

ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕНЕРГООБЛАДНАННЯ ТА ЗАСОБІВ АВТОМАТИЗАЦІЇ В СИСТЕМІ АПК

С. О. ЄРМОЛАЄВ
В. О. МУНТЯН
В. Ф. ЯКОВЛЄВ



•МЕТА•

ПЕРЕДМОВА

Перед агропромисловим комплексом країни, з урахуванням його реформування відповідно до Указу Президента і Постанови Кабінету Міністрів, стоять серйозні завдання щодо переходу на інтенсивні засоби отримання сільськогосподарської продукції. Все це вимагає безперервного розширення і поглиблення електрифікації сільського господарства.

У системі АПК електрифіковано велику кількість установок водопостачання і зрошення, високопродуктивних агрегатів для сушіння і сортування зерна, потокових ліній, цехів і заводів приготування кормів, великих птахофабрик, комплексів промислового типу з відгодівлі великої рогатої худоби, підприємств з переробки сільськогосподарської продукції тощо.

За останні роки парк енергообладнання в АПК значно поповнився, став більш досконалим за енергетичними характеристиками. У господарствах щороку споживається більше ніж десять відсотків усієї вироблюваної в країні електроенергії, а за сумарною потужністю, кількістю і номенклатурою використовуваного електрообладнання сільське господарство України займає одне з провідних місць серед галузей народного господарства.

Окрім росту кількості використовуваних електроустановок, в електрифікації сільського господарства відбуваються якісні зміни електроенергетичної бази. Так, усі об'єкти, що належать до першої категорії за забезпеченням електроенергією, мають складні мережі внутрішнього і зовнішнього електропостачання від кількох трансформаторних підстанцій, приєднаних до різних районних електромереж. В основних технологічних процесах задіяна велика кількість електродвигунів, електронагрівальних, освітлювальних і опромінюваних установок, складних систем автоматики і пускозахисної апаратури.

Не дивлячись на деякі позитивні результати, досягнутий рівень електрифікації сільського господарства і обсяг електроспоживання не відповідає можливостям щодо повного забезпечення населення країни необхідною сільськогосподарською продукцією.

Енергооснащеність праці в сільськогосподарському виробництві в шість разів менша, ніж у промисловості. Споживання в побуті електроенергії в селі майже в три рази нижче, ніж у місті.

Для вирішення названих проблем необхідно підняти на якісно новий ступінь базу сільської енергетики шляхом її технічного переоснащення, прискорити розробку і виробництво нового високоефективного

електротехнічного та теплоенергетичного обладнання, приладів і засобів автоматизації.

Крім того, необхідно вжити дійових заходів щодо підвищення надійності електропостачання, збільшення обсягів електромонтажного будівництва, підвищення рівня технічного стану сільських електроустановок і електричних мереж, зміцнення виробничої бази енергетичної служби на селі і, зокрема, кадрами, вирішення питань матеріально-технічного забезпечення робіт, пов'язаних з подальшим розвитком електрифікації і експлуатацією електротехнічних та теплотехнічних установок в агропромисловому виробництві.

Досвід електрифікації сільського господарства показує, що експлуатаційна надійність електрообладнання поки що не задовольняє достатньою мірою вимоги виробництва.

Відкази в процесі експлуатації і передчасний вихід з ладу енергетичного обладнання та засобів автоматизації різко знижують ефективність використання їх і завдають серйозної матеріальної шкоди сільськогосподарському виробництву. Щороку в господарствах АПК виходить з ладу 15-20 відсотків електродвигунів від наявного парку, а також значна кількість пускозахисної апаратури та засобів автоматизації. Основні причини виходу з ладу – незадовільне технічне обслуговування, недосконалість захисту від аварійних режимів, низька якість поточного і капітального ремонту тощо.

Витрати на технічну експлуатацію за строк нормативної окупності в чотири-шість разів перевищують вартість нового електрообладнання. Все це знижує випуск продукції агропромислового комплексу і підвищує її собівартість.

Поліпшення експлуатації електрообладнання є одним з головних завдань на сучасному етапі електрифікації сільського господарства. Тому серед заходів, що забезпечують зниження інтенсивності відказів електрообладнання, важливе значення надається захисту електроустановок при аварійних режимах, впровадженню найбільш перспективної системи технічного обслуговування і ремонту енергообладнання та засобів автоматизації, організації служб електротехнічного сервісу, раціональному використанню електричної і теплової енергії, зменшенню її втрат.

Стосовно енергоустановок системи АПК експлуатація включає в себе не тільки питання використання їх за призначенням, обслуговування і ремонт, але й інші питання, вирішення яких забезпечує нормальне функціонування електро- і теплоустановок всього господарства в цілому.

Підручник з курсу “Експлуатація енергообладнання і засобів автоматизації в системі АПК” призначений в основному для студентів

навчальних закладів I-II рівнів акредитації за спеціальністю 5.09190201 "Електрифікація і автоматизація сільського господарства". Він може служити навчальним посібником під час підготовки спеціалістів III-IV рівнів акредитації за спеціальністю 8.091901 "Експлуатація енергетичного обладнання і засобів автоматизації".

Під час написання підручника було враховано такі фактори:

- призначення, принцип роботи і конструктивні особливості енергообладнання та засобів автоматизації докладно вивчаються у спеціальних дисциплінах навчального плану, що дозволило уникнути непотрібного дублювання;

- різноманітність енергообладнання, установленого в різний час, яке все ще продовжує функціонувати;

- з метою підвищення практичної значущості в кінці основних розділів пропонуються необхідні заходи безпеки при обслуговуванні та ремонті енергообладнання;

- для самоконтролю під час вивчення програмного матеріалу наведено контрольні питання.

За суттю пропонується посібник є другим виданням з даної дисципліни. Перше видання (Урожай, 1996 р.) вийшло під заголовком "Експлуатація і ремонт електрообладнання і засобів автоматизації". У ньому введено нові розділи: "Експлуатація котлів і котельно-допоміжного обладнання"; "Організація раціональної експлуатації електрообладнання"; сформульовано поняття експлуатаційної надійності, переглянуто інші розділи.

Все це певною мірою повинно сприяти підвищенню якості підготовки енергетиків для всієї системи АПК.

1. ОРГАНІЗАЦІЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕНЕРГООБЛАДНАННЯ І ЗАСОБІВ АВТОМАТИЗАЦІЇ

1.1. Характеристика електрообладнання, особливості його використання

Структура організації сільськогосподарського виробництва, необхідність обробітку великих площ і невисока густина населення зумовлюють і порівняно малу густоту електричних та теплових навантажень. Окрім того, через різні економічні та природні зональні умови потрібен диференційований підхід до застосування як електричної, так і теплової енергії у виробничих процесах.

Особливу увагу слід звернути на електрифікацію сільського господарства. Для забезпечення сільськогосподарських споживачів електроенергією треба передавати порівняно невеликі потужності на великі відстані. Сучасна сільська електрифікація – це самостійна галузь народного господарства країни, у підтриманні життєдіяльності якої беруть участь Міністерство палива і енергетики України; Міністерство аграрної політики і ряд інших міністерств та відомств країни. Так, Український науково-дослідний, проектно-дослідний і конструкторсько-технологічний інститут "Укрсільенергопроект" розробляє нормативну, проектну і елітну документацію, проводить дослідницьку роботу з визначення оптимальних варіантів електропостачання. Головне управління по підрядних роботах через свої підрозділи – трести "Сільелектромережбуд" і механізовані колони (ПМК) – організовує будівництво та монтаж електричних мереж і підстанцій.

Обслуговуванням і ремонтом установок сільського електропостачання займаються електричні мережі (ЕМ) та їх районні підрозділи (РЕМ). Енергонагляд як складова частина ЕМ несе відповідальність за організацію абонентської служби, безперебійну реалізацію електроенергії сільськогосподарським споживачам, укладення договорів на відпуск, правильність витрат і оплат, за випробування, аналізи і перевірку приладів обліку електроенергії.

Спеціалізовані пусконаладжувальні підрозділи займаються пуском і налагодженням змонтованого енергообладнання в господарствах АПК. Районні виробничо-експлуатаційні підприємства на підставі договорів виконують випробування, дрібномонтажні і ремонтні роботи в господарствах, перевіряють захисні засоби, контролюють дотримання графіків технічного обслуговування, працездатність електрообладнання і електроустановок.

Все електрообладнання, яке знаходиться на балансі господарств і підприємств системи АПК, обслуговує енерготехнічна служба (ЕТС), а також, за заявками господарств, "Агропроменерго".

Поряд із зростанням загальної потужності електрообладнання відбуваються його суттєві якісні зміни. У сільське господарство надходять більш надійні електротехнічні вироби. Багато видів електричного обладнання випускається з урахуванням особливостей умов сільськогосподарського виробництва.

З усієї сукупності електрообладнання, встановленого в господарствах України, найбільша його частина використовується у виробничій сфері. За потужністю вона становить 70...80 відсотків, а за споживаною електроенергією – близько 80 відсотків і залежить від організації

підприємства. Наприклад, у господарствах м'ясо-молочного напрямку частка електродвигунів, застосовуваних у тваринництві, становить 50 відсотків, у рослинництві – 25 відсотків, в підсобних підприємствах – 25 відсотків. Частка трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ за галузями відповідно дорівнює 45, 35, 20 відсотків.

Парк електродвигунів за типами і серіями в господарствах АПК достатньо різноманітний. Так, двигунів захищеного виконання А, А2 приблизно десять відсотків, закритого – АО, АО2, 4А, АІР – 80 відсотків, сільсько-господарського виконання – десять відсотків. Середня одинична потужність у ряді областей України становить приблизно 6,0 кВт. У ряді господарств застосовується електрообладнання загальнопромислового призначення, ефективність використання якого залежить від того, наскільки умови експлуатації відповідають вихідним даним, які прийняті при його розробці.

Останнім часом відбувається широке впровадження електронагрівальних установок (ЕНУ) для теплофікації виробничих процесів: підготовки кормів, обробки продукції, напування тварин, підтримання мікроклімату. На них припадає четверта частина всієї потужності електроприймачів. Широкого розповсюдження набули електрокалорифери – 50 відсотків, електроводонагрівачі – 18, електроплитки – 14, електродвигуни – п'ять відсотків, інші ЕНУ – 13 відсотків потужності.

Застосування традиційних ЕНУ значно підвищує максимум графіка навантажень, а отже потребує реконструкції системи електропостачання. Перспективним напрямом є використання акумулюючих електронагрівальних установок (АЕНУ). Вони дозволяють використовувати електроенергію в періоди провалів графіка навантажень і суттєво розширити електрифікацію теплових процесів на базі установлених трансформаторних підстанцій.

Таким чином, у повній сукупності електрообладнання, застосованого в сільському господарстві, основними серед електроприймачів є електроприводи і електронагрівальні установки, а в системі електропостачання – трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ і повітряні лінії 10 і 0,38 кВ.

Підвищення ефективності використання електрообладнання в АПК прогресивно впливає на культурно-побутовий рівень сільського населення.

Дослідження показали, що час фактичної роботи електрообладнання агропромислового комплексу залежить від добової і річної циклічності технологічних процесів виробництва. Наприклад, у господарствах зерно-м'ясо-молочного напрямку 30 відсотків електродвигунів використовуються

менше ніж 500 годин на рік, 50 відсотків – 1000 годин на рік. У тваринницькій галузі середньорічний час використання – 600 год, у рослинництві – близько 700 і тільки на окремих процесах у підсобних підприємствах цей показник становить 1300 годин на рік, наближаючись до проектного (1300-1500 годин на рік). Середнє завантаження електродвигунів у тваринництві не перевищує 65 відсотків від номінального, у рослинництві – 60 і в підсобних підприємствах досягає 80 відсотків.

Умови, в яких експлуатується електрообладнання, характеризуються великим діапазоном зміни температури, вологості, запиленості тощо. У цілому в господарствах тваринницького напрямку 25 відсотків електродвигунів знаходяться в сухих або вологих приміщеннях, 55 – у вологих, особливо вологих приміщеннях і на відкритому повітрі. Інша частина – 20 відсотків працюють у хімічно агресивному середовищі, що містить аміак, при вологості, близькій до 100 відсотків. Графіки навантажень сільських електроприймачів характеризуються різкими перепадами потужності, споживаної від трансформаторів: короточасні максимуми (2-4 години на добу) чергуються з тривалими провалами (8...12 годин на добу). У результаті середнє заповнення підстанцій 10/0,4 кВ становить не більш ніж 43 відсотки, а коефіцієнт завантаження добового графіка навантажень – 0,2-0,3. Кількість годин використання установленної потужності трансформаторів перебуває на рівні 1000 годин на рік, тоді як під час їх проектування береться 3000-4000 годин на рік.

На використання електрообладнання певним чином впливають особливості електропостачання сільського господарства. Вони зумовлені великою протяжністю ліній електропередачі і 2-5-кратною трансформацією енергії на шляху до електроприймачів. Ці фактори створюють високу імовірність перерв електропостачання і зниження якості електричної енергії.

Мала еластичність сільських мереж призводить до значних відхилів напруги на затискачах електроприймачів. Як правило, у години найбільших навантажень напруга знижується на 5-12 відсотків, а в нічні години підвищується на 7-18 відсотків. Часто відхилення несиметричні по фазах. Все це скорочує строк служби ламп розжарювання, нагрівальних установок та ізоляції електродвигунів.

Повітряні лінії електропередачі великої протяжності зумовлюють аварійні режими – обриви фаз, замикання. Разом з тим через велику протяжність ліній струми аварійних режимів недостатні для спрацьовування максимальних захистів, і аварійна ситуація вчасно не

ліквідується за рахунок вимикання пошкодженої ділянки, а розвивається далі і спричиняє відказ ряду елементів мережі.

Таким чином, використання електрообладнання в сільському господарстві має свої специфічні особливості, залежить від технології виробництва, електропостачання, технічного рівня експлуатації та інших факторів.

Встановлене електрообладнання має великий резерв інтенсифікації використання. Для його реалізації необхідно глибоко вивчити закономірності процесів використання і обґрунтувати шляхи підвищення ефективності сільської електрифікації.

1.2. Основні поняття і визначення експлуатації

Серед завдань сільської електрифікації на даному етапі важливу роль має експлуатація електрообладнання, установленого в господарствах агропромислового комплексу.

Експлуатація електрообладнання – це сукупність усіх фаз його існування з моменту виготовлення: транспортування до місця установлення; монтаж і підготовка до пуску; робота за призначенням, технічне обслуговування, зберігання в періоди простою, капітальний ремонт, модернізація. Закінчення експлуатації визначається граничним станом виробу, коли виникають неусувні відхилення параметрів від установлених меж або неусувні зниження ефективності експлуатації.

