є захист від рентгенівського випромінювання. Для захисту від комутаційних перенапруг перетворювальні агрегати повинні обладнуватися розрядниками або обмежувачами перенапруг, які встановлюються на стороні вищої напруги.

Електрозварювальні установки призначені для зварювання наплавлення, напилювання і різання різного роду матеріалів. Установки цієї групи бувають:

Дугового та плазмового зварювання (з відкритою та закритою дугою);

Лазерного зварювання і різання;

Електронно-променевого та атомно-водневого зварювання;

Контактного зварювання і ін.

Електрозварювальні установки бувають стаціонарні та пересувні як постійного так і змінного струмів, які можуть живитися від електричних мереж загального призначення так і від автономних джерел напруги (дизель-генератори і тп). Процес електрозварювання може відбуватися шляхом ручного керування або автоматичного.

Зварювальне виробництво відноситься до категорії Г, за винятком виробництв із електрозварювальними установками, які використовують газ водень, здатний утворювати із повітрям вибухонебезпечні суміші.

Для встановлення електрозварювальних установок та створення електрозварювальних постів у спорудах повинні бути передбачені спеціально призначені приміщення з системою вентиляції стінки якого виготовлені з негорючих матеріалів. Зварювальні пости допускається розміщувати у вибухо- та пожежонебезпечних зонах лише для виконання тимчасових ремонтних робіт, при цьому повинні бути забезпечені всі заходи, передбачені відповідними вимогами та інструкціями.

Площа приміщення для розміщення електрозварювальних установок повинна бути не меншою ніж 10 м^2 з таким розрахунком, що на кожен окремий зварювальний пост відводиться 3 м^2 , при цьому ширина проходів між постами повинна бути не менше ніж $0,8 \text{ м}$. Стаціонарні зварювальні пости з для зварювання в середовищі захисних газів для зварювання малогабаритних виробів у непожежонебезпечних цехах повинні розміщуватися у окремих кабінах, стінки яких виготовлені з негорючих матеріалів.

Евакуаційні проходи між групами зварювальних трансформаторів повинні бути не менше ніж 1 м , а між окремими трансформаторами однієї групи не менше ніж 10 см . З метою забезпечення безпечних умов роботи зварювальників та запобігання виникнення вибуху, віддаль між зварювальними трансформаторами та ацетиленовими генераторами повинна становити не менше ніж 3 м .

Зварювальні низьковольтні проводи треба розміщувати не ближче ніж на $0,5 \text{ м}$ від трубопроводів з киснем і не ближче ніж на 1 м від трубопроводів з ацетиленом і іншими горючими газами. Зумовлено це тим, що вразі виникнення витоків кисню чи інших газів, які можуть створити вибухо чи пожежонебезпечну суміш створюються умови само загорання від надмірно нагрітих проводів.

Проходи з кожного боку від електроустановок автоматичного дугового зварювання великих виробів під флюсом, а також від установок дугового

зварювання у захисному газі, плазмових та електронно-променевих повинні бути не менше ніж 1,5 м. з метою можливості підвезення матеріалів для технологічного процесу та достатньої протипожежної відстані між термічними апаратами.

Проводи для підведення струму від виводів зварювального агрегату до електродотримача в установках ручного зварювання повинні виконуватися із гнучкого проводу (бажано мідного) у гумовій ізоляції і гумовій оболонці, Використання проводів в ізоляції, яка підтримує горіння, забороняється. В якості зворотного проводу, який з'єднує зварювальний елемент із виводом джерела живлення у стаціонарних установках ручного дугового зварювання можуть використовуватися сталеві чи алюмінієві шини, достатнього січення, зварювальна плита, металеві конструкції та ін.

В жодному разі не допускається використання в якості зворотного проводу проводів мережі заземлення, металевих будівельних конструкцій діючих будівель, трубопроводів і технологічного обладнання. Пов'язано це з тим, що трубопроводи та технологічне обладнання можуть містити легкозаймісті речовини, гази і ін.

У зварювальних приміщеннях повинні постійно знаходитися підручні засоби для гасіння загорань, які можуть виникати під час виконання зварювальних робіт. В якості таких засобів можуть бути запаси води, пісок розміщений у спеціально встановленому ящику та вогнегасники, розміщені на спеціальному щиті.

8.8. Зниження пожежної небезпеки електропроводок

До способів зниження пожежної небезпеки електропроводок можна віднести:

- виконання вимог проектних, будівельних, електротехнічних нормативних документів та суворе дотримання Правил пожежної безпеки;
- застосування спеціальних матеріалів, конструкцій, які зменшують ті чи інші пожежонебезпечні фактори КПВ.

Серед усього різноманіття таких матеріалів і конструкцій, які на сьогодні є представлені на ринку України і сертифіковані для протипожежного застосування, опишемо кілька найтипівіших.

Вогнезахисна фарба для кабельної продукції. Сучасні високотехнологічні матеріали для пасивного вогнезахисту являють собою, у більшості випадків, багатокомпонентну полімерну водну дисперсію. Вогнезахисні матеріали застосовуються для захисту від пожежі (від високих температур і поширення вогню) усіх видів кабелю (силових, контрольних, зв'язку й ін., незалежно від потужності струму, що протікає, величини напруги і матеріалу оболонки) кабельних лотків, кабельних пучків, кронштейнів і підвісок, у тунелях, колекторах, виробничих приміщеннях, на естакадах, при наявності козирка, що захищає кабель від прямого впливу дощу і снігу.

Вогнезахисна фарба застосовується також для захисту сталевих конструкцій, на яких прокладений кабель (рис. 8.7). Лакоподібне покриття повторює форму профілю, гнучке, без розчинника. Під впливом температури утворює на поверхні теплоізолюючий теплостійкий шар піни. Для додаткового захисту від зовнішніх впливів застосовується покриваючий лак. У постійно сухих і чистих приміщеннях можливе застосування без покриваючого лаку.



Рис. 8.7 Кабельні лінії на лотках, оброблені вогнезахисною речовиною

Державним центром сертифікації виробів протипожежного призначення при МНС України видається сертифікат відповідності всім обов'язковим вимогам, що

встановлені ДСТУ 12176-89 і ДСТУ 12.2.007-75. Обов'язковим є гігієнічний висновок про можливість застосування фарби.

Технічні характеристики

Питома вага при $t = +20^{\circ}\text{C}$	від 1,29 до 1,85 г/см ³
Сухий залишок	до 79,0 %
Колір покриття	білий або голубий
Блиск	матовий
Товщина сухого шару	0,2 ÷ 0,5 мм
Витрата матеріалу	0,9 кг/м ³
Час висихання при $t = +20^{\circ}\text{C}$ і вологості повітря 50%	12 год

Теплопровідність дорівнює теплопровідності оболонки кабелю (фарба не впливає на навантажувальну здатність кабелю). Еластичність висока (у процесі укладання кабель, захищений фарбою, можна згинати).

Спосіб застосування і техніка безпеки.

Підготовка поверхні до покриття проводиться наступним чином. Об'єкти вогнезахисту (кабелі і конструкції) повинні бути чистими, сухими і знежиреними. Кабелі, що підлягають вогнезахистові, не повинні мати ушкоджень захисних оболонок. Роботи проводяться при температурі повітря не нижче $+5^{\circ}\text{C}$. Наноситься фарба кистю, валиком або розпилювачем (фарбопультом). Інструмент очищається водою або уайт-спиритом, якщо залишки фарби висохнули. Перед застосуванням фарбу слід ретельно розмішати. Фарба готова до використання в тім вигляді, у якому вона поставляється виготовлювачем.

Зберігати фарбу необхідно в теплому, сухому приміщенні при температурі повітря від $+5^{\circ}\text{C}$ до $+40^{\circ}\text{C}$, не допускати замерзання фарби. При складуванні варто уникати установки один на одного більш 3-х банок. Термін збереження фарби в заводському упакованні - 2 роки.

Вогнезахисна фарба і її пари не містять шкідливі для людини речовини, не подразнюють шкіру і слизові оболонки. Щоб уникнути виникнення

індивідуальних алергійних реакцій при потраплянні фарби на шкіру або в очі їх необхідно промити водою. При збереженні її у процесі роботи фарба пожежобезпечна.



Рис.8.8 Різні способи прокладання кабельних ліній і їх вогнезахист; результати вогневих випробовувань

Покриття:

- знижує займистість;
- перешкоджає поширенню вогню;
- запобігає запалюванню при впливі теплового потоку;
- нейтралізує *HCl*-гази.

У процесі монтажу кабелів у кабельних спорудах і виробничих приміщеннях усі місця проходу кабельних трас через будівельні конструкції, незалежно від їхнього конструктивного виконання (будівельний проріз, модульні або трубні проходки, металеві короби), повинні тимчасово ущільнюватися вогнестійкими матеріалами (супертонке базальтове волокно) - інструкція «Ущільнення проходів кабелів через стіни і перекриття супертонким базальтовим волокном по РСТ УРСР 5013-81».

При наявності в кабельній споруді кабелів без індексу НГ, вимога по щоденному тимчасовому ущільненню прокладених кабелів набирає сили при заповненні місць проходу кабельними виробами з обсягом полімерних матеріалів до 7 л на один погонний метр (3-5 силових або 10-15 контрольних кабелів) або до моменту подачі напруги.

Якщо на кабельній конструкції обсяг полімерних матеріалів складає більше 7 л на один погонний метр, то їх, при прокладанні в коридорах і приміщеннях станції, не обладнаних установками автоматичного пожежегасіння, необхідно покривати вогнезахисними складами.

Необхідно покривати:

- усю поверхню силових і одиночних контрольних кабелів;
- верхній шар контрольних кабелів, прокладених у коробках багатошарово;
- зовнішній шар контрольних кабелів, покладених у пучках або лотках;
- будь-які кабельні траси, якщо в їхньому складі є кабелі без індексу НГ;
- у приміщеннях щитів керування (ЩЦУ, БЩУ, РЩУ і т.п.), а також у приміщеннях з електронною електротехнічною апаратурою;
- кабелі, що прокладаються між панелями в коробках або в межах нижньої частини панелей;
- у машинних залах при проходженні кабелів (силових, контрольних) поблизу маслобаків, оливосистеми (на відстані менш 10 м);
- у коробках КГ при багатошаровій прокладці покривається верхній шар кабелів.

Найвищі вимоги ставляться до герметичності місць проходу кабелів із зони вільного режиму в зону суворого режиму.

При прокладанні без поділу кабеля місця проходки його через захисну оболонку герметизуються чепцевими ущільнювачами, синтетичною смолою, пінополіуретаном і іншими заповнювачами. Цей спосіб вимагає застосування дорогих спеціальних кабелів, що володіють подовжньою герметичністю.

Однією з умов підвищення надійності кабельних уведень є здатність витримувати нагрівання до 1000 °С.

Контрольні питання до розділу

РОЗДІЛ 9.

ЗАХИСТ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ВІД ГРОЗОВИХ РОЗРЯДІВ

9.1. Блискавка та її характеристики.

Блискавка – це електричний розряд в атмосфері між зарядженою хмарою і землею, між різнойменними зарядженими частинами хмари чи сусідніми хмарами. Довжина її каналу зазвичай досягає декількох кілометрів, причому значна його частина знаходиться в грозовій хмарі.

До появи розряду відбувається нарощення і розподіл електричних зарядів у хмарі, чому допомагають аеродинамічні і термічні процеси: вертикальні повітряні потоки, конденсація пари на висоті від 1 до 6 км., утворення капель, їх дроблення. Вертикальні потоки теплого повітря можуть створюватись при посиленому місцевому нагріванні землі (теплові грози) і під час входження клиноподібної маси холодного повітря (фронтальні грози).

Земля заряджена негативно з поверхневою щільністю σ – при існуванні електричного поля землі з напруженістю E_z . Другою «обкладкою» цього сферичного конденсатора є позитивно заряджена іоносфера, розміщена дуже високо. Під дією E_z падаюча капля поляризується, в нижній її частині виникає позитивний заряд, а у верхній – негативний. Електрони, які рухаються у потоці повітря, що піднімається, притягуються нижньою частиною каплі, а більш інерційні позитивні іони повітря відштовхуються і зосереджуються вверху. В результаті цього каплі отримують сумарний негативний заряд і наповнюють нижню частину хмари зі значною об'ємною щільністю, де інколи може знаходитись і невеликий об'ємний позитивний заряд. Всередині хмари утворюється електричне поле з напруженістю E_{xm} між розподіленими різнополярними зарядами. Нижня частина індукує на поверхні землі позитивний заряд з щільністю σ^+ і виникає місцеве грозове електричне поле з напруженістю E_T , яка досягає 100 – 200 кВ/м.

Розряд хмари на землю має вигляд лінійної блискавки і починається в більшості випадків при високій концентрації в ній зарядів і напруженості $E_T = 20 - 30$ кВ/см у її виступаючих частинах. Цьому сприяє менша щільність повітря навколо хмари, ніж щільність біля землі.

Для рівнинних районів роблять поділ між розрядами блискавки безпосередньо в землю чи в об'єкти висотою до 100 м і розрядами у висотні будівлі чи конструкції: радіо- і телевішки, заводські труби. В першому випадку характерні розряди з розвитком лідера від хмари до об'єкту, а в другому – від об'єкту до хмари.

Розряд між хмарою і землею, що розвивається вниз поділяється на *лідерний і головний розряд*. Він зазвичай починається з наростання від хмари до землі каналу малої яскравості – східчастого лідера, що рухається переривчато. В більшості випадків заряд хмари і східчастий лідер, що розвивається від хмари до об'єкту мають негативну полярність. Навколо нього утворюється значна іонізована область повітря, утворена електричним полем. Наближення лідера до землі створює приріст електричної напруженості на його головці, канал лідера заповнюється негативним зарядом з лінійною щільністю σ^- . Зростає і щільність індукованих зарядів σ^+ на землі чи на найближчих виступаючих об'єктах. Струм в лідері наростає поступово і рідко перевищує сотні ампер.

По мірі наближення лідера до землі напруженість електричного поля на вершині заземленого об'єкта збільшується і може перевищити критичну. З об'єкта починає розвиватись зустрічний лідер, а східчастий при цьому може змінити напрям, відхиляючись до зустрічного лідера, що розвивається від об'єкта, і з'єднуючись з ним.

Довжина зустрічного лідера зазвичай незначна і в більшості випадків не перевищує 20 – 30 м. Зі збільшенням висоти об'єкта від 20 до 200 м довжина його каналу збільшується приблизно до 50 – 85 м, тому зустрічний лідер має важливе значення в розвитку блискавки. Ним формується завершуючий відрізок траєкторії і в значній мірі визначається місце ураження. Коли головка східчастого лідера торкнеться землі чи зустрічного лідера, виникає головний розряд. Він пов'язаний з нейтралізацією негативних зарядів лідера позитивними зарядами землі і нагадує коротке замикання. Можна розглядати це явище і як звільнення лідера від негативних зарядів. Головний розряд супроводжується дуже інтенсивним

світінням каналу, що зменшується при наближенні до хмари, а також потужним звуковим ефектом (громом). Струм головного розряду досягає великих величин (десятки і сотні кА за 50 – 100 мкс) і здатен розігріти канал до температури біля 20000 – 35000 °С. Навколо нього утворюється іонізована область, зникаюча після закінчення головного розряду через 0,03 – 0,05 с. Утворюється струм післясвітіння величиною від 10 до 1000 А. Тривалий струм в цій фінальній стадії блискавки є однією з основних причин її термічної дії. Три перераховані стадії складають першу компоненту негативної блискавки, яка розвивається донизу. Як правило, за нею можуть прослідувати декілька так званих наступних компонентів. При цьому замість східчастого лідера з'являється по тому ж шляху стрілоподібний лідер, який розвивається від попереднього місця в грозовій хмарі до землі чи об'єктів на землі.

Негативна блискавка, що розвивається донизу між хмарою і землею становить найбільшу небезпеку у вигляді лінійної блискавки, з чим пов'язана більшість пошкоджень будівель, споруд, ліній електропередач, підстанцій. Таким чином, для блискавкозахисту представляє інтерес тільки лінійна блискавка.

9.2. Пожежо- та вибухонебезпека дії блискавки.

Дія блискавки може бути двох видів. По-перше, вона може вражати будівлі і споруди безпосередньо, що називається прямим ударом, або первинною дією. По-друге, вона може здійснювати вторинні дії, які пояснюються електростатичною і електромагнітною індукцією, а також внесенням високих потенціалів через наземні і підземні металеві комунікації, які є наслідком прямого удару блискавки.

Дія прямого удару блискавки. При прямому ударі блискавки можуть виникати пожежі, вибухи, механічні пошкодження, ураження людей, перенапруги на проводах електричних мереж. Її канал має високу температуру (30000 °С і більше) і запас теплової енергії, достатній для нагрівання горючих речовин до температури займання, тому пересікання каналу блискавки з горючими і легкозаймистими речовинами, вибухонебезпечними сумішами горючих газів,

парів, пилю викликає їх займання або вибух. При цьому можливість займання горючого середовища залежить не тільки і не стільки від амплітуди струму, скільки від величини і часу протікання тривалого струму блискавки. В зв'язку з цим особливу небезпеку при прямому ударі блискавки представляють споруди і зовнішні установки, де за умовами технологічного процесу може утворитись вибухонебезпечне середовище, що зустрічається рідко; частіше воно утворюється при порушенні технологічних процесів, при аваріях на обладнанні, вентиляції.

Небезпека ураження прямим ударом блискавки деяких зовнішніх вибухонебезпечних установок пов'язана з проплавленням блискавкою металевих поверхонь, перегрівом їх внутрішніх стінок або займанням вибухонебезпечних сумішей газів, що виділяються через запобіжні клапани, газовідвідні труби. Сюди відносяться металеві і залізобетонні резервуари для зберігання нафтопродуктів і резервуари зі зрідженим газом, багато апаратів зовнішніх технологічних установок нафтопереробних, хімічних та інших об'єктів.

Доведено, що проплавлення металу установок струмом блискавки можливе лише при товщині металу не більше 4 мм. Проплавлення струмом блискавки металевих поверхонь може привести до вибуху і руйнування, якщо всередині установки знаходиться вибухонебезпечна концентрація горючих газів і парів, тому з урахуванням корозії за мінімальну товщину металу приймають 5 мм. Необхідно враховувати, що внутрішня частина стінки установки, де зберігається речовина, в місці удару блискавки, буде мати підвищену температуру, яка може виявитись критичною для неї і викликати вибух. Там, де допустиме підвищення температури внутрішньої стінки до 800 – 1200 °С і немає високого тиску, можна обмежитись товщиною стінки 4 – 5 мм. В установках, що містять газ або рідину під тиском, товщина повинна бути 5,5 – 6 мм. Таким чином, під час вирішення питання про використання вибухонебезпечних зовнішніх установок в якості природніх блискавкоприймачів в кожному окремому випадку потрібно ретельно проаналізувати наведені вище умови. В сумнівних випадках для виключення безпосереднього контакту каналу блискавки з установкою на ній споруджують

спеціальний блискавкоприймач. Такі блискавкоприймачі необхідні і у випадку, коли на установках є газовідвідні труби навколо яких може утворюватись вибухонебезпечне середовище.

Пожежа чи вибух від прямого удару блискавки може виникнути і при наявності блискавкозахисту, якщо струмовідводи мають велику протяжність і не прийняті міри по вирівнюванню потенціалів між ними і металевими конструкціями будівель чи технологічного обладнання. В іншому випадку між струмовідводом і елементами будівель, які зберігають потенціал, близький то потенціалу землі, виникає іскра – джерело вибуху чи пожежі. До пожежі також може привести пошкодження цілісності струмовідводу, оскільки в місці розриву виникне потужна іскра.

Термічна дія струмів блискавки на провідники. Прямий удар блискавки в металеві провідники викликає не тільки їх нагрівання, але й розплавлення, тобто здійснює термічний вплив. При цьому може виділятися така кількість тепла, яке при недостатньому перерізі провідника розплавить його чи навіть випарує. В місцях розриву провідників чи поганого електричного контакту зазвичай з'являється іскра. При розрахунках мінімального перерізу виходять з умови, що вся теплова енергія, яка виділяється струмом блискавки, йде на нагрівання струмовідводу. Втратою тепла в навколишнє середовище через короткочасність цього процесу нехтують.

Динамічна дія струмів блискавки. При ураженні блискавкою споруд з твердого негорючого матеріалу (камінь, цегла, бетон) спостерігаються місцеві руйнування як результат динамічної дії. Найбільш серйозні з них пов'язані з електрогідравлічними і електрогазодинамічними ефектами при розряді блискавки. Якщо між ураженою частиною об'єкту і землею немає струмовідводів, його потенціал по відношенню до землі досягає високих значень і виникає пробій (розряд) шляхом найменшої електричної міцності.

Струм блискавки, проходячи вузькими каналами пробою, викликає різке підвищення температури і випаровування в них матеріалу. При цьому тиск

досягає значних значень, що приводить до вибуху струмонепровідних частин об'єкта, наприклад розщеплення дерев'яних конструкцій і дерев, руйнування незахищених цегляних димових труб. При цьому ступінь руйнування визначається не стільки струмом блискавки, скільки вмістом вологи чи гагогенеруючою властивістю ураженого матеріалу. Відомі випадки часткового чи навіть повного руйнування бетонних і залізобетонних споруд. Це можна пояснити поганими контактами в місцях з'єднання сталльної арматури. При надійних контактах арматура залізобетонних споруд може слугувати хорошим струмовідводом для струму блискавки, так як має великий загальний переріз, який виключає небезпечне підняття температури.

Блискавка небезпечна ще й тим, що її удар в незахищену (неправильно захищену) будівлю може вразити людей, які перебувають як всередині так і ззовні, в результаті дії високих потенціалів на окремих частинах будівлі через напругу дотику і крокову напругу, тому небезпечно ховатись під час грози під деревами, особливо високими і окремо стоячими, перебувати біля металевих труб, блискавковідводів, заземлювачів.

Вторинна дія блискавки. Під вторинною дією блискавки маються на увазі явища під час розрядів блискавки, які супроводжуються появою різниці потенціалів на конструкціях, трубопроводах і проводах всередині будівель, що не вражаються безпосередньо прямим ударом блискавки. Вони виникають в результаті електростатичної і електромагнітної індукції і до них можна віднести також появу різниці потенціалів всередині будівель внаслідок занесення високих потенціалів через наземні і підземні металеві комунікації.

Електростатична індукція. Накопичення в грозовій хмарі і часткове переміщення зарядів в канал блискавки в її початковій стадії викликає накопичення зарядів протилежного знаку на поверхні землі і наземних об'єктах. Розвиток цих процесів відбувається відносно повільно, тому переміщення зарядів не викликає всередині наземних об'єктів помітної різниці потенціалів, не дивлячись на високий опір витоку. На стадії головного розряду вивільнення

зарядів відбувається настільки швидко, що може виникнути суттєва різниця потенціалів між металевими конструкціями і землею, викликана протіканням струмів через великий опір витоку. Різниця потенціалів, навіть при ударі блискавки на відстані 100 метрів від споруди, може досягати десятків кіловольт і викликати іскри в повітряних проміжках. Не дивлячись на малу енергію, іскри можуть бути причиною вибухів в приміщеннях з вибухонебезпечними концентраціями сумішей горючих газів.

На таких установках, як повітряні лінії електропередачі, вивільнені заряди розповсюджуються у вигляді хвиль і наводять напругу по відношенню до землі в десятки і сотні кіловольт, здатну викликати в них потужні іскрові розряди.

Електромагнітна індукція. Розряд блискавки супроводжується появою в просторі швидко змінного магнітного поля, яке індукує ЕРС, здатну викликати іскри в контурах з різних протяжних металевих предметів. При повністю замкнутому контурі індукована ЕРС викличе електричний струм і невелике нагрівання його елементів, яке, як правило, не становить небезпеки.

Контури можуть бути не замкнені або мати поганий контакт у місцях з'єднання, де ЕРС і може викликати іскріння. Величина ЕРС електромагнітної індукції залежить від параметрів струму блискавки, розмірів і конфігурації контуру і їх взаємного розміщення.

Значна кількість пожеж нафтових цистерн, резервуарів і складських ємностей зумовлені вторинними діями блискавки, а не прямим ударом. Вони є результатом іскр, що генеруються в ємностях з пароповітряними сумішами.

Занесення високих потенціалів в будівлі можливі по рельсових шляхах, підземних трубопроводах, кабелях та інших металевих комунікаціях і можуть супроводжуватись потужними електричними розрядами не тільки при прямих ударах блискавки, але й коли ці комунікації розміщені надто близько до елементів блискавковідводу. Значне підвищення потенціалу на блискавковідводі при прямому ударі блискавки може викликати перекриття ізоляції по повітрі, землі чи дереву на вказані комунікації. Іскроутворення всередині вибухонебезпечних

будівель, що утворюється занесенням високого потенціалу по комунікаціях, є джерелом вибуху і представляє серйозну небезпеку для людей.

9.3. Загальні положення при улаштуванні блискавкозахисту

При побудові блискавкозахисної системи за вихідне прийнято положення, що будь-який її пристрій не може запобігти розвитку блискавки, а лише захистити об'єкт від негативних дій блискавки. Застосування блискавкозахисту істотно знижує ризик збитку від удару блискавки.

Тип і розміщення пристроїв блискавкозахисту приймаються на стадії проектування нового об'єкта, щоб максимально використати його провідні елементи, які можуть слугувати елементами блискавкозахисної системи. Це полегшує розробку і виконання пристроїв блискавкозахисту, суміщених з самою будівлею, дозволяє поліпшити її естетичний вигляд, підвищити ефективність блискавкозахисту, мінімізувати його вартість і трудовитрати.

При розробці проектів будівель, споруд і промислових комунікацій користуються вимогами ДСТУ Б В.2.5-38:2008, а також враховуються додаткові вимоги до виконання блискавкозахисту згідно з іншими діючими нормами, правилами, інструкціями, державними стандартами. У разі, коли вимоги галузевих нормативних документів є більш жорсткими, ніж у ДСТУ Б В.2.5-38:2008, при розробці блискавкозахисту рекомендується виконувати галузеві вимоги. Так само рекомендується діяти, коли вимоги ДСТУ не можна сумістити з технологічними особливостями об'єкта.

Під час роботи з системою блискавкозахисту використовуються такі основні терміни і поняття:

Удар блискавки в землю – електричний розряд атмосферного походження між грозовою хмарою і землею, що складається з одного або кількох імпульсів струму.

Точка ураження – точка, в якій блискавка стикається з землею, будівельною конструкцією або блискавковідводом. Удар блискавки може мати декілька точок ураження.

Прямий удар блискавки (ПУБ) – безпосередній контакт каналу блискавки з об'єктом (будівлею або спорудою), що супроводжується протіканням через нього струму блискавки.

Струм блискавки – струм, що тече до точки ураження.

Рівень блискавкозахисту (РБЗ) – заздалегідь прийняті параметри струму блискавки та ймовірність їх відповідності природним параметрам струмів блискавки.

Захист від ПУБ – зовнішня система заходів, які застосовуються для скорочення матеріальних збитків, обумовлених ударами блискавки в будівельні конструкції.

Надійність захисту від ПУБ (P_z) – визначається, як $P_z=1- P_{ПУБ}$, де $P_{ПУБ}$ – імовірність ПУБ в об'єкт, який захищається блискавковідводами з стержневими або тросовими блискавкоприймачами.

Блискавковідвід – пристрій, який сприймає удар блискавки і відводить її струм в землю. **Блискавковідвід, що стоїть окремо** – блискавковідвід, розташований таким чином, що шлях струму блискавки не має контакту з об'єктом, який він захищає.

Блискавкоприймач – частина блискавковідводу, призначена для перехоплення блискавок.

Струмовідвід – частина блискавковідводу, призначена для відведення струму блискавки від блискавкоприймача до заземлювача.

Заземлювач – провідна частина або сукупність з'єднаних між собою провідних частин, які перебувають в електричному контакті з землею безпосередньо або через проміжне провідне середовище, наприклад, бетон. Заземлювач є підземним закінченням системи.

Зона захисту блискавковідводу – простір, усередині якого будівельна конструкція захищена від ПУБ з надійністю не нижче встановленого значення.

Електромагнітний імпульс блискавки (ЕМІБ) – електромагнітні ефекти від струму блискавки, які супроводжуються як перехідними хвильовими процесами так і ефектами випромінюючого електромагнітного поля. ЕМІБ – вторинний прояв блискавки.

Імпульсна перенапряга – перехідний хвильовий процес, спричинений ЕМІБ, який проявляється перенапрягою і/або надструмом у провідних частинах.

Провідна частина – будь-яка частина, яка має властивість проводити електричний струм.

Захист від вторинних дій блискавки – внутрішня система заходів, які обмежують дії електромагнітного поля блискавки на металеві елементи будівельних конструкцій, електричні й електронні системи.

Зона захисту від дії блискавки – зона, в якій ЕМІБ обмежений зовнішнім середовищем. Між різними зонами не обов'язково є фізичні межі, у вигляді стіни, дверей, стелі.

Екранування – захист внутрішньої системи або окремих її частин від дії електромагнітних полів (за допомогою заземлення металевих листів, сіток, сталевих кожухів).

Пристрій захисту від імпульсної перенапряги (ПЗІП) – апарат, призначений для обмеження перехідних перенапруг і для відводу імпульсного струму. Цей пристрій має, принаймні, один нелінійний елемент.

Еквіпотенціальні з'єднання – взаємне з'єднання всіх провідних частин будівельної конструкції і внутрішньої системи із заземлювачем для досягнення рівності їх потенціалів.

Заземлювальна шина – шина або затискач, які є частиною заземлювальної системи і дають змогу виконувати електричні з'єднання визначеної кількості провідників з метою заземлення і зрівнювання потенціалів.

Електрична система – система, що складається з компонентів низької напруги (до 1 кВ).

Електронна система – система, яка об'єднує електронні компоненти, такі як обладнання зв'язку (дротове і бездротове), лічильно-розрахункові пристрої (комп'ютери), контролюючі і вимірювальні системи, радіосистеми, тощо.

Внутрішня система – електрична і електронна система в межах будівельної конструкції.

Комунальні комунікації – провідні трубопроводи, непровідні трубопроводи з внутрішнім провідним середовищем, силові та інформаційні кабелі.

Система блискавкозахисту будівель або споруд охоплює захист від прямих ударів блискавки – зовнішня блискавкозахисна система (БЗС) і захист від вторинних дій блискавки – внутрішня БЗС. Зовнішня БЗС може бути відокремленою (ізолюваною) від споруди (блискавковідводи, що стоять окремо – стержневі або тросові, а також сусідні споруди, що виконують функції природних блискавковідводів) або може бути встановлена на об'єкті, що захищається, і навіть може бути його частиною.

9.4. Захист від прямих ударів блискавки

9.4.1 Загальні вимоги

До основних вимог до блискавкозахисної системи можна віднести: відповідність типу блискавкозахисту характеру виробничого процесу в будівлі; можливість використання її конструктивних елементів в системі блискавкозахисту; надійність роботи всіх її елементів; великий строк служби, сягаючий десятки років і більше; можливість використання недорогих матеріалів і використання конструктивних елементів споруди; створення умов безпеки для персоналу об'єкта чи сторонніх людей; відносно проста експлуатація і не дуже важкий доступ до всіх елементів під час контролю, відновленні чи ремонті.

Крім того, при виконанні блискавкозахисту будівель і споруд всіх рівнів для підвищення безпеки людей слід розміщувати заземлювачі (крім заглиблених) в

рідковідвідуваних місцях, на відстані 5 і більше метрів від основних ґрунтових, проїзних і пішохідних доріг, розміщувати під асфальтним покриттям. Струмівідводи слід прокладати в місцях, щоб люди не мали до них доступу.

За безпекою ударів блискавки для самого об'єкта і для його оточення, а отже необхідністю улаштування блискавкозахисної системи об'єкти поділяють на звичайні та спеціальні. До звичайних об'єктів відносять промислові підприємства, тваринницькі і птахівничі будівлі і споруди, житлові і адміністративні будівлі, універмаги, банки, страхові компанії, дошкільні установи, школи, лікарні, притулки для старих, музеї і археологічні пам'ятники, спортивні споруди тощо. До спеціальних об'єктів відносять:

- об'єкти, що становлять небезпеку для безпосереднього оточення (нафтопереробні підприємства, заправні станції, підприємства з виробництвом і зберіганням вибухових речовин);
- об'єкти, що становлять небезпеку для екології (хімічні заводи, атомні електростанції, біохімічні фабрики і лабораторії);
- об'єкти з обмеженою небезпекою (пожежонебезпечні підприємства, електростанції, підстанції і лінії електропередавання, засоби зв'язку);
- інші об'єкти (будови висотою вище 60 м, об'єкти, що будуються).

Згідно ДСТУ Б В.2.5-38:2008 передбачено чотири рівні блискавкозахисту відповідно з якими повинна бути забезпечена наступна надійність захисту від прямих ударів блискавки:

- 0,99 ÷ 0,999 – для об'єктів I РБЗ ;
- 0,95 ÷ 0,99 – для об'єктів II РБЗ ;
- 0,9 ÷ 0,95 – для об'єктів III РБЗ ;
- не нижче ніж 0,85 – для об'єктів IV РБЗ.

Необхідність виконання блискавкозахисту об'єкта від прямих ударів блискавки і рівень його блискавкозахисту визначаються за додатком А ДСТУ Б В.2.5-38:2008 (витяг наведено в табл.8.1) в залежності від очікуваної кількості уражень об'єкта блискавкою за рік N , призначення, класу зони, ступеня вогнестійкості (СВ) об'єкта і тяжкості наслідків від дії блискавки.

Очікувана кількість уражень об'єкта блискавкою за рік N визначається за такими формулами:

- для зосереджених споруд (димові труби, вежі, башти тощо)

$$N = 9\pi \cdot h_{ia}^2 \cdot n \cdot 10^{-6} ; \quad (9.1)$$

- для будівель і споруд прямокутної форми

$$N = [(S + 6 h_{ob})(L + 6 h_{ob}) - 7,7 \cdot h_{ia}^2] \cdot n \cdot 10^{-6} ; \quad (9.2)$$

де h_{ob} – найбільша висота об'єкта, м; L – довжина об'єкта, м; S – ширина об'єкта, м;

n – щільність ударів блискавки на 1 км² земної поверхні за рік, визначена за даними метеорологічних спостережень в місці розташування об'єкта, 1/км² рік. Якщо дані спостережень відсутні, n може бути розраховано за формулою $n = 0,067 \cdot T_{gp}$, де T_{gp} - середня тривалість гроз у годинах, визначена за картами інтенсивності грозової діяльності. Для будівель і споруд складної конфігурації в якості S і L розглядається ширина і довжина найменшого прямокутника, в який може бути вписана будівля або споруда в плані.

Приклад. Розрахунок очікуваної кількості уражень об'єкта з більшими горизонтальними розмірами (25x20x9 м) за (8.2) блискавкою за рік N :

Для м. Львова $n = 0,067 \cdot (80 \div 100) = 5,36 \div 6,7$, тоді

$$N = [(20 + 6 \times 9)(25 + 6 \times 9) - 7,7 \cdot 9^2] \cdot (5,36 \div 6,7) \cdot 10^{-6} = 0,028 \div 0,035$$

Остаточний вибір значення n залежить від мінімальних чи максимальних вимог клієнта до безпеки.

Таблиця 9.1

Визначення необхідності виконання блискавкозахисту від ПУБ та вибір РБЗ об'єкта з класом зони

з/п	Місце розташування, клас зони і СВ об'єкта	N, за якою виконується БЗС даного РБЗ	РБЗ
1	Будівлі і споруди, у яких є приміщення зон класів 1 і 20	Незалежно від N	I
2	Будівлі і споруди, у яких є приміщення зон класів 2 і 21	$N > 1$	I
		$N \leq 1$	II
3	Зовнішні установки, що мають зону класу 1	Незалежно від N	II

4	Будівлі і споруди або їх частини, приміщення яких відносяться до зон класів П-I, П-II, П-IIIа	Для I і II СВ з $0,1 < N \leq 2$ і для III÷V – при $0,02 < N \leq 2$	II, III
		Те саме, але у разі $N > 2$	II
5	Розташовані в сільській місцевості будови III÷V СВ, де є зони класів П-I, П-II, П-IIIа	$N < 0,02$	IV
6	Зовнішні установки і відкриті склади, де є зона класу П-III	$N > 2$	II
		$0,1 < N \leq 2$	III

9.4.2 Зовнішня блискавкозахисна система

Зовнішня БЗС в загальному випадку складається з блискавкоприймачів (БП), безпосередньо приймаючих удар блискавки, струмовідводів, з'єднуючих блискавкоприймач з заземлювачем і заземлювачів, через які струм блискавки стікає в землю. В якості цих елементів можуть використовуватись металеві елементи будівель чи конструкцій, вони називаються природними заземлювачами. Якщо у якості природнього блискавкоприймача використовуються покрівлі, труби чи корпуси резервуарів, то їхня товщина повинна бути не менша значень наведених у табл.8.2. У разі спеціального виготовлення цих елементів для БЗС, вони називаються штучними. Їх матеріал і розміри повинні задовольняти вимогам наведеним в таблиці 8.2.