З народногосподарських позицій експлуатація полягає в реалізації споживчих властивостей електрообладнання. При цьому виділяють два види експлуатації: виробничу і технічну.

Виробнича експлуатація – це процес використання електрообладнання за своїм призначенням, у результаті якого електрична енергія перетворюється в інші види. У цьому процесі бере участь не тільки електротехнічний персонал, але й персонал, що обслуговує технічні об'єкти (у кормоцеху – оператор, на насосній станції – черговий тощо).

Результатом процесу використання служить перетворена і передана сільськогосподарському технологічному об'єкту енергія.

Технічна експлуатація – це процес забезпечення і підтримання потрібного стану електрообладнання, який полягає у відновленні його властивостей, котрі втрачаються під час використання або зберігання. Технічну експлуатацію здійснюють спеціалісти електротехнічної служби або агропромислового об'єднання.

На тривалу і надійну роботу електрообладнання суттєвий вплив чинять умови експлуатації.

Умови експлуатації – це сукупність всіх зовнішніх факторів, від яких залежить ефективність експлуатації електрообладнання. До них слід віднести умови використання, навколишнього середовища, електропостачання і обслуговування.

Умови використання залежать від особливостей технічного об'єкта. Їх визначають режимом роботи, характером і рівнем навантаження, зайнятості протягом доби, місяця і року, а також відповідальністю об'єкта, яка характеризується розміром технологічного збитку, що виникає під час відказу електрообладнання.

Умови навколишнього середовища характеризують дестабілізуючі впливи на електрообладнання в періоди роботи і простою. Виділяють кліматичні умови, місце розташування, загазованість, вологість, рівень вібрації та інші впливи, які спричиняють погіршення властивостей електрообладнання.

Умови електропостачання оцінюють вплив джерела електроенергії на надійність і процеси роботи електрообладнання. Вони характеризуються якістю напруги в сталому і пусковому режимі, втратами енергії в процесі її передачі та розподілу, а також питомими витратами на електроенергію.

Умови обслуговування дають відомості про якість технічного обслуговування, поточного і капітального ремонту, оперативність усунення відказів і витрати ресурсів на всі експлуатаційні роботи.

1.3. Система планово-попереджувальних ремонтів і технічного обслуговування енергоустановок

Основні положення. Під системою планово-попереджувальних ремонтів (ППРЭСх) розуміють весь комплекс організаційно-технічних заходів з догляду, нагляду і ремонту енергообладнання, спрямованих на забезпечення його безаварійної і економічної роботи.

У цей комплекс входять: міжремонтне обслуговування; профілактичні випробування, установлювані графіком; модернізація; ремонт.

Система планово-попереджувальних ремонтів (ППРЭСх) передбачає класифікацію електрообладнання з точки зору виконання ремонтних робіт і робіт з обслуговування. Класифікація за видами електрообладнання передбачає:

- розробку типових обсягів ремонтних робіт для кожного виду електрообладнання, структури ремонтного циклу і тривалості міжремонтних періодів; норм простою обладнання в ремонті, норм знижуваних запасів обладнання і запасних частин, норм витрат матеріалів

на експлуатаційні потреби, норм витрат купованих запасних частин на ремонт електрообладнання;

- визначення трудомісткості ремонтних робіт з усіх видів електрообладнання;

- планування, підготовку і організацію виробництва ремонтних робіт;

- забезпечення матеріалами, запасними частинами і організацію їх зберігання;

- розробку системи оплати праці робітників енергетичної служби;

- створення виробничої бази, необхідної для проведення робіт.

Таким чином, система планово-попереджувальних ремонтів є основою не тільки для організації обслуговування і ремонтів електрообладнання, але й для розрахунку необхідних при цьому людських і матеріальних ресурсів.

Відповідно до ГОСТ 18322-78 та ДСТУ в процесі експлуатації виробів повинні передбачатись два види профілактичних заходів: технічне обслуговування і ремонт. Інститут ВНИИВИД запропонував ввести в систему ППРЭсх діагностування.

Технічне обслуговування (ТО) включає в себе комплекс операцій з підтримання працездатності або справності виробу під час використання за призначенням, зберігання і транспортування.

Існує декілька видів технічного обслуговування: **регламентоване, з періодичним контролем і з безперервним контролем.**

Системою ППРЭсх передбачається технічне обслуговування з **періодичним контролем**, під час якого контроль технічного стану електрообладнання виконується з установленою в ній періодичністю і обсягами.

Технічне обслуговування виконує персонал енерготехнічної служби (ЕТС) господарства. [У його обсяг входять операції з перевірки якості заземлення, ступеня нагріву (корпуса, контактних кілець, підшипників), центрування приводу, перевірки на ненормальні шуми. При необхідності регулюють електрообладнання і його пусказахисну апаратуру, вимірювальні прилади, виявляють і усувають дрібні несправності.

Цією ж системою передбачаються два види ремонту енергообладнання: **поточний і капітальний.**

Поточний ремонт (ПР) виконують для забезпечення або відновлення працездатності виробу включно із заміною або відновленням окремих його частин. Його можна провести на місці установки енергообладнання або на пункті технічного обслуговування (у ремонтній майстерні). Це основний вид профілактичного ремонту, завдяки якому забезпечують довговічність і безвідказність енергообладнання і засобів автоматизації, підтримують їх у

працездатному стані до наступного планового ремонту. Під час ПР обладнання очищують від пилу і бруду, перевіряють, замінюють частини, які швидко зношуються, і налагоджують їх. В обсяг ПР електричних машин входять операції ТО, демонтаж, транспортування, дефектація, розбирання обладнання і його ремонт (крім ремонту базових складальних одиниць, наприклад, обмоток, активної сталі тощо).

Капітальний ремонт (КР) виконують для відновлення справності і повного або близького до повного відновлення справності виробу із заміною або відновленням будь-яких його частин, включно з базовими.

У ремонтній практиці можливі такі КР:

- без внесення в конструкцію енергообладнання суттєвих змін;
- з модернізацією, яка передбачає проведення додаткових робіт із зміни конструкції для поліпшення експлуатаційних якостей енергообладнання. Їх проводять у спеціалізованих електроремонтних майстернях, цехах або заводах.

Система технічного обслуговування і ремонту характеризується циклом технічного обслуговування і ремонтним циклом, а також трудомісткістю і вартістю ТО та ремонту.

Цикл технічного обслуговування – це найменший повторний інтервал часу або напрацювання виробу, протягом якого виконуються в певній послідовності відповідно до вимог нормативно-технічної документації всі установлені види ТО.

Ремонтний цикл – це найменший повторний інтервал часу або напрацювання виробу, протягом якого виконуються в певній послідовності відповідно до вимог нормативно-технічної документації всі установлені види ремонту.

Періодичність ТО (ремонт) – це інтервал часу або напрацювання між даним видом ТО (ремонт) і наступним таким же видом або іншим більшої складності.

У системі ППРЭсх наведено періодичності технічних обслуговувань і поточних ремонтів енергообладнання, при яких виконання повного обсягу робіт з обслуговування або ремонту, передбачених нинішньою технічною документацією, найбільш імовірно.

Трудомісткість технічного обслуговування або ремонту визначається трудовими затратами на проведення одного технічного обслуговування або ремонту даного виду. Сумарна трудомісткість на проведення технічних обслуговувань або ремонтів за певний період експлуатації протягом року визначається трудовими затратами на проведення усіх ТО і ремонтів.

Річна трудомісткість робіт з ТО і ремонту енергообладнання визначає чисельність і структуру інженерно-технічних робітників ЕТС господарства. З цією метою використовуються умовні одиниці, які є відношенням усереднених річних трудомісткостей ТО і ремонту різних видів енергообладнання до річної трудомісткості ТО і ремонту базової енергоустановки, прийнятої за еталон.

1.4. Організація інженерної служби з експлуатації енергообладнання і засобів автоматизації

Загальні положення. Експлуатація енергообладнання в господарствах АПК, на птахофабриках, тваринницьких комплексах, теплично-парникових комбінатах та інших сільськогосподарських виробничих підприємствах здійснюється енергетичною службою підприємства за участю виробничо-експлуатаційних енергетичних підприємств "Агропроменерго".

Основу внутрішньогосподарської енергетичної служби становить електротехнічна служба і служба теплофікації.

При наявності певних обсягів робіт додатково створюються служби обслуговування холодильного обладнання і засобів диспетчерського зв'язку, контрольно-вимірювальних приладів і автоматики (КВПіА); служба газифікації, бригада обслуговування енергетичного обладнання комунально-побутових об'єктів (рис. 1.1).

На кожному підприємстві за наказом адміністрації з числа спеціально підготовленого інженерно-технічного персоналу повинна бути призначена особа, яка відповідає за загальний стан експлуатації всього енергогосподарства підприємства і забезпечення електробезпеки. Ця вимога є обов'язковою і в тому випадку, коли відповідно до діючих штатних нормативів на підприємстві відсутня інженерно-технічна посада енерготехнічного профілю. У цьому випадку адміністрація підприємств зобов'язана забезпечити обслуговування енергоустановок шляхом передачі їх експлуатації за договором спеціалізованої організації (наприклад, Агропроменерго) або утримувати відповідний за кваліфікацією обслуговуючий персонал на дільових засадах з іншими дрібними підприємствами (організаціями). У фермерському господарстві відповідальною особою за стан енергогосподарства може бути фермер (ПТЕ п. 1.2.5).

Особа, відповідальна за енергогосподарство, відповідає за правильний добір енерготехнічного персоналу для експлуатації енергоустановок. Цей персонал також несе відповідальність за правильну і безпечну експлуатацію енергоустановок відповідно до своїх посадових інструкцій.

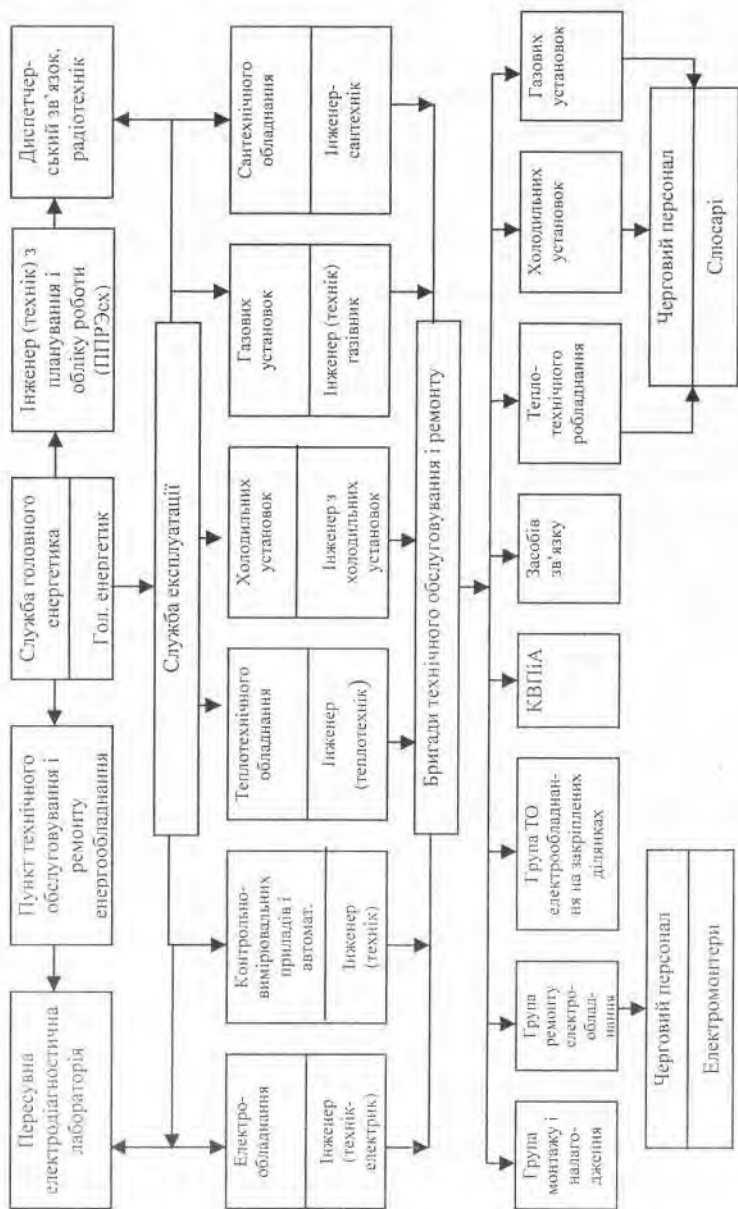


Рис. 1.1. Структура енергослужби господарств і підприємств системи АПК (зразок)

Роль і завдання ЕТС господарства. Основною ланкою інженерної служби з експлуатації енергетичного обладнання в сільському господарстві є служба головного енергетика господарства, яка включає в себе інженерно-технічних працівників, штат електромонтерів та інших робітників і відповідну виробничу базу (стаціонарні і пересувні засоби для виконання всього обсягу експлуатаційних робіт).

Енерготехнічна служба господарства займає самостійне і винятково відомідалне місце в господарстві, хоча вона й відноситься до допоміжних служб, але безпосередньо впливає на виконання виробничих завдань усіма галузями.

Значення енергетичної служби в нинішній час зростає у зв'язку з організаційною перебудовою структури АПК. При цьому виникла необхідність перегляду існуючих функціональних структур з обслуговування і ремонту енергетичного обладнання, установленого в господарствах і підприємствах системи АПК. Перевагу слід віддавати районному підприємству з обслуговування енергообладнання, яке в змозі вирішити питання енергетичного сервісу незалежно від структури і форми власності: фермерських господарств, акціонерних товариств, підприємств з переробки сільськогосподарської продукції тощо. Проте в будь-якому випадку необхідно враховувати своєрідність умов сільського господарства:

- об'єкти експлуатації розподілені на великій території;
- транспортні зв'язки всередині господарства, а також з районним і обласним центром специфічні і часом ускладнені;
- енергообладнання використовується неритмічно;
- штати не укомплектовані енерготехнічним персоналом.

Ці особливості варіюються в широкому діапазоні, тому не можна вказати єдиний варіант енерготехнічної служби, однаковою мірою ефективної для будь-якого господарства.

У завдання ЕТС також входить підвищення ефективності сільськогосподарського виробництва і культурно-побутового рівня населення. Ця мета досягається за рахунок успішної діяльності в таких напрямках:

- підготовка і підвищення кваліфікації енерготехнічного персоналу;
- ефективне використання обладнання;
- своєчасна підготовка обладнання до використання;
- виконання дрібномонтажних робіт, пов'язаних з модернізацією енергоустановок і підвищенням рівня електрифікації.

У кожному напрямі виділяються організаційні, технічні і економічні завдання.

Служби розподілені на групи технічного обслуговування і ремонту.