Таблиця 9.2

Мінімальні розміри елементів зовнішньої БЗС для всіх РБЗ

Матеріал	Товщина «природного» блискавкоприймача t , мм	Переріз штучних елементів, мм ² (діаметр, øмм)		
		БП	струмовідводу	заземлювача
Сталь	4	50 (ø8)	50 (ø8)	100 (ø15,9)
Мідь	5	35 (ø6,7)	16 (ø4,5)	50 (ø8)
Алюміній	7	70 (ø9,4)	25 (ø4)	не застосовується

Вказані значення можуть бути збільшені в залежності від корозії або механічних дій.

Блискавкоприймачі

Блискавкоприймачі можуть бути спеціально встановленими, у тому числі на об'єкті, або їх функції виконують конструктивні елементи об'єкта. Вони можуть складатися з довільної комбінації таких елементів: стержнів, натягнутих дротів (тросів), ґратчастих провідників (сіток). Ці елементи безпосередньо приймають прямий удар блискавки і повинні витримувати її теплову і динамічну дію, бути надійними в експлуатації.

Захист від ПУБ спеціальних об'єктів, у нормальних технологічних режимах яких можуть знаходитися і утворюватися вибухонебезпечні концентрації газів (парів, пилу, волокна тощо), повинен виконуватися блискавковідводами, що стоять окремо. Віддаленість блискавковідводів, що стоять окремо від об'єкта, і підземних металевих комунікацій визначаються галузевими нормативними документами.

Для звичайних об'єктів як природні блискавкоприймачі можуть розглядатися такі конструктивні елементи будівель і споруд:

а) металеві покрівлі об'єктів за умови, що:

- електрична неперервність між різними частинами забезпечена на довгий термін;

- товщина металу покрівлі є не меншою за величину t , яку наведено в табл. 8.2, якщо необхідно захистити покрівлю від пошкодження або пропалювання;

- товщина металу покрівлі складає не менше 0,5 мм, якщо її не обов'язково захищати від пошкоджень і немає небезпеки займання спалимих матеріалів, що знаходяться під покрівлею;

- покрівля не має ізоляційного покриття. При цьому невеликий шар антикорозійної фарби або шар 0,5 мм асфальтового покриття, або шар 1 мм пластикового покриття не вважаються ізоляцією;

- неметалеві покриття на/або під металевою покрівлею не виходять за межі об'єкта, що захищається;
- б) металеві конструкції даху (ферми, з'єднана сталева арматура);
- в) металеві елементи типу водостічних труб, прикрас, огорож по краю даху тощо, якщо їх переріз не менше значень, визначених для звичайних блискавкоприймачів;
- г) технологічні металеві труби і резервуари, якщо вони виконані з металу товщиною не менше 2,5 мм і проплавлення цього металу не приведе до небезпечних наслідків;
- д) металеві труби і резервуари, якщо вони виконані з металу завтовшки не менше значення t , наведеного в табл. 9.2, і якщо підвищення температури з внутрішньої сторони об'єкта в точці удару блискавки є безпечним.

Струмовідводи

Струмовідводи використовують для з'єднання блискавкоприймачів із заземлювачами з сталі будь-якого профілю. Їх розраховують на пропускання повного струму блискавки без руйнувань і суттєвих перегрівів. Вони повинні бути оцинковані чи покращені для запобігання корозії. Струмовідводи можуть виконуватись з кутової, стрічкової і круглої сталі. Також ними може служити арматура залізобетонних конструкцій, направляючі ліфтів, пожежні драбини електрично надійно зв'язані по всій довжині. З'єднання струмовідводів, штучних і природніх, повинні бути зварними. Якщо струмовідводи приєднують до окремих заземлювачів і вони електрично зв'язані один з одним, то на висоті 1,5 м від поверхні землі встановлюють надійне болтове з'єднання, яке дозволяє від'єднати струмовідвід для контролю заземлювача.

З метою зниження ймовірності виникнення небезпечного іскріння струмовідводи необхідно розташовувати таким чином, щоб між точкою ураження і землею:

- струм розтікався декількома паралельними шляхами;
- довжина цих шляхів була обмежена до мінімуму.

Для цього струмовідводи слід розташовувати рівномірно по периметру об'єкта, що захищається. По можливості їх прокладають поблизу кутів будівель. Відстань між струмовідводами встановлюється для I, II, III, IV рівня блискавкозахисту 10, 15, 20, 25 метрів відповідно. Струмовідводи прокладаються по прямих і вертикальних лініях так, щоб шлях до землі був найкоротшим. Також потрібно уникати гострих кутів і тим більше петель в струмовідводі, так як значні електродинамічні зусилля при великих струмах блискавки можуть розірвати його на цих відрізках або викликати іскрове перекриття між найближчими точками петлі.

Блискавкоприймач зі стержнів, встановлених на окремих опорах (або одній опорі), на кожному опорі повинен мати мінімум один струмовідвід.

Блискавкоприймач з окремих горизонтальних дротів (тросів) на кожному кінці троса повинен мати мінімум один струмовідвід.

Блискавкоприймач з ґратчастою конструкцією, підвішеною над об'єктом, на кожному опорі потребує не менше одного струмовідводу. Загальна кількість струмовідводів повинна бути не менше двох.

Струмовідводи слід з'єднувати горизонтальними поясами поблизу поверхні землі і через кожні 20 м по висоті будівлі, крім випадків використання металевих каркасів будівлі або сталевий арматури залізобетону як струмовідводів.

Неізольовані від об'єкта струмовідводи слід прокладати таким чином:

- якщо стіна виконана з негорючого матеріалу, струмовідводи можуть бути закріплені на поверхні або проходити в стіні;
- якщо стіна виконана з горючого матеріалу, струмовідводи можуть бути закріплені безпосередньо на поверхні стіни так, щоб підвищення температури при протіканні струму блискавки було безпечним для матеріалу стіни; інакше струмовідводи повинні розташовуватися так, щоб відстань між ними і об'єктом, що захищається, завжди перевищувала 0,1 м.

Металеві скоби для кріплення струмовідводів можуть бути у контакті зі стіною. Не слід прокладати струмовідводи у водостічних трубах. Струмовідводи,

які прокладаються по зовнішніх стінах будівель слід розміщувати не ближче ніж 3 м від входів або в місцях, недоступних для дотику людей.

Природними струмовідводами слід вважати такі конструктивні елементи будівель:

а) металеві конструкції за умови, що вони мають не менший переріз, ніж потрібно для штучних струмовідводів (табл. 9.2);

б) металевий каркас будівлі або споруди;

в) з'єднана між собою сталева арматура будівлі або споруди, якщо вона задовольняє таким умовам:

- приблизно 50% з'єднань вертикальних і горизонтальних стрижнів виконано зварюванням або мають жорсткий зв'язок (болтове кріплення, в'язання дротом);

- електрична неперервність забезпечена між сталевую арматурою різних наперед заготовлених бетонних блоків і арматурою бетонних блоків, підготовлених на місці;

г) частини фасаду, профільовані елементи і опорні металеві конструкції фасаду за умови, що їх переріз відповідає вимогам табл. 9.2, що відносяться до струмовідводів, а їх товщина складає не менше 0,5 мм.

Заземлювачі

Для захисту від ПУБ, як правило, використовують природні заземлювачі – металеві і залізобетонні конструкції будівель, споруд, зовнішніх установок, опор блискавковідводів, що стоять окремо, тощо, які перебувають у контакті з землею, у тому числі залізобетонні фундаменти в неагресивних, слабо- і середньоагресивних середовищах за умови забезпечення неперервного електричного зв'язку по їх арматурі і приєднання її до закладних деталей за допомогою зварювання. Бітумні і бітумно-латексні покриття не є перешкодою для такого використання фундаментів.

У сильноагресивних середовищах, де захист залізобетону від корозії виконується полімерними матеріалами, а також у разі вологості ґрунту менш ніж

3% використовувати залізобетонні фундаменти як заземлювачі блискавкозахисту не допускається. Не слід використовувати як заземлювачі залізобетонні конструкції з попередньо напруженою арматурою.

Для блискавковідводів I і II РБЗ, що стоять окремо, доцільно використовувати такі конструкції природних заземлювачів:

- один (і більше) залізобетонний підніжник за розмірами не меншими ніж 2,2м – довжиною, 0,4х0,4м – у верхній (надземній) частині і 1,8х1,8 м у нижній (підземній) частині, заглиблений у землю не менше ніж на 2 м;

- одна (і більше) залізобетонна паля або опора діаметром не менше ніж 0,25 м, заглиблена в землю не менше ніж на 5 м;

- залізобетонний фундамент довільної форми з площиною контакту з землею не менше ніж 10 м².

У разі неможливості використання природних заземлювачів для блискавковідводів, що стоять окремо, використовуються такі штучні заземлювачі (прокладаються на глибині не менше 0,5 м):

- для I і II РБЗ – з трьох і більше вертикальних електродів довжиною не менше ніж 3 м, об'єднаних горизонтальним електродом і відстанню між ними не менше ніж 3 м;

- для III РБЗ – з двох вертикальних електродів довжиною не менше ніж 3 м, об'єднаних горизонтальним електродом і відстанню між ними не менше ніж 3 м;

- для IV РБЗ – з одного вертикального або горизонтального електрода довжиною 2÷3 м (далі – E2÷3м).

Для блискавкоприймачів із сіток або металевої покрівлі, по периметру будівлі слід прокладати зовнішній контур із штучних горизонтальних заземлювачів. У ґрунтах з еквівалентним питомим опором:

- $\rho \leq 500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ у разі площі будівлі менше 250 м² до цього контуру в місцях приєднання струмовідводів для I і II РБЗ приварюються по одному E2÷3м.

- $500 < \rho \leq 1000$ Ом·м у разі площі будівлі менше 900 м^2 до цього контуру з в місцях приєднання струмовідводів для I і II РБЗ слід приварити не менше двох $E2 \div 3\text{м}$ на відстані $3 \div 5$ м один від одного, а в місцях приєднання струмовідводів для III РБЗ слід приварити по одному $E2 \div 3\text{м}$.

Штучні заземлювачі слід розміщувати на відстані не менше 1 м від стін, під асфальтовим покриттям або в місцях, в яких звичайно не перебувають люди (на газонах, на відстані до 5 м і більше від ґрунтових і пішохідних доріг).

У всіх випадках, за винятком використання блискавковідводу, що стоїть окремо, заземлювач блискавкозахисту слід суміщати із заземлювачами електроустановок і засобів зв'язку. Якщо ці заземлювачі повинні бути розділені за будь-якими технологічними міркуваннями, їх слід об'єднати в загальну систему за допомогою системи зрівнювання потенціалів, відповідно ДБН В.2.5-27-2006 або ПУЕ: 2006.

З'єднання в системі блискавкозахисту слід виконувати зварюванням, паянням, допускається також вставка в затискний наконечник або болтове кріплення.

9.4.3. Методика вибору зовнішньої БЗС

Загальна методика вибору на підставі вихідних даних (табл.9.3) полягає в такому:

1. Виявити вхідні характеристики електроживлення (потужність, напруга, категорія електропостачання).
2. Визначити характеристики технологічного процесу і пожежо-вибухонебезпечні параметри середовища (встановити фізико-хімічні характеристики речовин), в якому експлуатується електрообладнання.
3. На основі вищенаведеного визначити клас зони в приміщенні чи на зовнішній території.
4. Встановити призначення будівлі та її ступінь вогнестійкості.

5. За необхідності розрахувати очікувану кількість уражень об'єкта блискавкою за рік N .

6. Встановити РБЗ за табл. 9.1.

7. Встановити мінімальне або оптимальне значення необхідної надійності захисту від ПУБ P_3 .

8. Вибір типу і висоти блискавковідводів провадиться, виходячи зі значень надійності P_3 . Об'єкт вважається захищеним, якщо сукупність всіх його блискавковідводів забезпечує надійність захисту не менше P_3 .

9. Якщо захист об'єкта досягається найпростішими блискавковідводами (одинарним стержневим чи тросовим, подвійним стержневим чи тросовим, замкнутим тросовим), параметри блискавковідводів можна визначати, користуючись параметрами зон захисту блискавковідводів, які відповідають заданому значенню P_3 , у таблицях 4 – 8.

10. У разі проектування блискавкозахисту для звичайного об'єкта, можливе визначення зон захисту блискавковідводів за захисним кутом або методом фіктивної сфери.

11. Задати (описати з відповідних розділів ДСТУ) конструкцію, матеріали, розміри і місце розташування блискавкоприймача, струмовідводу, захисного заземлення.

12. Наступним кроком слід перевірити наявність заходів щодо захисту від розрядів статичної електрики. Основним захисним заходом є заземлення. Заземлення також важливе з погляду електробезпеки. Тому слід виконати перевірочний розрахунок заземлювача.

Для виконання перевірочного розрахунку заземлення необхідно зібрати такі дані:

1. Питомий опір ґрунту, марка провідника, з якого виготовлені вертикальні й горизонтальні електроди, нормативний опір заземлюючого

пристрою, що визначається в залежності від типу електричної мережі та її номінальної напруги.

2. Конструкція контуру заземлена (замкнутий або рядний).

3. Місця розташування блискавкоприймачів.

Перелік характеристик об'єкта наведено в табл. 9.3.

Таблиця 9.3

Вихідні дані про будівлю і оточення, устаткування

№п/п	Характеристика
1	2
1.	Матеріал стін будівлі - камінь, цегла, дерево, залізобетон, сталевий каркас
2.	Вид покрівлі (плоска, похила) та її матеріал (метал, черепиця, залізобетон тощо)
3.	Вид фундаменту (стрічковий, стовпчастий, суцільний, на палях, збірний, монолітний і т.д.)
4.	Геометричні розміри будівлі. Креслення загального виду будівлі з габаритними розмірами. Розміри вікон.
5.	Будівля, що стоїть окремо, чи блокування кількох
6.	Сполучення арматури і металевих частин по всій будівлі
7.	Тип і якість зовнішньої системи блискавкозахисту
8.	Схема і опір заземлювального пристрою. Рік введення в експлуатацію. Питомий електричний опір ґрунту (Ом·м)
9.	Заземлені елементи сусідніх будівель (висота, відстань до них)
10.	Вхідні лінії (підземні або повітряні, комунальні і технологічні)
11.	Анени або інші зовнішні пристрої
12.	Система живлення електроустановки в будівлі (високо- або низьковольтна, над/підземна)
13.	Прокладання кабелів (число і розташування вертикальних ділянок, спосіб прокладання)
14.	Використання металевих кабельних лотків
15.	Електронне устаткування усередині будівлі і його розташування
16.	Чи є провідники, що відходять до інших будівель?

Закінчення таблиці 8.3

1	2

17.	Чи виконана в будівлі система зрівнювання потенціалів?
18.	Тип комунікацій між інформаційним устаткуванням (екрановані або неекрановані багатожилінні, коаксіальні кабелі; симетричні або несиметричні кабелі; оптоволоконні лінії)
19.	Рівні стійкості обладнання до пошкоджень
20.	Розташування з'єднань електронного устаткування із загальною системою заземлення

9.4.4. Зони захисту блискавковідводів

Захисна дія блискавковідводів ґрунтується на властивості вражати найвищі і добре заземлені металеві конструкції. Під час лідерної стадії розряду на вершині блискавковідводу накопичуються заряди, які утворюють на ній велику напруженість електричного поля, куди і направляється розряд. Розвиток з блискавковідводу зустрічного лідера ще більше підсилює напруженість поля в напрямку лідера блискавки і остаточно визначає її удар в блискавковідвід.

Захисна дія блискавковідводу характеризується ймовірністю прориву блискавки. Під даною ймовірністю розуміють відношення числа розрядів блискавки в об'єкт, що захищається до загального числа розрядів в систему «блискавковідвід – об'єкт». Аналізом ураження блискавкою різних споруд було встановлено, що ймовірність прориву блискавки до об'єкту знижується по мірі скорочення відстані між блискавковідводом і об'єктом. Однак визначення ймовірності прориву для кожного конкретного об'єкту є достатньо важкою задачею, тому в проектній практиці широко користуються зонами захисту блискавковідводів.

Під зоною захисту розуміють простір навколо блискавковідводу, який характеризується тим, що ймовірність прориву блискавки до будь-якого об'єкту всередині зони не перевищує деяку достатньо малу величину.

По типу блискавкоприймачів блискавковідводи поділяються на стержневі, тросові і сітчасті; по кількості і загальній зоні захисту – на одинарні, подвійні і багатократні. Крім цього, розрізняють блискавковідводи окремо стоячі, ізольовані

і неізолювані від об'єкту, що захищається. Частіше використовуються стержневі блискавковідводи. Нижче наведені методика побудови і розрахунку зон для блискавковідводів висотою до 150 м. При більших блискавковідводах слід користуватися спеціальною методикою розрахунку.

Зона захисту одинарних стержневих блискавковідводів

Стандартною зоною захисту одинарного стержневого блискавковідводу (рис. 9.1) висотою h є круговий конус висотою $h_0 < h$, вершина якого співпадає з вертикальною віссю блискавковідводу. Габарити зони визначаються двома параметрами: висотою конуса h_0 і радіусом конуса на рівні землі r_0 .

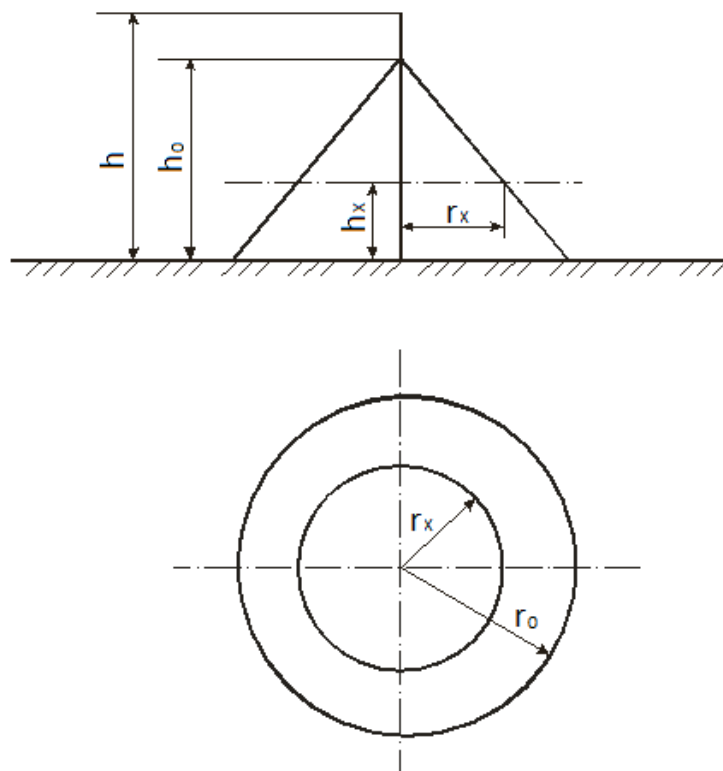


Рис. 9.1. Зона захисту одинарного стержневого блискавковідводу

Для зони захисту будь-якої надійності одинарного стержневого блискавковідводу радіус горизонтального перерізу r_x на висоті h_x визначається за формулою:

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} \quad (9.3)$$

Таблиця 9.4

Параметри зони захисту одинарного стержневого блискавковідводу

Надійність	Висота блиска-	Висота конуса h_0 , м	Радіус конуса r_0 , м
------------	----------------	-------------------------	-------------------------

захисту P_3	вквідводу h , м		
0,9	від 0 до 100	0,85h	1,2h
	від 100 до 150		$[1,2 - 10^{-3}(h - 100)]h$
0,99	від 0 до 30	0,8h	0,8h
	від 30 до 100		$[0,8 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h - 30)]h$
	від 100 до 150	$[0,8 - 10^{-3}(h - 100)]h$	0,7h
0,999	від 0 до 30	0,7h	0,6h
	від 30 до 100	$[0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4}(h - 30)]h$	$[0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h - 30)]h$
	від 100 до 150	$[0,65 - 10^{-3}(h - 100)]h$	$[0,5 - 2 \cdot 10^{-3}(h - 100)]h$

За інших рівних умов висоту блискавковідводів можна понизити, якщо замість стержневих конструкцій застосовувати тросові.

Зона захисту одинарних тросових блискавковідводів

Стандартні зони захисту одинарного тросового блискавковідводу (рис. 9.2) висотою h обмежені симетричними двоххилими поверхнями, що створюють у вертикальному перерізі рівнобедрений трикутник з вершиною на висоті $h_0 < h$ і основою на рівні землі $2r_0$. Тут і далі під h розуміється мінімальна висота троса над рівнем землі (з урахуванням провисання). Напівширина r_x зони захисту необхідної надійності одинарного тросового блискавковідводу на висоті h_x від поверхні землі визначається за формулою (9.3). Габарити зони визначаються двома параметрами: висотою трикутника h_0 і радіусом на рівні землі r_0 .

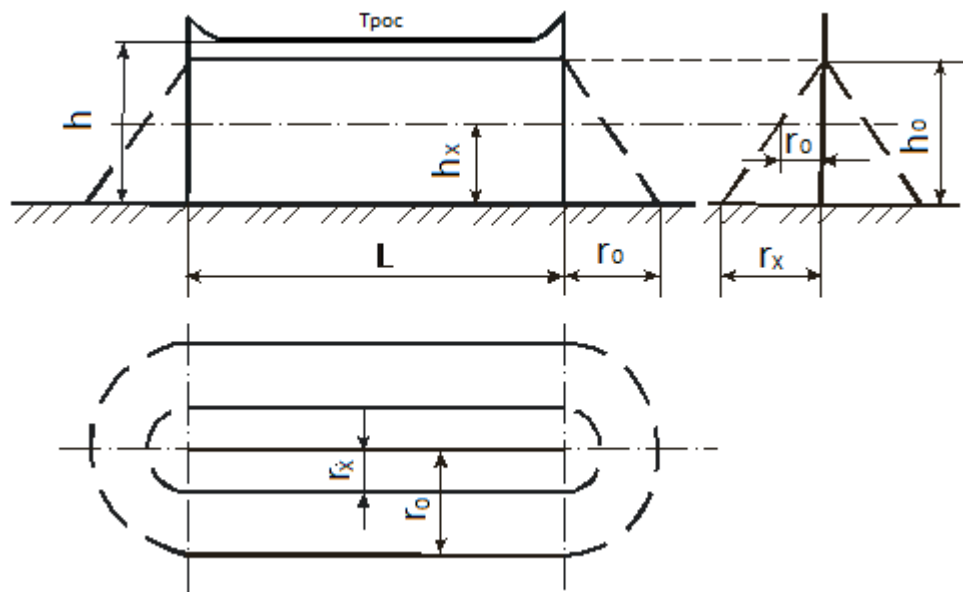


Рис. 9.2. Зона захисту одинарного тросового блискавковідводу

Параметри зони захисту одинарного тросового блискавковідводу

Надійність захисту P_3	Висота блискавко-відводу h , м	Висота конуса h_0 , м	Радіус конуса r_0 , м
0,9	від 0 до 150	$0,87 h$	$1,5 h$
0,99	від 0 до 30	$0,8 h$	$0,95 h$
	від 30 до 100		$[0,95 - 7,14 \cdot 10^{-4}(h-30)] h$
	від 100 до 150		$[0,9 - 10^{-3}(h-100)] h$
0,999	від 0 до 30	$0,75 h$	$0,7 h$
	від 30 до 100	$[0,75 - 4,28 \cdot 10^{-4}(h-30)] h$	$[0,7 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h-30)] h$
	від 100 до 150	$[0,72 - 10^{-3}(h-100)] h$	$[0,6 - 10^{-3}(h-100)] h$

При необхідності розширити захищений об'єм, до торців зони захисту власне тросового блискавковідводу можуть додаватися зони захисту несучих опор, які розраховуються за формулами одинарних стержневих блискавковідводів, наведених в табл. 9.4.

Зона захисту подвійного стержневого блискавковідводу

Блискавковідвід вважається подвійним, коли відстань між стержневими блискавкоприймачами L не перевищує граничної величини L_{max} . В іншому випадку обидва блискавковідводи розглядаються як одинарні.

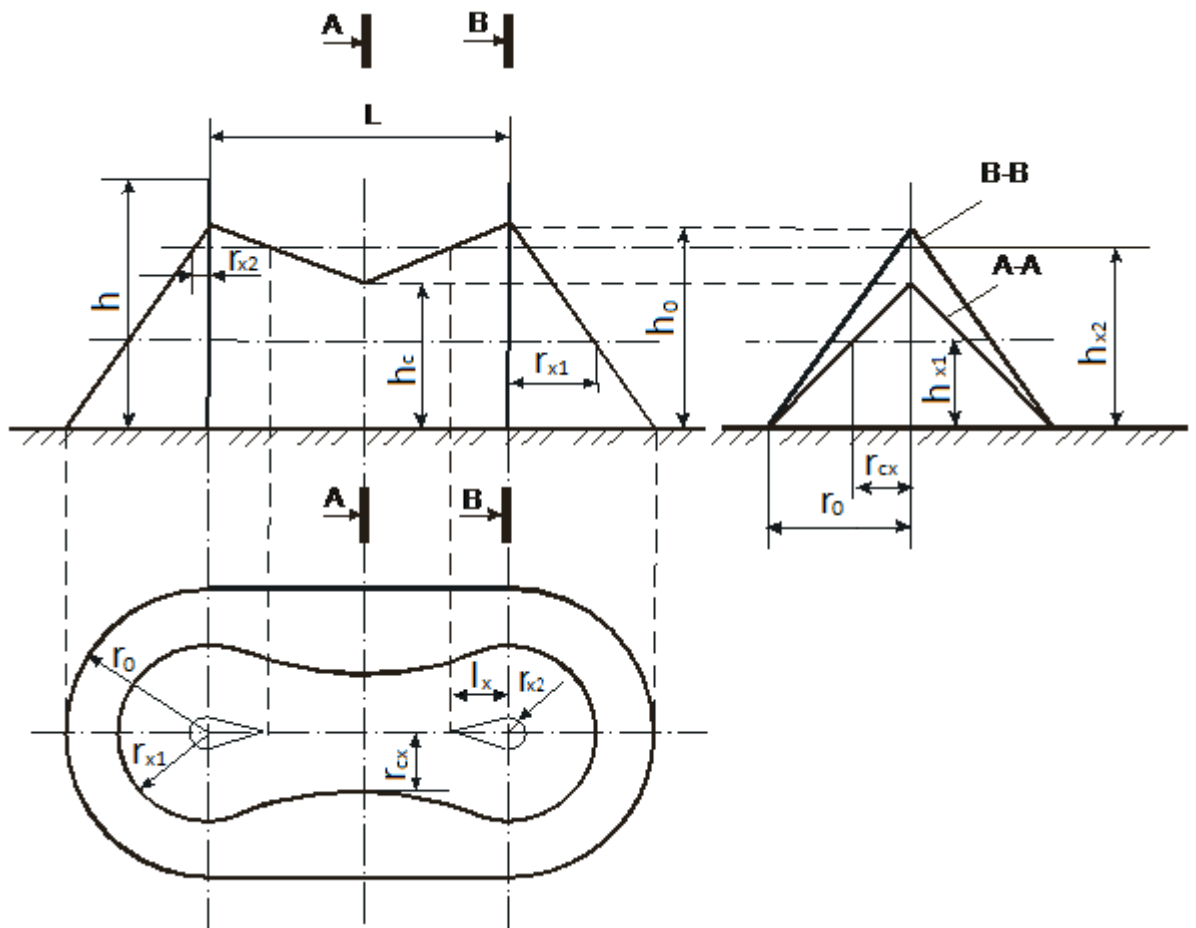


Рис. 9.3. Зона захисту подвійного стержневого блискавковідводу

Побудова зовнішніх областей зон подвійного блискавковідводу (напівконусів з габаритами h_o , r_o) виконується за формулами табл. 9.4 для одинарних стержневих блискавковідводів. Розміри внутрішніх областей (рис. 8.3) визначаються параметрами h_o і h_c , перший з яких задає максимальну висоту зони безпосередньо біля блискавковідводів, а другий — мінімальну висоту зони посередині між блискавковідводами. При відстані між блискавковідводами $L \leq L_c$ (L_c – довжина об'єкта) межа зони не має провисання ($h_c = h_o$). Для відстаней $L_c \leq L \leq L_{max}$ висота h_c визначається за формулою

$$h_c = \frac{L_{max} - L}{L_{max} - L_c} h_o \quad (9.4)$$

Граничні відстані L_{max} і L_c обчислюються за емпіричними формулами таблиці 9.6.

Розміри горизонтальних перерізів зони (рис. 9.3) обчислюються за такими формулами, загальними для всіх рівнів надійності захисту:

- максимальна напівширина зони r_x в горизонтальному перерізі на висоті h_x обчислюється за формулою (9.3);

- довжина горизонтального перерізу l_x на висоті $h_x \geq h_c$:

$$l_x = \frac{L(h_0 - h_x)}{2(h_0 - h_c)} \quad (9.5)$$

при $h_x < h_c$

$$l_x = L / 2; \quad (9.6)$$

- ширина горизонтального перерізу в центрі між блискавковідводами $2r_{cx}$ на висоті $h_x \leq h_c$:

$$r_{cx} = \frac{r_0(h_c - h_x)}{h_c} \quad (9.7).$$

Таблиця 9.6

Параметри зони захисту подвійного стержневого блискавковідводу

P_3	Висота h , м	L_{max} , м	L_c , м
0,9	від 0 до 30	$5,75 h$	$2,5h$
	від 30÷100	$[5,75 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30)] h$	
	від 100÷150	$5,5h$	
0,99	від 0 до 30	$4,75h$	$2,25h$
	від 30÷100	$[4,75 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30)] h$	$[2,25 - 0,01007(h - 30)]h$
	від 100÷150	$4,5h$	$1,5h$
0,999	від 0 до 30	$4,25h$	Те ж саме
	від 30÷100	$[4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30)] h$	
	від 100÷150	$4,0h$	

Зона захисту подвійного тросового блискавковідводу

Блискавковідвід вважається подвійним, коли відстань між тросами L не перевищує граничної величини L_{max} . В іншому випадку обидва блискавковідводи розглядаються як одинарні.

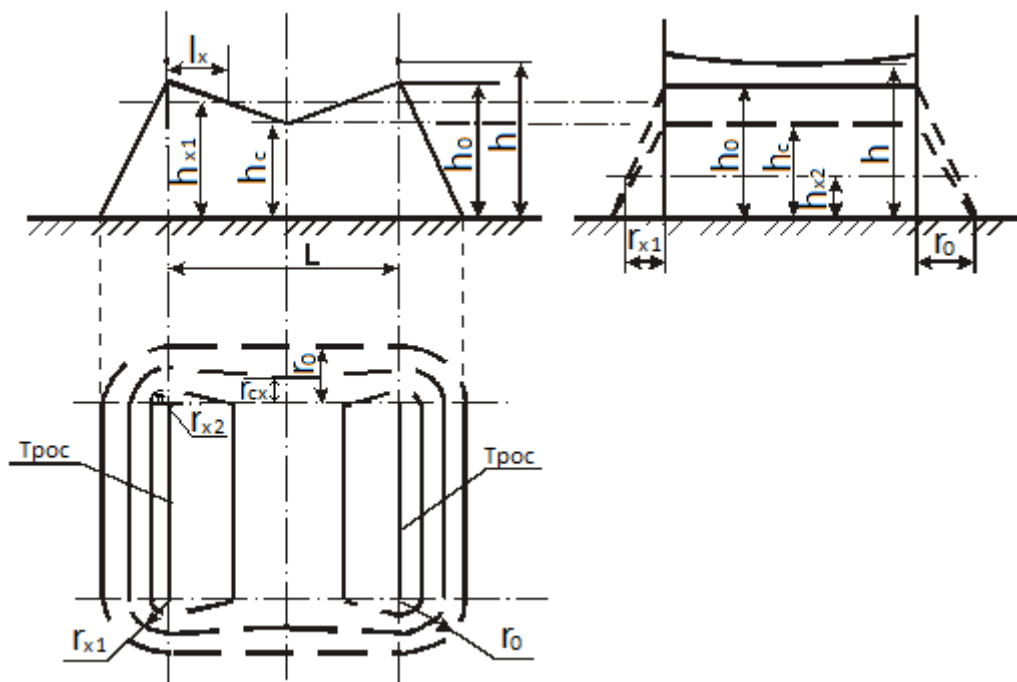


Рис. 9.4. Зона захисту подвійного тросового блискавковідводу

Побудова зовнішніх областей зон (двох односхилих поверхонь з габаритами h_o , r_o) виконується за формулами таблиці 9.5 для одинарних тросових блискавковідводів.

Розміри внутрішніх областей визначаються параметрами h_o і h_c , перший з яких задає максимальну висоту зони безпосередньо біля тросів, а другий – мінімальну висоту зони посередині між тросами. При відстані між тросами $L \leq L_c$ межа зони не має провисання ($h_c = h_o$, рис. 9.2). Для відстаней $L_c \leq L \leq L_{max}$ висота h_c визначається за формулою (8.4).

Граничні відстані L_{max} і L_c обчислюються за емпіричними формулами таблиці 9.7.

Таблиця 9.7

Параметри зони захисту подвійного тросового блискавковідводу

P_3	Висота h , м	L_{max} , м	L_c , м
0,9	від 0 до 150	$6,0h$	$3,0h$
0,99	від 0 до 30	$5,0h$	$2,5h$
	від 30 ÷ 100		$[2,5 - 7,14 \cdot 10^{-3}(h - 30)] h$
	від 100 ÷ 150	$[5,0 - 5 \cdot 10^{-3}(h - 100)] h$	$[2,0 - 5 \cdot 10^{-3}(h - 100)] h$
0,999	від 0 до 30	$4,75h$	$2,25h$

від 30 до 100	$[4,75 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30)] h$	$[2,25 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30)] h$
від 100 до 150	$[4,5 - 5 \cdot 10^{-3}(h - 100)] h$	$[2,0 - 5 \cdot 10^{-3}(h - 100)] h$

Довжина горизонтального перерізу зони захисту l_x на висоті h_x визначається:

- при $0 < h_c < h_x$ за формулою (9.5),

- при $h_c \geq h_x$ за формулою (9.6).

Для розширення об'єму, що захищається, на зону подвійного тросового блискавковідводу може бути накладена зона захисту опор тросів, яка будується як зона подвійного стержневого блискавковідводу.

Визначення зон захисту блискавковідводів методами захисного кута, захисної сітки і фіктивної сфери

Доцільно використовувати ці методи в таких випадках:

- метод захисного кута - для простих за формою споруд і об'єктів IV РБЗ або для маленьких частин великих споруд;
- метод фіктивної сфери - для споруд складної форми;
- застосування захисної сітки доцільно в загальному випадку і особливо для захисту поверхонь.

Таблиця 9.8

Параметри зон захисту блискавковідводів методами захисного кута, фіктивної сфери і граничний крок чарунки захисної сітки

РБЗ	Крок чарунки сітки, м	Радіус фіктивної сфери R , м	Кут α° при вершині блискавковідводу		
			$h_{об} \leq 20$ м	$h_{об} \leq 30$ м	$h_{об} \leq 45$ м
I	5	20	25	х	х
II	10	30	35	25	х
III	10	45	45	35	25
IV	20	60	55	45	35
х У цих випадках кут α° не застосовний					

При застосуванні методу захисного кута стержневі і тросові блискавкоприймачі розміщуються так, щоб всі частини споруди знаходилися в зоні захисту, утвореною під кутом α до вертикалі.

Метод фіктивної сфери використовується для визначення зони захисту блискавковідводів частини або ділянок споруди, коли згідно з табл. 8.8 виключено визначення зони захисту за захисним кутом. Об'єкт вважається захищеним, якщо фіктивна сфера, торкаючись поверхні блискавковідводу і площини, на якій той встановлений, не має спільних точок з об'єктом, що захищається, при цьому бокові поверхні споруди на рівнях вище, ніж радіус фіктивної сфери, захищені блискавковідводами або сіткою.

Сітка захищає поверхню, якщо виконані такі умови:

- провідники сітки проходять по краю даху, який виходить за габаритні розміри будівлі; ніякі металеві частини не повинні виступати за зовнішні контури сітки;
- провідник сітки проходить по гребеню даху, якщо нахил даху перевищує 1/10;
- розміри чарунки сітки не більші наданих в таблиці 9.8.

Приклад. Блискавкозахист об'єкта

1. Обґрунтування необхідності блискавкозахисту.

Визначаємо очікувану кількість уражень за рік будівлі розмольної ділянки з класом зони 21, розміром 74x59x9,5 м:

$$N = [(S+6h)(L+6h) - 7,7h^2] \cdot n \cdot 10^{-6} =$$

$$\text{для м. Львова } n = 0,067 \cdot 80 = 5,36 \text{ 1/км}^2$$

$$= [(59+6 \cdot 9,5)(74+6 \cdot 9,5) - 7,7 \cdot 9,5^2] \cdot 5,36 \cdot 10^{-6} = 0,078$$

тоді, згідно з п. 2 таблиці 9.1 приймаємо II рівень блискавкозахисту і надійність захисту P_3 0,95-0,99.

2. Вибір типу і місця встановлення блискавковідводу.

Тип блискавковідводу згідно проекту подвійний стержневий. Місце його встановлення у відповідності до пунктів 6.2.1, 6.2.3 [1] для споруд II рівня блискавкозахисту може бути на даху по осі довжини будівлі.

3. Розрахунок висоти блискавковідводів.