Група технічного обслуговування проводить планове технічне обслуговування енергообладнання в місцях його установлення. Персонал групи розділено на окремі бригади, які закріплені за певною ділянкою обслуговування. Ділянкою обслуговування можуть бути відділення, населені пункти або тваринницька ферма господарства.

В обсяг робіт бригади входить проведення технічного обслуговування енергообладнання відповідно до графіка; усунення дефектів, виявлених під час його обслуговування; облік споживання електроенергії, газу тощо, а також вимикань і перебоїв в енергопостачанні.

Бригадами керують старші з персоналу бригади, які мають найбільш високий розряд і групи допуску з техніки безпеки. В обов'язки бригадира, крім основної роботи, входить контроль за роботою бригади, витрачанням матеріалів і запасних частин, забезпечення персоналу бригади потрібними інструментами, приладами, пристроями, контроль за станом захисних засобів і дотриманням правил з техніки безпеки, ведення технічної документації тощо.

Група ремонту повинна виконувати роботи з поточного ремонту енергообладнання як у місцях його установлення, так і на пунктах технічного обслуговування (ПТО); налагодження, випробування і його консервацію, комплектування і відправлення його на підприємства. Персонал групи розділяється на дві бригади: з поточного ремонту енергообладнання на пункті; з поточного ремонту, налагодження і випробування енергообладнання в місцях його установлення.

В обсяг робіт бригади з ремонту енергообладнання в місцях його установлення входить:

- проведення поточного ремонту;
- демонтаж обладнання, що підлягає поточному ремонту в стаціонарних умовах, доставлення його на ПТО енергообладнання і назад;
- установлення на робоче місце, налагодження і перевірка працездатності обладнання, яке пройшло поточний ремонт на ПТО енергообладнання;
- комплектування енергообладнання для відправлення його на спеціалізоване підприємство для капітального ремонту.

Кількість персоналу в групі технічного обслуговування і ремонту визначається за затратами праці на виконання цих робіт.

В окремих випадках, при наявності достатнього обсягу робіт з обслуговування і ремонту КВП і автоматики, у складі енергетичної

служби поряд з групами технічного обслуговування і ремонту може бути створена окрема група обслуговування і ремонту КВП і автоматики.

В обов'язки чергової (оперативної) групи входить:

- проведення необхідних вимикань і перемикань в енергоустановках господарства;
- усунення дрібних несправностей, що виникають у процесі експлуатації енергообладнання, з проведенням необхідних перевірок, регулювань і настроювань;
- контроль за виконанням робітниками правил експлуатації енергообладнання.

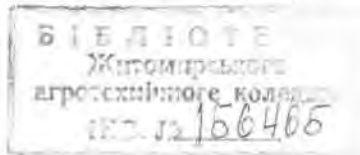
Територіально ця група розташовується на ПТО енергообладнання. При відсутності викликів персонал цієї групи бере участь у ремонті енергообладнання на пункті технічного обслуговування.

Черговою групою керує старший з персоналу з найбільш високим розрядом і групою допуску з техніки безпеки. В обов'язки керівника групи, крім основної роботи, входить контроль за роботою групи, прийняття заявок з об'єктів господарства на обслуговування і розподіл персоналу групи згідно з отриманими заявками, забезпечення персоналу групи потрібними інструментами, приладами, пристосуваннями, матеріалами і запасними частинами, контроль за станом захисних засобів і дотриманням персоналом групи правил з техніки безпеки, ведення технічної документації.

Для перевезення персоналу, енергообладнання і різних матеріалів господарство, за заявкою керівника служби, зобов'язане виділити транспортні засоби (трактори, автомобілі).

Передача окремих видів робіт сторонній організації оформлюється договором. Обсяг переданих робіт повинен бути виключений з плану внутрішньогосподарської енергетичної служби. При цьому слід враховувати, що обсяг робіт, виражений в умовних одиницях, не включає капітальні ремонти.

Розрахунок річного обсягу робіт ЕТС. Енергосподарства підприємств АПК, як було зазначено раніше, представлені великою кількістю різноманітного обладнання, електроустановок і споруд (лінії електропередачі, трансформаторні підстанції, електродвигуни, пускозахисна апаратура, апаратура керування, капітальне будівництво, силові та освітлювальні проводки тощо). Для визначення обсягу робіт в енергосподарстві необхідно все обладнання і енергоустановки звести до одного показника – умовної одиниці енергообладнання (УОЕ).



За одну УОЕ прийнято усереднені річні затрати на технічну експлуатацію комплексу електрообладнання електроприводу з двигуном потужністю 10 кВт, який має прилади автоматичного керування.

Система умовних одиниць призначена для визначення трудомісткості робіт, які виконуються енерготехнічною службою в господарствах та інших підприємствах АПК з планового і оперативного обслуговування всіх видів енергообладнання, дрібномонтажних робіт і монтажу нових установок, що виконуються господарським засобом. За умовну одиницю обслуговування обладнання прийнято затрати праці, які дорівнюють 18,6 людино-годин. При цьому норма навантаження на одного електромонтера в рік встановлена 100 УОЕ.

Коефіцієнти переведення електротехнічного і енерготехнічного обладнання в УОЕ наведено в збільшених нормативах трудомісткості технічного обслуговування та ремонту і подано в додатку [А].

Система умовних одиниць розроблена з урахуванням нормативів трудомісткості робіт і періодичності їх виконання відповідно до системи ППРЭСх. У нормативах включено час, який затрачено електромонтерами на переїзди, пов'язані із розосередженістю виробничих об'єктів по території господарства і затратами праці на виконання оперативних (позапланових) робіт. Враховано умови навколишнього середовища, в якому експлуатується енергообладнання, кількість годин роботи струмоприймачів протягом доби і сезонність їх використання, а також дрібномонтажні роботи. Нормативи розраховані для енергоспоживачів, що значно спрощує підрахунок умовних одиниць по господарству, зокрема, умовні одиниці електроприводу включають електродвигун, електропроводку, апаратуру управління, контролю і захисту, а також живильну частину магістральної проводки і розподільних щитів. Під час використання електрообладнання протягом року менше ніж чотири місяці застосовується поправочний коефіцієнт 0,7. Для електроприводу вказана у зведеній таблиці кількість умовних одиниць наведена для випадків роботи електродвигунів протягом шести-десяти годин на добу. Під час використання двигунів менше ніж шість годин умовні одиниці множать на коефіцієнт 0,85, а більше ніж десять годин роботи – на 1,2.

Обсяг робіт енерготехнічної служби визначають шляхом перерахунку фізичного числа одиниць електротехнічного і теплотехнічного обладнання, встановленого в господарстві, в умовні за допомогою нормативних коефіцієнтів. Фізичне число одиниць обчислюють за паспортними даними, журналом або картами обліку енергообладнання. Сумарна кількість УОЕ необхідна для визначення

форми організації обслуговування і кількості обслуговуючого персоналу з думки головного енергетика.

5 Визначення штатної чисельності ЕТС. Вихідними даними для планування потрібної кількості робітників є річний графік ППРЭсх, річний обсяг робіт $Q_{\text{воЕ}}$ і нормативи трудомісткості $\sum T_p$.

Затрати праці на обслуговування і ремонт енерготехнічного обладнання визначають за річним числом умовних технічних обслуговувань, поточних ремонтів, затрат на монтаж і налагодження енергообладнання, що виконується енергетичною службою.

Сумарні річні трудозатрати $\sum T_p$ на технічну експлуатацію енергоустановок у господарстві АПК можуть бути визначені як

$$\sum T_p = T_{\text{ТО}} + T_{\text{ПР}} + T_M + T_H + T_{\text{ОЧ}}, \quad (1.1)$$

де $T_{\text{ТО}}$ – річні затрати на технічне обслуговування енергоустановок,

люд.- год;

$T_{\text{ПР}}$ – річні трудозатрати на поточний ремонт енергоустановок,

люд.- год;

T_M – річні затрати на монтаж енергоустановок, люд.- год;

T_H – річні затрати праці на налагодження енергоустановок,

люд.- год;

$T_{\text{ОЧ}}$ – річні затрати праці на оперативне чергування, люд.- год.

У свою чергу, подані вище види трудозатрат розшифровуються:

$$\sum T_{\text{ТО}} = \sum_{i=1}^m T_i n_i T O_i, \quad (1.2)$$

де T_i – трудозатрати на одне технічне обслуговування

енергоустановки даного виду, люд.- год;

n_i – число енергоустановок даного виду;

$T O_i$ – кількість технічних обслуговувань за рік;

m – кількість видів енергоустановок.

Затрати на поточний ремонт енергоустановок:

$$\sum T_{\text{ПР}} = \sum_{j=1}^m T_j n_j П P_j, \quad (1.3)$$

де T_j – трудозатрати на один поточний ремонт даного виду

енергоустановок, люд.- год;

n_j – кількість енергоустановок даного виду;

PP_j – кількість поточних ремонтів за рік;

m – кількість видів енергоустановок.

Затрати на монтаж енергоустановок:

$$\sum T_M = \sum_{k=1}^n T_k n_k, \quad (1.4)$$

де T_k – трудозатрати на монтаж однієї установки даного виду, люд.-год;

n_k – кількість енергоустановок даного виду, що підлягають монтажу;

p – кількість запланованих видів монтажу енергоустановок.

Затрати на налагодження енергоустановок:

$$\sum T_H = \sum_{d=1}^c T_d n_d, \quad (1.5)$$

де T_d – трудозатрати на налагодження енергоустановки даного виду, люд.-год;

n_d – кількість енергоустановок даного виду, що підлягають налагодженню;

c – кількість запланованих до налагодження видів енергоустановок.

Річні трудозатрати на оперативне чергування:

$$T_{OЧ} = k_o (T_{ТО} + T_{ПР}), \quad (1.6)$$

де $k_o = 0,15$ – коефіцієнт часткової долі затрат праці на оперативне (чергове) обслуговування в планових затратах праці на технічне обслуговування і поточні ремонти енергообладнання.

Річні затрати праці на технічне обслуговування і ремонт енергообладнання в людино-годинах можна визначити за спрощеним варіантом

$$\sum T_P = Q_{VOE} t, \quad (1.7)$$

де Q_{VOE} – річний обсяг робіт в умовних одиницях;

t – затрати праці однієї УОЕ, береться 18,6 люд.-год; розподіл цих затрат за видами робіт, з урахуванням практичних даних орієнтовно можна взяти: технічне обслуговування – 38 відсотків; поточний ремонт – 46 відсотків і оперативне обслуговування – 16 відсотків від сумарних річних затрат $\sum T_P$.

$$N_x = \frac{Q_{\text{УОЕ}}}{100} \quad (1.8)$$

Найбільш повний розрахунок кількості електромонтерів роблять за річними затратами праці на технічне обслуговування, поточний ремонт, виконання монтажних і налагоджувальних робіт, чергове (оперативне) обслуговування:

$$N_x = \frac{\sum_{i=1}^n T_{pi} k_i}{\Phi} \quad (1.9)$$

де $\sum_{i=1}^n T_{pi}$ – річні затрати праці на i -ті види робіт ($T_{\text{ТО}}$; $T_{\text{ПР}}$; $T_{\text{ОЧ}}$;

$T_{\text{М}}$; $T_{\text{Н}}$);

k_i – коефіцієнт віддаленості енергообладнання від пункту технічного обслуговування або ремонту ($k_i=1,08; 1,17; 1,25$ відповідно при $l=5; 10; 15$ км);

Φ – дійсний фонд робочого часу одного електромонтера, год.

Річний фонд робочого часу електромонтера визначають за довідником нормувальника (1830-1860 год) або розраховують за формулою

$$\Phi = (d_k - d_b - d_c - d_o) t \eta - \Delta t d_{\text{не}} \quad (1.10)$$

де $d_k, d_b, d_c, d_o, d_{\text{не}}$ – відповідно кількість календарних, вихідних, святкових, відпускних і передсвяткових днів на рік;

$t=6,8$ або $8,2$ – тривалість зміни, год;

Δt – скорочення передсвяткового дня, год;

$\eta=0,93\dots 0,96$ – коефіцієнт використання робочого часу, який враховує поважні причини.

Кількість електромонтерів у черговій (оперативній) групі:

$$N_{\text{ОЧ}} = \frac{(T_{\text{ТО}} + T_{\text{ПР}}) k_d}{\Phi} \quad (1.11)$$

де $T_{\text{ТО}}, T_{\text{ПР}}$ – затрати праці на виконання планових технічних обслуговувань, поточних ремонтів електрообладнання, люд.- год;

$k_d=0,15$ – коефіцієнт часової участі затрат праці на чергове

(оперативне) обслуговування в планових затратах на ТО і ПР.

Число інженерно-технічних працівників ЕТС визначають за типовими нормативами, передбаченими системою ППРЭсх. У господарствах, де споживання електроенергії вище 1,5 млн. кВт·год/рік, а

бсяг робіт більше ніж 1500 УОЕ, запланована посада головного інженера-енергетика; понад 1 млн. кВт·год/рік і 1001-1500 УОЕ – старшого (на правах головного) інженера-енергетика; при споживанні електроенергії менше 1 млн. кВт·год/рік і обсягах робіт 501-1000 УОЕ – старшого інженера електрика; 251-500 УОЕ – інженера-електрика; 101-250 УОЕ – старшого техника-електрика; менше ніж 100 УОЕ – старшого електромонтера.

При обслуговуванні електроустановок у господарстві на кожні 650 УОЕ у штатах ЕТС додатково вводять посаду техника-електрика, а понад 1100 УОЕ – інженера-електрика.

У господарствах, у яких ЕТС відповідає за експлуатацію теплових, холодильних і газових установок, а також засобів зв'язку і автоматики, додатково визначають обсяг робіт з обслуговування і ремонту названих установок, який береться в УОЕ.

Права і обов'язки керівника ЕТС. Керівник енерготехнічної служби господарства (ЕТС) або експлуатаційної дільниці вважається головним спеціалістом. З інженерно-технічних питань він підпорядкований районному підприємству "Агропроменерго", а з адміністративних і господарських питань – керівнику господарства, фірми або підприємства.

Головний (старший) інженер-енергетик як особа, відповідальна за енергогосподарство, організовує і забезпечує експлуатацію, технічне обслуговування і ремонт електромереж, електрообладнання, внутрішніх електропроводок, трас газифікації і теплотрас, теплоенергетичного обладнання, а також теплофікацію, газифікацію і електрифікацію господарства; організовує і забезпечує постійний контроль за дотриманням правил з охорони праці і техніки безпеки, зберіганням матеріально-технічних засобів і раціональним використанням теплотехнічних ресурсів на стаціонарних установках сільськогосподарського виробництва.

Головному (старшому) інженеру-енергетику підпорядковані: інженер-електрик (старший технік), старший інженер-теплотехнік, старший інженер з холодильного обладнання, робітники служби газифікації, радіотехнік, ремонтно-обслуговуючий персонал ЕТС тощо. Тому вказівки головного (старшого) інженера-енергетика, у рамках його повноважень, обов'язкові для виконання всіма підлеглими працівниками.

1.5. Технічне оснащення ЕТС

Вчасне і якісне виконання робіт з ТО і ПР електричного, еплотехнічного і холодильного обладнання, а також засобів втоматизації, установлених безпосередньо в господарствах АПК, здійснюється на базах або пунктах технічного обслуговування і ремонту БТО або ПТОРЕ).

Ремонтно-обслуговуюча база ЕТС – це комплекс стаціонарних і ересувних технічних засобів, які дозволяють спеціалістам-енергетикам ідтримувати потрібну експлуатаційну надійність обладнання.

Основними стаціонарними засобами для виконання ТО і ПР лектричного, теплотехнічного і холодильного обладнання безпосередньо господарствах та підприємствах АПК вважається пункт технічного бслуговування і ремонту енергообладнання (ПТОРЕ).

У табл. С1 і на рисунках С1а та С1б додатка С наведено основні арактеристики розроблених і рекомендованих до застосування ПТОРЕ, а яких виконується до 60 відсотків обсягу ремонту енергообладнання, а аож підготовка енергоустановок до монтажу.

Компонування ПТОРЕ залежить від конкретних умов і прийнятої ехнології виробництва. Для обслуговування електрообладнання на ідалених об'єктах і оперативного усунення його відказів на базі овинні бути стаціонарні і автопересувні засоби: лінійна машина ЛМ-1, втопересувні майстерні МПР-1 і ММТОЖ-53, пересувні лабораторії РНЛег і ЕТЛ-10-02 тощо.

Перелік основного обладнання, встановленого в пересувних айстернях і лабораторіях, подано в табл. 1.2.

Таблиця 1.1

Характеристика пунктів технічного обслуговування і ремонту енергообладнання

Програма умовних ремонтів	Парк енергообладнання, що обслуговується в УОЕ	Корисна площа, м ²	Річний обсяг робіт, тис. люд.-год	Кількість робітників, чол.		Встановлена потужність електроприймачів, кВт
				загальна	з них на ПТОРЕ	
2100	800-1500	226 12x18	10,08	7	4	79
4200	1500-3000	304 12x24	20,16	14	9	84

Перелік обладнання пересувних засобів

Технічний засіб	Кількість, шт.			
	ЕДЛ-1	ММТОЖ-53	МТП-817МЕ	Електро-служба
Стенд для обслуговування електрообладнання ІЗУН-І або МПСР	1	1	1	1
Вимірник опору петлі фаза-нуль М-417	1	1	1	1
Вимірник опору заземлення М-416	1	-	1	1
Електровимірювальні кліщі Ц-5401	1	-	1	1
Мегомметр М-4100/5	1	-	1	1
Переносний вимірювальний комплект К-506	1	1	1	1
Комбінований прилад Ц-4315 або Ц-4341	1	-	1	1
Міст постійного струму Р-333	1	-	1	1
Індикатор напруги ИН-91 або МИН-1	2...7	5	5	1
Комплект захисних засобів і набір плакатів з техніки безпеки	1	1	1	1
Тахометр ТУ-10-Р або СК типу 751	1	-	1	1
Набір монтерського інструменту ИН-3000 або ПИМ-1424	2...7	4	4	1
Динамометр до 1 кгс	1	-	1	1
Верстак з лещатами	1	1	1	1

Крім розглянутих ПТОРЕ, на об'єктах розташовуються пости електрика у трьох варіантах для обсягів робіт до 200, 200-400, 400-600 УОЕ.

Електродіагностична лабораторія ЕДЛ-1 дозволяє обслуговувати 500 умовних одиниць електрообладнання. Крім названих вище (табл. 2) технічних засобів, у ЕДЛ-1 є: трифазний синхронний генератор потужністю 8 кВт, зварювальний трансформатор ТДП-1, мегомметр М-4100/4 на 1000 В, люксметр Ю-117, фарбувальний агрегат СО-74, кран-косина з електричним талем ТО25-311 вантажопідйомністю 0,25 т.

Для діагностики стану електрообладнання використовують вказані в табл. 1.2 прилади і, крім того, апарат ВУФ-5-3 для випробування ізоляції виготовлювач – завод "Мегомметр"); омметр М-372, амперметр Э-514 і вольтметр Э-515, джерело високої напруги ВС-23, мілівольтметр М-253, мікроамперметр М-35 з шунтом Р-4; міст змінного струму Р-5026, прилад для діагностування ізоляції електродвигунів КИ-64П та їх підшипників КИ-6411, апарат для діагностування контактних систем магнітних пускачів КИ-6427; пристрій для перевірки центрування валів електродвигунів і робочих машин 70-8701-2002 (розробник – ВНИИВИД виробничого об'єднання "Ремдеталь"); пристрій для визначення температури контактів УОТ; прилад для діагностування заглибних електродвигунів КИ-6305 тощо.

При оснащенні вказаними технічними засобами експлуатаційних служб і правильному їх використанні можна добитись зниження відказів електрообладнання.

Для оцінювання правильності вибору тих чи інших пересувних технічних засобів рекомендується будувати графіки їх річного використання. Вибір вважається виправданим, якщо технічний засіб продуктивно використовується не менше ніж 70 відсотків змінного часу. У протилежному випадку доцільніше залучати засоби підрядних організацій.

Пост електрика – основне місце персоналу групи технічного обслуговування. Він призначений для проведення робіт з профілактики, технічного обслуговування і дрібного ремонту електрообладнання, яке знаходиться в експлуатації на ділянці (фермі, комплексі тощо) господарства. Корисна площа постів: 1-й варіант – 15 м²; 2-й варіант – 9 м² і 3-й варіант – 26 м². Основне обладнання поста електрика: комплект монтерського інструменту КИМ-4905, мегомметр М-4100/3, комбінований прилад Ц-4341, компресор СО-45А, гоштрильно-ліфувальний верстат ЗБ631А, електричний дріль НЭ-1013, слюсарний верстак ОРТ-1468-01, стелаж ОРГ-1468-05, секундомір С1-2а, індикатор напруги ИН-9, електропаяльник ПСН-65, шафа для технічної документації, канцелярський стіл і стільці.

При розробці ремонтно-обслуговуючої бази ЕТС ураховують наявність діючих аналогічних баз інших підрозділів інженерної служби

району і намагаються добитись їх взаємодії, більш повного використання універсальних технічних засобів (токальні верстати, зварювальні трансформатори тощо), будівель і споруд.

1.6. Матеріальне забезпечення ремонтно-експлуатаційних потреб

Підтримання показників надійності енергообладнання на належному рівні пов'язано з виконанням установленого обсягу експлуатаційних робіт, а це, у свою чергу, потребує певних фінансових, трудових затрат і матеріальних ресурсів. Ці ресурси прийнято називати ремонтно-експлуатаційними (РЕП).

Відповідно до прийнятої класифікації РЕП включає: матеріали (ізоляційні матеріали, припій, фарби, емалі тощо); обладнання (для заміни спрацьованого, створення ремонтного фонду, резервне); кабельні вироби.

Потреба в матеріальних ресурсах тісно пов'язана з рівнем експлуатації енергообладнання. У теперішні часи експлуатаційна надійність енергообладнання в господарствах низька. Це створює додатковий дефіцит матеріальних ресурсів для ремонтно-експлуатаційних потреб. Тому завдання експлуатаційників полягає в тому, щоб за рахунок поліпшення системи експлуатації енергообладнання суттєво знизити витрати матеріальних ресурсів для РЕП.

У розв'язанні цього завдання важлива роль відведена системі прогресивних техніко-економічних норм і нормативів.

Резервне обладнання і запасні частини повинні використовуватись тільки за своїм прямим призначенням, тобто для заміни обладнання, яке вийшло з ладу. Підтриманню резервного фонду енергообладнання як за номенклатурою, так і за кількістю необхідно приділяти постійну увагу, вчасно складаючи заявки і забезпечуючись потрібним обладнанням. При цьому перевагу слід віддавати новому, більш надійному обладнанню, беручи до уваги різницю в установлених розмірах, виконанні у порівнянні із замінюваним.

У табл. 1.3 наведено нормативи резервного фонду (запасу) електрообладнання, які враховують категорію виробничого об'єкта за надійністю електропостачання і кількістю електрообладнання однакових типорозмірів, що знаходиться в експлуатації. При цьому враховується норма запасу обладнання у відсотках від експлуатаційного і мінімальна норма запасу.

Розрахунок резервного фонду електрообладнання необхідно вести для кожного типовиконання.

Для об'єктів, що належать до першої категорії за надійністю електропостачання, рекомендується встановлювати мінімальний рівень запасу не менш ніж одиниця. Для невеликих груп електрообладнання однакового типорозміру, експлуатованого на об'єктах 2-ї і 3-ї категорій за надійністю електропостачання, допускається зводити мінімальну норму до нуля.

Таблиця 1.3

Норми резервного запасу електрообладнання в господарствах

Електрообладнання	Кількість обладнання однакового типорозміру, що перебуває в експлуатації	Норма запасу електрообладнання	
		Процент від експлуатованого парку	Мінімальне число
1	2	3	4
Трифазні асинхронні електродвигуни *	До 20	14	1
	21...50	10	1
	51...100	6	2
	Понад 100	4	3
Трифазні асинхронні електродвигуни **	До 20	10	0
	21...50	8	1
	51...100	4	2
	Понад 100	2,5	2
Магнітні пускачі	До 20	10	0
	21...200	6	1
	Понад 200	4	3
Автоматичні вимикачі	До 20	10	0
	21...200	5	1
	Понад 200	3	2
Рубильники і перемикачі	До 20	10	0
	21...200	4	1
	Понад 200	3	2
Пакетні вимикачі	До 20	10	0
	21...200	4	1
	Понад 200	3	2

Продовження табл. 1.3

1	2	3	4
Кнопки керування, універсальні ключі і перемикачі	До 100	5	1
	Понад 100	3	2
Контактори	До 20	10	1
	Понад 20	6	1
Реле	До 20	10	1
	Понад 20	5	1
Електротермічне обладнання	До 20	10	1
	Понад 20	5	1
Електровимірю- вальні прилади: щитові, переносні	До 20	5	0
	Понад 20	4	1
Лічильники електроенергії, вимірювальні трансформатори струму і напруги	До 20	5	0
	Понад 20	3	1
Прилади: для вимірювання і регулювання температури, тиску і розрідження; витрати і кількості рідин та газів; рівня рідини	До 20	10	1
	Понад 20	5	2
	До 20	5	0
	Понад 20	3	1
	До 20	5	0
	Понад 20	2	1

Примітка. * Категорія надійності електропостачання 1.

**Категорія надійності електропостачання 2-3. Для
решти електрообладнання категорія надійності 1-2-3.

Зберігання резервного фонду обладнання може бути як
централізованим, так і децентралізованим – на центральній садибі або
відділеннях господарства, що вирішується на місці з урахуванням його

розмірів і наявності доріг, а також забезпеченості енергетичної служби транспортом.

1.7. Технічна документація енергетичної (електротехнічної) служби господарства

З метою поліпшення організації проведення і обліку робіт з обслуговування енергетичного обладнання, широкого впровадження системи ППРЭсх, удосконалення планування і обліку витрат паливно-енергетичних ресурсів у господарствах повинна вестись потрібна технічна документація. Наявність її і стан певною мірою характеризують рівень експлуатації енергетичного обладнання.

Єдині вимоги, які регламентують обсяг і зміст технічної документації енергетичної (електротехнічної) служби господарства, статочно не вироблені, до того ж форми документації з часом зазнають змін, які викликані, зокрема, розширенням номенклатури енергетичного обладнання в господарствах. Якщо виходити з особливостей конкретного господарства, зокрема з кількості і номенклатури енергетичного обладнання, що є, слід визначити склад технічної документації енергетичної служби. При цьому треба мати на увазі, що така документація повинна вестись у першу чергу для того, щоб її можна було ефективно використовувати в повсякденній практичній діяльності енергетичної служби господарства.

У великих енергетичних господарствах з розвинутою енергетичною службою доцільно мати технічний паспорт і планову документацію у вигляді журналів.

Технічний паспорт містить різноманітні відомості у вигляді окремих самостійних розділів або таблиць, у яких дано стислі характеристики енергогосподарства (додаток D.1).

Як технічну документацію планування і обліку робіт з експлуатації та ремонту енергоустановок у господарстві застосовують журнали, форми кількості яких можуть бути різними. Так, наприклад, для дрібних і середніх господарств (з обсягом робіт до 1000 УОЕ) доцільно використовувати рекомендації "Укрсіленерго", у яких перелік планової документації зведений до мінімуму. Перелік і зразки форм цієї документації на підставі листа Укрсіленерго від 4 лютого 1986 р. № 92-2/3-107 наведено в додатку D.2.

Для зберігання технічної документації, інструкцій, нормативних матеріалів, а також поточної переписки рекомендують мати папки (діла) з такими найменуваннями:

- паспорт енергетичного господарства;
- протоколи випробувань ізоляції електрообладнання і перевірок заземлювальних пристроїв;
- акти введення енергообладнання в експлуатацію і акти розслідування причин виходу з ладу електрообладнання;
- місцеві інструкції з обслуговування електрообладнання і внутрішніх електропроводок, посадові інструкції електромонтерів;
- плани електрифікації господарства (поточні і перспективні), плани проектно-розвідувальних робіт;
- заявки на придбання енергоматеріалів, кабельної продукції і енергообладнання для об'єктів капітального будівництва.

Технічну документацію необхідно удосконалювати і спрощувати з урахуванням досвіду експлуатації енергообладнання в конкретних умовах сільськогосподарського виробництва.

1.8. Організація експлуатації і ремонт сільськогосподарських електричних мереж

Організаційна структура енергетичних систем для енергопостачання сільських споживачів постійно удосконалюється. Але основними виробничо-технічними підрозділами по-старому є підприємства електричних мереж (ПЕМ), за допомогою яких забезпечується справність енергосилового обладнання і якісне електропостачання споживачів, передача енергії з мінімальними втратами при найменших матеріальних затратах.

У склад ПЕМ входять такі служби: диспетчерська, підстанції, високовольних ліній і розподільних мереж, релейного захисту, автоматики і телемеханіки (РЗАіТ), механізації, автоматизації та інші, а також високовольтна лабораторія. ПЕМ має відділи: наукової організації праці (НОП), надійності і безпеки праці, ремонтно-будівельний, адміністративно-господарський (АГВ), кадрів, матеріально-технічного постачання (ВМТП), капітального будівництва (ВКБ), а також бухгалтерію та інші підрозділи.