Розраховуємо висоту подвійного стержневого блискавковідводу для приміщення розмольної дільниці, опори блискавковідводів встановлені на даху симетрично ($L = L/2 = 37\text{м}$).

Висота блискавковідводу h і радіус зони захисту r_x торцевих ділянок зони захисту визначається як для одинарного блискавковідводу, тобто:

$$r_x \text{ визначаємо за теоремою Піфагора: } r_x = \sqrt{\left(\frac{L}{4}\right)^2 + \left(\frac{S}{2}\right)^2} = 34,8\text{м};$$

$h_x = 9,5\text{ м}$ – висота заданої будівлі.

Тепер, знаючи r_x , за формулою (9.4) і таблицею 9.4 для $P_3 0,99$ приймаємо $h = 1,25 h_x + 1,25 r_x = 55,37\text{ м}$.

Таким чином, щоб знизити висоту блискавковідводу приймаємо одинарний тросовий. Визначаємо параметри внутрішньої зони захисту цього блискавковідводу за п. 7.2 [1]:

Тоді можна прийняти $r_x = 1/2 S = 29,5\text{м}$;

Тепер, знаючи r_x , приймаємо за формулою (4):

$$h = 1,25 h_{об} + 1,05 r_x = 40,5\text{ м}.$$

Визначаємо всі параметри зони захисту за т. 6:

$h = 40,5\text{ м}$ – згідно розрахунку;

$$h_o = 0,8h = 0,8 \cdot 40,5 = 32,4\text{ м};$$

$r_o = 0,95h = 0,95 \cdot 40,5 = 38,5\text{ м}$; за такими параметрами будуємо зону захисту графічно (рис. 4).

4. Вибір типу і розмірів уземлювача:

1) для захисту від ПУБ використати природні заземлювачі - металеві і залізобетонні конструкції будівлі, які перебувають у контакті з землею, у тому числі залізобетонні фундаменти в неагресивних, слабоагресивних і середньоагресивних середовищах за умови забезпечення неперервного електричного зв'язку по їх арматурі і приєднання її до закладних деталей за допомогою зварювання [п. 6.5.1, 1];

2) у всіх випадках, за винятком використання блискавковідводу, що стоїть окремо, заземлювач блискавкозахисту слід суміщати із заземлювачами електроустановок і засобів зв'язку. Якщо ці заземлювачі повинні бути розділені за

будь-якими технологічними міркуваннями, їх слід об'єднати в загальну систему за допомогою системи зрівнювання потенціалів, згідно з ДБН В.2.5-27-2006 або ПУЕ: 2006;

3) з'єднання в системі блискавозахисту слід виконувати зварюванням, паянням, допускається також вставка в затискний наконечник або болтове кріплення [п. 6.5.7, 1].

5. Стержневий блискавкоприймач має бути виготовлений із сталі будь-якої марки перерізом не менше 50 мм^2 та довжиною не менше 200 мм із захистом від корозії фарбуванням, оцинкуванням або лудженням. Блискавкоприймач з'єднується із струмовідводом зварюванням.

6. Струмовідвід виконується із сталі перерізом не менше 50 мм^2 і товщини не менше 4 мм.

9.4.5. Розрахунок опору заземлювача.

Опором заземлювача чи опором розтіканню струму з нього r називають відношення потенціалу на ньому U до струму I , який стікає з нього. Для зосереджених заземлювачів опором заземлення називають опір, який чинить земля поширенню електричного струму із заземлювача в ґрунт. Він не враховує матеріалу заземлювача і перехідного чи контактного опору між ними. Опір середовища для зосереджених заземлювачів залежить від властивостей середовища, розмірів і форми електродів, їх взаємного розміщення.

Основні різновиди електродів штучних заземлювачів і їх положення відносно поверхні землі зображено на рисунку 9.5. Для розрахунку опору заземлювача прийнято наступні позначення: t_0 - глибина закладання електродів заземлювача відносно поверхні землі (приймаємо 0,5 м); t - глибина закладання електродів заземлювача, що вимірюється від поверхні землі до середини труби чи стержня, l - довжина труби (стержня), кутової сталі, оболонки кабелю; d - зовнішній діаметр труби (стержня); b - ширина полиці кутника; $\rho_{\text{в}}$ - питомий опір ґрунту.

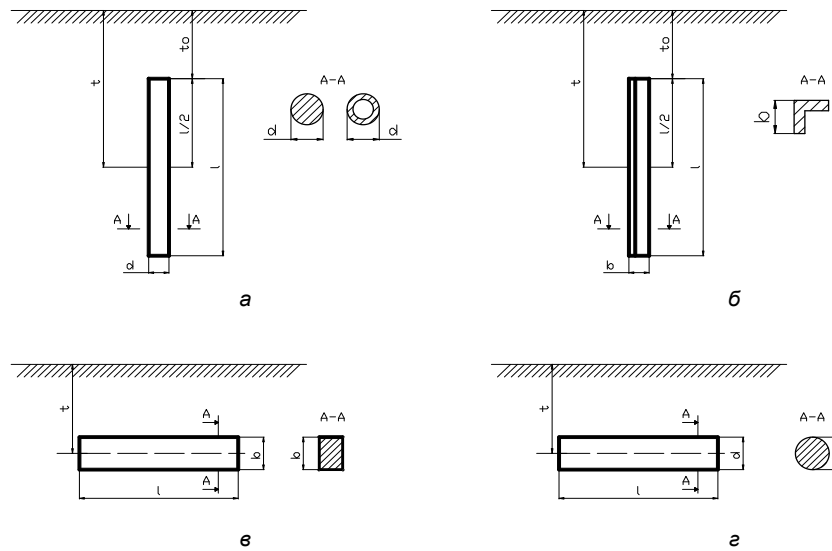


Рис. 9.5. Основні типи електродів штучних заземлювачів:

a – електрод вертикальний стержневий; *б* – електрод вертикальний з кутової сталі; *в* – електрод горизонтальний з смугової сталі; *г* – електрод горизонтальний круглого перерізу.

Для вибраного типу і розмірів заземлювача визначається опір розтікання струму одинарного електрода:

- для вертикального стержневого електрода (рис. 9.5, *a*) при $t > 0.5l$, $l > d$

$$r_{1,a} = \frac{0,366\rho_{\bar{\omega}}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) \quad (9.8);$$

- для вертикального електрода з кутової сталі (рис. 9.5, *б*), при $t > 0.5l$, $l > b$

$$r_{1,a} = \frac{0,366\rho_{\bar{\omega}}}{l} \left(\lg \frac{2,1l}{b} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) \quad (9.9);$$

- для горизонтального електрода заземлювача з смугової сталі (рис. 9.5, *в*), при $l > 5t$, $l > b$

$$r_{1,a} = \frac{0,366\rho_{\bar{\omega}}}{l} \lg \frac{l^2}{bt} \quad (9.10);$$

- для горизонтального електрода заземлювача круглого перерізу (рис. 9.5, *г*), при $l > 5t$, $l > d$

$$r_{1,a} = \frac{0,366\rho_{\bar{\omega}}}{l} \lg \frac{l^2}{dt} \quad (9.11).$$

Питомий опір ґрунту ρ залежить від стану ґрунту, його структури, вологості та наявності солей. При розрахунках застосовують середнє значення питомого опору ґрунту (табл. 9.9).

Таблиця 9.9

Питомий опір ґрунту, ρ

Характер ґрунту (за вологості 10–20%)	Межі ρ , 10^4 Ом·см	Рекомендується для розрахунків ρ , Ом·см
Пісок	4,0–10,0	$7,0 \cdot 10^4$
Супісок	1,5–4,0	$3,0 \cdot 10^4$
Суглинок	0,5–1,5	$1,0 \cdot 10^4$
Глина	0,1–0,7	$0,4 \cdot 10^4$
Чорнозем	0,1–5,8	$2,0 \cdot 10^4$

Оскільки грозвий розряд відбувається миттєво, то через блискавковідвід перебігає імпульс електричного струму. Опір заземлювача поширенню імпульсного струму менший, ніж для струму промислової частоти. Ця різниця враховується імпульсним коефіцієнтом α_i (табл. 9.10).

Таблиця 9.10

Наближене значення імпульсних коефіцієнтів для одинарних електродів

Питомий опір ґрунту, Ом·см	Імпульсні коефіцієнти α_i одинарних електродів				
	для труб довжиною 2–3 м	для горизонтального троса довжиною, м			
		10	20	30	40
10^4	0,80	0,90	1,10	1,40	1,70
$3 \cdot 10^4$	0,60	0,70	0,90	1,00	1,30
$5 \cdot 10^4$	0,40	0,70	0,70	0,80	0,90
10^5	0,35	0,40	0,60	0,70	0,80

Визначення опору розтіканню імпульсного струму R_i :

$$R_i = R_{oz} \cdot \alpha_i \quad (9.12)$$

де α_i – імпульсний коефіцієнт; R_i – опір розтіканню струму промислової частоти, Ом.

Якщо опір одинарного електрода більший ніж встановлено нормами, то слід використати заземлювач з декількох паралельно з'єднаних електродів. Зазвичай для захисного заземлення одночасно використовують два типи електродів: вертикальні і горизонтальні, призначені для з'єднання вертикальних між собою.

Взаємодія між струмами розтікання електродів враховується коефіцієнтом використання: $\eta_{\bar{A}}$ - для вертикальних електродів, $\eta_{\bar{a}}$ - для горизонтальних електродів.

Рис. 9.6. Приклади виконання заземлюючих пристроїв: *a* – вертикальний рядний; *b* – вертикальний контурний; *в* – горизонтальний рядний.

Фактичний опір групового вертикального електрода розраховується за формулою:

$$r_{\bar{A}} = \frac{r_{1,\bar{a}}}{n \cdot \eta_{\bar{A}}} \quad (9.13).$$

Фактичний опір групового горизонтального електрода розраховується за формулою:

$$r_{\bar{A}} = \frac{r_{1,\bar{a}}}{\eta_{\bar{A}}} \quad (9.14).$$

Фактичний опір розтіканню струму групового заземлюючого пристрою, що складається з вертикальних і горизонтальних електродів розраховується за формулою:

$$r_{\zeta} = \frac{r_{\bar{A}} \cdot r_{\bar{a}}}{r_{\bar{A}} + r_{\bar{a}}} \quad (9.15).$$

Порядок розрахунку опору заземлюючого пристрою:

1. Визначаємо значення необхідного безпечного опору заземлювача згідно з ПУЕ:2006.

2. Вибираємо тип заземлювача.

3. Для вибраного типу і розмірів заземлювача розраховуємо опір розтіканню струму для одинарного електрода.

4. Якщо опір одинарного електрода не задовольняє умови, то застосовуємо заземлювач з декількох електродів.

5. Визначаємо фактичний опір групового заземлювача.

Надійність захисного заземлення залежить від значення його опору.

Розрахунок зводиться до визначення необхідної кількості вертикальних електродів (9.16) і довжини горизонтального заземлювача, яка з'єднує вертикальні (9.17).

$$n = \frac{r_{1\epsilon} \cdot I_c}{R_{об} \cdot I_e} \quad (9.16).$$

$R_{об}$ – необхідний безпечний опір заземлення;

I_c – коефіцієнт сезонності (1,0 – 1,75);

I_e – коефіцієнт екранування (1,0 – 0,9);

Довжина з'єднувальної смуги (горизонтального смугового електрода) розраховується за формулами:

- при розташуванні вертикальних електродів по контуру (контурний заземлювач, рис. 9.6, б)

$$l_{\gamma} = 1,05an \quad (9.17).$$

- при розташуванні вертикальних електродів заземлювача в ряд (рис. 9.6, а)

$$l_{\gamma} = 1,05an \quad (9.18).$$

де a – відстань між вертикальними електродами; n – кількість вертикальних електродів.

Приклад

Розрахувати параметри та імпульсний опір заземлювача блискавкозахисту, встановленого в суглинковому ґрунті, за такими даними:

$$I_c = 1,0; \quad \rho = 10000 \text{ Ом*см}; \quad d = 50 \text{ мм};$$

$$I_e = 0,9; \quad t = 2 \text{ м}; \quad l = 3 \text{ м}; \quad a = 3 \text{ м}; \quad R_{об} = 10 \text{ Ом}$$

Розв'язок

- 1) Визначаємо опір одного електрода (за формулами 9.8 – 9.11)

$$R_{oz} = 0,366 \frac{\rho}{\ell} \left(\lg \frac{2\ell}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t + \ell}{4t - \ell} \right) = 0,366 \frac{10000}{300} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 300}{5} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 200 + 300}{4 \cdot 200 - 300} \right) = 27,45 (\text{Ом})$$

- 2) Визначаємо опір розтіканню імпульсного струму R_i (9.12)

З табл. 9.10. ($\alpha_i = 0,80$); тоді

$$R_i = 0,8 \cdot 27,45 = 21,96 \text{ Ом.}$$

- 3) Визначаємо кількість вертикальних заземлювачів (9.16):

$$n = \frac{21,96 \cdot 1}{10 \cdot 0,9} = 2,44 = 3$$

- 4) Визначаємо довжину з'єднуючого заземлювача (9.17 – 9.18):

$$L_m = 1,05 \cdot a \cdot n = 1,05 \cdot 3 \cdot 3 = 9,45 \text{ м}$$

9.5. Експлуатація пристроїв блискавкозахисту

Нормальна організація експлуатації блискавкозахисних пристроїв передбачає поточні, попереджувальні ремонти і періодичні огляди. Вони необхідні для підтримання блискавкозахисної системи в доброму робочому стані. Недостатньо кваліфікований нагляд за станом і відповідністю блискавкозахисту вимогам пожежної безпеки приводить до того, що на об'єкті підвищується ступінь пожежо- і вибухонебезпеки, і блискавкозахисна система не здатна забезпечити необхідний рівень блискавкозахисту.

У всіх організаціях і підприємствах незалежно від форм власності рекомендується мати комплект експлуатаційно-технічної документації блискавкозахисту об'єктів.

Цей комплект повинен містити:

- пояснювальну записку;
- схеми зон захисту блискавковідводів;
- робочі креслення конструкцій блискавковідводів (будівельна частина), конструктивних елементів захисту від вторинних проявів блискавки, від

занесень високих потенціалів через наземні і підземні металеві комунікації, від ковзних іскрових каналів і розрядів у ґрунті;

- приймальну документацію (акти прийняття в експлуатацію пристроїв блискавкозахисту разом з додатками: актами на приховані роботи і актами випробувань пристроїв блискавкозахисту і захисту від вторинних проявів блискавки і занесення високих потенціалів).

У пояснювальній записці вказуються підприємство-розробник комплексу експлуатаційно-технічної документації, підстава для його розробки, перелік чинних нормативних документів і технічної документації, якими керувалися при роботі над проектом, спеціальні вимоги до запроектованого блискавкозахисту.

У пояснювальній записці надаються:

- вихідні дані для розробки технічної документації;
- прийняті способи блискавкозахисту об'єктів;
- розрахунки зон захисту, заземлювачів, струмовідводів і елементів захисту від вторинних проявів блискавки.

Вихідні дані для проектування блискавкозахисту включають характеристики, описані в табл. 9.4, а також:

- генеральний план об'єктів із розташуванням всіх об'єктів блискавкозахисту, автомобільних доріг і залізниць, наземних і підземних комунікацій (теплотрас, технологічних і сантехнічних трубопроводів, електричних кабелів і проводок будь-якого призначення тощо);

- прийняті рівні блискавкозахисту для кожного об'єкта;
- дані про кліматичні умови в районі розміщення захисних будівель і споруд (інтенсивність грозової діяльності, швидкісний натиск вітру, товщину стінки ожеледі тощо), характеристику ґрунту із вказівкою структури, агресивності і виду ґрунту, рівня ґрунтових вод.

У розділі "Прийняті способи блискавкозахисту об'єктів" викладаються вибрані способи захисту будівель і споруд від безпосереднього контакту з

каналом блискавки, вторинних проявів блискавки і занесень високих потенціалів через наземні і підземні металеві комунікації.

Блискавкозахисні пристрої об'єктів, після закінчення будівництва (реконструкції), приймаються в експлуатацію робочою комісією і передаються в експлуатацію замовнику до початку монтажу технологічного устаткування, завезення і завантаження в будівлі і споруди устаткування і цінного майна. Робочій комісії надаються такі документи:

- затверджені проекти пристрою блискавкозахисту;
- акти на приховані роботи (щодо улаштування і монтажу заземлювачів і струмовідводів, недоступних для огляду);
- акти випробувань пристроїв блискавкозахисту і захисту від вторинних проявів блискавки і занесення високих потенціалів через наземні і підземні металеві комунікації (дані про опір всіх заземлювачів, результати огляду і перевірки робіт щодо монтажу блискавкоприймачів, струмовідводів, заземлювачів, елементів їх кріплення, надійності електричних з'єднань між струмопровідними елементами та ін.).

Прийняття блискавкозахисних пристроїв об'єктів на стадії будівництва оформляється актами приймання. Введення блискавкозахисних пристроїв в експлуатацію оформляється, як правило, актами-допусками відповідних органів державного контролю і нагляду. Після прийняття в експлуатацію пристроїв блискавкозахисту складаються паспорти блискавкозахисних пристроїв і паспорти заземлювачів пристроїв блискавкозахисту, які зберігаються у відповідального за електрогосподарство. Акти, затверджені керівником організації, разом з актами на приховані роботи і протоколи вимірювань включаються в паспорт блискавкозахисних пристроїв.

Пристрої блискавкозахисту будівель, споруд і зовнішніх установок об'єктів експлуатуються відповідно до Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів і нижчезазначених вказівок. Для забезпечення постійної надійності роботи пристроїв блискавкозахисту щорічно перед початком грозового сезону

проводиться перевірка і огляд всіх пристроїв блискавкозахисту. Перевірки проводяться також після внесення будь-яких змін в систему блискавкозахисту, після будь-яких пошкоджень об'єкта захисту. Кожна перевірка провадиться відповідно до робочої програми.

За наявності блискавкозахисту перевіряють стан всіх елементів і правильність монтажу. Слід з'ясувати, чи є захист від вторинних проявів блискавки і як він виконаний. Розрахунком перевіряють відповідність висоти блискавкоприймачів для захисту будинку.

Для проведення перевірки стану пристроїв блискавкозахисту вказується причина перевірки і організовуються:

- комісія з проведення перевірки пристроїв блискавкозахисту з вказівкою функціональних обов'язків членів комісії з обстеження блискавкозахисту;
- робоча група з проведення необхідних вимірювань;
- терміни проведення перевірки.

Під час огляду і перевірки пристроїв блискавкозахисту рекомендується:

- перевірити візуальним оглядом (за допомогою бінокля) цілісність блискавкоприймачів і струмовідводів, надійність їх з'єднання і кріплення до щогли;
- виявити елементи пристроїв блискавкозахисту, які вимагають заміни або ремонту цих елементів унаслідок порушення їх механічної міцності;
- визначити ступінь руйнування корозією окремих елементів пристроїв блискавкозахисту, вжити заходи щодо антикорозійного захисту і посилення елементів, пошкоджених корозією;
- перевірити надійність електричних з'єднань між струмопровідними частинами всіх елементів пристроїв блискавкозахисту;
- перевірити відповідність пристроїв блискавкозахисту призначенню об'єктів і, у разі наявності будівельних або технологічних змін за попередній період, намітити заходи щодо модернізації і реконструкції блискавкозахисту;

- уточнити схему пристроїв блискавкозахисту і визначити шляхи розтікання струму блискавки по її елементах при розряді блискавки;
- виміряти опір заземлювачів блискавкозахисту. Отримані результати не повинні перевищувати результати відповідних вимірів під час приймання блискавкозахисту в експлуатацію більш ніж у 5 разів;
- перевірити наявність необхідної документації на пристрої блискавкозахисту.

Періодичному контролю з розкриттям протягом шести років (для об'єктів I РБЗ) підлягають всі штучні заземлювачі, струмовідводи і місця їх приєднань, при цьому щорічно проводиться перевірка до 20% їх загальної кількості. Уражені корозією заземлювачі і струмовідводи при зменшенні їх площі поперечного перерізу більше ніж на 25% повинні бути замінені новими.

Позачергові огляди пристроїв блискавкозахисту слід проводити після стихійних лих (ураганний вітер, повінь, землетрус, пожежа) і гроз надзвичайної інтенсивності. Позачергові виміри опору заземлення пристроїв блискавкозахисту слід проводити після виконання ремонтних робіт як на пристроях блискавкозахисту, так і на самих об'єктах, що захищаються, і поблизу них.

Результати перевірок оформлюються актами, заносяться у паспорти і журнал обліку стану пристроїв блискавкозахисту. На підставі отриманих даних складається план ремонту й усунення дефектів пристроїв блискавкозахисту, знайдених під час оглядів і перевірок.

Земляні роботи біля будівель і споруд об'єктів, що захищаються пристроями блискавкозахисту, а також поблизу них проводяться, як правило, з дозволу експлуатуючої організації, яка призначає відповідальних осіб, що спостерігають за збереженням пристроїв блискавкозахисту.

Під час грози роботи на пристроях блискавкозахисту і поблизу них не проводяться.

9.6. Захист від вторинних дій блискавки

На даний час функціонування багатьох об'єктів забезпечує мікропроцесорна техніка, чутлива до імпульсних електромагнітних завад, які виникають в тому числі і при розряді блискавки. Мікропроцесорна техніка виконує все більш відповідальні функції, наприклад вона вже встановлюється в якості основних елементів систем управління і систем безпеки ядерних реакторів. Тому захист від вторинних дій блискавки є досить актуальним питанням на сьогоднішній день. До цього захисту відносяться заходи, що забезпечують захист чутливої апаратури і її кіл від різниці потенціалів, яка виникає при близькому ударі блискавки. Також сюди відносяться засоби екранування електромагнітних полів, які впливають на апаратуру та її кола.

Нижче викладені основні принципи захисту від вторинних дій блискавки чутливих до електромагнітних завад електричних і електронних систем, що використовуються в багатьох галузях виробництва і потребують спеціального захисту.

9.6.1. Зони захисту від вторинної дії блискавки

Наявність зовнішньої системи блискавкозахисту, екранування, еквіпотенціальних з'єднань провідних частин і пристроїв захисту від імпульсної перенапруги визначає зони захисту від вторинної дії блискавки. Із зростанням номера зони знижується вплив електромагнітного поля і струму блискавки.

Зона 0_A – зона зовнішнього середовища об'єкта, всі точки якої можуть зазнавати прямого удару блискавки і впливу електромагнітного поля.

Зона 0_B – зона зовнішнього середовища об'єкта, точки якого не зазнають прямого удару блискавки, так як знаходяться в просторі, захищеному зовнішньою блискавкозахисною системою. Однак в цій зоні діє повне електромагнітне поле.

Зона 1 – внутрішня зона об'єкта, точки якої не зазнають прямого удару блискавки. В цій зоні струми у всіх провідних частинах мають значно менше значення в порівнянні із зонами 0_A і 0_B . Електромагнітне поле також знижене у

порівнянні з зонами 0_A і 0_B за рахунок екрануючих властивостей будівельних конструкцій.

Інші зони (2 і т.д.) —встановлюються, якщо потрібне подальше зменшення струму і/або ослаблення електромагнітного поля; вимоги до параметрів зон визначаються відповідно до вимог з захисту різних зон об'єкта.

Для зменшення впливу електромагнітних полів всі провідні частини об'єкта електрично об'єднуються і з'єднуються з системою блискавкозахисту. На межах зон повинні здійснюватися заходи щодо екранування і з'єднання всіх металевих елементів і комунікацій, які перетинають межу. Здійснювати з'єднання слід за допомогою спеціальних провідників, або затискачів і, коли це необхідно, з встановленням пристроїв захисту від імпульсних перенапруг.

Пристрій захисту від перенапруги повинен витримувати частину струму блискавки, обмежувати перенапругу і обривати супровідні струми після головних імпульсів блискавки. Максимальна перенапруга U_{max} на вході в об'єкт координується з напругою внутрішньої системи. Щоб значення U_{max} зводилося до мінімуму, лінії приєднуються до заземлювальної шини провідниками мінімальної довжини.

9.6.2. Екранування

Екранування є основним способом зменшення електромагнітних завад у роботі електронного обладнання. Для зменшення індукованих завад можна використовувати:

- зовнішнє екранування;
- раціональне прокладання кабельних ліній;
- екранування ліній живлення і зв'язку.

Всі ці заходи можуть бути виконані одночасно. Металева конструкція будівельної споруди може бути використана як екран для електромагнітних полів. Подібна екранна структура утворюється сталевією арматурою даху, стін, підлоги будівлі, а також металевими деталями даху, фасадів, сталевими каркасами, решітками.

Кабелі, що йдуть від одного об'єкта до іншого, по всій довжині укладаються в металеві труби, сітчасті коробки або залізобетонні коробки з сітчастою арматурою. Металеві елементи труб, коробів і екрани кабелів приєднуються до заземлювальних шин об'єктів. Можна не використовувати металеві коробки або лотки, якщо їх екрани з'єднуються з системою блискавкозахисту на обох кінцях і здатні витримати передбачений струм блискавки.

9.6.3. З'єднання

З'єднання металевих елементів необхідні для зменшення різниці потенціалів між ними всередині об'єкта.

Всі провідні частини, що входять в об'єкт зовні, з'єднуються з системою блискавкозахисту. Якщо зовнішні провідні частини, силові кабелі або кабелі зв'язку входять в об'єкт у різних точках і тому є декілька заземлювальних шин, то останні приєднуються найкоротшим шляхом до замкнутого контуру заземлення або арматури конструкції. Якщо замкнутого контуру заземлення немає, вказані заземлювальні шини приєднуються до окремих заземлювальних електродів і з'єднуються зовнішнім кільцевим провідником, або розірваним кільцем. Якщо зовнішні провідні частини входять в об'єкт над землею, заземлювальні шини приєднуються до горизонтального кільцевого провідника всередині або зовні стін. Цей провідник, у свою чергу, з'єднується з нижніми провідниками і арматурою.

Провідники і кабелі, що входять в об'єкт на рівні землі, рекомендується сполучати з системою блискавкозахисту на цьому ж рівні. Заземлювальна шина в точці входу кабелів в будівлю розташовується якомога ближче до заземлювача і арматури конструкції, з якими вона сполучена.

Кільцевий провідник з'єднується з арматурою або іншими екрануючими елементами, такими як металеве облицювання, через кожні 5 м. Мінімальний переріз мідних або сталевих оцинкованих електродів — 50 мм².

Для провідних частин комунальних комунікацій, що входять в об'єкт на рівні землі, оцінюється частина струму блискавки, що ними проводиться.

Перерізи з'єднувальних провідників, якщо через провідний елемент протікає більше 25% струму блискавки, визначаються згідно з таблицею 9.11.

Таблиця 9.11

Мінімальні перерізи провідників, через які протікає більша частина струму блискавки

Рівень захисту	Матеріал	Переріз, мм ² , не менше
I-IV	Мідь	16
I-IV	Алюміній	25
I-IV	Залізо	50

Всі відкриті провідні частини інформаційних систем, таких як корпуси, оболонки або каркаси, з'єднуються в єдину мережу. В особливих випадках така мережа може не мати з'єднання із заземлювачем.

Загальна конфігурація з'єднань виконується у вигляді радіальної системи або у вигляді сітки.

При використанні радіальної системи всі її металеві частини ізолюються від заземлювача на всьому протязі крім єдиної точки з'єднання з ним. Звичайно така система використовується для відносно невеликих об'єктів, де всі елементи і кабелі входять в об'єкт в одній точці. У цьому випадку всі лінії і кабелі між пристроями устаткування слід прокладати паралельно провідникам заземлення для зменшення петлі індуктивності. Завдяки заземленню в одній точці струми низької частоти, що з'являються при ударі блискавки, не потрапляють в інформаційну систему. Крім того, джерела низькочастотних завад усередині інформаційної системи не створюють струмів у системі заземлення. Введення в захисну зону проводів виконується виключно в місці центральної точки системи зрівнювання потенціалів. Указана точка є також найкращим місцем приєднання ПЗП.

При використанні сітки її металеві частини не ізолюються від загальної системи заземлення. У цьому випадку для протяжних відкритих систем, де

устаткування зв'язане значною кількістю ліній і кабелів і вони входять в об'єкт у різних точках, вся система має низький опір на всіх частотах. Крім того, значна кількість короткозамкнених контурів сітки ослаблює магнітне поле поблизу інформаційної системи. Прилади в захисній зоні з'єднуються один з одним найкоротшим шляхом кількома провідниками, а також з металевими частинами захищеної зони і екраном зони. При цьому максимально використовуються в пристрої металеві частини, такі як арматура в підлозі, стінах і на даху, металеві решітки, металеве устаткування неелектричного призначення, таке як труби, вентиляційні і кабельні коробки.

9.6.4. Заземлення

Основна задача заземлювального пристрою блискавкозахисту — відвести якомога більшу частину струму блискавки (50% і більше) у землю. Решта струму розтікається по підвідних комунікаціях (оболонках кабелів, трубах водопостачання тощо). При цьому не виникають небезпечні напруги на самому заземлювачі.

Заземлювальні провідники під будівлею і навколо неї утворюють гратчатий контур, що об'єднує арматуру бетону внизу фундаменту. Кільцевий провідник навкруги будівлі і (або) в бетоні на периферії фундаменту з'єднується з системою заземлення заземлювальними провідниками через кожні 5 м. Можна використовувати сітку з оцинкованої сталі з шириною чарунки 5 м, приварену або механічно прикріплену до прутів арматури через кожний 1 м.

Зв'язок заземлювача і системи з'єднань створює заземлювальну систему. Основна задача заземлювальної системи - зменшувати різницю потенціалів між будь-якими точками будівлі і устаткування. Ця задача розв'язується створенням великої кількості паралельних шляхів для струмів блискавки і наведених струмів, утворюючи мережу з низьким опором в широкому спектрі частот. Численні і паралельні шляхи мають різні резонансні частоти. Безліч контурів з частотно-залежними опорами створюють єдину мережу з низьким опором для завад даного спектру.

Якщо кабелі проходять між сусідніми об'єктами, заземлювачі останніх з'єднуються для збільшення числа паралельних провідників і зменшення, завдяки цьому, струмів в кабелях. Такій вимозі добре задовольняє система заземлення у вигляді сітки. Заземлювальні шини для об'єктів, що мають інформаційні системи, де вплив струмів блискавки передбачається звести до мінімуму, слід виготовляти з металевих пластин з великим числом приєднань до арматури або інших екрануючих елементів.

9.6.5. Захист устаткування в існуючих будівлях

В існуючих будівлях необхідні заходи щодо блискавкозахисту вибирають з урахуванням особливостей будівлі, таких як конструктивні елементи, існуюче силове й інформаційне устаткування. На підставі аналізу ризику і вихідних даних, ухвалюється рішення про необхідність побудови або реконструкції системи блискавкозахисту.

Удосконалення зовнішньої системи блискавкозахисту досягається:

- включенням зовнішнього металевого облицювання і даху будівлі в систему блискавкозахисту;
- використанням додаткових провідників, якщо арматура сполучена по всій висоті будівлі — від даху через стіни до заземлення будівлі;
- зменшенням проміжків між металевими спусками і зменшенням кроку чарунки блискавкоприймача;
- установленням сполучних смуг (гнучких плоских провідників) в місцях стиків між сусідніми, але структурно розділеними блоками; відстань між смугами повинна бути вдвічі менша відстані між спусками;
- з'єднанням протяжного проводу з окремими блоками будівлі; звичайно з'єднання необхідні на кожному куті кабельного лотка і сполучні смуги виконуються якомога коротшими;
- захистом окремими блискавкоприймачами, сполученими із загальною системою блискавкозахисту, якщо металеві частини даху потребують захисту

від прямого удару блискавки; блискавкоприймач повинен знаходитися на безпечній відстані від вказаного елемента.

Ефективними заходами щодо зниження перенапруг є раціональне прокладання і екранування кабелів. Ці заходи тим важливіші, чим менше екранує зовнішня система блискавкозахисту. Екран з'єднується з устаткуванням на обох кінцях. Будь-яке додаткове екранування, наприклад, прокладання проводів і кабелів в металевих трубах або лотках між поверхами, знижує повний опір загальної системи з'єднань. Ці заходи найбільш важливі для високих або протяжних будівель, або коли устаткування повинно працювати особливо надійно.

Переважними місцями установки ПЗП є межі зон 0/1 і зон 0/1/2 відповідно, розташовані на вході в будівлю. Як правило, загальна мережа з'єднань не використовується в робочому режимі як зворотний провідник силового або інформаційного кола.

Різні зовнішні пристрої, такі як антени, метеорологічні давачі, камери зовнішнього спостереження, зовнішні датчики на промислових об'єктах (датчики тиску, температури, швидкості потоку, положення клапана тощо) і будь-яке інше електричне, електронне і радіоустаткування, встановлене зовні на будівлі, щоглі, або промислового резервуарі захищаються так, щоб устаткування було захищено від прямого попадання блискавки. Окремі антени залишаються абсолютно відкритими з технологічних міркувань. Деякі з них мають вбудовану систему блискавкозахисту і можуть без пошкоджень витримати попадання блискавки. Інші, менш захищені типи антен, можуть вимагати установки ПЗП на живильному кабелі, щоб запобігти появі струму блискавки в кабелі антени. За наявності зовнішньої системи блискавкозахисту кріплення антени приєднуються до неї.

Наведенню напруги в кабелях між будівлями можна запобігти, прокладаючи їх в сполучених металевих лотках, або трубах. Всі кабелі, що йдуть до пов'язаного з антеною устаткування, прокладаються з виводом з труби в одній

точці. Слід звернути максимальну увагу на екрануючі властивості самого об'єкта і прокладати кабелі в його трубчастих елементах. Якщо це неможливо, як у випадку з технологічними ємностями, кабелі слід прокладати зовні, але якомога ближче до об'єкта, максимально використовуючи при цьому такі природні екрани як металеві сходи, труби та ін. У щоглах з *L*-подібними кутовими елементами кабелі розташовуються всередині кута для максимального захисту. В крайньому разі, поряд з кабелем антени слід розмістити екіпотенціальний з'єднувальний провідник з мінімальним перерізом 6 мм². Всі ці заходи знижують наведену напругу в петлі, утворену кабелями і будівлею, і, відповідно, зменшують імовірність пробоя між ними, тобто імовірність виникнення дуги усередині устаткування, між електромережею і будівлею.

Якщо оптоволоконний кабель містить протяжний металевий елемент (за винятком жил дистанційного живлення), останній повинен бути на вході в будівлю приєднаний до загальної системи з'єднань, і не повинен напряму входити в оптичний приймач або передавач. Якщо будівлі розташовані близько одна до одної і їх системи блискавкозахисту не сполучені, оптоволоконний кабель без металевих елементів дозволяє уникнути великих струмів в цих елементах і їх перегрівання. Якщо ж є сполучений з системою блискавкозахисту кабель, то можна використовувати оптичний кабель з металевими елементами, щоб відвести частину струму від першого кабелю.

Пошкодження імовірні на обох кінцях металевого кабелю між будівлями з ізолюваними системами блискавкозахисту внаслідок проходження струму блискавки. Тому на обох кінцях кабелю необхідно встановити ПЗІП, а також, де можливо, слід сполучати системи блискавкозахисту двох будівель і прокладати кабель в сполучених металевих лотках.

Контрольні питання до розділу

1. Пожежонебезпечні прояви блискавки.
2. Вторинні небезпечні прояви блискавки.
3. Рівні блискавкозахисту і їх визначення.
4. Особливості блискавкозахисту I рівня.
5. Вимоги до блискавкозахисту II рівня.
6. Вимоги до блискавкозахисту III рівня.
7. Методика побудови зони блискавкозахисту.
8. Методика розрахунку блискавкозахисту.
9. Зона захисту одинарного стержневого блискавковідводу.
10. Зона захисту одинарного тросового блискавковідводу.
11. Захисне заземлення: призначення, види та практична реалізація.
12. Вимоги до захисного заземлення.
13. Розрахунок опору заземлювача
14. Експлуатація пристроїв блискавкозахисту
15. Захист від вторинних дій блискавки
16. Зони захисту від дії блискавки

РОЗДІЛ 10.

НАГЛЯД ЗА ДОТРИМАННЯМ ВИМОГ ПОЖЕЖНОЇ БЕЗПЕКИ ПІД ЧАС ПРОЕКТУВАННЯ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

10.1 Підстави для проведення експертизи електротехнічної частини проекту

Державній експертизі підлягають всі типові проекти, проекти будівництва, документація на випуск пожежонебезпечної продукції незалежно від підпорядкування і форм власності інвесторів і замовників та джерел фінансування.

Основними завданнями державної експертизи є: виявлення відхилень від вимог діючих нормативних актів з пожежної безпеки; визначення достатності й якості проектних рішень щодо забезпечення пожежної безпеки будівель і споруд.

Державна експертиза виконується урядовим органом державного управління у сфері державного пожежного нагляду (далі - держпожнагляд) Держпожбезпеки МНС України, територіальними органами держпожнагляду. Для проведення державної експертизи можуть залучатися вищі навчальні заклади та інші установи, а також окремі вчені, висококваліфіковані фахівці.