Основні виробничі підрозділи ПЕМ (крім названих) – районні підприємства електричних мереж (РЕМ). Кількість працівників ПЕМ визначають відповідно до діючих нормативів.

Оперативна служба ПЕМ – це диспетчерська служба ПЕМ, оперативно-диспетчерські групи (ОДГ) РЕМ і оперативно-виїзні бригади (ОВБ).

Оперативне і технічне обслуговування розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ і підстанцій напругою 35 кВ і вище здійснюють оперативно-виїзні бригади. Вони також виконують перемикання, готують робочі місця і приймають їх після закінчення робіт, усувають дрібні несправності, оглядають пристрої розподільних мереж і підстанцій. На підстанціях ці бригади встановлюють плакати з безпеки праці, роблять записи на обладнанні, чистять кабельні канали, ремонтують лінії і світлювальні пристрої тощо. Працюють бригади в одну, дві або три міни. Під час чергування в членів бригади вдома повинен бути надійний телефонний зв'язок. За ОВБ закріплюють автомобіль з радіозв'язком.

Технічне обслуговування установок у закріпленій зоні проводять під час чергування (якщо нема оперативних робіт) і в спеціально заплановані міни. Залежно від складності пристроїв роботу виконують електромонтери різної кваліфікації відповідно до єдиного тарифно-кваліфікаційного овідника робіт і професій.

Капітальний ремонт розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ повинні робити бригади централізованого ремонту (БЦР) підстанцій, ремонт силових трансформаторів – спеціалізовані ремонтні підприємства, пристрої релейного захисту, автоматики, диспетчерського і технологічного керування – спеціалізовані служби ПЕМ.

Чисельність персоналу БЦР розподільних мереж визначають з урахуванням річного обсягу ремонтних робіт і норм часу на їх виконання. Кваліфікаційні розряди електромонтерів БЦР встановлюють відповідно до тарифних ставок. За БЦР закріплюють спеціалізовані механізми, автомаїстерні і пересувні гуртожитки. Роботу БЦР організують в одну міну (із щоденним або тижневим переміщенням до місця роботи і поверненням на базу).

1.9. Організація взаємовідносин між енергосистемою і сільськогосподарськими споживачами

На сільськогосподарського споживача покладається відповідальність за технічний стан, техніку безпеки і експлуатацію електроустановок, що перебувають у його віданні, за раціональне витрачання електроенергії і дотримання оперативної дисципліни.

Техніко-економічні питання взаємовідносин між енергосистемою і сільськогосподарським споживачем пов'язані з розробкою і виконанням:

- технічних умов на приєднання електроустановок сільськогосподарських споживачів до енергосистеми;
- схем розміщення приладів обліку електроенергії;

- схем розміщення приладів контролю якості електроенергії;
- нормативів з компенсації реактивної потужності і оптимальних режимів роботи компенсуючих пристроїв;
- оптимальних режимів електропостачання споживачів при нормальних і аварійних умовах функціонування енергосистеми;
- правил і норм з надійної і економічної експлуатації електроустановок споживачів.

Оперативно-диспетчерські взаємовідносини визначаються необхідністю забезпечення:

- електропостачання споживачів відповідно до вибраного рівня надійності схеми і їх зовнішнього живлення;
- нормальних умов експлуатації і ремонту обладнання, мереж та приладів енергосистеми і споживачів; установлених стандартом норм якості електроенергії;
- економічних режимів роботи енергосистеми і електроустановок сільськогосподарських споживачів;
- розвантаження енергосистеми для зберігання стійкості її режиму при виникненні тимчасових аварійних дефіцитів потужності або енергоресурсів.

Єдність електричної схеми енергосистеми і споживачів господарська і оперативна самостійність споживачів, з'єднаних загальною електричною схемою, зумовлюють необхідність суворої регламентації взаємовідносин між оперативно-диспетчерським персоналом енергосистеми (ПЕМ, РЕМ) і сільськогосподарським споживачем.

За вимогами оперативного чергового мережного підприємств енергосистеми оперативний черговий персонал сільськогосподарського споживача зобов'язаний:

- повідомити про призначення відповідальної особи сільськогосподарського споживача за експлуатацію електрогосподарства;
- виконувати вимоги енергонагляду і електромережі щодо часу режиму електропостачання;
- здійснювати контроль за станом електропроводок об'єктів, що знаходяться на балансі сільськогосподарського споживача;
- знімати показники лічильників електричної енергії, витраченої на виробничі цілі, і повідомляти електронагляду у строк, обумовлений договором;
- погоджувати можливість під'єднання додаткового навантаження до існуючих електромереж;

- погоджувати графіки вимикань електроустановок для підключення нових споживачів, виконання ремонтів, оглядів і випробувань;

- виконувати в установлені строки прилиси представників Державного енергетичного нагляду щодо усунення недоліків в обслуговуванні електроустановок.

Всі оперативні і експлуатаційні питання в мережі, що знаходиться в експлуатації споживача, оперативний персонал сільськогосподарського споживача вирішує самостійно.

Планові ремонтні роботи і профілактичні випробування електрообладнання своїх підстанцій і мереж, для яких потрібне повне зняття напруги, проводиться споживачем після попереднього погодження з відповідним мережним підприємством енергосистеми.

У заявці про зняття напруги споживачем повинна бути згода на вимикання субабонентів, приєднаних до мережі даного сільськогосподарського споживача.

Оформлення заявки на приєднання. Для отримання згоди на приєднання нових навантажень або збільшення діючих споживач або, за його дорученням, проектна організація подає в енергосистему (ПЕМ, РЕМ) або енергопостачальну організацію письмову заявку з додаванням таких документів:

- ситуаційного плану з розміщенням наміченої до підключення електроустановки;

- характеристики електричних навантажень (наявність однофазних приймачів, електричних печей, великих електродвигунів, перетворювальних агрегатів);

- значення запланованих навантажень споживача і приєднаної потужності;

- вимог до надійності електропостачання і умов резервування із зазначенням категорійності навантажень.

Енергосистема розглядає отримані матеріали і видає дозвіл або технічні умови (ТУ) на приєднання навантажень споживачів.

Дозвіл дається в тому випадку, якщо непотрібне виконання якихось робіт із зовнішнього електропостачання. В інших випадках видаються технічні умови.

У технічних умовах на приєднання навантажень до мереж електропостачальної організації вказується: точка приєднання (підстанція, електростанція, лінія); напруга, на яку повинні бути виконані лінії електропередачі, що живлять електроустановки споживача; вимоги до посилення існуючої мережі споживача (збільшення площі перерізу проводів, потужності трансформаторів тощо); вимоги до релейного

захисту, автоматики, зв'язку, захисту від перенапруги; вимоги до обліку електричної енергії; вимоги до компенсації реактивної потужності; вимоги до регулювання добового графіка навантаження споживача; список субабонентів, які підключені до мереж споживача. Можуть пред'являтися інші специфічні вимоги.

Виконання ТУ, виданих енергопостачальною організацією, обов'язкове як для проектних організацій, так і для споживачів електроенергії. В окремих випадках, коли при проектуванні виникає необхідність часткового відступу від ТУ, ці відступи повинні бути завчасно погоджені з організацією, що їх видала. Строк дії ТУ повинен бути не менший за строк, необхідний для проектування і будівництва об'єкта відповідно до діючих норм тривалості будівництва. Протягом строку дії ТУ енергопостачальна організація не має права вносити в них якісь зміни. Після закінчення строку їх дії споживач зобов'язаний отримати нові технічні умови або продовжити раніше видані.

Дозвіл або технічні умови на приєднання електроустановок споживачів оформлюється у вигляді листа енергосистеми.

Вмикання електроустановок споживачів під напругу. Для подачі напруги необхідно оформити акт вмикання електроустановки під напругу. Порядок такий. По закінченні монтажних робіт електроустановка повинна бути прийнята споживачем від монтажної організації відповідно до діючих Норм і Правил і пройти приймально-здавальні випробування. Після цього підприємство, на балансі якого знаходиться електроустановка, направляє в місцеве підприємство "Енергонагляд" заявку на огляд електроустановки з додаванням таких документів: акта приймання електроустановки в експлуатацію від монтажної організації; проекту електроустановки з усіма необхідними додатками; акта розмежування балансової належності електричних мереж і експлуатаційної відповідності сторін; протоколу випробування заземлюючих пристроїв; виконавчих креслень і схем заземлюючих пристроїв із зазначенням розташування підземних комунікацій; протоколів налагодження електроустановки; виписки із наказу про призначення особи, відповідальної за електрогосподарство підприємства.

Взаємовідносини енергетичних служб господарств з електропостачальною організацією під час користування електроенергією складаються таким чином.

Електроустановки споживачів електричної енергії повинні бути забезпечені необхідними приладами обліку для розрахунків за електроенергію з енергопостачальною організацією.

Приєднання до мереж енергопостачальної організації, а також до мереж абонента електроустановок оптового споживача-посередника і субабонентів, що не мають приладів обліку для розрахунку за електроенергію, забороняється.

При живленні від одного джерела електропостачання декількох споживачів різних тарифікаційних груп прилади обліку повинні бути, як правило, встановлені для кожної тарифікаційної групи.

Розрахункові прилади обліку, зокрема електролічильники активної енергії, реактивної потужності, а також підсумовуючі пристрої і автоматизовані системи обліку встановлюються відповідно до "Правил устроювання електроустановок" і повинні відповідати вимогам ГОСТів.

Розрахункові електролічильники, зокрема електронні, а також інші засоби обліку електроенергії і потужності (підсумовуючі пристрої, автоматизовані системи обліку і контролю тощо), призначені для розрахунків сільськогосподарських підприємств, житлових організацій (житлово-експлуатаційних контор, житлово-комунальних відділів, домоуправлінь тощо) та інших державних і громадських закладів за витрачену електроенергію, купуються і встановлюються споживачем і передаються безплатно на баланс енергопостачальної організації.

Відповідальність за утримування і технічний стан вимірювальних трансформаторів і вторинних кіл, зокрема ліній зв'язку автоматизованих систем, що живлять розрахункові прилади обліку, несе та організація, на чийому балансі знаходиться електроустановка.

Ввімкнення електролічильників на об'єкти, що знову вводяться, а також планова заміна тих, що знаходяться на балансі і обслуговуванні енергопостачальної організації, виконується персоналом енергопостачальної організації за її рахунок у строки, встановлені Державним комітетом по стандартах.

За недовідпуск електричної енергії на виробничі потреби з вини енергопостачальної організації остання сплачує споживачеві штраф відповідно до діючого положення.

Енергопостачальна організація не несе матеріальної відповідальності перед споживачем за недовідпуск електроенергії, викликаний стихійними явищами, неправильними діями персоналу споживача або сторонніх осіб, що спричинили вимикання або пошкодження живильної лінії, умовами обмеження або припинення подачі електроенергії споживачам.

На споживача покладається відповідальність за технічний стан, техніку безпеки і експлуатацію електроустановок, які знаходяться в його

віданні, за раціональне витрачання електроенергії і дотримання оперативної дисципліни.

Газова служба господарств і підприємств АПК. При наявності значного числа газоспоживального обладнання за рішенням керівника господарства в ньому можна створити газову службу для вирішення таких завдань:

- забезпечення безпечної експлуатації газового господарства відповідно до Правил безпеки в газовому господарстві;
- ефективного використання споживаного газу;
- попередження і ліквідації аварій, пов'язаних з експлуатацією газового обладнання;
- технічного обслуговування і ремонту газового обладнання.

Відповідальність за газове господарство і безпечні умови експлуатації обладнання покладається на відповідального за енергогосподарство або керівника газової служби.

Інженерно-технічні працівники, які пов'язані з експлуатацією газового господарства і використанням газоподібного палива, зобов'язані скласти екзамен з Правил безпеки в газовому господарстві і відповідних розділів Будівельних норм і правил (СНиП).

Перевірка знань повинна проводитись комісією відповідно до Типових положень про порядок перевірки знань Правил, норм та інструкцій правил безпеки.

Перевірка знань проводиться комісією за участю представників місцевих органів Держенергонагляду.

Робітники газової служби повинні бути навчені безпечним методам роботи в газовому господарстві і пройти перевірку знань у комісії, що створюється на підприємствах відповідно до вимог Правил безпеки в газовому господарстві.

1.10. Надійність сільськогосподарських електроустановок

Загальні поняття про якість і надійність електротехнічних пристроїв. Якість електротехнічних пристроїв відображує сукупність властивостей, що визначають їх придатність для експлуатації. Для оцінки якості електротехнічного пристрою використовується показник якості. Під ним розуміють кількісну характеристику властивостей пристрою стосовно певних умов його виготовлення, монтажу та експлуатації. Всі показники якості називаються техніко-економічними, оскільки вони характеризують як технічні особливості електроустановок, так і економічну ефективність їх застосування.

Розглянемо докладно тільки показники надійності, бо вони є найбільш важливими для оцінки якості електротехнічного пристрою.

Надійність – це властивість електротехнічного пристрою зберігати в часі в установлених межах значення всіх параметрів, що характеризують його здатність виконувати необхідні функції в заданих режимах і умовах застосування, технічного обслуговування, ремонтів, зберігання і транспортування. Надійність є обов'язковою властивістю будь-якого електротехнічного пристрою.

Проблема надійності технічних систем за останні два-три десятиріччя різко загострилася, що пояснюється такими об'єктивними причинами:

- різким збільшенням складності електротехнічних систем, що включають велику кількість вузлів і елементів;
- екстремальністю умов, у яких експлуатуються вироби (високі швидкості, значні прискорення, високі температури і тиски, вібрація тощо);
- інтенсивністю режимів роботи системи або окремих вузлів;
- підвищенням вимог до якості роботи (висока точність, ефективність тощо);
- посиленням відповідальності функцій, що виконуються системою, високою економічною і технічною ціною відказу;
- повною або частковою автоматизацією і, як наслідок, усунення людини від безпосереднього контролю за функціонуванням системи та її елементів.

Надійність є складним поняттям, яке залежно від призначення електротехнічного пристрою і умов його застосування характеризується рядом властивостей: безвідказністю, довговічністю, ремонтпридатністю, збереженістю.

Безвідказність (безвідмовність) – це властивість електротехнічного пристрою безперервно зберігати працездатність протягом деякого напрацювання. Під напрацюванням розуміється тривалість або обсяг роботи електротехнічного пристрою. Звичайно воно вимірюється або в годинах, або числом циклів чи перемикачів. Так, у годинах вимірюють напрацювання електродвигунів, розподільних пристроїв, а числом циклів або перемикачів – напрацювання перемикачів і реле. Розрізняють напрацювання між відказами (відмовами), до першого відказу тощо.