Терміни проведення державної експертизи (перевірки) проектно-кошторисної та іншої документації на нове будівництво, реконструкцію, реставрацію, капітальний ремонт будинків і споруд та інших об'єктів, технічне переоснащення підприємств на стадії проектування, упровадження нових технологій, випуск пожежонебезпечної продукції на відповідність цієї документації нормативним актам з пожежної безпеки (далі - державна експертиза), а також повноваження органів держпожнагляду щодо проведення державної експертизи та взаємовідносини між ним і замовником та автором проекту визначає Порядок проведення державної експертизи щодо пожежної безпеки проектів будівництва та іншої документації (Наказ МНС України 23.11.2004 N 186 в редакції Наказу МНС України N 462 від 03.07.2007, зареєстровано в МЮ України 30.11.2004 р. за N 1515/10114).

Взаємовідносини органів держпожнагляду із службами Української інвестиційної експертизи регулюються постановою Кабінету Міністрів України від 11 квітня 2002 року N 483 "Про порядок затвердження інвестиційних програм і проектів будівництва та проведення їх комплексної державної експертизи". Також експертиза може проводитися за вимогою судових органів. Експертизі підлягають усі розділи проекту. За необхідності можуть перевірятися розрахункові дані.

Державна експертиза проектів будівництва, документації на випуск пожежонебезпечної продукції проводиться урядовим органом державного управління у сфері держпожнагляду; державна експертиза типових зональних проектів, проектів та робочих проектів проводиться відповідними територіальними органами держпожнагляду, у зоні пожежно-профілактичного обслуговування яких будуть вестись будівництво, реконструкція, розширення та технічне переоснащення об'єктів.

Проекти будівництва, державна експертиза яких проводиться місцевими органами держпожнагляду, визначаються їх територіальними органами.

Для одержання експертного висновку замовник державної експертизи або суб'єкт господарювання за його дорученням, щодо типових і зональних проектів та документації на випуск пожежонебезпечної продукції - інститути-розробники подають до органів державного пожежного нагляду письмову заяву та проектно-кошторисну документацію в повному обсязі до їх затвердження.

Органи ДПН розглядають, як правило, робочі проекти, що оформлені у встановленому порядку, підписані авторами і мають номери, до початку будівництва, реконструкції, розширення, технічного переоснащення будинків і споруджень всіх об'єктів на території, що обслуговується. Проектно-кошторисна документація, у тому числі й на типові проекти, підлягає експертизі (перевірці) повноти і відповідності виконання протипожежних вимог будівельних та інших норм і правил.

Експертиза проектів на нове будівництво, реконструкцію, технічне переоснащення будинків і споруджень, що проводиться за державний рахунок або місцевий бюджет, виконується безкоштовно.

Термін проведення державної експертизи не повинен перевищувати 15 календарних днів, а в разі, якщо проектом передбачається будівництво великих та складних об'єктів, - 30 календарних днів.

За результатами державної експертизи проектів будівництва та іншої документації щодо пожежної безпеки оформляється експертний висновок, що підписується керівником органу державного пожежного нагляду та безпосереднім виконавцем експертизи і засвідчується печаткою.

У разі незгоди з експертним висновком замовник проекту може оскаржити його в місячний термін у територіальному органі або урядовому органі державного управління у сфері держпожнагляду, органі, що затвердив нормативні акти з пожежної безпеки, а також у суді чи господарському суді.

Замовник, який розпочав будівництво, реконструкцію, технічне переоснащення, упровадження нових технологій або розповсюдження типових і зональних проектів, а також випуск пожежонебезпечної продукції без позитивних результатів державної експертизи, несе відповідальність згідно із законодавством.

Загін, частина чи інший підрозділ МНС, що виконують функції Держпожнагляду (місцеві органи ДПН), не узгоджують проектних рішень, на які не встановлені норми і правила пожежної безпеки. Вони погоджуються з вищим органом ДПН – за поданням нормативно-технічного відділу ГУ МНС. Погодження з органами держпожнагляду проектних рішень, на які не встановлено норми та правила, а також обґрунтованих відхилень від обов'язкових вимог нормативних документів щодо пожежної безпеки здійснюється у відповідності до «Положення про порядок погодження ...», затвердженого наказом МНС України від 15.11.2004 N 170, зареєстрованого в МЮ України 22.11.2004 за N 1467/10066.

10.2 Пожежно-технічна експертиза у нормативно-технічній діяльності

Проведення пожежно-технічної експертизи (ПТЕ) проектів промислових та інших об'єктів є складовою частиною нормативно-технічної роботи Держпожнагляду. Нормативно-технічна робота – це здійснення держпожнагляду з метою контролю за виконанням діючих протипожежних вимог норм та правил при проектуванні, будівництві, реконструкції, розширенні та технічному переоснащенні об'єктів, реставрації та капітальному ремонті, удосконалення роботи із запобігання і гасіння пожеж на новобудовах. Також до функцій нормативно-технічного відділу входить розробка нормативних документів з питань пожежної безпеки, проведення пожежно-технічної експертизи всіх частин проекту, у тому числі електротехнічної.

Пожежно-технічна експертиза може бути:

комплексною державною - при розгляді всіх частин проекту;

вибірковою - при розгляді якоїсь частини проекту (наприклад електротехнічної).

Електротехнічна частина проекту зазвичай складається з таких основних документів:

пояснювальної записки;

специфікації на силове та освітлювальне обладнання, складові блискавкозахисту;

креслення з планами розміщення силового та освітлювального електрообладнання;

креслення функціональних і принципівих електричних схем;

креслення розрахункових схем силових і освітлювальних мереж;

креслення схем розташування і розрахунку блискавкозахисту та захисного заземлення.

Метою експертизи електротехнічної частини проекту є перевірка правильності вибору електричного обладнання відповідно до умов навколишнього середовища. Вибір електричного обладнання, як правило, повинен супроводжуватися виконанням перевірочних розрахунків і посиланнями на

нормативну і довідкову літературу. Правильно обране електричне обладнання повинно знизити до нормативної величини ймовірність виникнення джерела запалювання електричного походження (не більше 10^{-6} у рік).

При проведенні експертизи слід враховувати діючі стандарти, накази і нормативні документи, що регламентують проектування.

Етапи проведення експертизи:

- 1) підготування і організація (вивчення нормативної літератури);
- 2) власне експертиза;
- 3) аналіз результатів, розроблення організаційних рішень за результатами експертизи, оформлення документів і контроль за виконанням запропонованих заходів.

При виконанні ПТЕ необхідно дотримуватись принципів послідовності, автономності і роздільності.

Послідовність – це необхідність того, щоб кожний попередній етап експертизи був підготовчим для наступного. Так, ПТЕ електротехнічної частини проекту неможлива без попереднього вивчення технологічного процесу даного виробництва, пожежонебезпечних властивостей речовин, що застосовуються в даному технологічному процесі та ін. ПТЕ блискавкозахисту потребує попереднього обґрунтування його необхідності за інтенсивністю грозової діяльності в даній місцевості, очікуваною кількістю уражень об'єкта блискавкою за рік, визначення класу зони, ступеня вогнестійкості, призначення об'єкту (у результаті необхідно визначити рівень і надійність блискавкозахисту).

Необхідно враховувати комплексне розміщення технологічних процесів в одному приміщенні, коли кожний з них може мати різноманітну пожежну небезпеку і відноситися до різних категорій, відповідно до наказу МНС України № 833 і зон різних класів за ПБЕ. Тому необхідно проводити ПТЕ для кожної з цих ділянок окремо.

Принцип роздільності ПТЕ полягає у поділі аналізованої частини проекту, наприклад, електротехнічної, на елементи, що далі вже не діляться. Наприклад, у

силовому електрообладнанні можна виділити мережу, електродвигуни, апарати управління і захисту. Захисне заземлення - на заземлюючі провідники і заземлювачі. Блискавкозахисні пристрої можна розділити на пристрої захисту від прямих ударів блискавок і впливів електромагнітного імпульсу.

При виконанні першого (підготовчого) етапу стосовно ПТЕ електроустановок слід розглянути схему живлення об'єкта, визначити категорію надійності електропостачання та її забезпечення згідно п. п. 2.3-2.7 ДБН В 2.5-23-2003 для об'єктів цивільного призначення і п. п. 1.2.17-1.2.20 ПУЕ для промислових об'єктів.

Оцінювання надійності електропостачання. При оцінюванні пожежної небезпеки електрообладнання будинків та споруд слід керуватись вимогами відповідних розділів ПУЕ, розділів 2,3,9 ДНАОП 0.00-1.32 та вимогами інших чинних нормативних документів. На проектування електропостачання, електричного освітлення і силового електрообладнання нових та існуючих, що підлягають реконструкції та капітальному ремонту, житлових будинків, зазначених у СНіП 2.08.01 і ДБН 79, адміністративних і побутових будинків, зазначених у СНіП 2.09.04, та громадських будинків і споруд, наведених у додатку А ДБН В.2.2-9, поширюються норми ДБН В 2.5-23-2003.

Електропостачання приймачів I категорії надійності електропостачання, як правило, здійснюють від двох близько розташованих трансформаторних підстанцій (ТП). За неможливості через місцеві умови здійснити живлення від різних ТП допускається живлення від різних трансформаторів однієї ТП. Трансформатори повинні живитись по високій стороні взаєморезервованими лініями, які в свою чергу повинні бути підключені до різних незалежних джерел живлення і маги необхідний резерв пропускної здатності елементів системи залежно від навантаження електроприймачів і категорії надійності електропостачання. Другим незалежним джерелом живлення можуть бути дизельна електростанція (ДЕС), агрегат безперервного живлення (АБЖ),

аккумуляторні батареї. Обов'язковою є вимога автоматичного включення резерву (АВР) на стороні 0,4 кВ.

Для електроприймачів особливої групи I категорії надійності електропостачання необхідно передбачити додаткове живлення від третього незалежного взаєморезервованого джерела живлення, що забезпечує електропостачання визначеної тривалості. Таким джерелом живлення можуть бути ДЕС, АБЖ, аккумуляторні батареї.

Електропостачання приймачів II категорії надійності електропостачання рекомендується здійснювати від двох незалежних взаєморезервованих джерел. Допускається перерва в електропостачанні на час, необхідний для вмикання резервного живлення черговим персоналом чи виїзною оперативною бригадою.

Електропостачання приймачів III категорії надійності електропостачання може здійснюватись від одного джерела живлення за умови, що перерва в електропостачанні, яка необхідна для ремонту і заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби.

В усіх випадках до житлових будинків і до більшості промислових об'єктів підводиться трифазна мережа напругою 220/380 В. Для цього використовується трирівнева схема електрообладнання (рис. 10.1). Далі, наприклад, у багатоквартирному житловому будинку від вертикальної розподільчої лінії через поверхові розподільчі щити йдуть відгалуження для живлення окремих квартир, розташованих на кожному поверсі. До квартир здійснюється уведення винятково однієї фази напругою 220 В. Уведення в квартиру виконується через груповий розподільчий щит з лічильником. Приклади зовнішнього вигляду електричних апаратів для різних рівнів наведені на рис. 10.2 і 10.3.

У громадських будинках застосовується та ж схема електропостачання. Переважає освітлювальне навантаження. Однак можуть встановлюватися й електродвигуни (ліфтів, вентиляторів, насосів, холодильних установок тощо).

Електропостачання промислових підприємств, як правило, здійснюється від власних цехових підстанцій. Споживачами можуть бути електродвигуни,

електротермічні установки, електрохімічні установки, електрозварювальні установки й освітлювальна мережа.

На підставі проведення підготовчого етапу можна розпочати виконання безпосередньо ПТЕ електроустановок із врахуванням наступних положень.

Щоб прочитати схему або креслення, слід знати умовні позначення. При складанні електричних схем і креслень використовують стандарти, що входять в Єдину систему конструкторської документації (ЄСКД).

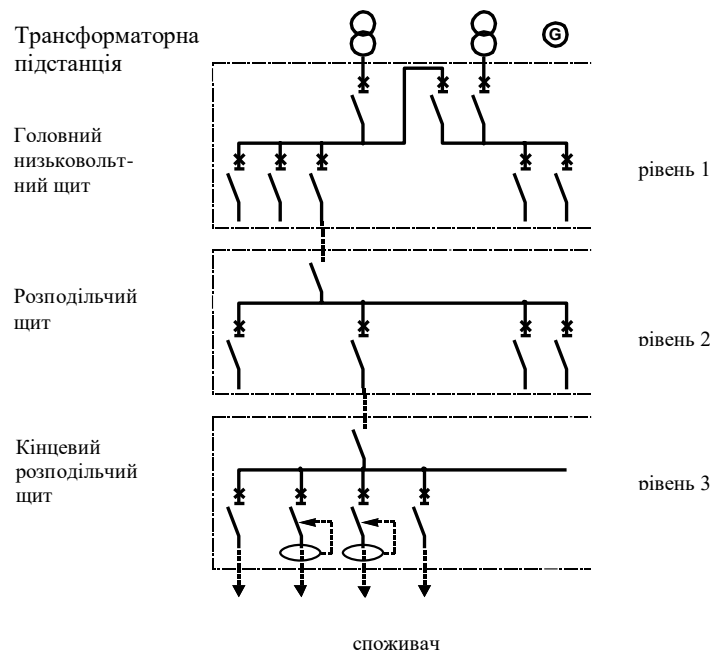


Рис. 10.1. Схеми електропостачання різних рівнів

Розглянемо приблизну загальну методику вивчення електротехнічних креслень:

1) ознайомитися зі змістом пояснювальної записки до електротехнічної частини проекту. Зазвичай у ній наводяться загальні відомості з електропостачання, характеристика силового та освітлювального електроустаткування, заземлення, характер виробничого приміщення.

2) відповідно до кутового штампа підібрати поверхові плани, креслення схем розташування силового та освітлювального електрообладнання;

3) встановити місця розташування джерел живлення, введів у будинок, розподільчих щитів;

- 4) розглянути електричні мережі окремих розподільчих щитів і приєднаних до них електроспоживачів;
- 5) проаналізувати елементи захисного заземлення;
- 8) проаналізувати елементи блискавкозахисту.

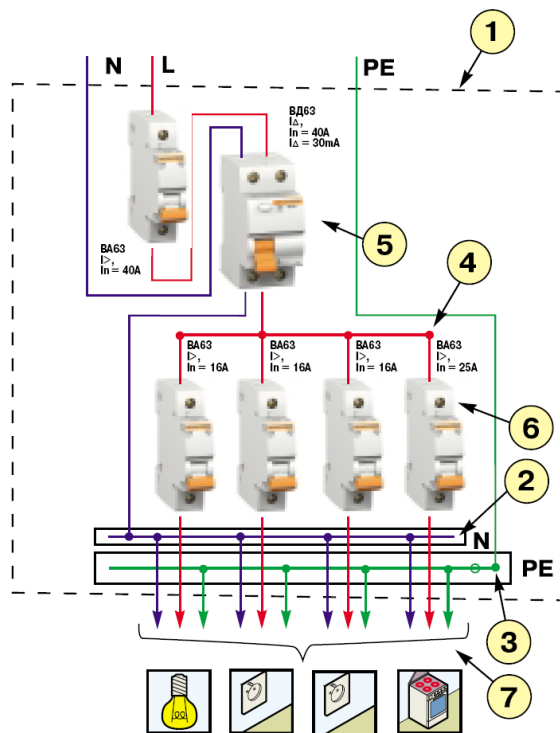


Рис. 10.4. Схема електропостачання стандартної квартири.

Цифрами позначені місця, на які слід звертати увагу при ПТЕ:

- 1 - Пластиковий корпус щита
- 2 - Сполучні елементи нульових робочих провідників і затисків нульових захисних провідників, а також провідника зрівнювання потенціалів
- 3 - Марка кабельно-провідних виробів, способи їх прокладання
- 4 - Сполучний елемент вхідних виводів захисних апаратів групових кіл
- 5 - Вимикач диференційного струму
- 6 - Автоматичні вимикачі
- 7 - Ступені захисту електрообладнання, апаратів і світильників

Зазвичай проводиться експертиза не всієї електротехнічної частини проекту, а найбільш важливих стосовно безпеки її елементів. Так, принципові схеми

електричних мереж підприємств і споруд у цілому органи ДПН не розглядають. Проекти зовнішніх і внутрішніх електромереж розглядають у частині відповідності типів і марок кабельно-провідних виробів, способів їх прокладання, ступенів захищеності електродвигунів, світильників, апаратів захисту і керування, розподільчих щитів до класу зони приміщення, характеру і властивостей навколишнього середовища, обумовлених проектною організацією, що відображається, в основному, накресленнях (планах розташування обладнання, розрахункових схемах та ін.).

Розглянемо для прикладу комплектацію електропостачання стандартної квартири (див. рис. 10.4). На вводі в квартиру встановлюється ПЗВ ВД63 з диференціальним струмом 30 мА послідовно з автоматичним вимикачем ВА63 або диференціальний автоматичний вимикач АД63. Всього може бути декілька груп споживачів. В даному випадку це групи освітлення і розеток, захищених двома автоматичними вимикачами ВА63 з номінальним струмом 16 А, і електрична плита, яку захищає автоматичний вимикач з номінальним струмом 25 А. Іноді в окрему групу виділяється пральна машина або кондиціонер. У цьому випадку встановлюється автоматичний вимикач ВА63 з номінальним струмом 16 А.

Нижче наведена складніша схема електропроводки, призначена для невеликого котеджу або дачі (рис. 10.5). На вводі встановлено ПЗВ ВД63 з диференційним струмом 300 мА, оскільки фоновий струм витoku електроустановки може бути досить високим (унаслідок великої протяжності електропроводки при встановленні ПЗВ з меншим струмом витoku можливі помилкові спрацьовування). Перші три автоматичні вимикачі (див. рис. 10.5) призначені для захисту освітлювальних кіл. Група з ПЗВ ВД63 і три автоматичні вимикачі ВА63 призначені для захисту розеток. Трифазний автоматичний вимикач ВА63 і ПЗВ ВД63 захищають потужні споживачі, наприклад, електроплиту або сауну. Остання лінія з одного ПЗВ ВД63 і двох автоматичних

вимикачів ВА63 призначена для захисту мереж окремих будівель, наприклад, підсобного приміщення.

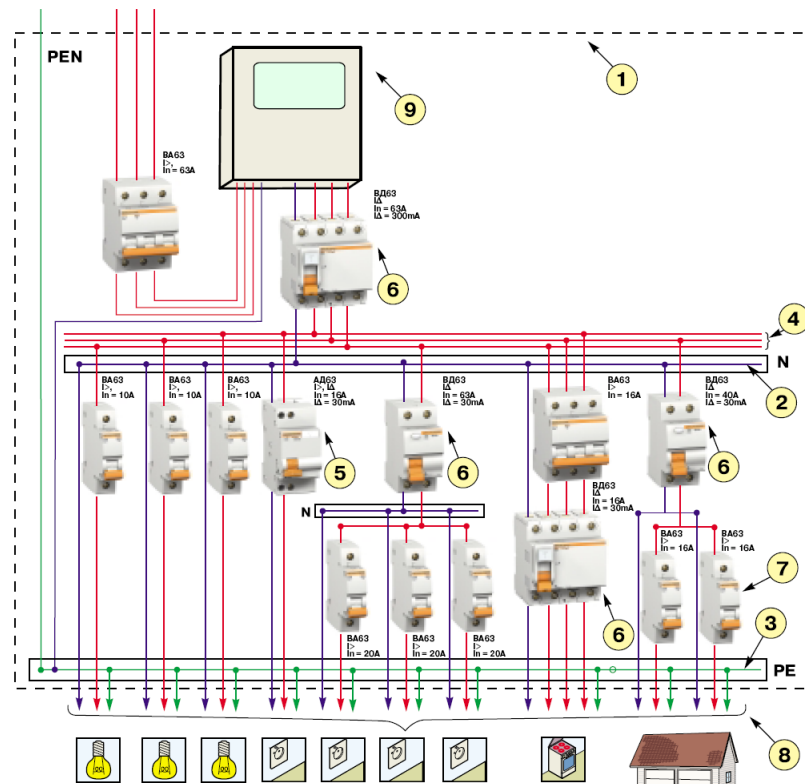


Рис. 10.5. Схема електропостачання котеджу.

Цифрами позначені місця, на які слід звертати увагу при ПТЕ (додатково до вищезазначених):

- 5 – Автоматичний вимикач диференційного струму
- 6 - Вимикач диференційного струму
- 7 - Автоматичні вимикачі
- 8 - Ступені захищеності електроприймачів, апаратів і світильників
- 9 – Лічильник

На нижченаведеній схемі показаний поверховий щит, в якому встановлені 4 ввідних автоматичних вимикача ВА63 на номінальний струм 40 і 63 А (рис. 10.6). Ввідні диференціальні вимикачі навантаження ВД63 призначені для захисту від пожежі. У цьому випадку для захисту досить вибрати пристрій на номінальний вимикаючий диференційний струм 100 або 300 мА.

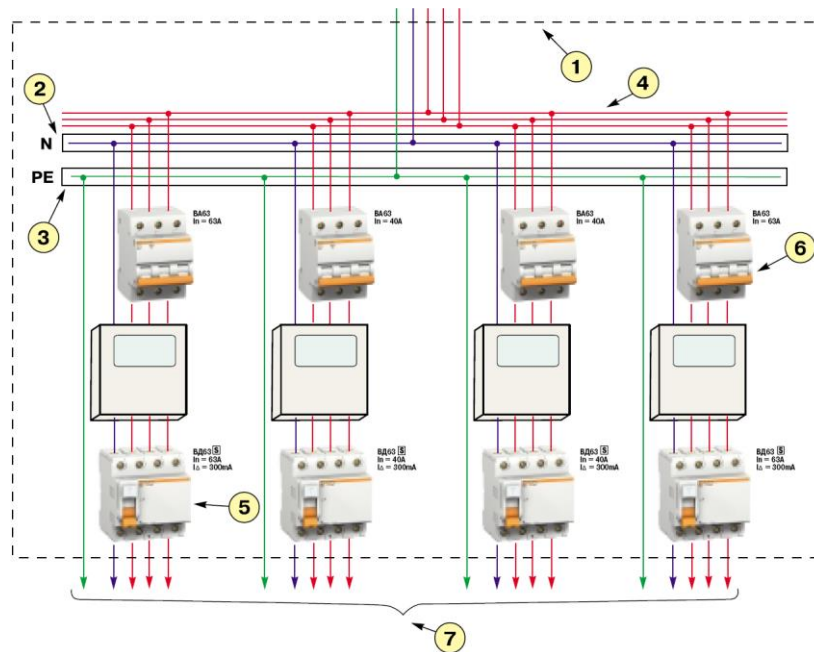


Рис. 10.6. Схема електропостачання поверхового щита багатоквартирного будинку.

Цифрами позначені місця, на які слід звертати увагу при ПТЕ (аналогічно до вищеназваних).

Перед виконанням експертизи промислового об'єкта необхідно з'ясувати вибухову і пожежну небезпеку технологічного процесу. Далі на основі аналізу фізико-хімічних властивостей речовин і матеріалів, що використовуються в технологічному процесі, визначити й обґрунтувати клас зони в приміщеннях і назовні, у місцях розташування вентиляторів та інших електроустановок.

Зазвичай потрібно більш докладне ознайомлення з апаратами управління і захисту електродвигунів силової мережі. У цьому випадку звертаються до розрахунково-монтажної таблиці. Дані про кабельно-провідні вироби уточнюються за допомогою кабельного журналу.

Виходячи з класу зони в приміщенні, визначаються необхідний ступінь захисту оболонок електродвигунів, магнітних пускачів, кнопок управління, апаратів захисту, марку проводів (кабелів) і способи їх прокладання. У більшості випадків слід виконати перевірочний розрахунок площі перерізу жил провідників, розрахунок номінальних параметрів апаратів захисту і магнітних пускачів. Для

виконання перевірного розрахунку мережі і апаратів захисту необхідно вибрати такі дані:

- номінальну потужність споживача;
- номінальну напругу мережі;
- номінальні параметри апаратів захисту;
- марку, переріз жил проводів (кабелів) і їх спосіб прокладання;
- кількість споживачів, підключених до розподільчого щита і потужність кожного з них;
- кратність пускових струмів електродвигунів;
- клас зони приміщення, у якому розташована електромережа.

Для аналізу освітлювальної мережі знову ж, виходячи з класу зони в приміщенні, слід визначити ступінь захисту оболонки світильників, відгалужувальних (з'єднувальних) коробок, шаф управління, апаратів захисту, марку проводів і кабелів, вибрати їх спосіб прокладання. Виконати розрахунок площі перерізу жил провідників і номінальних параметрів апаратів захисту. Перевірити правильність вибору апаратів захисту за умовами надійного відключення струму короткого замикання наприкінці групи, що захищається.

Наступним кроком слід перевірити наявність заходів щодо захисту від розрядів статичної електрики. Основним захисним заходом є заземлення. Заземлення також важливе з погляду електробезпеки. Тому слід виконати перевірений розрахунок заземлювача.

Для виконання перевірного розрахунку заземлення необхідно зібрати такі дані:

- питомий опір ґрунту, марка провідника, з якого виготовлені вертикальні й горизонтальні електроди, нормативний опір заземлюючого пристрою, що визначається в залежності від типу електричної мережі та її номінальної напруги;
- конструкція контуру заземлення (замкнений або рядний).

Необхідно перевірити наявність блискавкозахисту і розрахувати зони захисту блискавкоприймачів. Для розрахунку блискавкозахисту визначаються:

категорія блискавкозахисту об'єкта, дані про існуючі блискавкозахисні пристрої;

параметри заземлюючих пристроїв блискавкозахисту;

місця розташування блискавкоприймачів.

Основним методом проведення експертизи є порівняння наявного в проекті технічного рішення електроустановок і блискавкозахисту з необхідним за нормативними документами.

Порівняння проектного рішення з необхідним за нормами, подане у формі таблиці, може полегшити і пришвидшити аналіз безпеки електроустановок.

Наприклад, така таблиця може бути подана у вигляді:

Питання, що перевіряються	Є в наявності	Вимагається за нормами	Висновок
1	2	3	4
Освітлювальна мережа:			
Марка проводу	АПВ	Мідна жила ПВХ ізоляція	Не відповідає ПБЕ, п. 4.8.1; (п.7.3.14 ПУЕ)
Спосіб прокладання	В трубах	В трубах	Відповідає ПБЕ, п. 4.8.11; (п.7.2.14 ПУЕ)
Відгалужуючі коробки	ВЗГ (1ExdПВТЗ)	2Ex...ПАТЗ	Відповідає ПБЕ, п.4.5.4; т. 4.8;
Ввід електропроводки в світильники	Захищені з ущільненням	Захищені з ущільненням	Відповідає ПБЕ, п.4.8.17; (п.7.3.104 ПУЕ)

За результатами експертизи проектної та іншої документації оформляється висновок, що підписується начальником органу ДПН і безпосереднім виконавцем експертизи. Протипожежні заходи у висновках і розпорядженнях повинні бути чітко викладені з посиланнями на відповідні вимоги норм і правил. За необхідності в експертний висновок і розпорядження можуть включатися рекомендації щодо посилення пожежної безпеки об'єкта. Поміток (записів,

штампів) на кресленнях робити не можна, стосовно них готується письмова відповідь.

При складанні висновків за результатами експертизи необхідно враховувати наступне:

1) запропоновані заходи слід викладати коротко, чітко, з обґрунтуванням вимог норм проектування, а їх зміст повинен виключати неоднозначне тлумачення при виконанні;

2) необхідно вказувати вимоги щодо виконання норм проектування, а не спосіб їх виконання;

3) протипожежні заходи, передбачені нормами проектування, викладаються з використанням слів «повинно бути», «необхідно», «слід»;

4) протипожежні заходи, не передбачені нормами проектування, викладаються з використанням слів «рекомендується», «доцільно».

10.3 Підстави перевірки пожежної безпеки електрообладнання

З кожним роком проведення перевірки електрообладнання стає все більш складним. Потрібні нові, нестандартні підходи до вирішення проблем пожежної безпеки. Заборонні санкції повинні поступатися пошуку разом з керівниками і фахівцями об'єктів компромісних рішень, що впливають з конкретних умов. При цьому максимально повинні використовуватися пожежно-технічні знання і практичний досвід.

Для того, щоб грамотно проводити профілактичну роботу щодо запобігання пожеж, вміти встановлювати порушення в улаштуванні і при експлуатації електроустановок і електромереж, а також приймати вірне рішення, державний інспектор з пожежного нагляду повинен мати глибокі і міцні знання про будову, принципи роботи і пожежну небезпеку електроустановок, а також мати практичні навички виявлення пожежонебезпечних явищ, навички в розробці протипожежних заходів і в проведенні агітаційно-роз'яснювальної роботи.

За безпечну експлуатацію електрогосподарства відповідають керівники підприємств, а контроль над ними в цій частині покладається на

Держенергонагляд. Органи Держпожнагляду виконують загальні функції нагляду, які можна успішно виконати лише в тому випадку, якщо працівникам добре відома методика проведення пожежно-технічного обстеження.

Перевірка пожежної безпеки електрообладнання (далі – ПЕ) проводиться з метою здійснення контролю за виконанням вимог пожежної безпеки, встановлених законодавчими та іншими нормативно-правовими актами (стандартами, нормами, правилами, положеннями, інструкціями тощо).

Всі об'єкти, незалежно від форм власності, поділяються на об'єкти з високим, середнім та незначним рівнем прийнятного ризику для життєдіяльності щодо пожежної небезпеки.

До об'єктів з високим ступенем ризику належать потенційно небезпечні та підвищеної небезпеки, промислові та складські об'єкти категорії "А" та "Б" за вибухопожежною небезпекою, об'єкти з масовим перебуванням людей, житлові будинки підвищеної поверховості та інші об'єкти, що визначені відповідними нормативними документами. ПЕ цих об'єктів проводиться щорічно.

Найбільш важливі пожежонебезпечні об'єкти, перелік та терміни яких затверджуються керівником територіального органу ДПН, можуть обстежуватись бригадним чи груповим методом.

До об'єктів із середнім ступенем ризику належать промислові та складські об'єкти категорії "В" за вибухопожежною небезпекою, об'єкти з перебуванням менше 50 людей, житлові будинки підвищеної поверховості та інші об'єкти, що визначені відповідними нормативними документами. ПЕ цих об'єктів проводиться один раз на три роки закріпленими за ними державними інспекторами.

До об'єктів із незначним ступенем ризику належать усі державні, відомчі та кооперативні житлові будинки до 9-ти поверхів включно, дачні, садівницькі, гаражні кооперативні, невеликі селянські (фермерські) господарства, де не використовуються наймані працівники, та інші дрібні об'єкти, які не увійшли в попередні групи. ПЕ цих об'єктів проводиться один раз на п'ять років закріпленими за ними державними інспекторами.

На об'єктах з цілодобовим перебуванням людей проводяться нічні перевірки з періодичністю, встановленою територіальним або місцевим органом ДПН.

Позапланові перевірки, в тому числі контрольні (цільові), дотримання суб'єктами підприємницької діяльності вимог пожежної безпеки не проводяться, якщо суб'єкт підприємницької діяльності уклав договір страхування цивільної відповідальності перед третіми особами стосовно відшкодування наслідків можливої шкоди.

Пожежно-технічні обстеження та перевірки об'єктів проводяться за участю керівників (власників) підприємств, установ, організацій або виділених ними представників, яким повинно бути своєчасно повідомлено про дату його проведення. Про майбутнє обстеження сільських населених пунктів повідомляються місцеві органи виконавчої влади та органи місцевого самоврядування.

Обстеження суб'єктів підприємницької діяльності здійснюється за письмовим розпорядженням керівника (заступника керівника) відповідного органу ДПН з попереднім повідомленням керівнику (власнику) не пізніше ніж за 10 календарних днів до дня проведення.

У разі звернення керівника (власника) підприємства, установи та організації органи ДПН проводять експертизу протипожежного стану об'єкта, за результатами якої складається експертний висновок. Експертиза протипожежного стану об'єкта проводиться також у разі отримання заяви про одержання дозволу на початок роботи, відповідно до діючих нормативних актів з цього питання. Дозволи на початок роботи видаються центральним, територіальним та місцевим органами ДПН. У цих випадках планові ПЕ в поточному році не проводяться.

При пожежно-технічному обстеженні огляду підлягають: територія об'єкта, будинки, споруди та установки, в тому числі й ті, що знаходяться у стадії будівництва і реконструкції, стан під'їзних шляхів, забезпеченість і технічний стан пожежної техніки, наявність і працездатність автоматичних установок пожежогасіння і пожежної сигналізації, засобів зв'язку, стан і надійність

функціонування зовнішнього і внутрішнього протипожежного водопостачання тощо.

При проведенні ПЕ електроустаткування інспектор повинен суворо дотримуватися правил техніки безпеки, тому що частина електроустаткування знаходиться під напругою, є сильно нагріті поверхні і обертові частини електроустановок і технологічного устаткування. Тому ПЕ потрібно проводити з енергетиками і технологами, які б відчиняли електроустановки або технологічне устаткування для огляду.

Пожежно-технічне обстеження електроустаткування є складовою частиною загального обстеження і проводиться одночасно із загальним пожежно-технічним обстеженням промислового об'єкта, житлових або громадських будинків. Обстеження електроустановок має на меті:

визначити технічний стан електрогосподарства в цілому та окремих його вузлів;

виявити найбільш пожежонебезпечні місця і характерні ознаки небезпечних теплових проявів електричної енергії;

на основі аналізу пожежної небезпеки визначити і запропонувати протипожежні заходи щодо безпечного улаштування та експлуатації мереж і електроустановок;

установити відповідний порядок поведінки робітників та службовців, що обслуговують електроприлади, машини і агрегати.

На кожний об'єкт заводиться окрема наглядова справа, у якій зберігаються документи і матеріали переписки з питань пожежної безпеки, в тому числі матеріали перевірок орендарів та підприємців, які розміщуються на об'єкті. У сільських районах наглядові справи можуть вестись по сільрадах. У житловому секторі наглядові справи ведуться по житлових організаціях або на дільницях. Керівник органу ДПН зобов'язаний не менше одного разу на рік переглядати наглядові справи і робити письмові відмітки щодо їх ведення та якості нагляду.

Мета, види та етапи проведення ПЕ практично співвідносні з такими при проведенні ПТЕ.

Однією з хиб у роботі органів ДПН є низька якість пожежно-технічних перевірок електроустановок, у процесі котрих багато уваги приділяється питанням режимного характеру, а найважливіші заходи, засновані на глибокому знанні технологічних процесів, законів електротехніки і норм пожежної профілактики, залишаються поза увагою.

Як правило, в електроустановках об'єктів є багато пожежонебезпечних недоліків. Тому електроустановки об'єкта при ПЕ потребують найбільшої уваги пожежних. Але, оскільки розібратися в складному електрогосподарстві об'єкта одному інспектору складно, то потрібна допомога фахівців-електриків.

ПЕ може бути повноцінним тільки тоді, якщо до участі в ньому задіяні інженерно-технічні працівники підприємства, якщо в ході пожежно-технічного обстеження ведеться роз'яснювальна робота з правил пожежної безпеки.

Кваліфіковане ПЕ повинно дати керівнику об'єкта повну картину протипожежного стану об'єкта, переконати його в доцільності продиктованих заходів, забезпечити приведення об'єкта в пожежобезпечний стан.

Старанно проведена підготовча робота багато в чому забезпечує успішне проведення ПЕ. Підготування до обстеження проводиться як у райвідділі МНС, так і на об'єкті. Перед проведенням ПЕ державний інспектор повинен ознайомитися з технічною документацією і довідковою літературою, яка характеризує пожежну небезпеку об'єкта, з матеріалами про пожежі і приписами за попередні обстеження та матеріалами контрольних перевірок, відповідними правилами пожежної безпеки, які мають відношення до даного об'єкта. Для цього необхідно:

1. Ознайомитися з наглядовою справою на об'єкт. Уточнити ким, коли проведено ПЕ, які були запропоновані заходи, які ділянки припинялися або закривалися, які були пожежі й аварії, пов'язані з експлуатацією електроустаткування.

2. Вивчити та уточнити пожежну небезпеку технологічного процесу і основні протипожежні заходи, що пропонувалися.

3. Підібрати і вивчити основні нормативні документи, накази, рішення місцевих органів з питань пожежної безпеки тощо.

Необхідно пам'ятати, що вимоги нормативних документів повною мірою розповсюджуються на електроустановки об'єктів, що проектуються, реконструюються, і діючих об'єктів.

На промисловому об'єкті державний інспектор повинен:

1. Уточнити клас пожежонебезпечної і вибухонебезпечної зони в кожному приміщенні (на підставі вивчення технологічного процесу, фізико-хімічних властивостей речовин і матеріалів).

2. Ознайомитися з актами Держенергонагляду, протоколами виміру опору ізоляції проводів, кабелів і електричних машин, заземлювачів захисного заземлення і блискавкозахисту.

3. Уточнити згідно проекту, документів або усно у головного енергетика систему електропостачання за категорією надійності (електроприймачі належать до категорій, вказаних в таблиці 2.1 ДБН В.2.5.-23-2003).

4. Визначити порядок експлуатації освітлювальних, силових і електротермічних установок і апаратів.

5. Ознайомитися з наказами керівника об'єкта, що визначають терміни планово-попереджувальних ремонтів, ревізій, оглядів електроустаткування; плани роботи пожежно-технічної комісії об'єкта, журнал урахування аварій, ремонту і роботи електроустаткування (особливо вибухозахищеного).

Особливо старанно слід вивчити матеріали при підготуванні до обстеження, що проводиться вперше (при пуску об'єкта або реконструкції).

Вся підготовча робота завершується створенням комісії, у склад якої входять представник органу ДПН, фахівці, відповідальні за енергопостачання об'єкта, призначені керівником. Також можуть бути залучені представник енергонагляду району або міста, адміністрації тощо.

Порядок проведення пожежно-технічного обстеження електроустановок передбачає з'ясування таких питань:

- в якій послідовності необхідно обстежити електроустановки;
- що підлягає обстеженню і на які частини електроустановок необхідно звернути основну увагу;
- як з'ясувати недоліки і як записувати їх;
- як сформулювати протипожежні заходи (пропозиції);
- як оформити документи за результатами пожежно-технічного обстеження електроустановок.

Послідовність ПЕ електроустановок визначається на місці державними інспекторами з пожежного нагляду разом з енергетиком та іншими представниками об'єкта. Обстеження може проходити:

- за ходом технологічного процесу;
- за розташуванням будинків;
- за схемою надходження електроенергії до споживачів.

ДПН проводить пожежно-технічні обстеження електроустановок напругою до 1 000 В у частині відповідності їх за виконанням і монтажем до класу зони приміщення, а також їх пожежної безпеки при експлуатації.

Пожежно-технічному обстеженню підлягають розподільні пристрої (щити, шафи, щитки), внутрішні мережі і споживачі (світильники, нагрівальні прилади, електродвигуни, пускорегулююча апаратура тощо), пристрої захисту від розрядів статичної електрики, зовнішні мережі і споживачі, блискавкозахист.

Особлива увага приділяється об'єктам з масовим перебуванням людей (театри, кінотеатри, клуби, дитячі сади, ясла, школи, лікарні і т.д.), промисловим підприємствам з підвищеною пожежною небезпекою (приміщення з пожежо-вибухонебезпечними зонами), торговим і складським приміщенням, тваринницьким будинкам. На цих об'єктах державний інспектор з пожежного нагляду повинен обов'язково обстежити всі ділянки електромереж і всі електричні споживачі. У інших же приміщеннях і будинках електроустановки обстежують

лише вибірково, у тих характерних місцях, де може бути допущений їх неправильний монтаж або експлуатація.

10.4 Оцінювання стану електрообладнання під час перевірки

Основним методом обстеження є метод порівняння фактичного виконання або монтажу електроустаткування з необхідним, відповідно до нормативних документів.

При проведенні ПЕ електроустановок державний інспектор повинен використовувати різноманітні способи контролю і виявлення хиб:

візуальний (зовнішній огляд для визначення виконання, монтажу, протипожежного стану електроустановок);

інструментальний (з дотриманням правил техніки безпеки) - для визначення справності заземлення, ступеня нагрівання електроустановок тощо;

електропараметричний – метод електричного неруйнівного контролю, що ґрунтується на реєстрації електричних характеристик об'єкта контролю;

розрахунковий - для перевірки підрахунку навантаження і правильності обраного перерізу проводів, номінальних струмів апаратів захисту тощо;

документальний - застосовується для перевірки виконання прихованих робіт (фактичного опору заземлювача, опору ізоляції мережі та електроустановок та ін.);

випробувальний - застосовується при перевірці електронагрівальних приладів тощо.

Успішне використання цих способів підвищує якість ПЕ електроустановок.

Проводячи обстеження, державний інспектор розглядає такі питання:

Для електропроводок і освітлювальної арматури перевіряють відповідність марки проводу і способу прокладки умовам навколишнього середовища, як виконане з'єднання проводів між собою, перетинання їх, проходи через стіни, перегородки, перекриття, чи правильно виконаний монтаж вимикачів, розеток, розподільчих коробок, справність і відповідність їх навколишньому середовищу,

відповідність виконання світильників і їх монтажу вимогам діючих нормативних документів, як виконаний ввід проводів до електрообладнання, як здійснений підвіс світильників, чи є знаки вибухозахисту на вибухозахищених світильниках, чи є аварійне освітлення, його стан.

Для розподільчих пристроїв (силових і освітлювальних щитів) перевіряють: відповідність типу кожуха щита класу зони в приміщенні, наявність підходів до щитів, чи замкнуті дверцята щитів на замок, наявність необхідних позначень на кожусі, чи є схеми розподілу електроенергії, чи захищений металевий корпус від корозії і чи є його заземлення, чи справна арматура на панелях щитів, чи правильно зроблені з'єднання та закінчення проводів, чи немає нестандартних запобіжників.

Для електродвигунів і пускорегулюючих апаратів перевіряють відповідність типу двигуна, магнітних пускачів, кнопок керування до вимог класу зони, а у вибухонебезпечних зонах – відповідність категорії і групі вибухонебезпечної суміші, виконання вводу провідників в електродвигуни і апарати, чи є заземлення їх металевих корпусів, чи є захист двигунів від струмів короткого замикання і, за необхідності, від струмів перевантаження і чи правильно вони обрані, чи правильно обрані магнітні пускачі за величиною, чи відповідає тип і нагрівальний елемент номінальному струму двигуна та ін.

Для захисту від розрядів статичної електрики слід з'ясувати необхідність захисту від розрядів статичної електрики і, якщо необхідно, встановити місця створення і накопичення заряду, чи заземлені металеві ємності, трубопроводи, технологічні апарата, наконечники, чи справні заземлюючі провідники, чи є перемички у фланцевих з'єднаннях трубопроводів, чи проводиться нейтралізація зарядів статичної електрики.

Для зовнішніх електромереж і вводів, потрібно визначити відстань між проводами, від проводів до поверхні землі, чи немає зовнішньої проводки по дахах житлових, суспільних будинків; чи не проходять повітряні лінії над дахами з горючих матеріалів або поблизу складування горючих матеріалів. Для вводів у

будинки визначають, як вони виконані: через стіну або дах (якщо через дах, то яка відстань між проводами та ізоляторами, а також від проводів до виступаючих частин будинку).

Для блискавкозахисту обґрунтовують його необхідність. Якщо блискавкозахист потрібний і відсутній, то слід вимагати його улаштування. За наявності блискавкозахисту перевіряють стан всіх елементів і правильність монтажу. Слід з'ясувати, чи є захист від вторинних впливів блискавки і як він виконаний. Розрахунком перевіряють відповідність висоти блискавкоприймачів для захисту будинку.

При з'ясуванні всіх цих питань інспектор веде записи, де фіксує всі необхідні дані і недоліки. Всі записи повинні бути чіткими і ясними. Що стосується запису недоліків, то їх треба записувати так, щоб було ясно, де і який є недолік (див. табл. 9.5).

При проведенні обстеження електроустановок органи ДПН і енергонагляду повинні інформувати один одного щодо об'єктів, електрогосподарство яких знаходиться в пожежонебезпечному стані, і вимагати виконання запропонованих заходів.

Важливим етапом є оформлення документів за результатами ПЕ (письмовий припис на усунення порушень вимог пожежної безпеки). Запропоновані приписами заходи повинні обґрунтуватися вимогами нормативних актів.

Припис складається в 2-х примірниках. Перший не пізніше 5 робочих днів після закінчення ПЕ вручається керівнику об'єкта для виконання, а другий з підписом керівника щодо погодження термінів та одержання залишається в органі ДПН для здійснення контролю. Документ підписують державні інспектори, які проводили обстеження, і він зберігається в наглядовій справі до часу повного його виконання, але не менше 5 років.

Приписи можуть бути оскаржені до вищого органу чи посадової особи держпожнагляду в 10-ти денний термін з дня їх вручення.

При проведенні ПЕ в попередньому приписі державний інспектор зобов'язаний зробити відмітки. При виконанні протипожежних заходів напроти кожного з них робиться позначка "виконано", при невиконанні вказуються заходи, які вжиті до винних осіб, та запобіжні заходи.

Проводячи ПЕ електроустановок, не треба обмежуватися складанням припису, а треба домагатися усунення виявлених режимних і пожежонебезпечних порушень, проводити бесіди з робітниками, службовцями, надавати допомогу керівникам та інженерно-технічним працівникам у підвищенні пожежно-технічної безпеки об'єкта.

Результати діяльності державного інспектора з пожежного нагляду оцінюються в першу чергу, за числом пожеж і збитків. Якісне проведення ПЕ - одна з основних умов попередження пожеж.

Показником якості ПЕ є ефективність розроблених протипожежних заходів щодо усунення всіх пожежонебезпечних недоліків у зазначені терміни.

Контрольні питання до розділу

1. Нормативно-технічна робота Державного пожежного нагляду.

3. Зміст проектної документації.
4. Мета експертизи електротехнічної частини проекту.
5. Етапи проведення експертизи електротехнічної частини проекту.
8. Методика читання електротехнічних схем і креслень.
7. Основний метод проведення експертизи електротехнічної частини проекту.
8. Принципи виконання експертизи електротехнічної частини проекту.
9. Порядок складання припису за результатами експертизи проектної документації.
10. Порядок погодження проектних рішень, на які не встановлені норми і правила пожежної безпеки.
11. Мета ПЕ електрообладнання об'єктів.
12. Групи об'єктів та періодичність проведення ПЕ.
13. Підготування до проведення ПЕ.
14. Методика ПЕ електрообладнання об'єктів.
15. Послідовність ПЕ електрообладнання об'єктів.
16. Методи і засоби обстеження і виявлення недоліків.
17. Порядок складання припису за результатами ПЕ.
18. Безпека праці при проведенні ПЕ.

РОЗДІЛ 11.

КОНТРОЛЬ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ТА ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

11.1. Загальні положення

Довговічність, надійність, економічність та безпечність експлуатації електроустановок визначається їх технічним станом.

Довговічність електроустановок в значній мірі залежить від конструктивних рішень, якості матеріалів та технологічної досконалості процесу виготовлення. Якщо електрообладнання запроектовано із врахуванням повного спектру особливостей умов експлуатації, то це вже в значній мірі підвищує довговічність його роботи. Наприклад використання зносостійких матеріалів, врахування вібрацій та динамічних деформацій від дії струмів КЗ і т. п. вимагає вибору відповідних матеріалів, способів кріплення струмо та магнітопровідних елементів і т. п. Цілком зрозуміло, що такі претні та конструктивні розв'язання є гарантією достатньої надійності функціонування, яка формально оцінюється на підставі теорії ймовірності та статистики, котра формується в ході експлуатації (час безвідмовної роботи, потік відмови та ін.).

Стає очевидним, що використання нових технічних рішень та більш дорогоцінних матеріалів призводять до подорожчання електроустановок, але підвищення їх довговічності та надійності може виявитися економічно вигіднішим у порівнянні з дешевшими за ціною варіантами. Таким чином тут вимагається техніко-економічна оцінка і порівняння варіантів.

Разом з тим найвагомішими показниками електроустановок є безпека їх використання, причому цей показник тісно пов'язаний з небезпекою людей, які обслуговують і експлуатують їх, та екологічною небезпекою, яка в разі виникнення надзвичайних ситуацій нанесе збитки в великих масштабах. Крім того струми КЗ електрообладнання можуть викликати загоряння, що загрожує пожежною небезпекою. Таким чином від електрообладнання можна очікувати

небезпеку враження людини електричним струмом, його вплив на екологію та пожежну безпеку. У даному випадку ми розглядаємо лише пожежну безпеку електроустановок, тому зупинимося на ній з погляду її забезпечення за рахунок контролю технічного стану електроустановок шляхом використання організаційних і технічних заходів.

Нормально запроектовані електричні вироби завжди працюють у номінальному режимі, тобто у струмопровідних елементах протікають струми такої величини, що нагрівають ці елементи до температури, яка не може викликати ні загорань ні вибухів в оточуючому середовищі. Проте в ході експлуатації під дією електродинамічних сил послаблюються технічні кріплення, протирається ізоляція між ізольованими провідниками, деформуються провідники та ін., що призводить до погіршення технічного стану електрообладнання внаслідок чого змінюються параметри (ізоляція, $\tan\delta$ для конденсаторів та кабелів, зростають втрати вільного ходу, pojawiaються шуми, вібрації і т.п.). Наслідком цього є відхилення від вимог щодо нормальної експлуатації. Таким чином для запобігання появи локальних чи загальних переривань електрообладнання, його розгерметизації, пошкодження та ін. вимагається відповідний контроль.

Випробування електроустановок здійснюється з метою перевірки відповідності їх параметрів та характеристик, які забезпечують оптимальні та безпечні умови експлуатації.

Для забезпечення цих вимог виконуються наступні випробування електрообладнання і електроустановок:

1. Типові і контрольні випробування у відповідності до чинних стандартів, які стосуються нових виробів.
2. Приймально-здавальні випробування у відповідності до Правил улаштування електроустановок та галузевих інструкцій.

3. Профілактичні випробування в ході експлуатації у відповідності до правил технічної експлуатації (електроустановок) електричних станцій та мереж.

Якщо типові і контрольні випробування електроустановок і електрообладнання призначені для перевірки якості і відповідності їх характеристик розрахунковим даним, а приймально-здавальні випробування виявляють технічний стан електрообладнання і електроустановок, правильність і якість їх монтажу, відповідність електрообладнання проектним рішенням та забезпечують зняття технологічних характеристик і отримання робочих параметрів електроустановки в цілому, то профілактичні випробування спрямовані на безперервний контроль технічного стану електроустановок, їх пожежну та експлуатаційну безпеку. У зв'язку з цим подальші викладки стосуються винятково профілактичних випробувань та експлуатаційного контролю технічного стану електрообладнання й електроустановок, контроль основних та додаткових параметрів, характеристик та показників.

Слід зазначити, що у випадку будь-яких випробувань використовуються одні і ті ж методи та прилади для вимірювань опору, напруги, струму, потужності, швидкості, міцності тощо. Таким чином доцільно розглянути методи та засоби контролю технічного стану електрообладнання і електроустановок, як основу профілактики з метою запобігання пожеж та надзвичайних ситуацій.

11.2. Технічна документація електрообладнання. Методи та засоби контролю його технічного стану.

Контроль технічного стану електрообладнання і електроустановок здійснюється шляхом:

Зовнішнього огляду електрообладнання, в ході якого виявляються різного роду зміни та пошкодження, котрі можуть виникнути внаслідок сторонньої механічної дії. Залежно від виду електрообладнання це можуть бути вм'ятини, корозія, тріщини, непередбачувані отвори, сильна деформація, переломи, розриви,

послаблення кріплень, зміна геометричних розмірів, відлущування фарби і т.п.. Усі помічені зміни оформляються протоколом чи вписуються у журналі огляду черговим персоналом.

Для організації нормальної експлуатації електроустановок електрослужбами ведеться технічна документація, яка є обов'язковою. До таких документів відносяться:

Для повітряних ліній (ПЛ):

1. Проект електроустановки з електричними, механічними, будівельними та екологічними розрахунками, кресленнями всіх споруд, погоджений з усіма організаціями та органами нагляду (охорона праці, пожежна охорона, охорона оточуючого середовища та ін.).

Виконавче креслення - план траси з переходами через ріки, дороги, ліси і т.п. Дані про переріз проводів, їх транспозицію, габарити, висоту підвіски і т.п.

2. Протоколи приймально-здавальних випробувань згідно норм та обсягів, передбачених ПУЕ. Акти на скриті роботи фундаментів опор і пристроїв заземлення, а також акти приймання в експлуатацію переходів автомобільних доріг, водоймищ, рік, перетину інших ліній, підписані представниками відповідних організацій. Слід мати також перелік відступлень від проекту та змін.

3. Паспорт лінії, а також інвентарний опис додаткових споруд і технічного резерву та матеріалів.

Опори ліній повинні мати порядковий номер і рік монтажу, а лінії повинні мати умовне позначення на всіх опорах.

Для кабельних ліній (КЛ) вимагається наступна документація:

Проект на кабельну лінію з усіма погодженнями, а також виконавчі креслення із вказанням траси, місця муфт по відношенню до будівель, акти огляду кабелів перед засипкою траншеї. З метою фіксування умов експлуатації вимагається кабельний журнал для ліній понад 1000 В.

Крім того комісією складаються акти на скриті роботи, та пересікання і зближення кабелів з іншими підземними комунікаціями, акти на монтаж кабельних муфт і огляд кабелів прокладених у траншеях та каналах перед їх закриттям, також акт про стан кінців кабелів на барабанах, а у випадку необхідності протокол прогрівання, розкриття та огляду взірців кабеля та протоколи випробувань після прокладання. Разом з кабелем повинен бути протокол заводських випробувань кабеля.

Відкрито прокладені кабелі і кабельні муфти повинні мати ярлики з позначенням кабелів – марки, напруги, перерізів жил, номер кабеля чи назву, а на ярликах муфт повинні бути вказані дата монтажу і дані монтера.

Огляд трас кабельних ліній напругою до 35 кВ повинен здійснюватися в такі терміни:

а) Траси кабелів прокладених в землі оглядаються не рідше ніж 1 раз на кожні 3 місяці, кінцевих муфт на лініях напругою понад 1000 В – 1 раз на 6 місяців, а на лініях 1000 В і нижче – 1 раз на 1 рік, при цьому муфти кабелів, які розміщені у приміщеннях трансформаторів та іншого обладнання, оглядаються одночасно з іншим електрообладнанням.

б) Огляд кабельних колодязів відбувається 1 раз на 2 роки.

Огляд тунелів, шахт та каналів на підстанціях здійснюється згідно місцевих інструкцій, при цьому всі зауваження записуються у журнал дефектів і неполадок з метою їх подальшого усунення.

В зонах з електрифікованим транспортом (колії залізниць і трамваїв та метрополітени) необхідно здійснювати контроль стану кабелів шляхом вимірювання у них величини блукаючих струмів, при чому необхідно в перший рік експлуатації кабеля виконати 2 вимірювання. За наявності блукаючих струмів чи небезпечних потенціалів необхідно використати технічні рішення для запобігання знищення кабелів електрокорозією та хімічною корозією.

Кабельні лінії напругою 3-35 кВ повинні піддаватися профілактичним випробуванням не рідше ніж 1 раз в 1 рік, підвищеною постійною напругою ($5\div 6$) кратною до номінальної впродовж 5 хв. Якщо кабелі прокладені у тунелях, колекторах чи каналах та спорудах підстанцій, тобто у відкритому вигляді, то вони випробовуються 1 раз в 3 роки.

На кожен кабельну лінію повинен бути паспорт, який містить технічні параметри лінії та дані про випробування, ремонт і експлуатацію.

Трансформатори силові та автотрансформатори

Перед монтажем трансформатора повинен бути проект, в якому вказується місце встановлення трансформатора та комутаційна і вимірювальна апаратура зі сторони вищої і нижчої напруг. Кожен силовий трансформатор оснащений технічним паспортом, вказується номінальна вища, нижча та середня напруга, номінальна потужність, тип, вага з олією та без олії, група з'єднання обмоток, завод виробник і дата виготовлення, напруга короткого замикання.

Решта параметрів, які стосуються трансформатора, переважно містяться в каталогах та довідковій літературі. Крім того на кожен трансформатор заводиться експлуатаційний журнал в якому містяться відомості про час початку експлуатації, терміни відбирання олії для контролю, зауваження під час оглядів, час вимикань від джерела живлення, причини вимикань та інше. Крім того в журнали вписується інформація про капітальні та поточні ремонти і їх обсяг, час заміни олії, значення контрольних вимірювань $\text{tg}\delta$ обмоток, введів та охолоджувальної олії.

Методи і засоби, порядок контролю силового електрообладнання.

В ході експлуатації ліній електропередачі повинні бути оглянуті і профілактично поміряні та перевірені у визначеному обсязі. Огляд ліній спеціалістами повинен здійснюватись не рідше ніж 1 раз на рік.

Під час огляду слід звертати увагу на:

Наявність обривів і наплавлень дугою на окремих дротах та можливих накидів проводів, гілок і інших довгих предметів, наявність розбитих ізоляторів, опалів ізоляторів та тріщин на поверхні ізоляторів і їх чистоту. Стан опор (нахил, обгорання, роз'єднання деталей, послаблення кріплень, цілість заземлюючих спусків на дерев'яних опорах), іскріння між проводами, розміри(габарити і т.п.).

Особливу увагу слід звертати на цілісність приєднань заземлюючих проводів, зварних швів, болтових з'єднань, стан розрядників, комутаційних апаратів.

Важливим є чистота траси, особливо в лісових просіках, садах і чагарниках, доступність і під'їзди до опор.

Позачергові огляди слід проводити у випадку появи ожеледі, після туманів в зонах сильних промислових порохових відходів, після лісових і польових пожеж, сильних вітрів та гроз і т.п.

Крім того огляду слід проводити після вимикання лінії і навіть після повторного успішного вмикання.

Повітряні лінії напругою до 1 кВ слід оглядати не рідше ніж 1 раз на місяць. Якщо лінія підвищена на залізобетонних опорах, то треба перевіряти наявність тріщин та відколів, стан опор у ґрунтах шляхом розкопок 1 раз на 6 років. Крім того стосовно ліній до 1000 В слід 1 раз на 3 роки здійснювати контроль опору заземлення не рахуючи перше вимірювання через рік після введення в експлуатацію.

Під час періодичних оглядів необхідно звертати увагу на стан ізоляторів, проводів, опор, цілість в'язок і кріплень, регулювання натягів і звисів проводів, опор і підпор, стан заземлень і повторних заземлень, відводів, кабельних муфт і приєднань, комутаційних апаратів, плакатів і надписів на опорах.

Будь-які контрольні вимірювання та випробування здійснюються електротехнічним персоналом лабораторій, які повинні бути оснащені

мегомметрами до 0,5 МОм та 0,25 МОм, а також кенотроном та випробувальними стаціонарними та пересувними установками.

Огляди силових трансформаторів і автотрансформаторів з метою контролю їх технічного стану можуть відбуватися з вимиканням джерела живлення та безпосередньо під напругою.

Для випробування електрообладнання і електроустановок та їх налагодження промисловістю виготовляється різне випробувальне обладнання та електровимірювальні прилади до яких відносяться:

- 1) мости постійного струму для вимірювання електричних опорів;
- 2) мости змінного струму для вимірювання тангенса кута діелектричних втрат, ємності та індуктивності;
- 3) мегомметри для вимірювання опору ізоляції;
- 4) прилади для контролю вологості ізоляції;
- 5) кенотронні апарати для випробування електроустановок високою постійною напругою;
- 6) прилади для випробування оливи і інших діелектриків;
- 7) універсальні апарати для випробування ізоляції;
- 8) регульовальні пристрої і регулятори напруги;
- 9) електросекундоміри;
- 10) комплект приладів для пошуку місць пошкоджень у кабельних і повітряних лініях;
- 11) універсальні переносні осцилографи;
- 12) прилади для перевірки та контролю контактів на постійному і змінному струмах з робочими напругами і струмами;
- 13) переносні комплекти приладів для випробування вторинних електричних кіл і апаратів управління підвищеною напругою;
- 14) прилади для виявлення пошкоджень в обмотках електричних машин та апаратів;
- 15) самописці, фазоіндикатори, осцилографи з пам'яттю та ін..

Крім перелічених приладів і пристроїв існує ціла низка інших, які забезпечують швидкий і якісний контроль параметрів електроустановок з можливістю реєстрації контрольованих параметрів та їх аналізом.

Залежно від вимірюваної величини чи параметра вибираються методи та прилади чи технічні засоби вимірювання. Існуючі сучасні прилади і системи вимірювання подані в предметі «Електричні вимірювання електричних і неелектричних величин електричними методами», тому у даному випадку розглядати недоцільно. Проте зупинимося коротко на методах вимірювання та контролю конкретних параметрів і фізичних величин.

Вимірювання опору постійному струмові призначене для виявлення обривів струмопровідних контурів, міжвиткових коротких замикань, неякісних спаїв та контактів, правильності положення перемикачів трансформаторів та ін. До методів вимірювання опору постійному струмові слід віднести:

- 1) за допомогою електричного моста постійного струму;
- 2) за схемою амперметра і вольтметра;
- 3) за допомогою мікроомметра.

Якщо перший спосіб вимірювання забезпечує високу точність у будь-яких випадках, то другий і третій є менш точними. Як правило другий спосіб застосовується у випадках номінальних чи великих струмів і напруг, а третій – для вимірювання дуже малих значень опорів.

Для вимірювання рівня ізоляції електроустановок використовують наступні способи:

- пряме вимірювання опору ізоляції;
- визначення її зволоження;
- визначення кута діелектричних втрат;
- випробування ізоляції підвищеною напругою.

Під час контролю опору ізоляції користуються методом абсорбції, який полягає у тому, що за допомогою мегометра вимірюють величини показів

приладу через 15 секунд і 60 секунд і в якості показника приймається відношення R_{60}/R_{15} (коефіцієнт абсорбції $K_{аб}$). Даний коефіцієнт враховує рівень вологості ізоляції.

Тангенс діелектричних втрат характеризує поглинання ізоляцією потужності за одиницю часу. Якщо б втрат не було, то кут зсуву між напругою і струмом становив би 90° , а за рахунок втрат він є менший від 90° .

Контроль ізоляції підвищеною напругою відбувається впродовж 5 хв. Кратність випробувальної напруги для різного електрообладнання різна і вона подається у відповідних нормах.

Часто в якості контрольованого параметра виступає температура струмопровідних частин чи інших частин електроустановок, тому для вимірювання температури електроустановок використовують термометри, термопари та вбудовані температурні детектори.

Контроль температури дозволяє виявити рівень електричного перевантаження струмопровідних частин, ефективність вентиляції та теплообміну між нагріваними частинами та оточуючим середовищем.

Вибір засобів вимірювання температури залежить від меж зміни та величини температури, точності вимірів, і також від режиму роботи (безперервний чи періодичний).

Спираючись на "Норми випробування електрообладнання" затверджені наказом Міністерства палива та енергетики України від 15 січня 2007 року №13 контроль технічного стану електрообладнання та електрообладнання здійснюється за певними нормами та з певною періодичністю.

11.3. Норми та періодичність контролю електродвигунів змінного струму

Як відомо електродвигуни змінного струму застосовуються для приводу більшості технологічних механізмів. Режими їх роботи поділяються на

безперервні та періодичні. Крім того в процесі експлуатації має місце зміна характеристик ізоляції обмоток, зношуваність підшипників, послаблення кріплень і тому подібне. Все згадане є причиною різкого скорочення терміну експлуатації цих машин, який можна збільшити шляхом якісного обслуговування та контролю їх технічного стану. У зв'язку з цим електродвигуни змінного струму підлягають перевірці в наступних випадках:

1. Під час приймально-здавальних випробувань.
2. Після капітального ремонту.
3. Під час поточного ремонту.

Як правило під час приймання двигунів в експлуатацію мова йде про нові двигуни, які ще не перебували в експлуатації.

Капітальний ремонт - проводиться не менше одного разу на 2 роки - для двигунів відповідальних механізмів і працюючих в тяжких умовах (підвищена температура, забруднення, ривкове навантаження та ін.). Для двигунів, які працюють в нормальних умовах, терміни капітального ремонту встановлюються, виходячи з місцевих умов, відповідальним за електрогосподарство підприємства (організації).

Поточний ремонт - проводиться в терміни, які встановлюються відповідальним за електрогосподарство з урахуванням місцевих умов та показників діагностики.

Норми та періодичність залежать від виду електрообладнання, його виконання, умов експлуатації та конструктивних особливостей.

Розглянемо вимоги контролю стосовно конкретного електрообладнання.

Під час приймально-здавальних випробувань необхідно проводити такі вимірювання:

1. Оцінювання стану ізоляції обмоток електродвигунів. Для визначення стану і необхідності сушіння ізоляції обмоток електродвигунів слід керуватись такими даними:

- для двигунів потужністю більше 5000 кВт напругою вище 1 кВ абсолютне значення опору ізоляції повинно бути не менше від значень наведених нижче при температурі ізоляції не нижче 10°C, а значення коефіцієнта абсорбції - не менше ніж 1,3 при температурі ізоляції 10°C - 30°C;

- для двигунів з термореактивною ізоляцією обмоток статора абсолютне значення опору ізоляції - R_{60} не менше ніж $10U_{ном}$ за температури ізоляції 10° - 30 °С, при цьому значення коефіцієнта абсорбції - не нормується;

- для двигунів напругою до 1 кВ абсолютне значення опору ізоляції повинно бути не менше ніж 0,5 МОм при температурі ізоляції 10° - 30 °С, а значення коефіцієнта абсорбції - не нормується.

Найменше значення опору ізоляції R_{60} для обмоток електродвигунів потужністю 5000 кВт і більше при температурі 75°C визначають за формулою:

$$R_{60} = \frac{U_{ном}}{1000 + 0,01S_{ном}}$$

де $U_{ном}$ - номінальна лінійна напруга, В

$S_{ном}$ - номінальна потужність, кВА.

Якщо опір ізоляції, обрахований за цією формулою, менший ніж 0,5 МОм, то найменше допустиме значення опору ізоляції приймається рівне 0,5 МОм.

Для температур, нижчих ніж 75°C найменше значення опору ізоляції обмоток визначають добутком значень, отриманих із даної формули, на температурний коефіцієнт K_T , значення якого наведене у таблиці 11.1.

$$R = R_{60} * K_T$$

Таблиця 11.1.

Значення температурного коефіцієнту

Температура, °С	75	70	60	50	40	30	20	10
К _т	1,0	1,2	1,7	2,4	3,4	4,7	6,7	9,4

Найменше значення опору ізоляції R₆₀ для обмоток статора електродвигунів потужністю до 5000 кВт наведені в таблиці 11.2.

Таблиця 11.2.

Найменші значення опору ізоляції обмоток електродвигунів потужністю до 5000 кВт

Температура обмотки, °С	Опір ізоляції R ₆₀ , МОм, при номінальній напрузі 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

2. Вимірювання опору ізоляції двигунів та іншого електрообладнання виконують мегомметром, при цьому допустимі значення опору ізоляції двигуна та окремих його частин повинні бути наступні:

- Обмотки статора - вимірювання проводяться мегаомметром напругою 0,5/1,0/2,5 кВ, значення опору ізоляції R₆₀ і коефіцієнт абсорбції не нормуються, але їх треба враховувати у разі вирішення питання про необхідність їх сушіння;

- Обмотки ротора - вимірювання проводяться в синхронних електродвигунах та електродвигунах з фазним ротором на напругу 3 кВ і вище або потужністю, більшою ніж 1000 кВт мегаомметром на напругу не вище 1,0 кВ, допустиме значення опору ізоляції становить 0,2 МОм;

- термоіндикаторів із з'єднувальними проводами - вимірювання проводяться мегаомметром на напругу не вище 0,25 кВ, допустиме значення опору ізоляції не нормується.

3. Випробування ізоляції обмотки статора підвищеною випрямленою напругою з вимірюванням струму витоку фаз, проводяться в електродвигунах потужністю більше 5000 кВт для визначення можливості їх увімкнення без сушіння за такими умовами:

- якщо конструкція дає можливість вимірювати струми витоку кожної фази або вітки окремо від решти фаз або віток, з'єднаних з корпусом, то машини вмикають без сушіння у разі дотримання таких умов:

1. абсолютні значення опору ізоляції R_{60} , виміряні за температури, не нижчої ніж 10°C , мають бути не менше значень обрахованих згідно з формулою наведеною у п.1;
2. значення коефіцієнта абсорбції R_{60}/R_{15} за температури від 10°C до 30°C має бути не нижчим ніж 1,3;
3. значення коефіцієнта нелінійності K_U , яке визначається залежністю струмів витоку від випробної напруги, має бути не більше 3.

- якщо конструкція не дає можливості вимірювати струми витоку або не допускає можливості вимірювати їх окремо для кожної фази або вітки окремо від решти фаз або віток, з'єднаних з корпусом, то машини вмикають без сушіння у разі дотримання таких умов:

1. абсолютні значення опору ізоляції R_{60} , виміряні за температури, не нижчої ніж 10°C , мають бути не менше значень обрахованих згідно з формулою наведеною у п.1;
2. значення коефіцієнта абсорбції R_{60}/R_{15} за температури від 10°C до 30°C має бути не нижчим ніж 1,3.

4. Випробування підвищеною напругою промислової частоти протягом 1 хв. Значення випробної напруги приймають згідно з таблицею 11.3.

Таблиця 11.3.

Випробні напруги промислової частоти для обмоток електродвигунів змінного струму

Випробний елемент	Потужність	Номінальна	Випробна напруга,
-------------------	------------	------------	-------------------

	електродвигуна, кВт	напруга електродвигуна, кВ	кВ
Обмотка статора	Менше 1,0 Від 1,0 і більше До 1000 Від 1000 і більше Від 1000 і більше Від 1000 і більше	Нижче 0,1 Нижче 0,1 Вище 0,1 До 3,3 Вище 3,3 до 6,6 Вище 6,6	0,8 ($2U_{ном}+0,5$) 0,8 ($2U_{ном}+1$) 0,8 ($2U_{ном}+1$) > 1,2 0,8 ($2U_{ном}+1$) 0,8 ($2,5U_{ном}$) 0,8 ($2U_{ном}+3$)
Обмотка ротора синхронних електродвигунів, призначених для безпосереднього пуску з обмоткою збудження, замкнутою на резистор або джерело живлення	-	-	$8U_{ном}$ системи збудження, але не менше 1,2 і не більше 2,8
Обмотка ротора електродвигуна з фазним ротором	-	-	$1,5 U_{рот}$, але не менше 1,0
Резистор кола гасіння поля	-	-	2,0
Резистори та пускорегульовальні резистори	-	-	$1,5 U_{рот}$, але не менше 1,0

5. Вимірювання опору обмоток постійним струмом. Здійснюється в холодному стані машини.

Вимірювання здійснюють в електродвигунах напругою 3 кВ і вище і в електродвигунах потужністю 300 кВт і більше, при чому вимірювання опору постійним струмом обмотки ротора здійснюють в синхронних електродвигунах і в електродвигунах з фазним ротором.

Значення опорів різних фаз обмотки не повинні відрізнятись один від одного або від попередніх вимірювань, а також від заводських даних більше ніж на 2 %.

6. Перевірка роботи електродвигуна в режимі вільного ходу або з ненавантаженим механізмом, проводять в електродвигунах на напругу 3 кВ і вище, потужністю 100 кВт і більше. Значення струму ВХ для електродвигунів, які вводяться в роботу, не нормується.

Тривалість безперервної роботи електродвигуна в режимі ВХ - не менше 1 год.

7. Перевірка роботи електродвигуна під навантаженням, яке забезпечують технологічним обладнанням до моменту здавання в експлуатацію, але не менше ніж 50% від номінального.

Тривалість безперервної роботи - до температури, яка встановилася.

Під час капітального ремонту необхідно проводити такі вимірювання:

1. Оцінювання стану ізоляції обмоток електродвигунів. Для визначення стану і необхідності сушіння ізоляції обмоток електродвигунів слід керуватись такими даними:

- для двигунів потужністю більше 5000 кВт напругою вище 1 кВ абсолютне значення опору ізоляції повинно бути не менше від значень наведених нижче при температурі ізоляції не нижче 10°C, а значення коефіцієнта абсорбції - не менше ніж 1,3 при температурі ізоляції 10°C - 30°C;

- для двигунів з термореактивною ізоляцією обмоток статора абсолютне значення опору ізоляції - R_{60} не менше ніж $10U_{ном}$ за температури ізоляції 10° - 30 °С, при цьому значення коефіцієнта абсорбції - не нормується;

- для двигунів напругою до 1 кВ абсолютне значення опору ізоляції повинно бути не менше ніж 0,5 МОм при температурі ізоляції 10° - 30 °С, а значення коефіцієнта абсорбції - не нормується.

Найменше значення опору ізоляції R_{60} для обмоток електродвигунів потужністю 5000 кВт і більше при температурі 75°C визначають за формулою:

$$R_{60} = \frac{U_{ном}}{1000 + 0,01S_{ном}}$$

де $U_{ном}$ - номінальна лінійна напруга, В

$S_{ном}$ - номінальна потужність, кВА.

Якщо опір ізоляції, обрахований за цією формулою, менший ніж 0,5 МОм, то найменше допустиме значення опору ізоляції приймається рівне 0,5 МОм.

Для температур, нижчих ніж 75⁰С найменше значення опору ізоляції обмоток визначають добутком значень, отриманих із даної формули, на температурний коефіцієнт K_T , значення якого наведене у таблиці 11.1.

$$R = R_{60} * K_T$$

Найменше значення опору ізоляції R_{60} для обмоток статора електродвигунів потужністю до 5000 кВт наведені в таблиці 11.2.

2. Вимірювання опору ізоляції. Вимірювання виконують мегаомметром.

Допустимі значення опору ізоляції:

- вимірювання опору обмоток статора проводяться мегаомметром напругою 0,5/1,0/2,5 кВ, значення опору ізоляції R_{60} і коефіцієнт абсорбції не нормуються, але їх треба враховувати у разі вирішення питання про необхідність їх сушіння;

- вимірювання опору обмоток ротора здійснюються в синхронних електродвигунах, електродвигунах з фазним ротором напругою 3 кВ і вище або потужністю, більшою ніж 1000 кВт мегаомметром напругою не вище 1,0 кВ, допустиме значення опору ізоляції не нормується;

- вимірювання опору термоіндикаторів із з'єднувальними проводами здійснюються мегаомметром напругою не вище 0,25 кВ, допустиме значення опору ізоляції не нормується.