Довговічність – це властивість електротехнічного пристрою зберігати працездатність до настання граничного стану при встановленій системі технічного обслуговування і ремонту. Граничний стан електротехнічного пристрою визначається невідповідністю хоча б одного

його параметра, який характеризує здатність виконувати задані функції, вимогам нормативно-технічної і (або) конструкторської документації.

Ремонтопридатність – це властивість електротехнічного пристрою, яка полягає в пристосованості до попередження і виявлення причин виникнення відказів, пошкоджень, підтримання і відновлення працездатного стану шляхом проведення технічного обслуговування і ремонтів.

Збереженість – це властивість електротехнічного пристрою зберігати значення показників безвідказності, довговічності і ремонтпридатності протягом певного часу і після зберігання і (або) транспортування.

Надійність електротехнічних пристроїв та їх елементів закладається під час проектування, забезпечується в процесі виготовлення і монтажу та підтримується в умовах експлуатації. Відповідно до цього розрізняють конструктивну, виробничу і експлуатаційну надійність. Для персоналу, що експлуатує електротехнічні пристрої, найбільший інтерес представляє експлуатаційна надійність електротехнічного пристрою.

Найважливішими умовами, які забезпечують високу експлуатаційну надійність електротехнічних пристроїв, є раціональна організація і технологія технічного обслуговування та ремонтів, застосування матеріалів відповідної якості, правильна методика виявлення несправностей і їх своєчасне усунення.

У процесі експлуатації кожний електротехнічний пристрій може знаходитись у різних станах: справності, несправності, працездатності, непрацездатності, пошкодження, дефекту, відказів. Розглянемо поняття цих станів.

Справність – стан обладнання, при якому воно відповідає всім вимогам нормативно-технічної документації.

Несправність – стан електротехнічного обладнання, при якому воно не відповідає хоча б одній із вимог нормативно-технічної документації.

Працездатність – стан електротехнічного обладнання, при якому значення всіх параметрів, що характеризують здатність виконувати задані функції, відповідають вимогам нормативно-технічної і (або) конструкторської документації.

Непрацездатність – стан електротехнічного обладнання, при якому значення хоча б одного параметра, що характеризує здатність виконувати задані функції, не відповідає вимогам нормативно-технічної документації.

Пошкодження – подія, яка полягає в порушенні справного стану електротехнічного пристрою при збереженні працездатності.

Дефект – несправність електротехнічного обладнання, при якому не відбувається втрата його працездатності.

Відказ (відмова) – подія, яка полягає в порушенні працездатного стану електротехнічного обладнання. Відкази в роботі можуть відбуватись не тільки внаслідок механічних або електричних пошкоджень пристрою, але також і внаслідок відхилення його параметрів від допустимих меж.

1.11. Показники надійності електротехнічних пристроїв

Показники надійності можна розподілити на дві групи, які характеризують невідновлювані і відновлювані електротехнічні пристрої.

Невідновлюване електротехнічне обладнання – це пристрій, для якого проведення відновлення працездатності (ремонт) не передбачено в нормативно-технічній і (або) конструкторській документації.

Відновлюване електротехнічне обладнання – це пристрій, для якого проведення відновлення працездатності (ремонт) передбачено в нормативно-технічній і (або) конструкторській документації.

Як було зазначено вище, надійність електротехнічних пристроїв характеризується рядом показників, які можуть бути як єдиними, що визначають одну з чотирьох властивостей надійності, так і комплексними, що визначають одночасно декілька властивостей.

Показники надійності можуть зображатися кількісно, в одиницях напрацювання, у календарній тривалості експлуатації, в імовірності або у вигляді окремих коефіцієнтів.

До показників безвідказності відносяться: імовірність безвідказної роботи $P(t)$, імовірність відказу $Q(t)$, середнє напрацювання до відказу $T_{вп}$, інтенсивність відказів $\lambda(t)$.

Імовірність безвідказної роботи (ІБР) – це імовірність того, що при певних умовах експлуатації електрообладнання в заданому інтервалі часу не відбудеться жодного відказу. Імовірність безвідказної роботи за статистичними даними про відкази оцінюється виразом:

$$P^*(t) = \frac{N_0 - n(t)}{N_0}, \quad (1.12)$$

де $P^*(t)$ – статистична оцінка ІБР;

$n(t)$ – число відказних виробів за час t ;

N_0 – кількість виробів на початку випробувань.

Приклад 1. На балансі РЕМ знаходилось 1500 силових трансформаторів 10/0,4 кВ. Протягом одного року відказало 20 з них через підвищений вміст водорозчинних кислот у маслі. Визначити імовірність безвідказної роботи трансформаторів за рік експлуатації.

Маємо: $N_0 = 1500$ шт; $n(t) = 20$ шт.

$$\text{Тоді: } P^-(t) = \frac{1500 - 20}{1500} = 0,986 \text{ (98,6\%)}$$

Висновок. У наступний період експлуатації протягом року слід очікувати виходу з ладу в середньому 20 трансформаторів. Ці дані дозволяють експлуатаційному персоналу вжити конкретних заходів щодо відновлення стабільності ізоляційного масла в трансформаторі.

Імовірність відказу $Q(t)$ – це імовірність того, що при певних умовах експлуатації електротехнічного обладнання в заданому інтервалі часу відбудеться хоча б один відказ:

$$Q(t) = \frac{n(t)}{N_0} \quad (1.13)$$

Середнє напрацювання до відказу T_{cp} – це середнє значення тривалості роботи ремонтovanого електротехнічного обладнання до першого відказу:

$$T_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^{N_0} t_i}{N_0} \quad (1.14)$$

де t_i – тривалість роботи (напрацювання) до відказу i -го пристрою;

N_0 – кількість спостережуваних пристроїв.

Приклад 2. Трансформатор 10/0,4 кВ, відпрацювавши після капітального ремонту біля двох років, вийшов з ладу (відбувся відказ). Після усунення причини відказу трансформатор пропрацював ще три роки і повторно вийшов із ладу. Визначити середнє його напрацювання на відказ.

Маємо: $t_1 = 2$ роки; $t_2 = 3$ роки; $N_0 = 2$.

$$\text{Тоді: } T_{cp} = \frac{2 + 3}{2} = 2,5 \text{ роки}$$

Таким чином, час між відказами трансформатора становить у середньому 2,5 роки.

Інтенсивність відказів $\lambda(t)$ – це умовна густина імовірності виникнення відказу електротехнічного пристрою, яка визначається як

відношення числа пристроїв, що відказали за одиницю часу, до середнього числа пристроїв, які працездатні на даному відрізку часу:

$$\lambda(t) = \frac{n(\Delta t)}{N_0 \cdot \Delta t}, \quad (1.15)$$

де $n(\Delta t)$ – кількість пристроїв, що відказали за період часу Δt ;

N_0 – кількість спостережуваних пристроїв;

Δt – період спостереження, год.

Приклад 3. При експлуатації 200 трансформаторів 10/0,4 кВ протягом п'яти років сталося три відкази, причому кожний раз відказував новий трансформатор. Визначити інтенсивність відказів трансформатора за період спостереження (нагляду).

Маємо: $N_0 = 200$ шт.; $n(\Delta t) = 3$ шт.; $\Delta t = 5$ років.

$$\text{Тоді: } \lambda(t) = \frac{3}{200 \cdot 5} = 0,003.$$

Із прикладу виходить, що інтенсивність відказів трансформатора становить 0,003 відкази на рік.

2. До показників довговічності відносяться: технічний, середній і призначений ресурс, строк служби, призначений строк служби.

Технічний ресурс – це напрацювання електротехнічного обладнання від початку експлуатації або відновлення після поточного або капітального ремонту до настання граничного стану. Технічний ресурс є чистим часом роботи пристрою за весь строк його експлуатації.

Середній ресурс – це середнє значення ресурсу електротехнічного пристрою.

Призначений ресурс – це сумарне напрацювання електротехнічного пристрою, при досягненні якого застосування за призначенням повинно бути припинено.

Строк служби – це календарна тривалість експлуатації електротехнічного пристрою від початку роботи або відновлення після поточного або капітального ремонту до настання граничного стану.

Призначений строк служби – це календарна тривалість експлуатації електротехнічного пристрою, по закінченні якої застосування за призначенням повинно бути припинено.

3. До показників ремонтпридатності відносяться: середній час відновлення, середня трудомісткість обслуговування, коефіцієнт технічного використання, коефіцієнт готовності.

Середній час відновлення T_w – це середній час вимушеного або регламентованого простою електротехнічного пристрою, що викликаний виявленнями і усуненням одного відказу. Він визначається за виразом

$$T_w = \sum_{i=1}^n \frac{\tau_i}{n}, \quad (1.16)$$

де τ_i – середній час виявлення і усунення i -го відказу;

n – кількість відказів;

i – порядковий номер відказу.

Середня трудомісткість обслуговування – це середній час, витрачений на проведення технічного обслуговування електротехнічного пристрою.

Коефіцієнт технічного використання k_{TH} – це відношення напрацювання електротехнічного обладнання в одиницях часу за деякий період експлуатації до суми усього напрацювання і часу всіх простоїв, які викликані технічним обслуговуванням за той же період експлуатації:

$$k_{TH} = \frac{\sum t_k}{\sum t_k + \sum t_p + \sum t_o}, \quad (1.17)$$

де $\sum t_k$ – сума інтервалів часу безвідказної роботи;

$\sum t_p$ – сума інтервалів часу, витраченого на виявлення і усунення

відказів;

$\sum t_o$ – сума інтервалів часу, витраченого на технічне обслуговування.

Коефіцієнт готовності k_z – це імовірність того, що електротехнічне обладнання опиниться в працездатному стані в довільний момент часу, крім запланованих періодів, протягом яких застосування за призначенням передбачається.

Він визначається як відношення напрацювання на відказ обладнання в одиницях часу до суми цього напрацювання і середнього відновлення:

$$k_z = \frac{T}{T + T_w}. \quad (1.18)$$

4. До показників збереженості відносяться: середній і гарантійний строк збереженості, строк гарантії.

Середній строк збереженості – це середня тривалість зберігання електротехнічного обладнання, протягом якої зберігається його працездатність, після чого воно або списується, або ремонтується.

Гарантійний строк збереженості – це час, протягом якого електротехнічне обладнання зберігає працездатність і може використовуватись за призначенням.

Строк гарантій – це період, протягом якого виготовлювач гарантує і забезпечує виконання встановлених вимог до електротехнічного обладнання за умови дотримання споживачем правил експлуатації, зокрема правил зберігання і транспортування.

1.12. Фактори, що впливають на надійність електротехнічного обладнання

Досвід експлуатації показує, що надійність електротехнічних пристроїв залежить від численних і різноманітних факторів, які умовно можуть бути розділені на чотири групи: конструктивні, виробничі, монтажні, експлуатаційні.

Конструктивні фактори зумовлені встановленням в обладнання малонадійних елементів; недоліками схемних і конструктивних рішень, прийнятих під час проєктування, застосуванням комплектувальних елементів, що не відповідають умовам навколишнього середовища.

Виробничі фактори зумовлені порушенням технологічних процесів, забрудненням навколишнього повітря, робочих місць і приладів, слабким контролем якості виготовлення і монтажу.

У процесі монтажу електротехнічних пристроїв їх надійність може бути знижена при недотриманні вимог технології.

Умови експлуатації чинять найбільший вплив на надійність електротехнічних пристроїв. Удари, вібрація, перевантаження, температура, вологість, пил, корозійні рідини і гази, електричні і магнітні поля – все це впливає на роботу пристроїв. Різні умови експлуатації по-різному можуть відбиватись на строку служби і надійності роботи електроустановок. Розглянемо найбільш характерні особливості цих умов.

Ударно-вібраційні навантаження значно знижують надійність електротехнічних пристроїв. Їх вплив у ряді випадків значно більший за механічні, а також електричні і теплові навантаження. У результаті тривалого знакозмінного впливу навіть невеликих ударно-вібраційних навантажень відбувається накопичення втомленості в елементах, що призводить звичайно до раптових відказів. Під впливом вібрації і ударів виникають численні механічні пошкодження елементів конструкції, послаблюються їх кріплення і порушуються контакти електричних елементів.

Навантаження при циклічних режимах роботи, пов'язаних з частими вмиканнями і вимканнями електротехнічного обладнання, як і ударно-вібраційні навантаження, сприяють виникненню і розвитку ознак втомленості елементів. Фізична природа підвищення небезпеки відказів обладнання під час вмикання і вимкання полягає в тому, що під час перехідних процесів у його елементах виникають надструми і перенапруги, значення яких часто набагато перевищують допустимі за технічними умовами.

Електричні і механічні перевантаження відбуваються в результаті несправності механізмів, загустіння мастила механізмів у холодну погоду, підвищення номінальної розрахункової температури навколишнього середовища в окремі періоди. Перевантаження призводять до підвищення температури нагріву ізоляції електротехнічних пристроїв вище за допустиму і різкого зниження строку її служби.

Кліматичні дії: більше всього температура і вологість впливають на надійність і довговічність будь-якого електротехнічного пристрою.

Під впливом високих і низьких температур, вологи виникають механічні і електричні пошкодження елементів електротехнічного пристрою, прискорюючи його зношення і старіння.

Під впливом вологи відбувається дуже швидка корозія металевих деталей електротехнічних пристроїв, зменшується поверхневий і об'ємний опір ізоляційних матеріалів, виникають струми витікання, різко збільшується небезпека поверхневих пробіів, електричні властивості пристроїв погіршуються.

Пил, попадаючи в мастило, викликає швидке зношення тертьових частин. Найбільш небезпечний він для електродвигунів, в які попадає разом з охолоджувальним повітрям. Тому при великій запиленості особливого значення набуває якість ущільнень елементів електричних пристроїв і догляд за ними.

Якість експлуатації електротехнічних пристроїв залежить від ступеня наукової обґрунтованості застосовуваних методів експлуатації, рівня підготовки обслуговуючого персоналу. Вжиття профілактичних заходів, ремонту, використання досвіду експлуатації електротехнічного обладнання забезпечує його більш високу експлуатаційну надійність.

Модуль 1 *Контрольні питання і завдання*

✓ 1. Розкажіть про характерні особливості електрообладнання, яке знаходиться в експлуатації.

✓ 2. Що розуміють під експлуатацією електрообладнання, на які види вона поділяється?