3. Випробування ізоляції обмотки статора підвищеною випрямленою напругою з вимірюванням струму витоку фаз, проводяться в електродвигунах потужністю більше 5000 кВт для визначення можливості їх увімкнення без сушіння за такими умовами:

- якщо конструкція дозволяє вимірювати струми витоку кожної фази або вітки окремо від решти фаз або віток, з'єднаних з корпусом, то машини вмикають без сушіння у разі дотримання таких умов:

1. абсолютні значення опору ізоляції R_{60} , виміряні за температури, не нижчої ніж 10°C , мають бути не менше значень обрахованих згідно з формулою наведеною у п.1;
 2. значення коефіцієнта абсорбції R_{60}/ R_{15} за температури від 10°C до 30°C має бути не нижчим ніж 1,3;
 3. значення коефіцієнта нелінійності K_U , яке визначається залежністю струмів витoku від випробної напруги, має бути не більше 3.
- якщо конструкція не дозволяє вимірювати струми витoku або не допускає можливості вимірювати їх окремо для кожної фази або вітки окремо від решти фаз або віток, з'єднаних з корпусом, то машини вмикають без сушіння у разі дотримання таких умов:
 1. абсолютні значення опору ізоляції R_{60} , виміряні за температури, не нижчої ніж 10°C , мають бути не менше значень обрахованих згідно з формулою наведеною у п.1;
 2. значення коефіцієнта абсорбції R_{60}/ R_{15} за температури від 10°C до 30°C має бути не нижчим ніж 1,3.
 3. Випробування підвищеною напругою промислової частоти протягом 1 хв. Значення випробної напруги приймають згідно з таблицею 11.4.

Таблиця 11.4.

Випробні напруги промислової частоти для обмоток електродвигунів змінного струму

Випробний елемент	Потужність електродвигуна, кВт	Номінальна напруга електродвигуна, кВ	Випробна напруга, кВ
Обмотка статора	40 і більше і 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
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 1,0
Резистор кола гасіння поля	-	-	2,0
Резистори та пускорегулювальні резистори	-	-	1,5 $U_{рот}$, але не менше 1,0

5. Вимірювання опору обмоток постійним струмом. Здійснюють в холодному стані машини.

Вимірювання здійснюють в електродвигунах на напругу 3 кВ і вище і в електродвигунах потужністю 300 кВт і більше.

Вимірювання опору постійному струму обмотки ротора проводять в синхронних електродвигунах і в електродвигунах з фазним ротором.

Значення опорів різних фаз обмотки не повинні відрізнятися один від одного або від попередніх вимірювань, а також від заводських даних більше ніж на 2 %.

6. Перевірка роботи електродвигуна в режимі вільного ходу або з ненавантаженим механізмом, проводиться в електродвигунах на напругу 3 кВ і вище, потужністю 100 кВт і більше. Значення струму ВХ після капітального ремонту електродвигуна не повинно відрізнятися більше ніж на 10% від значення струму, виміряного перед ремонтом.

Тривалість безперервної роботи електродвигуна в режимі ВХ - не менше 1 год.

7. Перевірка роботи електродвигуна під навантаженням, яке забезпечують технологічним обладнанням, але не менше ніж 50% від номінального.

Тривалість безперервної роботи - до температури, яка встановилася.

Під час поточного ремонту необхідно проводити такі виміри:

1. Вимірювання опору ізоляції. Вимірювання виконують мегаомметром.

Допустимі значення опору ізоляції:

- Обмотки статора - вимірювання проводяться мегаомметром на напругу 0,5/1,0/2,5 кВ, значення опору ізоляції R_{60} і коефіцієнт абсорбції не нормуються, але їх треба враховувати у разі вирішення питання про необхідність їх сушіння;

- Обмотки ротора - вимірювання проводяться в синхронних електродвигунах, електродвигунах з фазним ротором на напругу 3 кВ і вище або потужністю, більшою ніж 1000 кВт мегаомметром на напругу не вище 1,0 кВ, допустиме значення опору ізоляції не нормується.

2. Випробування ізоляції обмотки статора підвищеною випрямленою напругою з вимірюванням струму витоку по фазах, проводяться в електродвигунах потужністю більше 5000 кВт для визначення можливості їх увімкнення без сушіння за такими умовами:

- якщо конструкція дає можливість вимірювати струми витоку кожної фази або вітки окремо від решти фаз або віток, з'єднаних з корпусом, то машини вмикають без сушіння у разі дотримання таких умов:
 1. абсолютні значення опору ізоляції R_{60} , виміряні за температури, не нижчої ніж 10°C, мають бути не менше значень обрахованих згідно з формулою наведеною у п.1;
 2. значення коефіцієнта абсорбції R_{60}/R_{15} за температури від 10°C до 30°C має бути не нижчим ніж 1,3;
 3. значення коефіцієнта нелінійності K_U , яке визначається залежністю струмів витоку від випробної напруги, має бути не більше 3.
- якщо конструкція не дає можливості вимірювати струми витоку або не допускає можливості вимірювати їх окремо для кожної фази або вітки окремо від решти фаз або віток, з'єднаних з корпусом, то машини вмикають без сушіння у разі дотримання таких умов:

1. абсолютні значення опору ізоляції R_{60} , виміряні за температури, не нижчої ніж 10°C , мають бути не менше значень обрахованих згідно з формулою наведеною у п.1;
2. значення коефіцієнта абсорбції R_{60}/R_{15} за температури від 10°C до 30°C має бути не нижчим ніж 1,3.

3. Вимірювання зазорів між сталлю ротора і статора, проводяться, якщо дозволяє конструкція електродвигуна. При цьому в двигунах потужністю 100 кВт і більше, в усіх двигунах відповідальних механізмів, а також в двигунах з виносними підшипниками і підшипниками ковзання значення повітряних зазорів у місцях розміщених по обводу ротора і зсунутих один відносно одного під кутом 90° або в точках спеціально передбачених виробником, не повинні відрізнятись більше ніж на 10% від середнього значення.

4. Вимірювання опору обмоток постійним струмом, здійснюють в холодному стані машини.

Вимірювання проводять в електродвигунах на напругу 3 кВ і вище і в електродвигунах потужністю 300 кВт і більше.

Вимірювання опору постійному струму обмотки ротора проводять в синхронних електродвигунах і в електродвигунах з фазним ротором.

Значення опорів різних фаз обмотки не повинні відрізнятись один від одного або від попередніх вимірювань, а також від заводських даних більше ніж на 2 %.

5. Перевірка роботи електродвигуна в режимі вільного ходу або з ненавантаженим механізмом, здійснюється в електродвигунах на напругу 3 кВ і вище, потужністю 100 кВт і більше. Значення струму ВХ не повинно відрізнятись більше ніж на 10% від значення струму, виміряного перед ремонтом. Тривалість безперервної роботи електродвигуна в режимі ВХ - не менше 1 год.

11.4. Норми та періодичність контролю конденсаторів

Конденсатори, що використовуються в електроустановках великої потужності компонуються у вигляді батарей і призначені для регулювання напруги у точках під'єднання споживачів шляхом компенсації реактивної потужності. Ефективність ведення режимів електричних мереж, зокрема зниження втрат електричної енергії в значній мірі залежить від надійності роботи батарей конденсаторів. Відомо, що комутаційні процеси в батареях конденсаторів є дуже складними і небезпечними для них. Крім того конденсатори є дуже чутливі до вищих гармонік та перенапруг, які часто мають місце в електричних мережах, і часто пошкоджуються. Враховуючи високу вартість конденсаторних батарей та їх вразливість, з метою забезпечення надійності їх функціонування здійснюється контроль технічного стану.

Конденсатори підлягають перевірці в наступних випадках:

1. Під час приймально-здавальних випробувань
2. Після капітального ремонту
3. У період між ремонтами, тобто в ході експлуатації

Під час приймально-здавальних випробувань необхідно проводити такі вимірювання:

1. Вимірювання опору ізоляції, виконують мегаомметром на напругу 2,5 кВ для конденсаторів зв'язку, конденсаторів відбору потужності, конденсаторів дільників напруги, ізолюючих фарфорових підставок.

Значення опору ізоляції між выводами конденсатора не нормується, але воно має бути не меншим ніж 100 МОм.

Опір ізоляції ізолюючих фарфорових підставок конденсаторів вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ при температурі навколишнього середовища не менше 5 °С. Опір повинен бути не менше ніж 300 МОм.

- 2.*** Вимірювання ємності конденсаторів:

a) Ємність вимірюють у кожному елементі конденсатора.

Таке вимірювання обов'язкове після випробування конденсатора підвищеною напругою.

Виміряні значення ємності конденсатора не повинні відрізнятись від паспортних більше ніж:

- для косинусного конденсатора на напругу 3,15 кВ і вище - $\pm 5\%$;
- для конденсатора поздовжньої компенсації - 5 - 10%;
- для конденсаторів зв'язку, конденсаторів відбору потужності та конденсаторів дільників напруги - $\pm 5\%$, якщо інші значення не вказані в заводській документації.

b) За наявності пристроїв для контролю конденсаторів під робочою напругою вимірюють ємнісний струм конденсаторів чи групи конденсаторів.

Оцінювання стану конденсаторів здійснюють порівнянням виміряних значень (різниця не більша ніж 5 %) ємнісного струму конденсатора (групи конденсаторів) з попередніми значеннями вимірювань (під час приймально-здавальних випробувань) або значеннями, одержаними для конденсаторів інших фаз або приєднань.

Дані випробування проводять не пізніше ніж через 10 днів після увімкнення конденсаторів до напруги.

3. Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат на конденсаторах зв'язку, відбору потужності та конденсаторах для дільників напруги.

Виміряні значення $\text{tg}\delta$ не повинні перевищувати 0,3% при температурі 20 °С.

Якщо вимірювання виконані за температури, яка відрізняється від 20°С, необхідно застосовувати коефіцієнт перерахунку, що дорівнює 0,3 % на 1°С.

4. Випробування конденсаторів підвищеною напругою. Необхідність проведення випробування, значення випробної напруги та тривалість її прикладення визначають за заводськими інструкціями.

5. Випробування батареї конденсаторів, проводять трикратним увімкненням батареї на номінальну напругу з контролем значень струмів по всіх фазах.

Струми в різних фазах не повинні відрізнятись один від одного більше ніж на 5 %. Дані випробування проводять не пізніше 10 днів після увімкнення напруги.

Після капітального ремонту необхідно проводити такі вимірювання:

1. Вимірювання опору ізоляції, виконують мегаомметром на напругу 2,5 кВ для конденсаторів зв'язку, конденсаторів відбору потужності, конденсаторів дільників напруги, ізолюючих фарфорових підставок.

Значення опору ізоляції між выводами конденсатора не нормується, але воно має бути не меншим ніж 100 МОм.

Опір ізоляції ізолюючих фарфорових підставок конденсаторів вимірюють мегаомметром на напругу 2,5 кВ при температурі навколишнього середовища не менше 5 °С. Опір повинен бути не менше ніж 300 МОм.

2. Вимірювання ємності у кожному елементі конденсатора, обов'язкове після випробування конденсатора підвищеною напругою.

Вимірні значення ємності конденсатора не повинні відрізнятись від паспортних більше таких значень:

- для косинусного конденсатора на напругу 3,15 кВ і вище - $\pm 10\%$;
- для конденсатора поздовжньої компенсації - 10 - 15%;
- для конденсаторів зв'язку, конденсаторів відбору потужності та конденсаторів дільників напруги - $\pm 5\%$, якщо інші значення не вказані в заводській документації.

3. Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат на конденсаторах зв'язку, відбору потужності та конденсаторах для дільників напруги.

Вимірні значення $\text{tg}\delta$ не повинні перевищувати 0,8% при температурі 20 °С. Якщо виміри проведені за температури, яка відрізняється від 20°С, необхідно застосовувати коефіцієнт перерахунку, що дорівнює 0,3 % на 1°С.

4. Випробування конденсаторів підвищеною напругою. Необхідність проведення випробування, значення випробної напруги та тривалість її прикладення визначають за заводськими інструкціями.

5. Випробування батареї конденсаторів трикратним увімкненням батареї на номінальну напругу з контролем значень струмів по всіх фазах.

Струми в різних фазах не повинні відрізнятися один від одного більше ніж на 5 %. Дані випробування проводять не пізніше 10 днів після увімкнення напруги.

У період між ремонтами необхідно проводити такі вимірювання:

За наявності пристроїв для контролю конденсаторів під робочою напругою вимірюють ємнісний струм конденсаторів (групи конденсаторів).

Оцінювання стану конденсаторів здійснюють порівнянням вимірних значень (різниця не більша ніж 5 %) ємнісного струму конденсатора (групи конденсаторів) з попередніми значеннями вимірювань (під час приймально-здавальних випробувань) або значеннями, одержаними для конденсаторів інших фаз або приєднань.

Дані випробування проводять не пізніше 10 днів після увімкнення напруги.

11.5. Контроль технічного стану акумуляторів електричних станцій та підстанцій.

На електричних станціях і підстанціях в якості незалежних джерел живлення привідних двигунів потужних електромеханічних вимикачів використовуються стаціонарні акумуляторні батареї напругою 110 – 220 В, вони використовуються тоді коли підстанція повністю втрачає напругу живлення від електричних мереж, які технологічно пов'язані з нею. В даному випадку акумуляторні батареї, які залишаються єдиним джерелом електричної енергії на підстанціях, забезпечують кількаразове вмикання олійних, вакуумних чи повітряних вимикачів за допомогою вбудованих двигунів постійного струму. Очевидно, що працездатність акумуляторних батарей повинна бути забезпечена постійно, що досягається за рахунок контролю їх технічного стану.

Акумуляторні батареї підлягають перевірці в наступних випадках:

1. Під час першого увімкнення
2. Після капітального ремонту
3. У період між ремонтами, тобто в ході експлуатації

Під час першого увімкнення акумуляторні батареї повинні мати такі параметри:

1. Ємність акумуляторної батареї, яку приведено до температури 20°C, має відповідати заводським даним.

2. Перевірка працездатності акумуляторних батарей на підстанціях, ТЕС та ВРУ електростанцій в режимах поштовхових струмів виконується тільки на тих енергооб'єктах, де є споживачі, які можуть викликати потужні поштовхові навантаження на акумуляторну батарею.

Напруга на виводах акумуляторної батареї за вимкненого підзарядного агрегата та розрядки батареї протягом не більше ніж 5 с найбільшим можливим струмом (але не більше ніж 2,5 струму одногодинної розрядки) не повинна

знижуватися більше ніж на 0,4 В на один елемент від напруги в момент, що передує поштовху струму.

3. Густина електроліту повністю зарядженого акумулятора в кожному елементі в кінці заряду та в режимі постійного підзаряду, яку приведено до температури 20°C, повинна відповідати таким значенням з допустимим відхиленням - $1,205 \pm 0,005$ г/см³; $1,22 \pm 0,005$ г/см³.

Температура електроліту під час заряду не повинна перевищувати 40 °С— 45 °С.

Густина електроліту в кінці розряду має бути не меншою ніж 1,145 - 1,45 г/см³.

4. Напруга кожного з елементів батареї, що відстають, в кінці контрольного розряду не повинна відрізнятися більше ніж на 2 % від середньої напруги решти елементів, а кількість елементів, що відстають, не повинна перевищувати 3% їх загального числа.

Напруга в кінці розряду має становити:

— за 3—10-годинного режиму розряду— не нижче ніж 1,8 В;

— за 0,5—1—2-годинного режиму розряду — не нижче ніж 1,7 - 1,75 В.

Напруга кожного елемента батареї, яка працює в режимі контрольного підзаряду, має становити $2,2 \pm 0,05$ В.

5. Хімічний аналіз електроліту повинен відповідати стандартам ГОСТ 667; ГОСТ 6709.

6. Вимірювання опору ізоляції батареї виконують мегаомметром на напругу 1 кВ. Опір ізоляції нової батареї напругою до 110 В має бути не меншим ніж 60 кОм, батареї напругою до 220 В — не меншим ніж 150 кОм.

Після капітального ремонту повинні бути здійснені наступні випробування:

1. Ємність акумуляторної батареї, яку приведено до температури 20°C, має відповідати заводським даним. Ємність для акумуляторів типу С (СК) має бути не меншою ніж 70 % початкової після 15 років експлуатації, а для акумуляторів типу СН — не меншою ніж 80% початкової після 10 років експлуатації.

2. Густина електроліту повністю зарядженого акумулятора в кожному елементі в кінці заряду та в режимі постійного підзаряду, яку приведено до температури 20°C, повинна відповідати таким значенням з допустимим відхиленням - $1,205 \pm 0,005$ г/см³; $1,22 \pm 0,005$ г/см³.

Температура електроліту під час заряду не повинна перевищувати 40 °С— 45 °С.

Густина електроліту в кінці розряду має бути не меншою ніж 1,145 - 1,45 г/см³.

3. Напряга кожного з елементів батареї, що відстають, в кінці контрольного розряду не повинна відрізнитися більше ніж на 2 % від середньої напруги решти елементів, а кількість елементів, що відстають, не повинна перевищувати 3% їх загального числа.

Напряга в кінці розряду має становити:

— за 3—10-годинного режиму розряду— не нижче ніж 1,8 В;

— за 0,5—1—2-годинного режиму розряду — не нижче ніж 1,7 - 1,75 В.

Напряга кожного елемента батареї, яка працює в режимі контрольного підзаряду, має становити $2,2 \pm 0,05$ В.

4. Хімічний аналіз електроліту повинен відповідати стандартам ГОСТ 667; ГОСТ 6709.

5. Опір ізоляції батареї під час експлуатації вимірюють штатним пристроєм з контролю ізоляції, він повинен бути не менше значення, зазначеного в таблиці 10.5.

Таблиця 10.5.

Значення опору ізоляції

Номінальна напруга, В	24	48	60	110	220
Опір, кОм	15	25	30	50	100

6. Між осадом і нижнім краєм пластин з позитивним зарядом має бути вільний простір, не менший ніж 10 мм.

У період між ремонтами необхідно контролювати наступне:

1. Ємність акумуляторної батареї, яку приведено до температури 20°C, має відповідати заводським даним. Ємність для акумуляторів типу С (СК) має бути не меншою ніж 70 % початкової після 15 років експлуатації, а для акумуляторів типу СН — не меншою ніж 80% початкової після 10 років експлуатації.

Випробування виконують для батарей теплових електростанцій один раз на один - два роки, а для батарей гідроелектростанцій і підстанцій - за необхідності.

2. Перевірка працездатності акумуляторних батарей на підстанціях, ТЕС та ВРУ електростанцій в режимах поштовхових струмів виконується тільки на тих енергооб'єктах, де є споживачі, які можуть викликати потужні поштовхові навантаження на акумуляторну батарею.

Напруга на виводах акумуляторної батареї за вимкненого підзарядного агрегата та розрядки батареї протягом не більше ніж 5 с найбільшим можливим струмом (але не більше ніж 2,5 струму одногодинної розрядки) не повинна знижуватися більше ніж на 0,4 В на один елемент від напруги в момент, що передує поштовху струму. Результати вимірювання порівнюють з попередніми.

Випробування виконують один раз на рік.

3. Густина електроліту повністю зарядженого акумулятора в кожному елементі в кінці заряду та в режимі постійного підзаряду, яку приведено до температури 20°C, повинна відповідати таким значенням з допустимим відхиленням - $1,205 \pm 0,005$ г/см³; $1,22 \pm 0,005$ г/см³.

Температура електроліту під час заряду не повинна перевищувати 40 °С— 45 °С.

Густина електроліту в кінці розряду має бути не меншою ніж 1,145 - 1,45 г/см³.

4. Напруга кожного з елементів батареї, що відстають, в кінці контрольного розряду не повинна відрізнятись більше ніж на 2 % від середньої напруги решти елементів, а кількість елементів, що відстають, не повинна перевищувати 3% їх загального числа.

Напруга в кінці розряду має становити:

— за 3—10-годинного режиму розряду— не нижче ніж 1,8 В;

— за 0,5—2-годинного режиму розряду — не нижче ніж 1,7 - 1,75 В.

Напруга кожного елемента батареї, яка працює в режимі контрольного підзаряду, має становити $2,2 \pm 0,05$ В.

5. Хімічний аналіз електроліту повинен відповідати стандартам ГОСТ 667; ГОСТ 6709.

6. Опір ізоляції батареї під час експлуатації вимірюють штатним пристроєм з контролю ізоляції, він повинен бути не менше значення, зазначеного в таблиці 10.5.

7. Між осадам і нижнім краєм пластин з позитивним зарядом має бути вільний простір, не менший ніж 10 мм. Випробування виконують не менше одного разу на місяць.

11.6. Випробування та контроль апаратів вторинних кіл і електропроводів мереж до 1000 В.

Апарати, вторинні кола та електропроводи напругою до 1000 В підлягають перевірці в наступних випадках:

1. Під час приймально-здавальних випробувань
2. Після капітального ремонту
3. Під час експлуатації

Під час приймально-здавальних випробувань та після капітального ремонту необхідно проводити такі вимірювання:

1. Вимірювання опору 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.

Значення опору ізоляції повинні бути не менші наведених в таблиці 11.6.

Таблиця 11.6.

Допустимі значення опору ізоляції апаратів, вторинних кіл і електропроводки

Випробний елемент	Номінальна напруга мегаомметра, кВ	Найменше допустиме значення опору ізоляції, МОм
1	2	3
Особливо відповідальні вторинні кола	1,0 - 2,5	10,0

<p>Вторинні кола керування, захисту, вимірювання тощо:</p> <ul style="list-style-type: none"> - шини постійного струму та напруги на щиті керування (за від'єднаних кіл); - кожне приєднання вторинних кіл і кіл живлення приводів вимикачів і роз'єднувачів; <p>- кола керування, захисту та збудження машин постійного струму на напругу до 1000 В, приєднаних до силових кіл</p>	1,0 - 2,5	<p>10,0</p> <p>0,5 - в електроустановках до 1000 В</p> <p>1,0 - в електроустановках вище 1000 В</p> <p>Те саме</p>
<p>Вторинні кола, які містять пристрої з мікроелектронними елементами, що розраховані на робочу напругу, В:</p> <ul style="list-style-type: none"> - до 30 - 30 - 60 - понад 60 	<p>0,1</p> <p>0,25</p> <p>0,5</p>	1,0
Силові та освітлювальні електропроводки	1,0	0,5
Вторинні кола розподільчих пристроїв щитів і струмопроводів	1,0 - 2,5	0,5

2. Випробування підвищеною напругою промислової частоти. Значення випробної напруги для ізоляції відносно землі кіл РЗА та інших вторинних кіл з повністю зібраною схемою (разом з реле, контакторами котушками приводів тощо) на напругу вище 60 В, а також поміж жилами контрольних кабелів особливо відповідальних вторинних кіл (Під час таких випробувань напругу потрібно подавати почергово на кожен жилу, решту жил з'єднати між собою і заземлити. Перевірку здійснюють лише на робочих установках) та електропроводки дорівнює 1000 В.

Тривалість прикладення випробної напруги — 1 хв.

Якщо у випробуваних колах є елементи, розраховані на меншу випробну напругу, їх потрібно від'єднати і випробувати окремо (згідно зі стандартами або технічними умовами на ці елементи) або зашунтувати.

3. Перевірка працездатності розчіплювачів (теплових, електромагнітних, напівпровідникових тощо) автоматичних вимикачів.

Розчіплювачі мають вимикати автоматичний вимикач за значеннями вимірюваного параметра (струм, напруга, час), які знаходяться в межах, заданих заводом-виробником.

4. Перевірка працездатності автоматичних вимикачів, контакторів і магнітних пускачів, які повинні безперебійно вмикатися, вимикатися і надійно утримуватися в увімкненому положенні за напруги утримання заданої заводом-виробником.

5. Перевірка фазування розподільчих пристроїв і приєднань. Під час перевірки повинен бути збіг за фазами.

6. Під час профілактичного відновлення апаратів, вторинних кіл на напругу до 1000 В замість випробувань за п.2 дозволяється проводити випробування випрямленою напругою 2,5 кВ з використанням мегаомметра або спеціальної установки.

Під час експлуатації необхідно проводити такі виміри:

1. Вимірювання опору 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.

Значення опору ізоляції повинні бути не менше наведених в таблиці 11.6.

2. Перевірка працездатності розчіплювачів (теплових, електромагнітних, напівпровідникових тощо) автоматичних вимикачів.

Розчіплювачі мають вимикати автоматичний вимикач за значеннями вимірюваного параметра (струм, напруга, час), які знаходяться в межах, заданих заводом-виробником.

3. Для особливо відповідальних вторинних кіл додатково проводиться випробування підвищеною напругою промислової частоти. Значення випробної напруги для ізоляції відносно землі кіл РЗА та інших вторинних кіл з повністю зібраною схемою (разом з реле, контакторами котушками приводів тощо) на напругу вище 60 В, а також поміж жилами контрольних кабелів особливо відповідальних вторинних кіл (Під час таких випробувань напругу потрібно подавати по чергові на кожну жилу, решту жил з'єднати між собою і заземлити. Перевірку здійснюють лише на робочих установках) та електропроводки дорівнює 1000 В.

Тривалість прикладення випробної напруги — 1 хв.

Якщо у випробуваних колах є елементи, розраховані на меншу випробну напругу, їх потрібно від'єднати і випробувати окремо (згідно зі стандартами або технічними умовами на ці елементи) або зашунтувати.

Для електропроводки напругою до 1000 В від розподільчих пунктів до електроприймачів проводять тільки вимірювання опору ізоляції.

11.7. Норми і вимоги до контролю трансформаторів, автотрансформаторів та олійних реакторів загального призначення.

При пересиланні електроенергії застосовуються трансформатори для підвищення напруги на електричних станціях (оскільки при вищих напругах менші втрати потужності) і для зниження напруги для приймачів електроенергії. Таким чином трансформатори виступають джерелом живлення споживачів електричної енергії. Зрозуміло, що при несправності трансформатора можуть залишитись без електропостачання житлові масиви, заводи та інші споживачі, що є дуже негативним, а деколи і неприпустимим явищем. Для недопущення цього їх

потрібно підтримувати в робочому стані, що досягається постійним контролем та перевіркою. Трансформатори, автотрансформатори та олійні реактори загального призначення підлягають перевірці в наступних випадках:

1. Під час приймально-здавальних випробувань.
2. Після капітального ремонту з розбиранням активної частини.
3. Під час поточного ремонту.

Під час приймально-здавальних випробувань і після капітального ремонту з розбиранням активної частини необхідно проводити такі вимірювання:

1. а) Вимірювання опору ізоляції обмоток здійснюють мегомметром на напругу 2,5 кВ. Найменші допустимі значення опору ізоляції для обмоток оливнонаповнених трансформаторів регламентуються вимогами заводських документів.

Найменші допустимі значення опору ізоляції для обмотки сухих трансформаторів, які вводяться в експлуатацію, при температурі 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.

Вимірювання опору ізоляції обмоток рекомендують виконувати за температури ізоляції, °С:

- для трансформаторів напругою до 150 кВ — не нижчої ніж 10;
- для трансформаторів напругою від 220 кВ до 750 кВ — не нижчої ніж 20.

б) Вимірювання опору ізоляції ярмових балок, пресувальних кілець і доступних стяжних шпильок трансформаторів здійснюють за необхідності у разі огляду або ремонту активної частини — мегомметром на напругу 1,0 кВ або 2,5 кВ.

Опір ізоляції має бути не меншим ніж 0,5 МОм.

2. Вимірювання опору обмоток постійним струмом здійснюють на всіх відгалуженнях, якщо в заводському паспорті трансформатора немає інших вказівок. Значення опору обмоток трифазних трансформаторів не повинне відрізнятися більше ніж на 2 % від значення опору, одержаного на відповідних відгалуженнях інших фаз або паспортних значень за однакових температур, якщо немає особливих вказівок підприємства-виробника.

Значення опору обмоток однофазних трансформаторів не повинні відрізнятися більше ніж на 5 % від паспортних значень за однакових температур, якщо немає особливих вказівок підприємства-виробника.

3. Перевірку коефіцієнта трансформації проводять у всіх положеннях перемикачів відгалужень. Значення коефіцієнта трансформації, виміряне під час введення трансформатора в експлуатацію, не повинне відрізнятися більше ніж на 2 % від значень, виміряних на відповідних відгалуженнях інших фаз, і заводських значень, а значення коефіцієнта, виміряне під час капітального ремонту, не повинне відрізнятися більше ніж на 2 % від значення коефіцієнта трансформації, розрахованого за напругами відгалужень.

4. Група з'єднань обмоток трифазних трансформаторів повинна відповідати зазначеній в паспорті трансформатора, а полярність виводів однофазного трансформатора — позначенням на кришці трансформатора.

5. Трансформатори вмикають на номінальну напругу на час, не менший ніж 30 хв. Впродовж цього часу прослуховують і наглядають за станом трансформатора. У процесі випробувань не повинні мати місце явища, які вказують на незадовільний стан трансформатора.

Крім цього для певних груп трансформаторів проводяться додаткові випробування:

Для сухих трансформаторів проводять випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти.

Значення випробних напруг промислової частоти під час введення в експлуатацію:

Клас напруги, кВ	Випробна напруга, кВ
до 0,69	2,7
3,0	9,0
6,0	14,4
10,0	21,6
15,0	33,3
20,0	45,0

Трансформатори збудження на напругу 24 кВ АЕС випробовують згідно з інструкцією заводу-виробника.

Під час ремонту з повною заміною обмоток випробування підвищеною напругою обов'язкове. Значення випробувальної напруги повинне дорівнювати заводському. Під час ремонту з частковою заміною ізоляції або під час реконструкції значення випробувальної напруги повинне дорівнювати 0,9 від заводського. Тривалість прикладання випробної напруги - 1 хв.

Для оливнонаповнених трансформаторів додатково проводять такі випробування:

1. Умови введення трансформаторів в експлуатацію визначають згідно з РД 16.363, ГКД 34.46.501,а трансформаторів на напругу до 35 кВ – згідно з заводськими інструкціями (граничні значення характеристик ізоляції наведено в додатку Д норм випробування електрообладнання).

Для визначення умов введення в роботу трансформаторів після капітального ремонту враховують результати вимірювань, виконаних згідно з додатком Е норм випробування електрообладнання.

2. Струм і втрати ВХ вимірюють за схемами, за якими їх вимірювали на підприємстві-виробнику. Струм ВХ вимірюють при зниженій напрузі, при цьому значення струму ВХ не нормується.

Вимірювання виконуються у трансформаторах потужністю 1000 кВА і більше — під дією напруги (що підводиться до обмоток низької напруги), частоти і за схемами, які вказані в протоколі заводських випробувань.

Для однофазних трансформаторів, які знову вводяться в експлуатацію, вимірне значення втрат ВХ не повинно відрізнятись від заводських (вихідних) даних більше ніж на 10 %.

Для трифазних трансформаторів співвідношення втрат у фазах не повинно відрізнятись від паспортних співвідношень більше ніж на 5 %.

3. Після монтажу та ремонту трансформаторів випробування баків на щільність проводять тиском згідно з ГОСТ 3484.5, заводськими інструкціями та керівними документами на ремонт трансформаторів. Трансформатори без розширювального бака і герметизовані на оливощільність не випробовують.

4. Вимірювання характеристик трансформаторної оливи.

4.1 Аналіз оливи (обсяг перевірки та періодичність) під час розвантаження, збереження, монтажу та введення в експлуатацію трансформаторів напругою 110-750 кВ проводять згідно з вимогами РД 16.363, ГКД 34.43.101, а трансформаторів напругою до 35 кВ - згідно з заводськими інструкціями та додатком Д норм випробування електрообладнання.

4.2 Оливу до і після заливання в трансформатори необхідно випробувати за пунктами 1—6 таблиці 48 "Норм випробування електрообладнання" затверджених наказом Міністерства палива та енергетики України від 15 січня 2007 року №13, а для трансформаторів 110-750 кВ додатково за пунктами 7, 10,11.

4.3 Допускається заливання в трансформатори всіх потужностей напругою 220-500 кВ після капітального ремонту експлуатаційної трансформаторної оливи з кислотним числом, не більшим ніж 0,05 мг КОН/г, що задовольняє нормам на експлуатаційну оливу за реакцією водяної витяжки, вмістом розчиненого шламу, механічними домішками, та пробивною напругою на 10 кВ, вищою від

експлуатаційної норми, вмістом іонолу, не меншим ніж 0,2 %, і tgδ за 90 °С, не більшим ніж 2,6 %, а для трансформаторів на напругу до 150 кВ – олива з tgδ за 90 °С, не більшим ніж 6 %.

5. Перевірку запобіжного і відсічного клапанів, а також запобіжної (вихлопної) труби під час введення трансформатора в експлуатацію та під час капітального ремонту проводять згідно з заводськими інструкціями.

Додатково для оливонаповнених трансформаторів на напругу 110 кВ і вище, власних потреб 10 МВА і більше, усіх напруг; 35 кВ, 10 МВА і більше проводять такі випробування:

1. Вимірювання величини тангенса кута діелектричних втрат tgδ ізоляції обмоток трансформаторів, які вводяться в експлуатацію, виконують згідно з заводськими схемами при напрузі 10 кВ.

Для трансформаторів, які пройшли капітальний ремонт, отримані значення tgδ ізоляції з урахуванням впливу tgδ оливи не повинні відрізнятись більше ніж на 50% від значень, отриманих під час випробувань при здачі в експлуатацію або паспортних даних. Значення tgδ ізоляції, виміряні при температурі ізоляції 20 °С та вище, менші ніж 1% вважаються задовільними.

2. Опір короткого замикання КЗ (Z_k) вимірюють перед першим увімкненням та після капітального ремонту трансформаторів на напругу 110 кВ і вище потужністю 63 МВА і більше. Значення Z_k приймають за базові.

3. Контроль справності перемикальних пристроїв РПН і ПБЗ проводять згідно з типовими або заводськими інструкціями.

4. Перевірку засобів захисту оливи від впливу навколишнього середовища, дії газового і захисного реле РПН, стрілкового оливопоказчика, запобіжного і відсічного клапанів, термоперетворювачів опору проводять згідно з заводськими інструкціями.

5. Проводять контроль систем охолодження згідно з заводськими інструкціями.

6. Випробування вбудованих трансформаторів струму згідно підрозділом 10.8.1.

7. Оцінювання вологості твердої ізоляції проводять для трансформаторів напругою 110 кВ і вище, потужністю 63 МВА і більше.

Допустиме значення вмісту води в твердій ізоляції зразка товщиною 3 мм нововведених трансформаторів та трансформаторів, які пройшли капітальний ремонт, - не вище 1% для трансформаторів з захистом оливи і 1,5% - без захисту оливи.

Вміст води в твердій ізоляції перед введенням в експлуатацію і після капітального ремонту визначають за вмістом води в закладених у бак зразках ізоляції.

Під час поточного ремонту необхідно здійснювати такі вимірювання та випробування:

Два рази на рік. Для оливонаповнених трансформаторів напругою 110 кВ і вище, трансформаторів власних потреб енергоблоків, трансформаторів з пристроєм РПН проводиться визначення та контроль газів, які розчинені в оливі, відповідно до РД 34.46.301 та СОУ-Н ЕЕ 46.501.

Щорічно. Для оливо наповнених трансформаторів:

1. Проводять контроль справності перемикальних пристроїв питів РПН і ПБЗ згідно з типовими або заводськими інструкціями.

2. Контроль якості оливи (за значенням пробивної напруги), яке знаходиться у баках контакторів пристроїв РПН і відділеного від оливи трансформатора, необхідно виконувати після певної кількості перемикань, яку

зазначено в інструкції з експлуатації даного перемикача. Оливу слід замінити за наступної пробивної напруги:

- нижче 25 кВ - у контакторах з ізоляцією на 10 кВ;
- нижче 30 кВ - у контакторах з ізоляцією на 35 кВ;
- нижче 35 кВ - у контакторах з ізоляцією на 110 кВ;
- нижче 40 кВ - у контакторах з ізоляцією на 220 кВ.

Визначення та контроль газів, які розчинені в оливі, виконують для трансформаторів напругою 110 кВ і вище, трансформаторів власних потреб енергоблоків, трансформаторів з пристроєм РПН відповідно до РД 34.46.301 та СОУ-Н ЕЕ 46.501.

3. Додатково, для оливонаповнених трансформаторів на напругу 110 кВ і вище, власних потреб 10 МВА і більше, усіх напруг; 35 кВ, 10 МВА і більше, здійснюють контроль систем охолодження згідно з заводськими інструкціями.

Не менше ніж один раз на три роки.

1. Вимірювання опору ізоляції обмоток проводять мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Під час експлуатації значення опору ізоляції не нормується, але його необхідно враховувати під час комплексного розгляду результатів усіх вимірювань ізоляції і порівнювати з раніше одержаними.

Вимірювання опору ізоляції обмоток рекомендують виконувати за температури ізоляції, °С:

- для трансформаторів на напругу до 150 кВ — не нижчої ніж 10;
- для трансформаторів на напругу від 220 кВ до 750 кВ — не нижчої ніж 20.

2. Вимірювання опору ізоляції ярмових балок, пресувальних кілець і доступних стяжних шпильок трансформаторів проводять за необхідності у разі

огляду або ремонту активної частини — мегаомметром на напругу 1,0 кВ або 2,5 кВ. Опір ізоляції має бути не меншим ніж 0,5 МОм.