- ✓ 3. Як впливають умови експлуатації на тривалу і надійну роботу електрообладнання?
- ✓ 4. Розкажіть про призначення системи ППРЭсх.
- ✓ 5. Що розуміють під технічним обслуговуванням, поточним і капітальним ремонтами електрообладнання, у чому їх принципова відмінність?
- ✓ 6. Поясніть суть ремонтного циклу і циклу технічного обслуговування. Що називається періодичністю ТО (ремонту), як визначається трудомісткість технічного обслуговування і ремонту енергообладнання?
- ✓ 7. З чого складаються загальні положення організації ЕТС господарства, яка їх роль?
- ✓ 8. Розкажіть про методику розрахунку річного обсягу роботи ЕТС. Як визначити річні затрати праці через умовні одиниці енергообладнання?
- ✓ 9. Який порядок визначення штатної чисельності служби енергетика?
- ✓ 10. Які права і обов'язки керівника служби енергетика?
- 11. Назвіть рекомендовані форми технічного обслуговування і ремонту енергообладнання, охарактеризуйте їх.
- ✓ 12. Розкажіть про структури енергетичної служби господарства, їх переваги і недоліки.
- ✓ 13. Що розуміють під умовною одиницею енергообладнання, як вона впливає на визначення числа ІТР для ЕТС?
- 14. Яке призначення бази технічного обслуговування і ремонту енергообладнання, як розрахувати корисну площу пункту технічного обслуговування і ремонту?
- ✓ 15. Назвіть основну технічну документацію ЕТС і стисло охарактеризуйте її особливості.
- ✓ 16. Яке призначення матеріально-технічного забезпечення, які його особливості?
- ✓ 17. Які особливості організації експлуатації сільських електричних мереж?
- ✓ 18. Як визначаються взаємовідносини між енергопостачальною організацією і сільськогосподарським споживачем?
- ✓ 19. Назвіть основні параметри надійності, стисло їх охарактеризуйте.
- 20. Назвіть показники надійності електротехнічних пристроїв.
- ✓ 21. Які фактори впливають на надійність електротехнічних пристроїв?

2. ВИПРОБУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

2.1. Види випробувань

Розрізняють такі види випробувань: типові, контрольні, приймально-здавальні, експлуатаційні, спеціальні. Мета випробувань електрообладнання – перевірка відповідності заданим технічним характеристикам, установлення відсутності дефектів, отримання вихідних даних для наступних профілактичних випробувань, а також вивчення роботи обладнання.

Типові випробування обладнання проводяться при зміні конструкції, матеріалів або технології виготовлення, якщо ці зміни можуть мати вплив на характеристики машини і трансформатора; вони, як правило, включають у себе перевірку відповідності параметрів вимогам, що пред'являються до обладнання даного типу стандартами або технічними умовами.

Контрольні випробування виконують для кожного виробу (машини, апарата, приладу тощо) під час випуску із заводу-виготовлювача або після ремонту, незалежно від його обсягу. Мета цих випробувань – встановити відповідність технічних даних електрообладнання і засобів автоматизації, які випускаються після виготовлення і ремонту, паспортним даним, технічним умовам на ремонт, стандартам тощо. Вони виконуються за скороченою (у порівнянні з типовими випробуваннями) програмою.

Приймально-здавальні випробування виконують під час введення в експлуатацію обладнання після монтажу або ремонту, щоб оцінити придатність його для експлуатації.

Для сільськогосподарських електроустановок цей вид випробувань полягає, як правило, у налагодженні електрообладнання, яке відрізняється великою різноманітністю: сучасні автоматизовані електроприводи зі станціями управління, трансформаторні підстанції, повітряні і кабельні лінії електропередачі тощо.

Тому такі випробування передбачають необхідні перевірки, вимірювання і випробування для різних видів електрообладнання і за їх результатами визначають основні критерії придатності електрообладнання до експлуатації. Ці критерії можна розділити на два види: **абсолютні і відносні**.

Абсолютні критерії чітко визначають ознаки при перевірці і значення фізичних величин під час вимірювань або випробувань, за ними можна робити висновки про придатність (або непридатність) перевірюваного електрообладнання до експлуатації.

У нормах з перевірки наведені також абсолютні критерії стану ізоляції, допустимих температур струмоведучих частин і обмоток електричних машин та апаратів, часових характеристик вимикачів тощо.

Відносні критерії стану перевірюваного обладнання ґрунтуються на порівнянні даних вимірювань деяких електричних величин під час пусконалагоджувальних випробувань з даними вимірювань тих же величин, отриманих раніше, наприклад, при заводських випробуваннях або на підставі порівняння даних вимірювань, виконаних під час пусконалагоджувальних робіт на однотипному обладнанні.

Такими критеріями часто доводиться користуватись при аналізі характеристик електричних машин, трансформаторів, а також при вимірюванні опору ізоляції.

Остаточні висновки про можливість введення електроустановки в експлуатацію робляться на підставі її комплексного випробування в роботі. Під час проведення цих випробувань вдається своєчасно виявити і відремонтувати слабші елементи електрообладнання.

Експлуатаційними називаються випробування під час капітальних і поточних ремонтів, а також профілактичні випробування, не пов'язані з виведенням обладнання в ремонт (за графіком ППР'Есх).

Обсяг і періодичність профілактичних випробувань встановлюються інструкціями залежно від умов і режиму роботи електрообладнання.

Регулярні **профілактичні випробування** сприяють виявленню слабких місць у роботі електрообладнання. Вони дають змогу повніше оцінити загальний стан електрообладнання і його основних елементів: механічної частини, магнітної системи, струмоведучих частин з їх контактними з'єднаннями, ізоляції.

Спеціальні випробування проводяться додатково до типових або контрольних випробувань за спеціальною програмою, вони мають за мету встановлення відповідності електрообладнання особливим вимогам, які визначаються технічними умовами і виходять за межі вимог стандартів.

Усі види випробувань виконуються за програмами. Так, наприклад, типові і контрольні випробування виконуються за програмами, а також нормами і методами, встановленими ГОСТами та ДСТУ на відповідне обладнання; обсяги і норми приймально-здавальних випробувань визначені "Правилами устроювання електроустановок"; експлуатаційні випробування проводяться відповідно до "Норм испытання електрооборудования" і "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей". У процесі приймально-здавальних і експлуатаційних випробувань необхідно додатково враховувати вимоги заводських і відомчих інструкцій.

2.2. Причини зміни стану ізоляції

Найбільш пошкоджуваним елементом електрообладнання є ізоляція. Під час роботи електрообладнання на ізоляцію впливають механічні, теплові, електричні та інші чинники, вона поступово втрачає міцність та свої властивості. Цей процес називають старінням ізоляції. Під час нагрівання прискорюються хімічні перетворення в ізоляції, які ведуть до втрати її діелектричних властивостей. Механічні впливи на ізоляцію спричинені тепловим розширенням стержнів обмотки електричних

машин, підвищеною вібрацією і електродинамічними зусиллями в перехідних режимах. На передчасне старіння ізоляції впливають також електричні поля і підвищені значення напруги.

Особливо шкідливі для ізоляції зволоження і забруднення. Волога, заповнюючи тріщини і пори в ізоляції, створює шлях для електричного пробую, а також посилює іонізацію всередині ізоляції, що веде до її поступового механічного руйнування.

Процес виникнення дефекту в ізоляції протікає спочатку доволі повільно і тільки на останніх стадіях має стрибкоподібний характер, закінчуючись руйнуванням ізоляції. Іноді волога, що попала в ізоляцію, встигає випаруватись під впливом тепла, що виділяється. Якщо при цьому не утворилось провідного каналу, процес розвитку дефекту може припинитись.

Зволоження і старіння ізоляції практично не можна визначити під час огляду, для цього необхідні випробування.

З викладеного виходить, що технічно правильна експлуатація в основному полягає в організації контролю за станом ізоляції, який дозволяє своєчасно виявити в ній небезпечні зміни перед виникненням пошкодження. Одна з найважливіх форм такого контролю – профілактичні (попереджувальні) випробування, до методики проведення яких ставляться такі вимоги:

- випробування повинні бути неруйнівними, тобто не чинити на ізоляцію шкідливого впливу;
- позитивні результати повинні давати впевненість у безаварійній роботі обладнання до наступного випробування або ремонту;
- випробування повинні бути по можливості найпростішим, а випробувальне обладнання – зручним для транспортування, компактним і безпечним при використанні.

У завдання профілактичних випробувань входить:

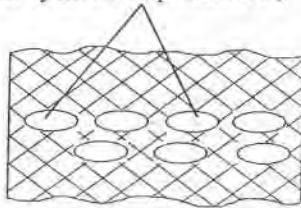
- установлення характерних дефектів різних ізоляційних конструкцій;
- розробка ефективних способів усунення цих дефектів;
- видача рекомендацій щодо вдосконалення ізоляційних конструкцій.

Як бачимо, аналіз результатів випробувань може сприяти збільшенню міжремонтного періоду, тобто зниженню трудозатрат на експлуатацію електрообладнання.

2.3. Поляризація діелектриків. Схема заміщення ізоляції

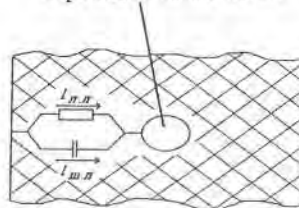
Поляризація діелектриків. Технічна ізоляція тією чи іншою мірою завжди містить сторонні шкідливі включення (вкраплення). Схематично вони показані на рис. 2.1.

Провідні включення
(канал суцільної провідності)



а

Провідне включення



б

Рис. 2.1. Технічна ізоляція, до складу якої входять включення:

а – розподіл включень в ізоляції при прокладанні напруги; б – розподіл струмів, які протікають до провідного включення: $I_{п.п.}$ – струм повільної поляризації; $I_{ш.п.}$ – струм швидкої поляризації

В основний матеріал ізоляції вкраплені частинки вологи порівняно великої провідності, які утворюють провідні містки між електродами (рис. 2.1.а). Ці включення знижують електричну міцність ізоляції, а отже, завданням профілактичних випробувань є їх виявлення і своєчасне відновлення ізоляції шляхом заміни дефектних елементів, сушіння тощо.

Розглянемо процеси, які виникають в ізоляції при прикладанні до неї напруги U поштовхом. У цьому випадку за дуже короткий проміжок часу формується ємність, що визначається геометричними розмірами ізоляційної конструкції та значенням діелектричної постійної матеріалу (ϵ). Під впливом електричного поля, що виникає в ізоляції, відбувається перерозподіл зарядів на поверхні провідних частинок. З цим процесом пов'язане протікання через ізоляцію струму зміщення, який тим більший, чим більший сумарний об'єм провідних включень.

Суть процесу полягає в тому, що під впливом напруги, прикладеної до діелектрика, нейтральні атоми і молекули деформуються: їх позитивні заряди зміщуються в напрямі негативного електрода, а негативні – у напрямі позитивного (рис. 2.2).

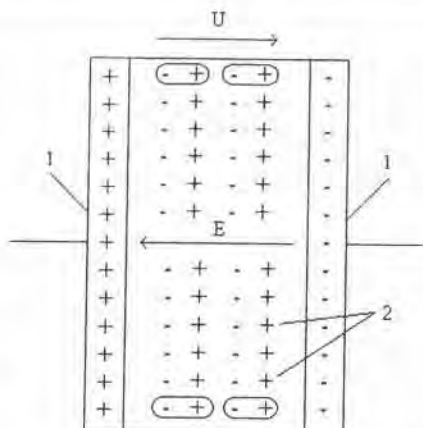


Рис. 2.2. Накопичення зарядів у діелектрику (конденсаторі) в електричному полі:

1 – металеві електроди (обкладки конденсатора); 2 – діелектрик, що розділяє електроди

У результаті цього в діелектрику поблизу електродів накопичуються заряди. Вони утворюють електричне поле напруженістю E , спрямоване протилежно полю, яке створене прикладеною напругою U . Деформація молекул відбувається практично миттєво і не супроводжується затратами енергії. Стисло це можна сформулювати так.

Процес протікання через ізоляцію струму зміщення $I_{зм}$, що виникає за рахунок перерозподілу зарядів на поверхні провідних частинок в електричному полі і не пов'язаний із затратами енергії, називається явищем швидкої поляризації. Через те, що основний матеріал діелектрика має деяку провідність γ , струм зміщення спричиняє нагрівання ізоляції.

Крім швидкої поляризації, в ізоляції спостерігається також процес повільної поляризації, який пов'язаний з наявністю в діелектрику диполів. Під впливом електричного поля дипольні молекули орієнтуються: позитивно зарядженим кінцем повертаються до електрода з негативним зарядом, а негативним – до електрода з позитивним. Орієнтування дипольних молекул відбувається повільно і потребує затрат енергії.

Процес накопичення надлишкових зарядів на поверхні провідних частинок в електричному полі, зумовлений провідністю основного

діелектрика і супроводжуваний затратою енергії, називається явищем **повільної поляризації**.

Процес цей триває тим довше, чим більша провідність γ і ємність C (розміри) провідних включень. Струм, пов'язаний з накопиченням і перерозподілом зарядів всередині ізоляції, називається **струмом абсорбції** ($I_{аб}$).

Крім поляризаційних струмів, через ізоляцію по каналах суцільної провідності протікає так званий **струм наскрізної провідності**, який визначається як

$$I_{np} = \frac{U}{R_{np}}, \quad (2.1)$$

де U – прикладена напруга, В;

R_{np} – опір провідності, Ом.

Схема заміщення ізоляції. Якщо до діелектрика прикласти постійну напругу, то через нього буде протікати струм, що має три складові:

- струм зміщення $I_{зм}$, зумовлений миттєвою поляризацією, пов'язаною з деформацією молекул (іонна поляризація);
- струм абсорбції $I_{аб}$, викликаний явищем повільної поляризації (дипольна, міграційна поляризація);
- струм наскрізної провідності I_{np} (струм витікання).

Загальний струм $I_{заг}$, що протікає через діелектрик, дорівнює сумі цих струмів:

$$I_{заг} = I_{зм} + I_{аб} + I_{np} \quad (2.2)$$

Струм зміщення через невеликий проміжок часу припиняється, потім припиняється струм абсорбції і залишається лише струм наскрізної провідності (рис. 2.3).

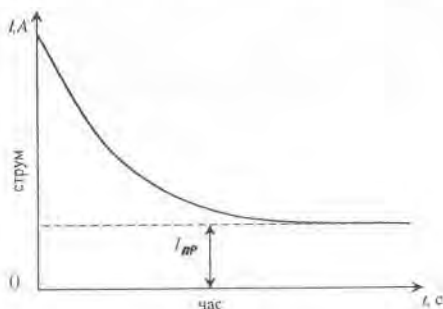


Рис. 2.3. Зміна струму в діелектрику при прикладанні до нього постійної напруги

Процеси, які відбуваються в ізоляції електричних машин, силових трансформаторів, силових кабелів, у маслобар'єрній ізоляції прохідних ізоляторів тощо під час прикладання до неї напруги, можна дослідити за допомогою найпростішої схеми заміщення ізоляції (рис. 2.4).