Для оливнонаповнених трансформаторів додатково проводять такі випробування:

1. Вимірювання $\text{tg}\delta$ оливи відповідно до ГКД 34.43.101.

2. Контроль якості оливи (за значенням пробивної напруги), яка знаходиться у баках контакторів пристроїв РПН і відділеного від оливи трансформатора, необхідно виконувати після певної кількості перемикачів, яку зазначено в інструкції з експлуатації даного перемикача, але не менше ніж один раз на рік. Оливу слід замінити за наступної пробивної напруги:

— нижче 25 кВ — у контакторах з ізоляцією на 10 кВ;

— нижче 30 кВ — у контакторах з ізоляцією на 35 кВ;

— нижче 35 кВ — у контакторах з ізоляцією на 110 кВ;

— нижче 40 кВ — у контакторах з ізоляцією на 220 кВ.

3. Визначення та контроль газів, які розчинені в оливі, виконують для трансформаторів напругою 110 кВ і вище, трансформаторів власних потреб енергоблоків, трансформаторів з пристроєм РПН відповідно до РД 34.46.301 та СОУ-Н ЕЕ 46.501.

Окрім цього для оливнонаповнених трансформаторів на напругу 110 кВ і вище, власних потреб 10 МВА і більше, усіх напруг; 35 кВ, 10 МВА і більше виконують:

1. Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат $\text{tg}\delta$, значення якого не нормується, але його необхідно враховувати під час комплексного розгляду результатів усіх вимірювань ізоляції і порівнювати з раніше одержаними.

2. Перевірку засобів захисту оливи від впливу навколишнього середовища, дії газового і захисного реле РПН, стрілкового оливопоказчика, запобіжного і

відсічного клапанів, термоперетворювачів опору проводять згідно з заводськими інструкціями.

3. Випробування вводів виконують підвищеною напругою промислової частоти разом з випробуванням обмоток трансформаторів. Випробування проводяться згідно з заводськими інструкціями.

Тривалість прикладання випробної напруги - 1 хв.

Не менше ніж один раз на шість років.

Вимірювання опору обмоток постійним струмом здійснюють на всіх відгалуженнях, якщо в заводському паспорті трансформатора немає інших вказівок. Значення опору обмоток трифазних трансформаторів не повинне відрізнятись більше ніж на 2 % від значення опору, одержаного на відповідних відгалуженнях інших фаз або паспортних значень за однакових температур, якщо немає особливих вказівок підприємства-виробника.

Значення опору обмоток однофазних трансформаторів не повинні відрізнятись більше ніж на 5 % від паспортних значень за однакових температур, якщо немає особливих вказівок підприємства-виробника.

Додатково для оливнонаповнених трансформаторів напругою до 35 кВ та потужністю до 6,3 МВА випробувують вбудовані трансформатори струму згідно з підрозділом 10.8.1, а для оливнонаповнених трансформаторів на напругу 110 кВ і вище, власних потреб 10 МВА і більше, усіх напруг; 35 кВ, 10 МВА і більше, вимірюють струм і втрати ВХ за схемами, за якими їх вимірювали на підприємстві-виробнику.

Струм ВХ вимірюють при зниженій напрузі. Значення струму ВХ не нормується.

Вимірювання проводяться у трансформаторах потужністю 1000 кВА і більше — під дією напруги (що підводиться до обмоток низької напруги),

частоти і за схемами, які вказані в протоколі заводських випробувань. Значення втрат ВХ не нормується.

Через 12 років після введення в експлуатацію. (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).

Для сухих трансформаторів виконують випробування ізоляції обмоток підвищеною прикладеною напругою промислової частоти проводять згідно з заводськими інструкціями. Тривалість прикладання випробної напруги - 1 хв.

Для оливонаповнених трансформаторів напругою до 35 кВ та потужністю до 6,3 МВА виконують перевірку засобів захисту оливи від впливу навколишнього середовища, дії газового і захисного реле РПН, стрілкового оливопоказчика, запобіжного і відсічного клапанів, термоперетворювачів опору проводять згідно з заводськими інструкціями.

Для оливонаповнених трансформаторів на напругу 110 кВ і вище, власних потреб 10 МВА і більше, усіх напруг; 35 кВ, 10 МВА і більше:

1. Проводять вимірювання опору короткого замикання (КЗ) після протікання через обмотки трансформатора $0,7 \cdot I_{K3}$ і більше від допустимого за стандартами, а також під час комплексного визначення необхідності капітального ремонту.

Значення Z_k не повинне відрізнятись більше ніж на 3% від базового або на 5% від паспортного на однакових відгалуженнях обмоток, якщо в заводській документації не вказані інші значення.

2. Здійснюють випробування вбудованих трансформаторів струму за підрозділом 10.8.1.

3. Проводять оцінювання вологості твердої ізоляції для трансформаторів напругою 110 кВ і вище, потужністю 63 МВА і більше.

Допустиме значення вмісту води в твердій ізоляції зразка товщиною 3 мм - не вище 3% за масою. Вміст води в твердій ізоляції дозволено не визначати, якщо вміст її в оливі не перевищує 10 г/т.

4. Оцінювання стану паперової ізоляції обмоток, ресурс якої вважають вичерпаним у разі зниження ступеня полімеризації паперу до 250 одиниць.

11.8. Норми контролю вимірювальних трансформаторів

Вимірювальні трансформатори використовуються для зниження первинних величин напруги і струму до величин, які використовуються в колах вимірювання, релейного захисту і автоматики, а отже виступають джерелом живлення для цих систем. Враховуючи це стає зрозуміло, що відмова в роботі вимірювальних трансформаторів стане причиною непрацездатності кіл управління, контролю та вимірювання і релейного захисту, що створює небезпеку для енергосистеми. Щоб запобігти цьому вимірювальні трансформатори (трансформатори струму та напруги) підлягають перевірці з наступною періодичністю:

1. Під час приймально-здавальних випробувань (під час першого увімкнення).

2. Не менше ніж один раз на три роки.

3. Не менше ніж один раз на шість років.

Розглянемо окремо трансформатори струму і трансформатори напруги .

11.8.1. Трансформатори струму.

Під час приймально-здавальних випробувань необхідно проводити такі вимірювання:

1. а) Вимірювання опору основної ізоляції обмоток мегомметром на напругу 2,5 кВ.

Виміряні значення опору ізоляції обмоток повинні бути не менше:

- о для трансформаторів струму усіх напруг (крім трансформаторів струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією) – не нормується. У каскадних трансформаторах струму опір ізоляції проміжних обмоток повинен бути не менше ніж 1 МОм.

- о для трансформаторів струму з конденсаторною паперово-оливною ізоляцією і U- подібною обмоткою на напругу 330 кВ – 5000 МОм. Найменше допустиме значення опору ізоляції вимірювальних конденсаторів – 1000 МОм. Найменше допустиме значення опору ізоляції зовнішніх шарів основної ізоляції – 1000 МОм.

- о для трансформаторів струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією і римоподібною обмоткою – 5000 МОм. Найменше допустиме значення опору ізоляції зовнішніх шарів основної ізоляції – 100 МОм.

б) Вимірювання опору ізоляції вторинних обмоток мегомметром на напругу 1,0 кВ; 2,5 кВ. Опір ізоляції вторинних обмоток не нормується.

У трансформаторах струму напругою 220 кВ і вище типу ТФЗМ за наявності виводу від екрана вторинної обмотки вимірюють опір ізоляції між екраном і вторинною обмоткою, значення опору ізоляції має бути не меншим ніж— 1 МОм.

2. Випробування підвищеною напругою промислової частоти:

а) Для випробування ізоляції обмоток високої напруги значення підвищеної випробної напруги приймають для вимірювальних трансформаторів згідно з таблицею 11.7.

Таблиця 11.7.

Випробна напруга промислової частоти

Вид ізоляції обмотки випробної напруги	Випробна напруга, 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

Тривалість прикладення випробної напруги становить 1 хв, якщо основна ізоляція керамічна або паперово-масляна, і 5 хв — якщо основна ізоляція з органічно-твердих матеріалів або кабельних мас.

б) Під час випробування ізоляції вторинних обмоток значення випробної напруги повинне відповідати вимогам заводських інструкцій.

Тривалість прикладення випробної напруги — 1 хв.

3. Перевірка контрольних точок характеристики намагнічування за напруги, зазначеної у заводській документації. При цьому в будь-якому разі значення вторинного струму не повинне перевищувати номінального значення.

За наявності в обмотках відгалужень контрольну точку перевіряють на робочому відгалуженні.

Результати вимірювань мають відповідати заводським або початковим значенням у межах точності вимірювань.

4. Перевірка відповідності полярності вбудованих трансформаторів струму даним підприємства-виробника.

5. Перевірка коефіцієнта трансформації. Відхилення значень виміряного коефіцієнта трансформації від зазначеного в паспорті має відповідати вимогам підприємства-виробника.

6. Вимірювання опору обмоток постійним струмом. Відхилення від паспортних даних має бути не більше ніж 2%, якщо інше не наведено в заводських інструкціях.

Крім цього для трансформаторів струму з паперово-масляною ізоляцією і з паперово-масляною конденсаторною ізоляцією додатково виконують:

1. Тангенс кута діелектричних втрат $\text{tg}\delta$ ізоляції обмоток трансформаторів струму не повинен перевищувати значень (якщо заводом-виробником не встановлені інші норми):

- для трансформаторів струму з паперово-масляною ізоляцією і обмоткою кільцевого виконання граничне значення $\text{tg}\delta$ – 2,5 % - на напругу 35 кВ; – 2,0 % - на напругу 60-110 кВ; – 1,5 % - на напругу 150 - 220 кВ; – 1,0 % - на напругу 500 кВ.

- для трансформаторів струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією і *U*- подібною обмоткою граничне значення $\text{tg}\delta$ – 0,6 % - на напругу 330 кВ. Граничне значення $\text{tg}\delta$ для вимірювального конденсатора – 0,8 % - на напругу 330 кВ. Граничне значення $\text{tg}\delta$ для останніх шарів ізоляції – 1,0 % - на напругу 330 кВ.

- для трансформаторів струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією і римоподібною обмоткою граничне значення $\text{tg}\delta$ – 150 % від вимірюваного на заводі, але не більше ніж 0,5 % - на напругу 330, 500 та 750 кВ.

2. Проводять перевірку якості ущільнень в трансформаторах струму на напругу 35 – 500 кВ з паперово-масляною ізоляцією негерметичного виконання шляхом утворення в них надлишкового тиску масла 0,05 МПа. Тривалість перевірки – 5 хв. Під час перевірки не повинно бути витікання масла та зниження випробного тиску.

3. Випробування трансформаторної оливи:

Фізико-хімічний аналіз проводять згідно з розділом 26 "Норм випробування електрообладнання" затверджених наказом Міністерства палива та енергетики України від 15 січня 2007 року №13.

Хроматографічний аналіз вільних та розчинених газів проводять згідно з «Методичними вказівками з виявлення ушкоджень в силових трансформаторах за допомогою аналізу розчинених в оливі газів», затвердженими Головним технічним управлінням Міненерго СРСР від 25.05.78).

Для негерметичних трансформаторів випробування не проводиться.

Не менше ніж один раз на три роки необхідно проводити такі вимірювання:

Ці вимоги стосуються тільки трансформаторів струму з паперово-масляною ізоляцією і з паперово-масляною конденсаторною ізоляцією. Трансформатори струму з керамічною і литою ізоляцією на напругу до 35 кВ та вбудовані трансформатори струму не підлягають перевірці.

1. а) Вимірювання опору основної ізоляції обмоток мегомметром на напругу 2,5 кВ.

Вимірні значення опору ізоляції обмоток трансформаторів струму повинні бути не менше наведених нижче:

- о трансформатори струму усіх напруг (крім трансформаторів струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією) – не нормується.

- о трансформатори струму з конденсаторною паперово-оливною ізоляцією і U- подібною обмоткою на напругу 330 кВ – 3000 МОм. Найменше допустиме значення опору ізоляції вимірювальних конденсаторів – 1000 МОм. Найменше допустиме значення опору ізоляції зовнішніх шарів основної ізоляції – 500 МОм.

о трансформатори струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією і римоподібною обмоткою – 3000 МОм. Найменше допустиме значення опору ізоляції зовнішніх шарів основної ізоляції – 50 МОм.

б) Вимірювання опору ізоляції вторинних обмоток мегомметром на напругу 1,0 кВ, 2,5 кВ.

Опір ізоляції вторинних обмоток не нормується. Під час експлуатації дозволяється провадити вимірювання опору ізоляції разом з приєднаними до них колами, при цьому опір повинен бути не меншим ніж 1 МОм. Якщо опір ізоляції менший ніж 1 МОм, провести виміри без приєднання вторинних кіл.

У разі оцінювання стану ізоляції вторинних обмоток можна орієнтуватися на такі середні значення опору ізоляції справної обмотки:

у вбудованих трансформаторах струму — 10 МОм;

у виносних трансформаторах струму — 50 МОм.

У трансформаторах струму напругою 220 кВ і вище типу ТФЗМ за наявності виводу від екрана вторинної обмотки вимірюють опір ізоляції між екраном і вторинною обмоткою, значення опору ізоляції має бути не меншим ніж— 1 МОм.

2. Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат $\text{tg}\delta$ ізоляції обмоток трансформаторів струму, який не повинен перевищувати значень:

▪ для трансформаторів струму з паперово-масляною ізоляцією і обмоткою кільцевого виконання граничне значення $\text{tg}\delta$ – 4,5 % - на напругу 35 кВ; – 3,5 % - на напругу 60 - 110 кВ; – 2,5 % - на напругу 150 - 220 кВ; – 1,5 % - на напругу 500 кВ.

▪ для трансформаторів струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією і U- подібною обмоткою граничне значення $\text{tg}\delta$ – 1,0 % - на напругу 330 кВ в експлуатації. Граничне значення $\text{tg}\delta$ для останніх шарів ізоляції – 1,0 % - на напругу 330 кВ під час першого увімкнення і – 1,5 % - на напругу 330 кВ.

▪ для трансформаторів струму з конденсатною паперово-масляною ізоляцією і римоподібною обмоткою граничне значення $\operatorname{tg}\delta - 0,6\%$ - на напругу 330, 500 та 750 кВ.

Під час вимірювань потрібно звертати увагу на характер змінювання $\operatorname{tg}\delta$ і ємності ізоляції обмоток порівняно з результатами попередніх вимірювань. Під час вимірювання $\operatorname{tg}\delta$ ізоляції трансформатора струму за підвищеної напруги, яка дорівнює (190—210) кВ, значення $\operatorname{tg}\delta$ основної ізоляції повинне бути не більшим ніж: для трансформатора струму типу ТФУМ (ТФКН) — 0,9 % (з урахуванням зростання ($\Delta\operatorname{tg}\delta$)); для трансформатора струму типу ТФРМ — 0,6 %. При цьому зростання ($\Delta\operatorname{tg}\delta$) за підвищення напруги від $0,5 U_p$ до U_p не повинне перевищувати 0,1 %. Ємність не повинна відрізнятись більше ніж на $\pm 5\%$ порівняно з виміряною перед увімкненням у роботу.

Під час експлуатації каскадних трансформаторів струму дозволено вимірювати $\operatorname{tg}\delta$ основної ізоляції одночасно для обох елементів каскаду за їх паралельного з'єднання.

Отримані значення $\operatorname{tg}\delta$ порівнюють з $\operatorname{tg}\delta_p$, розрахованим за формулою:

$$\operatorname{tg}\delta_p = \frac{\operatorname{tg}\delta_1 \cdot C_1 + \operatorname{tg}\delta_2 \cdot C_2}{C_1 + C_2}$$

де $C_1, C_2, \operatorname{tg}\delta_1, \operatorname{tg}\delta_2$ — попередньо отримані значення під час вимірювання кожного елемента каскаду.

Якщо $\operatorname{tg}\delta$ не співпадає з $\operatorname{tg}\delta_p$, то вимірюють $\operatorname{tg}\delta$ кожного елемента каскаду і порівнюють його з наведеним вище значенням.

3. Випробування підвищеною напругою промислової частоти ізоляції вторинних обмоток разом з приєднаними до них колами. Значення випробної напруги дорівнює 1 кВ, тривалість прикладення випробної напруги – 1 хв.

4. Перевірка якості ущільнень в трансформаторах струму на напругу 35 – 500 кВ з паперово-масляною ізоляцією негерметичного виконання шляхом утворення в них надлишкового тиску масла 0,05 МПа. Тривалість перевірки – 5

хв. Під час перевірки не повинно бути витікання масла та зниження випробного тиску.

5. Випробування трансформаторної оливи.

Не менше ніж один раз на шість років необхідно проводити такі вимірювання:

1. а) Вимірювання опору основної ізоляції обмоток мегомметром на напругу 2,5 кВ.

Виміряні значення опору ізоляції обмоток трансформаторів струму повинні бути не менше наведених нижче:

- о трансформатори струму усіх напруг (крім трансформаторів струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією) – не нормується.

- о трансформатори струму з конденсаторною паперово-оливною ізоляцією і *U*- подібною обмоткою на напругу 330 кВ – 3000 МОм. Найменше допустиме значення опору ізоляції вимірювальних конденсаторів – 1000 МОм. Найменше допустиме значення опору ізоляції зовнішніх шарів основної ізоляції – 500 МОм.

- о трансформатори струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією і римоподібною обмоткою – 3000 МОм. Найменше допустиме значення опору ізоляції зовнішніх шарів основної ізоляції – 50 МОм.

б) Вимірювання опору ізоляції вторинних обмоток мегомметром на напругу 1,0 кВ, 2,5 кВ.

Опір ізоляції вторинних обмоток не нормується. Обов'язково вимірювати ізоляцію вторинних обмоток без приєднання вторинних кіл, опір ізоляції при цьому має бути не меншим ніж 50 МОм.

У разі оцінювання стану ізоляції вторинних обмоток можна орієнтуватися на такі середні значення опору ізоляції справної обмотки:

у вбудованих трансформаторах струму — 10 МОм;

у виносних трансформаторах струму — 50 МОм.

У трансформаторах струму напругою 220 кВ і вище типу ТФЗМ за наявності виводу від екрана вторинної обмотки вимірюють опір ізоляції між екраном і вторинною обмоткою, значення опору ізоляції має бути не меншим ніж— 1 МОм.

2. Випробування підвищеною напругою промислової частоти:

а) Для випробування ізоляції обмоток високої напруги значення підвищеної випробної напруги приймають для вимірювальних трансформаторів згідно з таблицею 7.

В експлуатації вимірювальні трансформатори дозволяється випробовувати разом з оцинковкою. В цьому випадку значення випробної напруги приймають за нормами для електрообладнання з найнижчим рівнем випробної напруги.

Випробування підвищеною напругою трансформаторів струму, з'єднаних із силовими кабелями 6-10 кВ, проводять без розшинковки разом з кабелями за нормами, прийнятими для силових кабелів. Випробування підвищеною напругою без розшинковки електрообладнання проводять для кожної фази окремо, за заземлених двох інших.

Тривалість прикладення випробної напруги для трансформаторів струму становить 1 хв, якщо основна ізоляція керамічна або паперово-масляна, і 5 хв — якщо основна ізоляція з органічно-твердих матеріалів або кабельних мас.

Примітка. Цей пункт не виконується для трансформаторів струму з паперово-масляною конденсаторною ізоляцією.

б) Випробування підвищеною напругою промислової частоти ізоляції вторинних обмоток разом з приєднаними до них колами. Значення випробної напруги дорівнює 1 кВ, тривалість прикладення випробної напруги – 1 хв.

Крім цього для трансформаторів струму з паперово-масляною ізоляцією і з паперово-масляною конденсаторною ізоляцією додатково виконують:

I. Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат $\text{tg}\delta$ ізоляції обмоток трансформаторів струму, який не повинен перевищувати значень:

- для трансформаторів струму з паперово-масляною ізоляцією і обмоткою кільцевого виконання граничне значення $\text{tg}\delta$ – 4,5 % - на напругу 35 кВ; – 3,5 % - на напругу 60 - 110 кВ; – 2,5 % - на напругу 150 - 220 кВ; – 1,5 % - на напругу 500 кВ.

- для трансформаторів струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією і U - подібною обмоткою граничне значення $\text{tg}\delta$ – 1,0 % - на напругу 330 кВ в експлуатації. Граничне значення $\text{tg}\delta$ для останніх шарів ізоляції – 1,0 % - на напругу 330 кВ під час першого увімкнення і – 1,5 % - на напругу 330 кВ.

- для трансформаторів струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією і римоподібною обмоткою граничне значення $\text{tg}\delta$ – 0,6 % - на напругу 330, 500 та 750 кВ.

Під час вимірювань потрібно звертати увагу на характер змінювання $\text{tg}\delta$ і ємності ізоляції обмоток порівняно з результатами попередніх вимірювань. Під час вимірювання $\text{tg}\delta$ ізоляції трансформатора струму за підвищеної напруги, яка дорівнює (190—210) кВ, значення $\text{tg}\delta$ основної ізоляції повинне бути не більшим ніж: для трансформатора струму типу ТФУМ (ТФКН) — 0,9 % (з урахуванням зростання ($\Delta\text{tg}\delta$)); для трансформатора струму типу ТФРМ — 0,6 %. При цьому зростання ($\Delta\text{tg}\delta$) за підвищення напруги від $0,5 U_p$ до U_p не повинне перевищувати 0,1 %. Ємність не повинна відрізнятися більше ніж на ± 5 % порівняно з вимірюваннями перед увімкненням у роботу.

Під час експлуатації каскадних трансформаторів струму дозволено вимірювати $\text{tg}\delta$ основної ізоляції одночасно для обох елементів каскаду за їх паралельного з'єднання.

Отримані значення $\text{tg}\delta$ порівнюють з $\text{tg}\delta_p$, розрахованим за формулою:

$$\operatorname{tg} \delta_p = \frac{\operatorname{tg} \delta_1 \cdot C_1 + \operatorname{tg} \delta_2 \cdot C_2}{C_1 + C_2}$$

де C_1 , C_2 , $\operatorname{tg} \delta_1$, $\operatorname{tg} \delta_2$ — попередньо отримані значення під час вимірювання кожного елемента каскаду.

Якщо $\operatorname{tg} \delta$ не співпадає з $\operatorname{tg} \delta_p$, то вимірюють $\operatorname{tg} \delta$ кожного елемента каскаду і порівнюють його з наведеним вище значенням.

2. Перевірку двох-трьох контрольних точок характеристики намагнічування **осердя трансформаторів струму** підвищеною напругою до початку насичення, але не вище 1800 В. Одержані значення в контрольних точках порівнюють із заводськими значеннями або з результатами вимірювань у справних однотипних трансформаторах струму.

За наявності в обмотках відгалужень контрольну точку перевіряють на робочому відгалуженні. Результати вимірювань мають відповідати заводським або початковим значенням у межах точності вимірювань.

5. Випробування трансформаторної оливи.

11.8.2. Трансформатори напруги.

Під час приймально-здавальних випробувань та не менше ніж один раз на шість років необхідно проводити такі вимірювання:

1. а) Вимірювання опору основної ізоляції обмоток мегомметром на напругу 2,5 кВ.

Виміряні значення повинні бути не менше 300 МОм для трансформаторів напруги серії НКФ під час приймально-здавальних випробувань і 50 МОм – під час експлуатації. Для решти трансформаторів напруги – *не нормується*.

б) Вимірювання опору ізоляції вторинних обмоток мегомметром на напругу 1,0 кВ, 2,5 кВ. Опір ізоляції вторинних обмоток не нормується.

Обов'язково один раз на 6 років вимірювати ізоляцію вторинних обмоток без приєднання вторинних кіл, опір ізоляції при цьому повинен бути не меншим ніж 50 МОм.

2. Випробування підвищеною напругою промислової частоти:

а) Для випробування ізоляції обмоток високої напруги значення підвищеної випробної напруги приймають для вимірювальних трансформаторів згідно з таблицею 7.

Трансформатори напруги з полегшеною ізоляцією одного з виводів випробуванню не підлягають.

В експлуатації вимірювальні трансформатори дозволяється випробувати разом з оцинковкою. В цьому випадку значення випробної напруги приймають за нормами для електрообладнання з найнижчим рівнем випробної напруги.

Тривалість прикладення випробної напруги для трансформаторів напруги — 1 хв.

б) Для випробування ізоляції вторинних обмоток під час приймально-здавальних випробувань значення підвищеної випробної напруги має відповідати вимогам заводських інструкцій.

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.

Крім цього для оливнонаповнених трансформаторів напруги додатково виконують:

1. Вимірювання опору обмоток постійним струмом. Відхилення значення опору має бути не більше ніж 2% від паспортного значення, якщо інше не наведено у заводських інструкціях.

2. а) Вимірювання струму і втрат ВХ електромагнітного пристрою ємнісних трансформаторів напруги під напругою вказаною в заводській

документації. Виміряні значення не мають відрізнятись більше ніж на 10% від паспортних даних.

б) Вимірювання струму ВХ трансформаторів напруги типу НКФ під напругою вказаною в заводській документації. Виміряні значення струму ВХ під час приймально-здавальних випробувань не мають відрізнятись більше ніж на 20% від паспортних даних, а в експлуатації – не більше ніж на 20% від значень, отриманих під час приймально-здавальних випробувань.

Примітка. Під час приймально-здавальних випробувань виміри струму ВХ виконують для кожного елемента фази і для фази в зборі, а в експлуатації – фази в зборі.

3. Випробування трансформаторної оливи.

4. Випробування конденсаторів ємнісних трансформаторів напруги, які проводять згідно з підрозділом 10.4 та інструкцією підприємства виробника.

Не менше ніж один раз на три роки необхідно проводити такі вимірювання:

Ці вимоги стосуються тільки масло наповнених трансформаторів напруги

1. а) Вимірювання опору основної ізоляції обмоток мегомметром на напругу 2,5 кВ.

Виміряні значення повинні бути не менше 50 МОм для трансформаторів напруги серії НКФ. Для решти трансформаторів напруги – не нормується.

б) Вимірювання опору ізоляції вторинних обмоток мегомметром на напругу 1,0 кВ, 2,5 кВ.

Опір ізоляції вторинних обмоток не нормується. Під час експлуатації дозволяється провадити вимірювання опору ізоляції разом з приєднаними до них колами, при цьому опір повинен бути не меншим ніж 1 МОм. Якщо опір ізоляції менший ніж 1 МОм, провести виміри без приєднання вторинних кіл.

2. Випробування трансформаторної оливи.

11.9. Норми випробування короткозамикачів, відокремлювачів, роз'єднувачів, обмежувачів перенапруг нелінійних та силових кабельних ліній

11.9.1 Роз'єднувачі, відокремлювачі та короткозамикачі

Роз'єднувачі, відокремлювачі та короткозамикачі відносяться до комутаційного електрообладнання. Струмopрoвідні частини цих апаратів як правило є ізольовані від корпусів і несучих конструкцій за допомогою ізоляторів. Роз'єднувачі та відокремлювачі призначені для зміни структури електричної мережі з метою перерозподілу потоків електричної енергії. Крім того роз'єднувачі, відокремлювачі та короткозамикачі дозволяють організувати безпечне обслуговування електроустановок різних напруг та їх ремонт, це досягається тим, що роз'єднувачі і відокремлювачі створюють видимі розриви ділянок електричних мереж, а короткозамикачі створюють видиме з'єднання струмопровідних частин цих ділянок, які в нормальному режимі експлуатації знаходяться під напругою, з заземлюючими пристроями. Таким чином від надійності функціонування цих апаратів залежать умови пересилання потоків електричної енергії та безпека експлуатації електроустановок, через це вони підлягають періодичному контролю технічного стану.

Повністю змонтовані та відрегульовані роз'єднувачі, відокремлювачі, а також короткозамикачі усіх напруг випробовують у такому обсязі:

- під час першого увімкнення;
- під час капітального ремонту;
- під час поточного ремонту.

Під час першого увімкнення та під час капітального ремонту проводять:

1. Вимірювання опору ізоляції:

а) вимірювання опору ізоляції *тяг з органічних матеріалів* виконують мегомметром на напругу 2,5 кВ. Опір ізоляції повинен бути:

- 1000 МОм, під час першого увімкнення та 300 МОм, під час експлуатації – на номінальну напругу 3-10 кВ;
- 3000 МОм, під час першого увімкнення та 1000 МОм, під час експлуатації – на номінальну напругу 15-150 кВ;
- 5000 МОм, під час першого увімкнення та 3000 МОм, під час експлуатації – на номінальну напругу 220 і вище кВ.

б) вимірювання опору ізоляції *багатоелементних ізоляторів* мегомметром на напругу 2,5 кВ за температури навколишнього середовища не нижче ніж 5 °С. Під час монтажу ізоляторів вимірювання опору рекомендується безпосередньо перед встановленням. Опір кожного ізолятора повинен бути не менше ніж 300 МОм.

в) вимірювання ізоляції *вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування* мегомметром на напругу 1 кВ. Опір ізоляції під час приймально-здавальних випробувань повинен бути не менше ніж 10 МОм, та не менше 1 МОм – під час капітального ремонту.

2. Випробування ізоляції *роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів* підвищеною напругою промислової частоти *протягом 1 хв.* *Випробна напруга наведена в таблиці 11.8.*

Таблиця 11.8.

Випробна напруга промислової частоти

Вид ізоляції вимикача	Значення випробної напруги, кВ, для вимикачів на номінальну напругу до 35 кВ					
	3	6	10	15	20	35
Фарфорова	24	32	42	55	65	95
Фарфорова ізоляція разом з твердими і рідкими діелектриками або кабельними маслами, ізоляція з органічними твердих матеріалів	21,6	28,8	37,8	49,5	58,5	85,5

Ізоляція вторинних кіл і обмоток електромагнітів керування випробується напругою 1,0 кВ протягом 1 хв.

3. Вимірювання опору постійним струмом.

Значення опору *контактної системи роз'єднувачів і відокремлювачів* повинні відповідати нормам заводів-виробників, а за їх відсутності — даним, наведеним у таблиці 11.9. Значення опору обмоток електромагнітів керування мають відповідати даним заводу-виробника.

Таблиця 11.9.

Допустимі значення опору постійному струму контактної системи роз'єднувачів і відокремлювачів

Тип роз'єднувача (відокремлювана)	Номінальна напруга, кВ	Номінальний струм, А	Допустимі значення опору, мкОм
РНВЗ	750	4000	120
РПД	500, 750	3200	70
РНДЗ	330	3200	80
РОНЗ	400, 500	2000	200
РЛН	35-220	600	220
Інші типи	Усі класи напруги	600	175
		1000	120
		1500—2000	50

4. Вимірювання витягувальних зусиль рухомих контактів з нерухомих, які за знежирених контактних поверхонь повинні відповідати нормам заводу-виробника, а за відсутності — даним таблиці 26 "Норм випробування електрообладнання" затверджених наказом Міністерства палива та енергетики України від 15 січня 2007 року №13.

5. Перевірка роботи роз'єднувача, відокремлювача та короткозамикача.

Перевірку роботи апарата з ручним керуванням виконують шляхом виконання п'яти операцій увімкнення та п'яти операцій вимкнення, апаратів з дистанційним керуванням — також шляхом виконання п'яти операцій увімкнення і п'яти операцій вимкнення за номінальної напруги на виводах електромагнітів і електродвигунів керування.

6. Визначення часових характеристик в короткозамикачах під час увімкнення та у відокремлювачах під час вимикання. Виміряні значення мають відповідати даним заводу-виробника, наведеним в таблиці 11.10.

Таблиця 11.10.

Найбільший допустимий час вимикання відокремлювачів і увімкнення короткозамикачів

Тип відокремлювана	Час вимикання, не більший ніж, с	Тип короткозамикача	Час увімкнення, не більший ніж, с
--------------------	----------------------------------	---------------------	-----------------------------------

ОД-35	0,5	КРН-35	0,35
ОД-110	0,7-0,9	КЗ-35	0,4
ОД-110М	0,5	КЗ-110	0,4
ОД-150	1,0	КЗ-ИОМ	0,35
ОД-150М	0,7	КЗ-220, КЗ-150	0,5
ОД-220	1,0	КЗ-150М	0,4
ОД-220М	0,7	КЗ-220М	0,4

7. Механічні випробування опорно-стрижневих ізоляторів у процесі монтажу роз'єднувачів і відокремлювачів на напругу 35 – 750 кВ, а також одиночних ізоляторів для заміни пошкоджених або забракованих, зусиллям, яке дорівнює 60% найменшого руйнуючого для даного типу ізоляторів.

Під час поточного ремонту проводять:

Контроль багатоеlementних ізоляторів за допомогою вимірювальної штанги або штанги з постійним іскровим проміжком, **який виконують** під робочою напругою за температури навколишнього повітря, не меншої ніж 5 °С.

Сума напруг, виміряних за елементами ізоляторів, не повинна відрізнятися від фазної напруги установки більше ніж на $\pm 10\%$ для ізоляторів, які змонтовані на металевих і залізобетонних конструкціях і опорах, і на $\pm 20\%$ — для ізоляторів, змонтованих на дерев'яних опорах.

Ізолятор бракують, якщо під час контролю вимірювальною штангою значення виміряної на ньому напруги менше допустимого, а під час контролю штангою з постійним іскровим проміжком – якщо, пробій проміжку не відбувається за напруги, яка відповідає дефектному стану найменше електрично навантаженого ізолятора гірлянди.

11.9.2 Обмежувачі перенапруг нелінійні (ОПН)

Нелінійні обмежувачі перенапруг призначені для обмеження напруг, які перевищують номінальні і виникають внаслідок грозових розрядів та планових чи аварійних комутацій. Переважно ОПН встановлюються на підстанціях чи в потужних вузлах розподілу електроенергії з метою захисту силового

електрообладнання від небезпечних значень перенапруг. Надійність роботи електроустановок у випадках перенапруг майже в повній мірі залежить від працездатності обмежувачів перенапруг, яка повинна постійно контролюватися. У зв'язку з цим нелінійні обмежувачі перенапруг перевіряють:

- до монтажу ;
- після монтажу до увімкнення під робочу напругу;
- через 3—4 год після першого увімкнення під робочу напругу;
- в експлуатації;
- під час планових випробувань або під час виведення в ремонт;
- у процесі поточної експлуатації;
- позачергові контрольні випробування.

До монтажу та після монтажу до увімкнення під робочу напругу:

1. Вимірювання опору обмежувача перенапруг мегаомметром на напругу 2,5 кВ у суху погоду.

Значення вимірюваного опору ОПН (елемента ОПН) не повинне відрізнятися більше ніж на 30 % від значень, виміряних на підприємстві-виробнику і зазначених у паспорті.

2. Вимірювання опору ізоляції ізолюваної основи або ізолюваного виводу обмежувача перенапруг мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Значення опору ізоляції між ізолюваним виводом і нижнім фланцем ОПН повинне бути не менше ніж 10 МОм під час приймально-здавальних випробувань і не менше ніж 1 МОм в експлуатації.

3. Випробування електричної міцності ізолюваного виводу обмежувача перенапруг на вимкненому від напруги мережі ОПН. Вимірюють плавним підйомом випробної напруги змінного струму промислової частоти до 10 кВ без витримки часу.

4. Вимірювання струму провідності обмежувача перенапруг за температури навколишнього повітря вище 5 °С у суху погоду за методикою підприємства-виробника.

Значення струмів провідності, виміряних за заданої випробної напруги, потрібно приводити до температури навколишнього середовища (20 °С), а під час вимірювання за робочою напругою — до найбільшої робочої напруги ОПН ($U_{н.р.}$) відповідно до методик підприємства-виробника.

Виміряні після монтажу обмежувача до увімкнення під робочу напругу значення струму провідності не повинні відрізнятись більше ніж на 20 % від значень, виміряних на підприємстві - виробнику і наведених у паспорті.

Результати вимірювань струму провідності ОПН під робочою напругою порівнюють з початковими даними попередніх вимірювань, а також зі значеннями струму провідності сусідніх фаз.

Додатково після монтажу до увімкнення під робочу напругу проводиться перевірка пристрою для вимірювання струму провідності обмежувача перенапруг під робочою напругою за методикою та нормами підприємства-виробника.

Через 3—4 години після першого увімкнення під робочу напругу вимірюють струм провідності обмежувача перенапруг.

В експлуатації

Вимірюють струм провідності обмежувача перенапруг (під робочою напругою) через кожні шість місяців у перші два роки експлуатації, а в наступні роки:

а) один раз на рік перед початком грозового сезону — для ОПН 110—750 кВ;

б) в обсязі і з періодичністю, зазначеною в заводській документації з експлуатації, але не менше одного разу на чотири роки — для ОПН на номінальну напругу до 35 кВ;

Під час планових випробувань або під час виведення в ремонт обладнання, яке захищається

Вимірюють опір ізоляції ізолюваної основи або ізолюваного виводу обмежувача перенапруг і проводять випробування ізолюваного виводу обмежувача перенапруг – один раз на шість років.

У процесі поточної експлуатації

Проводять контроль стану обмежувача перенапруг за допомогою інфрачервоної техніки (бажано в кінці грозового сезону один раз на рік).

Позачергові контрольні випробування

Проводять після випадків частих спрацьовувань (10 і більше разів на фазу) за показниками реєструючих пристроїв у такій послідовності:

вимірювання опору ізоляції ізолюваної основи або ізолюваного виводу обмежувача перенапруг та вимірювання струму провідності обмежувача перенапруг (якщо немає спеціальних вказівок заводу-виробника).

11.9.3. Силові кабельні лінії

Як відомо кабелі використовуються для пересилання та розподілу електричної енергії на невеликих територіях та віддалях. Зручність використання кабелів полягає в тому, що вони прокладаються в траншеях, лотках, блоках, тунелях та галереях чим забезпечується повноцінне використання території підприємства. Разом з тим в ході їх експлуатації вони підпадають під вплив різноманітних факторів та середовищ (агресивні, вологі, заповнені, високотемпературні), а також можуть бути механічно ушкоджені внаслідок дії на них твердих предметів, якщо мова йде про естакади, тунелі і галереї. Пошкодження кабелів як і інших елементів електричних мереж призводить до перерви в електропостачанні, що в окремих випадках є навіть не допустимим, в зв'язку з цим вимагається висока надійність їх функціонування та сталість

електричних параметрів, зокрема ізоляції. У зв'язку з цим силові кабельні лінії підлягають перевірці в наступних випадках:

1. При введенні в експлуатацію
2. Під час поточної експлуатації

Випробування проб олії з олієнаповнених кабельних лініях проводять через рік після увімкнення, потім - через три роки, а далі - один раз на шість років.

При введенні в експлуатацію необхідно проводити такі вимірювання:

1. Вимірювання опору ізоляції мегомметром на напругу 2,5 кВ протягом 1 хв до і після випробування кабеля підвищеною випрямленою напругою.

В силових кабелях на напругу 1 кВ і нижче значення опору ізоляції повинне бути не нижче ніж 0,5 МОм, а на напругу вище 1 кВ значення опору ізоляції не нормується (порівнюється з попереднім значенням).

2. Випробування підвищеною випрямленою напругою. Випробну напругу приймають згідно з таблицею 11.11 з урахуванням місцевих умов роботи силових кабельних ліній.

Таблиця 11.11.

Випробна випрямлена напруга для силових кабелів

	Вид ізоляції																	
	паперова									пластмасова						гумова		
Напруга кабеля, кВ	до1	2	3	6	10	20	35	110	150	0,66	1	3	6	10	110	3	6	10
Випробна напруга, кВ	6	12	18	36	60	100	175	285	350	3,5	5	15	36	60	285	6	12	20

Примітка. Випробна напруга для кабелів на напругу 0,66 і 1 кВ з пластмасовою ізоляцією обов'язкова лише для кабелів електричних станцій, підстанцій і розподільних пристроїв. Для решти кабелів дозволена перевірка мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

Для кабелів на напругу 110—500 кВ тривалість прикладення повної випробної напруги становить 15 хв.

Для кабелів на напругу до 35 кВ з паперовою і пластмасовою ізоляцією тривалість прикладення повної випробної напруги становить 10 хв.

Для кабелів з гумовою ізоляцією на напругу 3—10 кВ тривалість прикладення повної випробної напруги становить 5 хв. Кабелі з гумовою ізоляцією на напругу до 1 кВ випробуванням підвищеною напругою не підлягають.

Під час проведення випробувань необхідно звертати увагу на характер зміни струму витoku. Абсолютне значення струму витoku не являється показником браку. Кабельні лінії з задовільною ізоляцією за досвідом експлуатації мають стабільні значення струму витoku: кабелі з паперовою ізоляцією на напругу до 10 кВ — 300 мкА, на напругу 20—35 кВ — 800 мкА, за коефіцієнта асиметрії по фазах до 2,5.

Для коротких кабельних ліній (довжиною до 100 м) на напругу 3—10 кВ без з'єднувальних муфт допустимі струми витoku не повинні перевищувати 2—3 мкА на 1 кВ випробної напруги. При цьому коефіцієнт асиметрії струмів витoku по фазах не повинен перевищувати 8-10 за умови, що абсолютні значення струмів не перевищують допустимі.

3. Випробування підвищеною напругою промислової частоти для кабельних ліній на напругу 110, 220 і 500 кВ (дозволяється проводити замість випробування випрямленою напругою).

Значення випробної напруги між фазами (в дужках — по відношенню до землі), кВ:

для кабельних ліній на напругу 110 кВ — 195 (110);

для кабельних ліній на напругу 220 кВ — 380 (220);

для кабельних ліній на напругу 500 кВ — 865 (500).

Тривалість випробування — 15 хв.

Дозволено проводити випробування шляхом увімкнення кабельної лінії на номінальну напругу. Тривалість випробування визначають за згодою споживача і заводу-виробника.

4. Визначення відсутності обривів оболонки і жил кабелів та фазування кабельних ліній виконують після закінчення монтажу, перемонтажу муфт або від'єднання жил кабелю.

5. Визначення активного опору жил кабелів виконують для ліній на напругу 20 кВ і вище. Активний опір жил кабелів постійному струму, приведений до питомого значення (на 1 мм² перерізу, 1 м довжини, за температури 20 °С), повинен бути не більшим ніж 0,0179 Ом — для мідної жили і не більшим ніж 0,0294 Ом — для алюмінієвої жили.

6. Визначення електричної робочої ємності жил кабелів виконують для ліній на напругу 20 кВ і вище.

Вимірне значення ємності, приведені до питомого значення (на 1 м кабелю), не повинно відрізнятися від значення під час заводських випробувань більше ніж на 5 %.

7. Вимірювання струморозподілу по одножилних кабелях. Нерівномірність розподілу струмів по кабелях має бути не більша ніж 10% (особливо, якщо це може призвести до перевантаження окремих фаз).

8. Вимірювання струмів блукання, шляхом перевірки дії антикорозійних захистів.

9. Визначення характеристик оливи виконують для всіх елементів оливонаповненої кабельної лінії напругою 110— 500 кВ.

Проби оливи марок С-220, МН-3, МН-4, які відбирають з різних елементів кабельних ліній, мають задовольняти нормам, зазначеним в таблиці 11.12. та наведеним нижче.

Таблиця 11.12.

Норма показників якості оливи марок С-220, МН-3, МН-4

Показник олії	Норма показника	
	С-220	МН-3, МН-4
Пробивна напруга, яка визначається в стандартній судині, кВ	Не менше 45,0	
Кислотне число, мг КОН	Не більше 0,02	
Ступінь дегазації, %	Не більше 0,5	Не більше 1,0

Значення тангенса кута діелектричних втрат оливи при температурі 100°C повинні бути:

- для кабелів з номінальною напругою 110 кВ та 150 - 220 кВ - 0,5 % для оливи середньої в'язкості, 0,8 % для малов'язких оливи;
- для кабелів з номінальною напругою 330 - 500 кВ - 0,5 %.

10. Випробування на вміст нерозчиненого газу (просочувальне випробування) виконують для оливонаповнених ліній на напругу 110 - 500 кВ. Вміст нерозчиненого газу в ізоляції має бути не більшим ніж 0,1 %.

11. Випробування агрегатів підживлення та пристроїв автоматичного підігрівання кінцевих муфт виконують для оливонаповнених ліній на напругу 110—500 кВ. Пристрої автоматичного підігрівання перевіряють за умови зниження температури навколишнього середовища до 5 °С.

12. Контроль сталюго трубопроводу оливонаповнених ліній на напругу 110—500 кВ виконують відповідно до місцевих інструкцій.

13. Випробування пластмасової оболонки (шланга) кабелів на напругу 110 кВ та вище підвищеною випрямленою напругою 10 кВ, яку прикладають поміж металевою оболонкою (екраном) і землею протягом 1 хв.

Під час поточної експлуатації необхідно проводити такі вимірювання:

1. Вимірювання опіру ізоляції мегаомметром на напругу 2,5 кВ протягом 1 хв до і після випробування кабеля підвищеною випрямленою напругою.

В силових кабелях на напругу 1 кВ і нижче значення опору ізоляції повинне бути не нижче ніж 0,5 МОм, а на напругу вище 1 кВ значення опору ізоляції не нормується (порівнюється з попереднім значенням).

2. Випробування підвищеною випрямленою напругою. Випробну напругу приймають згідно з таблицею 11.13 з урахуванням місцевих умов роботи силових кабельних ліній.

Таблиця 11.13.

Випробна випрямлена напруга для силових кабелів

	Вид ізоляції																	
	паперова									пластмасова						гумова		
Напруга кабеля, кВ	до1	2	3	6	10	20	35	110	150	0,66	1	3	6	10	110	3	6	10
Випробна напруга, кВ	2,5	10-17	15-25	30-36	50-60	80-100	140-175	285	350	-	2,5	7,5	36	60	285	6	12	20

Примітка. Кабеля з гумовою ізоляцією у разі дрібних ремонтів, не пов'язаних з перемонтажем кабеля, ізоляцію перевіряють мегаомметром на напругу 2,5 кВ.

У процесі технічного обслуговування силових кабельних ліній випробування їх підвищеною напругою здійснюють так:

— кабелів на напругу 3—35 кВ з просоченою паперовою і пластмасовою ізоляцією:

а) один раз на рік — для кабельних ліній протягом перших п'яти років після введення до експлуатації;

б) один раз на два-три роки — для кабельних ліній, на яких протягом п'яти років не спостерігалися відмови кабелів у роботі і пробої ізоляції під час профілактичних випробувань, і один раз на рік — для кабельних ліній з великою ймовірністю механічних і корозійних пошкоджень ліній, на трасах яких (або поблизу їх) виконувалися або виконуються будівельні роботи, ліній з дефектами, ліній, на яких систематично відбуваються відмови кабелів у роботі;

в) строки та величину випробувальної напруги встановлюють розпорядженням технічного керівника електромережі або електростанції для кабельних ліній зі зношеною ізоляцією і строком експлуатації, більшим ніж 30 років, для живильних ліній з кількістю з'єднувальних муфт, більшою ніж 10 шт. на 1 км довжини лінії, кабельних ліній, які підлягають реконструкції та виведенню з роботи в найближчі п'ять років, кабельних ліній 6—10 кВ з терміном експлуатації, більшим ніж 15 років, на яких встановлені кінцеві затулки типу КВВ, КВБ і КВЕ кустарного виготовлення, а також для кабельних ліній 20—35 кВ з терміном експлуатації, більшим ніж 15 років;

— кабелів на напругу 110—500 кВ — через три роки після введення в експлуатацію, а далі — один раз на п'ять років;

— кабельних ліній (кабелів) у закритих трасах — один раз на три роки;

— кабелів, приєднаних до агрегатів, — під час капітальних ремонтів агрегатів;

— кабелів на напругу 3—10 кВ з гумовою ізоляцією:

а) в стаціонарних установках — один раз на рік;

б) в сезонних установках — перед наступом сезону;

в) після капітального ремонту агрегата, до якого приєднаний даний кабель.

Для кабелів на напругу 110—500 кВ тривалість прикладення повної випробної напруги становить 15 хв.

Для кабелів на напругу до 35 кВ з паперовою і пластмасовою ізоляцією тривалість прикладення повної випробної напруги становить 5 хв.

Для кабелів з гумовою ізоляцією на напругу 3—10 кВ тривалість прикладення повної випробної напруги становить 5 хв. Кабелі з гумовою ізоляцією на напругу до 1 кВ випробуванням підвищеною напругою не підлягають.

Під час проведення випробувань необхідно звертати увагу на характер зміни струму витоку. Абсолютне значення струму витоку не являється показником браку. Кабельні лінії з задовільною ізоляцією за досвідом експлуатації мають стабільні значення струму витоку: кабелі з паперовою ізоляцією на напругу до 10 кВ — 300 мкА, на напругу 20—35 кВ — 800 мкА, за коефіцієнта асиметрії по фазах до 2,5.

Для коротких кабельних ліній (довжиною до 100 м) на напругу 3—10 кВ без з'єднувальних муфт допустимі струми витоку не повинні перевищувати 2—3 мкА на 1 кВ випробної напруги. При цьому коефіцієнт асиметрії струмів витоку по фазах не повинен перевищувати 8-10 за умови, що абсолютні значення струмів не перевищують допустимі.

3. Визначення відсутності обривів оболонки і жил кабелів та фазування кабельних ліній виконують після закінчення монтажу, перемонтажу муфт або від'єднання жил кабелю.

4. Контроль ступеня осушування вертикальних відрізків виконують для кабелів, ізоляція яких просочена в'язким складом, на напругу 20—35 кВ шляхом вимірювання і порівняння температури нагрівання металевих оболонки у різних точках вертикального відрізка лінії, різниця в нагріванні окремих точок повинна бути не більша ніж 2-3 °С.

5. Вимірювання струморозподілу по одножилевих кабелях. Нерівномірність розподілу струмів по кабелях має бути не більша ніж 10% (особливо, якщо це може призвести до перевантаження окремих фаз).

6. Вимірювання струмів блукання, шляхом вимірювання потенціалів і струмів на оболонках кабелів у контрольних точках, а також параметрів електрозахисту.

Небезпечними з точки зору корозії, яка викликана струмами блукання, вважають відрізки ліній в анодних і знакозмінних зонах у випадках, коли:

— кабелі з металевою оболонкою прокладені в ґрунтах з середньою та низькою корозійною активністю (ρ - питомий опір ґрунту, більший ніж 20 Ом*м) за середньодобової густини струму витоку в землю, більшої ніж 0,15 мА/дм²;

— кабелі з металевою оболонкою прокладені в ґрунтах з високою корозійною активністю (ρ - менше 20 Ом*м за будь-якої середньодобової густини струму витоку в землю);

— кабелі мають незахищену металеву оболонку, зруйновану броню і зруйновані захисні покриття;

— відрізок лінії — сталевий трубопровід кабелів високого тиску незалежно від агресивності навколишнього ґрунту та видів ізоляційних покриттів на ньому.

7. Визначення хімічної корозії виконують у разі пошкодження кабелів корозією і відсутності відомостей про корозійні умови на трасі.

Оцінюють активність ґрунтів і природних вод за даними хімічного аналізу середовища або за методами втрати ваги металу.

Корозійну активність ґрунтів оцінюють за відношенням до алюмінієвих і сталевих оболонок кабелів згідно з нормами та методиками визначення агресивності середовища відносно алюмінієвої та сталевих оболонок електричних кабелів (ГОСТ 9.602).

8. Вимірювання навантажень і перевантажень кабелів. Їхні значення мають відповідати вимогам «Правил улаштування електроустановок» і РД 34.20.507.

9. Вимірювання температури кабелів виконують згідно з вказівками місцевих інструкцій на відрізках траси, на яких можливі перегрів кабелів, за допомогою приладів інфрачервоної техніки.

10. Визначення характеристик оливи виконують для всіх елементів оливонаповненої кабельної лінії напругою 110— 500 кВ.

Проби оливи марок С-220, МН-3, МН-4, які відбирають з різних елементів кабельних ліній, мають задовольняти нормам, зазначеним в таблиці 11.12.

Значення тангенса кута діелектричних втрат олії при температурі 100°C повинні бути:

- Для кабелів, які перебувають в експлуатації протягом перших 10 років:
 - з номінальною напругою 110 кВ - 3,0 %;
 - з номінальною напругою 150 - 220 кВ та 330 - 500 кВ - 2,0 %.
- Для кабелів, які перебувають в експлуатації протягом 20 років:
 - з номінальною напругою 110 кВ - 5,0 %;
 - з номінальною напругою 150 - 220 кВ - 3,0 %;
 - з номінальною напругою 330 - 500 кВ - не нормується.
- Для кабелів, які перебувають в експлуатації більше 20 років:
 - з номінальною напругою 110 кВ та 150 - 220 кВ - 5,0 %;
 - з номінальною напругою 330 - 500 кВ - не нормується.

11. Випробування на вміст нерозчиненого газу (просочувальне випробування) виконують для оливнонаповнених ліній на напругу 110 - 500 кВ.

Вміст нерозчиненого газу в ізоляції має бути не більшим ніж 0,1 %.

12. Випробування агрегатів підживлення та пристроїв автоматичного підігрівання кінцевих муфт виконують для оливнонаповнених ліній на напругу 110—500 кВ. Пристрої автоматичного підігрівання перевіряють за умови зниження температури навколишнього середовища до 5 °С.

13. Контроль сталюого трубопроводу оливнонаповнених ліній на напругу 110—500 кВ виконують відповідно до місцевих інструкцій.

14. Випробування пластмасової оболонки (шланга) кабелів на напругу 110 кВ та вище підвищеною випрямленою напругою 10 кВ, яку прикладають поміж металевою оболонкою (екраном) і землею протягом 1 хв. Випробування проводять через рік після введення до експлуатації, а надалі — через кожні три роки.

15. Випробування на вміст окремих розчинених газів проводять для оливнонаповнених кабельних ліній напругою 110—500 кВ у разі перевищення норми на загальний вміст розчинених або нерозчинених газів згідно з п.10 та п.11.

З цією метою застосовують метод хроматографічного аналізу по газах H_2 , CO та CO_2 . Якщо спостерігається стійка тенденція росту вмісту газу, то лінію вимикають, і подальший режим роботи визначається узгодженим рішенням підприємства і заводу-виробника.

11.10. Норми випробування КРУ, контактних з'єднань грозозахисних тросів, збірних і з'єднувальних шин та пристроїв заземлення

Комплектні розподільчі установки бувають трансформаторні і безтрансформаторні і складаються з комірок в яких розміщуються комутаційні апарати, вимірювальні прилади, засоби автоматики і сигналізації і з'єднані між собою спільними збірними шинами. За способом виконання і рівнем напруги та умовами використання вони бувають закритими і відкритими. КРУ напругою до 1000 В розміщуються в приміщеннях, тому є закритими, тоді як КРУ понад 1000 В можуть бути відкритими і закритими. Крім збірних шин ці установки забезпечені ефективним пристроєм заземлення до якого приєднуються нейтралі трансформаторів і особливо металеві конструкції комірок та несучих конструкцій, які не є струмовідними частинами.

11.10.1. Комплектні розподільні установки внутрішнього (КРУ) та зовнішнього (КРУВ) встановлення

Для комірок КРУ, КРУВ проводять такі випробування:

- під час приймально-здавальних випробувань і капітального ремонту — вимірюють опір ізоляції, проводять випробування підвищеною напругою промислової частоти, механічні випробування та контроль болтових контактних з'єднань;

— у міжремонтний період — **вимірюють тільки опір ізоляції.**

1. Вимірювання опору ізоляції елементів комірок, виготовлених із фарфорової ізоляції, виконують мегомметром на напругу 2,5 кВ за температури навколишнього середовища не нижче ніж 5 °С. Під час монтажу ізоляторів вимірювання опору рекомендується безпосередньо перед встановленням ізоляторів. Опір кожного ізолятора повинен бути не менше ніж 300 МОм.

Опір ізоляції елементів, виготовлених лише з органічних матеріалів, вимірюють мегомметром на напругу 2,5 кВ. Опір ізоляції під час першого увімкнення має бути не менше ніж 1000 МОм, а під час експлуатації — не менше ніж 300 МОм.

2. Випробування підвищеною напругою промислової частоти. Випробну напругу встановлюють згідно з таблицею 11.14.

Таблиця 11.14.

Випробна напруга промислової частоти комірок КРУ, КРУВ

Номінальна напруга КРУ, КРУВ, кВ	Випробна напруга, 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

Тривалість прикладення випробної напруги для комірок з фарфоровою ізоляцією — **1 хв.**

Якщо ізоляція комірок містить елементи з твердих органічних матеріалів, тривалість прикладення випробної напруги — **5 хв.**

Під час приймально-здавальних випробувань комірок КРУ і після проведення їх реконструкції випробування підвищеною напругою промислової частоти рекомендується виконувати до приєднання силових кабелів за змонтованих комірок і висувних елементів у робочому положенні (крім висувних елементів з трансформаторами напруги і вентиляними розрядниками).

3. Механічні випробування виконують відповідно до інструкції з експлуатації КРУ і КРУВ заводів-виробників. До механічних випробувань відносять:

- п'ятиразове викочування та вкочування висувних елементів з перевіркою стану і точності зчленування етичних контактів, а також робота шторок, блокування, фіксаторів, механічних частин дугового захисту тощо;
- вимірювання зусилля контактного натиску втичних контактів первинного кола. Тиск кожної ламелі на нерухомий контакт або металеву пластину рівної товщини мав бути у межах від 12 кг до 15 кг;
- перевірка роботи і стану контактів заземлювально-го роз'єднувача.

4. Контроль болтових контактних з'єднань

а) Перевірка якості виконання болтових контактних з'єднань шин. Перевіряють затяжку болтів контактних з'єднань, виконаних з застосуванням з'єднувальних плашкових, петльових, перехідних, з'єднувальних перехідних, відгалужених і апаратних затискачів; перевірку проводять відповідно до інструкції з їх монтажу вибірково на 2—3 % з'єднань.

б) Вимірювання опору контактів постійному струму

Опір не повинен перевищувати значень:

- контакти збірних шин, вибірково – опір відрізка шин у місці контактного з'єднання не має перевищувати більше ніж у 1,2 рази опір відрізка шин тієї ж довжини без контакту;
- втичні контакти первинного кола (якщо дозволяє конструкція КРУ і КРУВ), вибірково – допустимі значення опору контактів наведено в заводських інструкціях. У випадках, коли значення опору контактів не наведено в заводських інструкціях, опір має бути не більше, ніж: - для контактів на 400 А – 75 мкОм, -

для контактів на 600 А – 60 мкОм, - для контактів на 900 А – 50 мкОм, - для контактів на 1200 А – 40 мкОм, - для контактів на 2000 А – 33 мкОм.

— роз'ємні контакти вторинного силового кола (лише контакти ковзного типу), вибірково – не більше ніж 4000 мкОм.

11.10.2 Контактні з'єднання проводів, грозозахисних тросів, збірних та з'єднувальних шин

1. Контроль опресованих контактних з'єднань.

Під час контролю опресованих контактних з'єднань перевіряють геометричні розміри і стан контактних з'єднань проводів і грозозахисних тросів повітряних ліній та шин розподільчих пристроїв.

Геометричні розміри (довжина і діаметр спресованої частини корпусу затискача) не повинні відрізнятися від тих, які вимагають технологічні вказівки з монтажу контактних з'єднань.

Стальне осердя опресованого з'єднувального затискача не повинне зміщуватися відносно симетричного положення більше ніж на 15 % довжини частини проводу, який пресується.

На поверхні затискача не повинно бути ущільнень, корозії, механічних пошкоджень. Під час приймання до експлуатації вибірково контролюють не менше 3 % установлених затискачів кожного типорозміру (марки).

2. Контроль контактних з'єднань, виконаних із застосуванням овальних з'єднувальних затискачів.

При контролі контактних з'єднань, виконаних із застосуванням овальних з'єднувальних затискачів перевіряють геометричні розміри і стан контактних з'єднань проводів і грозозахисних тросів.

Геометричні розміри з'єднувальних затискачів після монтажу не повинні відрізнятися від затискачів, передбачених технологічними вказівками з монтажу.

На поверхні затискачів не повинно бути ущільнень, корозії (на сталевих з'єднувальних затискачах), механічних пошкоджень.

Кількість витків скрутки затискачів, які скручуються, у сталевих, алюмінієвих та мідних проводах повинна становити не менше чотирьох і не більше чотирьох з половиною витків, а затискачів типу СОАС-95-3 у разі з'єднання проводів марки АЖС 70/39 — не менше п'яти і не більше п'яти з половиною витків.

Під час приймання до експлуатації повітряних ліній контролюють вибірково не менше ніж 2 % встановлених затискачів кожного типорозміру.

3. Контроль болтових контактних з'єднань. Перевіряють затяжку болтів контактних з'єднань, виконаних з застосуванням з'єднувальних плашкових, петльових, перехідних, з'єднувальних перехідних, відгалужених і апаратних затискачів; перевірку провадять відповідно до інструкції з їх монтажу вибірково на 2—3 % з'єднань.

4. Вимірювання перехідних опорів усіх болтових контактних з'єднань неізолюваних проводів повітряних ліній напругою 35-750 кВ, шин і струмопроводу на струм 1000 А і більше, контактних з'єднань шин відкритих розподільних пристроїв 35 кВ і вище. Проводиться вибірково на 2—3 % з'єднань.

На повітряних лініях опір ділянки проводу зі з'єднувачем не повинен перевищувати опір ділянки проводу без з'єднувача такої ж довжини більше ніж у два рази; для з'єднувачів на підстанції співвідношення вимірюваних опорів повинне бути не більшим ніж 1,2.

Контроль проводиться не рідше одного разу на шість років.

5. Контроль зварних контактних з'єднань:

а) контроль контактних з'єднань, виконаних із застосуванням термітних патронів

Контролюють контактне з'єднання проводів повітряних ліній і збірних з'єднувальних шин РУ, виконаних із застосуванням термітних патронів.

У зварюваному з'єднанні не повинно бути:

- перепалів зовнішньої повивки проводу або порушення зварювання під час перегибу зварюваних кінцівок проводу;
- усадкових раковин в місці зварювання глибиною більше 1/3 діаметра проводу з алюмінія, сплавів або міді, глибиною більше ніж 6 мм — сталевалюмінієвого проводу перерізом 150—600 мм².

б) контроль контактних з'єднань жорстких збірних і з'єднувальних шин РУ, виконаних зварюванням

Перевіряють стан зварювання контактних з'єднань. У зварюваному з'єднанні не повинно бути ущільнень, пропалів, кратерів, непроварів зварного шва більше ніж 10 % його довжини за глибини, більшої ніж 15 % товщини зварюваного металу; сумарне значення непроварів, підрізів, газових пор і вольфрамових увімкнень у шви зварюваних алюмінієвих шин повинно бути не більше ніж 15 % товщини зварюваного металу.

11.10.3. Пристрої заземлення

Пристрої заземлення підлягають перевірці в наступних випадках:

1. При введенні в експлуатацію.
2. Після капітального ремонту.
3. Під час поточної експлуатації.

При введенні в експлуатацію пристроїв заземлення необхідно забезпечити:

1. Відповідність проекту конструктивного виконання заземлювального пристрою на ВРУ електростанції та підстанції до приєднання природних заземлювачів і заземлюючих елементів (обладнання, конструкцій, будівель) перевіряють після монтажу до засипання ґрунту.

2. Перевіряють з'єднання заземлювачів з заземленими елементами, а також природних заземлювачів з заземлювальним пристроєм

Перевіряють переріз, цілість і міцність провідників заземлення та занулення їх з'єднань і приєднань.

Перевіряють пофарбування заземлювального пристрою довжиною 70 см при входженні в ґрунт.

У заземлювальних провідників, які з'єднують апарати з заземлювачами, не повинно бути обривів і видимих дефектів. Надійність зварювання перевіряють ударом молотка, цілісність і стан кола заземлення і заземлювачів — омметром та іншими приладами і засобами діагностики. Під час приймально-здавальних випробувань справними вважаються контактні з'єднання, опір яких не перевищує 0,05 Ом.

3. Пробивні запобіжники в установках до 1 кВ повинні бути справними і відповідати номінальній напрузі електроустановки.

4. Повний опір петлі фаза — нуль в установках напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю (або струм однофазного замикання) повинен задовольняти вимогам «Правил улаштування електроустановок».

5. На електростанціях і підстанціях опір вимірюють після приєднання природних заземлювачів.

На ПЛІ напругою понад 1 кВ:

— на опорах з розрядниками, роз'єднувачами й іншим електрообладнанням;

— вибірково у 2 % опор від загальної їх кількості із заземлювачем в населеній місцевості, на ділянках ПЛ з найбільш агресивними чи погано провідними ґрунтами.

На ПЛ напругою до 1 кВ:

— на опорах із заземлювачами грозозахисту;

— на опорах з повторними заземлювачами нульового проводу;

— вибірково у 2 % опор від загальної їх кількості із заземлювачами в населеній місцевості, на ділянках ПЛ з найбільш агресивними чи погано провідними ґрунтами.

6. Вимірювання напруги дотику (в електроустановках, виконаних згідно з нормами на напругу дотику) проводять за приєднаних природних заземлювачів і тросів ПЛ.

Напругу дотику вимірюють в контрольованих точках, в яких ці величини визначені розрахунком під час проектування. Під тривалістю впливу напруги розуміють сумарний час дії релейного захисту і власного часу вимкнення вимикача.

Допустимі значення напруги дотику на ВРУ підстанцій 110—750 кВ наведені в таблиці 11.15.

Таблиця 11.15.

Допустимі значення напруги дотику

Напруга дотику, В	500	400	200	130	100	65
Тривалість впливу напруги, с	0,1	0,2	0,5	0,7	0,9	1,0 і більше

7. Перевірку (розрахункову) напруги на заземлювальному пристрої РУ електростанцій і підстанцій за стікання з нього струму замикання на землю проводять для електроустановок напругою вище 1 кВ в мережі з ефективно заземленою нейтраллю.

Напруга 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.

Після капітального ремонту необхідно проводити такі вимірювання:

1. Під час експлуатації перевіряють дійсне розташування та приєднання заземлювачів у разі контролю стану заземлювальних пристроїв згідно з ГНД 34.20.303.

Перевірку заземлювальних пристроїв на ПЛ проводять на всіх опорах у населеній місцевості, на відрізках з найбільш агресивними, зсувними, видувними та погано провідними ґрунтами та, крім того, не менше ніж у 2 % опор від загальної кількості опор з заземлювачами.

2. Перевіряють переріз, цілість і міцність провідників заземлення та занулення їх з'єднань і приєднань.

Перевіряють пофарбування заземлювального пристрою довжиною 70 см при входженні в ґрунт.

Заземлювальні провідники, які з'єднують апарати з заземлювачами, не повинні мати обривів і видимих дефектів. Надійність зварювання перевіряють ударом молотка, а цілісність і стан кола заземлення і заземлювачів — омметром та іншими приладами і засобами діагностики. Справними вважаються контактні з'єднання, опір яких не перевищує 0,1 Ом. Перевіряють наявність та стан приєднання заземлювача до заземлювальних елементів, природних заземлювачів з заземлювальним пристроєм, а також дійсне розташування заземлювачів після кожного ремонту, але не рідше ніж 1 раз на 12 років. Стан підземної частини заземлювальних пристроїв контролюють згідно з ГНД 34.20.303.

Перехідні опори з'єднань між заземлювачем і елементами, які заземлюються треба вимірювати для пристроїв, термін експлуатації яких складає до 25 років — 1 раз на 12 років, а пристроїв, термін експлуатації яких понад 25 років, — 1 раз на 6 років.

3. На відкритих розподільчих установках електростанцій і підстанцій стан і розташування елементів заземлювальних пристроїв, які знаходяться в землі перевіряють діагностичними засобами або вибірково з розкриттям ґрунту в трьох вузлових контактних з'єднаннях: біля силового трансформатора, вентильного розрядника та стояка конструкції.

У закритих розподільчих установках огляд елементів заземлювачів з розкриттям ґрунту виконують за рішенням технічного керівника електростанції або підприємства електромережі.

На повітряних лініях вибірково перевірку з розкриттям ґрунту виконують в обсязі 2 % від загальної кількості опор з заземлювачами.

Елемент заземлювача потрібно замінити, якщо зруйновано більше 50 % його перерізу.

Перевірку корозійного стану необхідно виконувати не рідше ніж 1 раз на 12 років.

4. Пробивні запобіжники в установках напругою до 1 кВ повинні бути справними і відповідати номінальній напрузі електроустановки.

Перевірку справності необхідно здійснювати не рідше ніж раз на шість років.

5. На електростанціях і підстанціях опір заземлювальних пристроїв вимірюють після приєднання природних заземлювачів.

Вимірювання опору заземлювальних пристроїв електростанцій та підстанцій виконують після капітального ремонту, але не рідше ніж 1 раз на 12 років.

На ПЛ напругою понад 1 кВ опір заземлювальних пристроїв вимірюють:

— на опорах з розрядниками, роз'єднувачами й іншим електрообладнанням не рідше ніж 1 раз на 6 років;

— вибірково в обсязі 2 % опор від загальної їх кількості із заземлювачем в населеній місцевості, на ділянках ПЛ з найбільш агресивними чи погано провідними ґрунтами не рідше ніж 1 раз на 12 років;

— на тросових опорах ПЛ 110 кВ і вище — у разі виявлення на них слідів перекриття або руйнувань ізоляторів електричною дугою.

На ПЛ напругою до 1 кВ опір заземлювальних пристроїв вимірюють:

— на опорах із заземлювачами грозозахисту не рідше ніж 1 раз на 6 років;

— на опорах з повторними заземлювачами нульового проводу не рідше ніж 1 раз на 6 років;

— вибірково в обсязі 2 % опор від загальної їх кількості із заземлювачами в населеній місцевості, на ділянках ПЛ з найбільш агресивними чи погано провідними ґрунтами не рідше ніж 1 раз на 12 років.

6. Перевірку напруги на заземлювальному пристрої РУ електростанцій і підстанцій за стікання з нього струму замикання на землю (розрахункову) виконують не рідше одного разу на 12 років для електроустановок напругою понад 1 кВ в мережі з ефективно заземленою нейтраллю.

Напруга 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.

Під час поточної експлуатації необхідно здійснювати такі перевірки та вимірювання:

1. Перевіряти переріз, цілість і міцність провідників пристроїв заземлення та занулення їх з'єднань і приєднань.

Перевіряти пофарбування заземлювального пристрою довжиною 70 см при входженні в ґрунт.

Заземлювальні провідники, які з'єднують апарати з заземлювачами, не повинні мати обривів і видимих дефектів. Надійність зварювання перевіряють ударом молотка, а цілісність і стан кола заземлення і заземлювачів перевіряють омметром та іншими приладами і засобами діагностики. Справними вважаються контактні з'єднання, опір яких не перевищує 0,1 Ом.

Перевіряється наявність та стан приєднання заземлювача до заземлювальних елементів, природних заземлювачів з заземлювальним пристроєм, а також дійсне розташування заземлювачів після кожного ремонту, але не рідше одного разу на 12 років. Стан підземної частини заземлювальних пристроїв контролюють згідно з ГНД 34.20.303.

Перехідні опори з'єднань між заземлювачем і елементами, які заземлюються для заземлювальних пристроїв, терміном експлуатації до 25 років здійснюється 1 раз на 12 років, а для заземлювальних пристроїв з терміном експлуатації понад 25 років — 1 раз на 6 років.

2. На відкритих розподільчих установках електростанцій і підстанцій стан і розташування елементів заземлювальних пристроїв, які знаходяться в землі перевіряють діагностичними засобами або вибірково з розкриттям ґрунту в трьох вузлових контактних з'єднаннях: біля силового трансформатора, вентиляного розрядника та стояка конструкції.

У закритих розподільчих установках огляд елементів заземлювачів з розкриттям ґрунту виконують за рішенням технічного керівника електростанції або підприємства електромережі.

На повітряних лініях вибірково перевірку з розкриттям ґрунту виконують в обсязі 2 % від загальної кількості опор з заземлювачами.

Елемент заземлювача потрібно замінити, якщо зруйновано більше 50 % його перерізу.

Перевірку корозійного стану необхідно виконувати не рідше ніж 1 раз на 12 років.

3. Пробивні запобіжники в установках напругою до 1 кВ повинні бути справними і відповідати номінальній напрузі електроустановки.

Перевірку справності необхідно здійснювати не рідше ніж раз на шість років.

4. Повний опір петлі фаза — нуль в установках напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю (або струм однофазного замикання) повинен задовольняти вимогам «Правил улаштування електроустановок» і його слід вимірювати не рідше одного разу на 6 років. Під час експлуатації та після увімкнення нових споживачів опір вимірюють лише на ПЛ.

5. На електростанціях і підстанціях опір заземлювальних пристроїв вимірюють після приєднання природних заземлювачів.

Вимірювання опору заземлювальних пристроїв електростанцій та підстанцій виконують після капітального ремонту, але не рідше ніж 1 раз на 12 років.

На ПЛ напругою понад 1 кВ опір заземлювальних пристроїв вимірюють:

— на опорах з розрядниками, роз'єднувачами й іншим електрообладнанням не рідше ніж 1 раз на 6 років;

— вибірково в обсязі 2 % опор від загальної їх кількості із заземлювачем в населеній місцевості, на ділянках ПЛ з найбільш агресивними чи погано провідними ґрунтами не рідше ніж 1 раз на 12 років;

— на тросових опорах ПЛ 110 кВ і вище — у разі виявлення на них слідів перекриття або руйнувань ізоляторів електричною дугою.

На ПЛ напругою до 1 кВ опір заземлювальних пристроїв вимірюють:

— на опорах із заземлювачами грозозахисту не рідше ніж 1 раз на 6 років;

— на опорах з повторними заземлювачами нульового проводу не рідше ніж 1 раз на 6 років;

— вибірково в обсязі 2 % опор від загальної їх кількості із заземлювачами в населеній місцевості, на ділянках ПЛ з найбільш агресивними чи погано провідними ґрунтами не рідше ніж 1 раз на 12 років.

6. Вимірювання напруги дотику в електроустановках, виконаних згідно з нормами на напругу дотику проводять не рідше ніж один раз на шість років. Вимірювання проводять за приєднаних природних заземлювачів і тросів ПЛ.

Напругу дотику вимірюють в контрольованих точках, в яких ці величини визначені розрахунком під час проектування. Під тривалістю впливу напруги розуміють сумарний час дії релейного захисту і власного часу вимкнення вимикача.

Допустимі значення напруги дотику на ВРУ підстанцій 110—750 кВ наведені в таблиці 11.15.