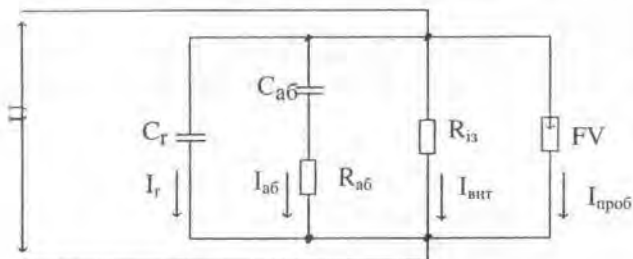


Рис. 2.4. Схема заміщення ізоляції електрообладнання

U – напруга, прикладена до ізоляції при випробуванні; C_T – ємність, яка визначається геометричними розмірами ізоляції; C_{ab} – абсорбційна ємність; I_T і I_{ab} – струми у відповідних вітках; $I_{витк}$ і $I_{проб}$ – струми витікання і пробою; R_{ab} – абсорбційний опір; R_{iz} – опір ізоляції постійному струму; FV – розрядник

Схема складається з трьох віток, які визначають основні характеристики ізоляції:

- вітка, що містить ємність ізоляції C_T , яка визначається геометричними розмірами і діелектричною постійною ϵ . Під час прикладання до ізоляції напруги U ця ємність заряджається практично миттєво з постійною часу $T_c=0,02$ с;
- вітка, що містить ємність C_{ab} і опір R_{ab} (абсорбційна вітка). Вона визначає початкове значення і постійну часу спадання поляризаційних струмів (струму абсорбції) та виражається формулою:

$$I_{ab} = \frac{U}{R_{ab}} e^{-\frac{t}{T_{ab}}}, \quad (2.3)$$

де U – прикладена напруга, В;

t – час прикладання напруги;

T_{ab} – постійна часу вітки ($T_{ab}=C_{ab} R_{ab}$).

Абсорбційна ємність C_{ab} на відміну від геометричної, проявляється не відразу після прикладання до ізоляції напруги, а тільки через деякий час після зарядження геометричної ємності. Це пов'язано з дальшим перерозподілом зарядів в ізоляції і накопиченням їх у товщині ізоляції та

на границях окремих шарів, що виникають внаслідок неоднорідності ізоляції (міграційна поляризація).

У тому випадку, коли по вітці ($C_{аб} - R_{аб}$) протікає струм абсорбції $I_{аб}$, постійна часу $T_{аб}$ вимірюється вже секундами, залежно від ємності $C_{аб}$ і однорідності ізоляції:

- вітка, що містить опір провідності $R_{пр}$, і визначає усталений струм $I_{пр}$ при прикладанні постійної напруги U .

Після припинення процесу поляризації, тобто зарядження абсорбційної ємності, як відзначалось раніше, струм $I_{аб}$ стає рівним нулю, але через ізоляцію продовжує протікати струм наскрізної провідності (струм витікання $I_{вит}$), який визначається загальним опором ізоляції постійному струму і залежить від її стану.

Запропоновані нижче методи профілактичних випробувань базуються на вимірюванні струмів поляризації, які протікають в ізоляції при прикладанні до неї підвищеної напруги.

2.4. Методи профілактичних випробувань

Для виявлення в ізоляції дефектів розроблені і застосовуються такі методи профілактичних випробувань:

- вимірювання опору ізоляції мегомметром або вимірювання струму витікання ($I_{вит}$);

- вимірювання ємності ($\frac{C_{\theta}}{C_{20}}, \frac{C_2}{C_{50}}, \frac{\Delta C}{C}$);

- визначення коефіцієнта нелінійності ($K_{нел}$);

- вимірювання кута діелектричних втрат ($tg\delta$);

- випробування ізоляції підвищеною напругою.

Вимірювання опору постійному струму. Опір ізоляції постійному струму є основним показником її стану. Як було зазначено вище, при прикладанні до ізоляції напруги U у ній протікає струм абсорбції і струм провідності. Зміну струму в часі в сухій і вологій ізоляції з урахуванням явища поляризації показано на рис. 2.5.

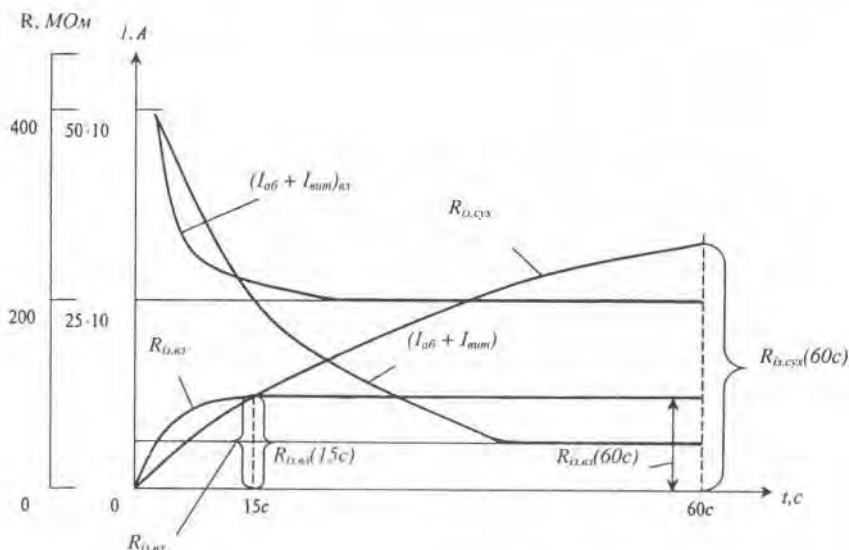


Рис. 2.5. Криві зміни струмів і опорів сухої та вологої ізоляції

Через наявність явища поляризації, яке має місце в ізоляції, величина опору R , що визначається, залежить від моменту вимірювання. Правильний результат може дати вимірювання струму витікання по закінченні 60 с після прикладання напруги. За цей час струм абсорбції в ізоляції, як правило, згасає. Визначення $R_{0,в}$ роблять за допомогою мегомметрів. Зараз широкого розповсюдження набули прилади типів М4100/1...М4100/5. Їх випускають у п'яти модифікаціях за напругою вимірювання і межами вимірюваних опорів.

Для вимірювання опору і коефіцієнта абсорбції ізоляції апаратів високої напруги користуються мегомметром типу Ф-2. Це прилад електронної системи з магнітоелектричним показчиком. Він має пристрій, який стабілізує напругу живлення, що забезпечує високу точність вимірювання під час коливань напруги живильної мережі.

Опір ізоляції слід вимірювати при температурі не нижчій ніж $+5^{\circ}C$, крім випадків, що застережені спеціальними інструкціями. При більш низьких температурах результати вимірювань через нестабільність стану

вологи не відображають дійсної характеристики ізоляції. Стан зволоження ізоляції найкраще характеризує коефіцієнт абсорбції $K_{аб}$.

Коефіцієнт абсорбції – це відношення R_{60} , виміряного мегомметром через 60 с від моменту прикладення напруги, до R_{15} , виміряного через 15 секунд:

$$K_{аб} = \frac{R_{60}}{R_{15}} \quad (2.4)$$

Якщо ізоляція суха, то коефіцієнт абсорбції перевищує 1,3; у вологій ізоляції – близький до одиниці. Пояснюється це часом заряджання абсорбційної ємності в сухій і вологій ізоляції. У першому випадку (суха ізоляція) цей час великий, струм заряджання змінюється повільно, значення його відповідно через 15 і 60 секунд після початку вимірювання сильно відрізняються. У другому випадку (волога ізоляція) час заряджання змінюється швидко і вже через 15 секунд після початку вимірювання досягає сталого значення, тому R_{15} відповідно 15 і 60 секунд після початку вимірювання майже не відрізняються. Коефіцієнт абсорбції, як і опір ізоляції, залежить від температури і з її підвищенням $K_{аб}$ наближається до одиниці. Тому абсорбційна характеристика служить хорошим показником якості ізоляції тільки при температурі не вищій за 35–40⁰С.

Вимірювання ємності. В останні роки велику увагу приділяють розробці ємнісних методів, які дозволяють достатньо точно визначати зволоженість електрообладнання, що експлуатується. За величиною опору ізоляції і коефіцієнта абсорбції для електрообладнання з волокнистою ізоляцією, особливо трансформаторів, не можна судити, чи потребує сушіння дане обладнання перед вмиканням його в роботу. У цих випадках додатково перевіряють ступінь зволоження ізоляції ємнісними методами, як-то: ємність – температура, ємність – частота, ємність – час.

Метод “ємність – температура” базується на порівнянні ємностей обладнання (обмоток трансформаторів), виміряних при різних температурах. Верхню межу температури беруть не більш ніж 70⁰С, а нижню – не менш ніж 20⁰С. При цьому відношення ємності C_{θ} обладнання в нагрітому стані до ємності C_{20} того ж обладнання в холодному стані не повинно перевищувати 1,15 для сухої ізоляції. Перевищення цієї величини є показником зволоження ізоляції. Фізичний зміст відношення C_{θ}/C_{20} пояснюється так. Суха ізоляція класу нагрівостійкості A більш однорідна, ніж волога, і зниження або підвищення температури незначно впливає на її ємність. А волога ізоляція стає більш неоднорідною, її ємність збільшується. При зростанні температури неоднорідність ізоляції проявляється різкіше через

розчинення у волозі залишків лугів і кислот. У результаті ємність ще більше зростає. На рис. 2.6 показана залежність відношення C_{θ}/C_{20} від температури для сухої і вологої ізоляції.

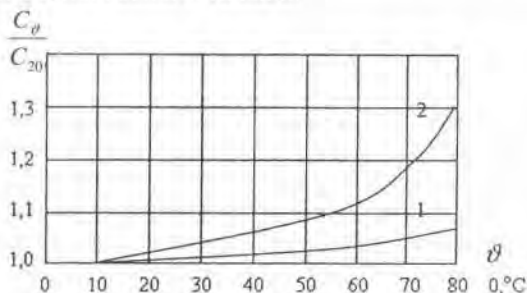


Рис. 2.6. Залежність відношення C_{θ}/C_{20} від температури:

1 – суха ізоляція; 2 – волога ізоляція

Недоліком цього методу є те, що випробовуване обладнання необхідно нагрівати.

Метод “ємність – частота”. Для геометричної ємності струм заряджання змінюється як при сухій, так і при вологій ізоляції дуже швидко (у межах першого півперіоду, тобто протягом 0,01 с). Волога ізоляція неоднорідна і має велику абсорбційну ємність, тому струм заряджання змінюється повільніше, ніж при геометричній. Ця властивість і використана в даному методі.

При вимірюванні ємності на частоті 50 Гц виявиться тільки геометрична ємність незалежно від того, суха чи волога ізоляція. Якщо проводити вимірювання на змінному струмі (частотою 2 Гц), який повільно змінюється, то в сухій ізоляції буде проявлятися тільки геометрична ємність, а у вологій – ще й абсорбційна. Тому відношення ємностей C_2/C_{50} , виміряних при частоті 2 і 50 Гц, для сухої ізоляції близьке до одиниці, а для вологої звичайно наближається до двох. Температура під час вимірювань не повинна бути нижчою за +10°C. Залежність відношення C_2/C_{50} від температури показана на рис. 2.7.

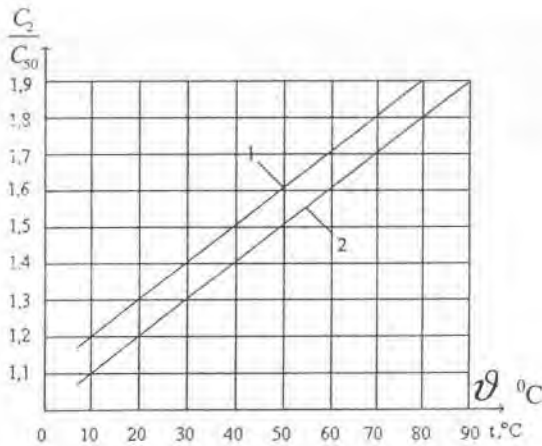


Рис. 2.7. Залежність відношення C_2/C_{50} від температури електрообладнання:
1 – до 35 кВ; 2 – 110 кВ і вище

Метод “емність – час” характеризується тим, що спочатку створюють емність випробовуваного об’єкта, а потім здійснюють дворазовий розряд: швидкий – відразу після закінчення заряджання, і повільний – через одну секунду. Приріст загальної емності ΔC за рахунок абсорбційної сухої ізоляції буде невеликий $\Delta C_{сух} = (0,02 \dots 0,08)C$; а за рахунок вологи – $\Delta C_{вл} = 0,1 C$.

При випробуванні ізоляції зазначеними методами користуються приладами ПКВ-7, ПКВ-8. Ці ж прилади застосовують для визначення вологості ізоляції залитих і не залитих маслом трансформаторів – у процесі їх монтажу і ремонту.

Стан ізоляції трансформатора, залитого маслом, оцінюють за відношенням C_2/C_{50} , яке підраховують за формулою

$$\frac{C_2}{C_{50}} = \frac{C_2 - C_{50}}{C_{50}} + 1 \quad (2.5)$$

Отримане значення порівнюють з нормами, наведеними в Інструкції по контролю за станом ізоляції трансформаторів, ПУЕ і ПТЕ. Для трансформаторів, у яких осердя з обмотками вийнято з бака під час ремонту, визначають значення C і ΔC . Стан ізоляції оцінюють, порівнюючи співвідношення $\Delta C/C$ з існуючими нормами.

Метод коефіцієнта нелінійності. У багат шаровій сухій ізоляції класу “В” поляризація значна, тому емнісні методи в цьому випадку

непридатні. Під час випробування такої ізоляції в електричних машинах критерієм ступеня зволоженості служить вольтамперна характеристика, тобто залежність струму витікання від прикладеної при випробуванні напруги: $I_{\text{ввт}} = f(U)$ (рис. 2.8).

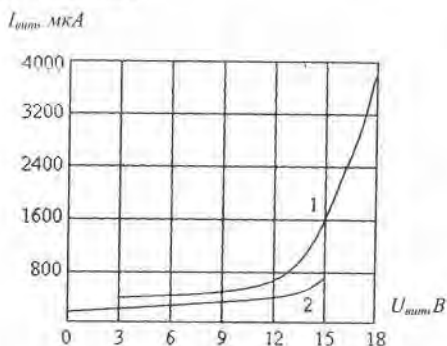


Рис. 2.8. Залежність струму витікання від прикладеної напруги (електродвигун розрахований на 6 кВ):

1 – волога ізоляція; 2 – суха ізоляція

Для сухої ізоляції характеристика має лінійну залежність, а для вологої – нелінійну, що пов'язано з великою прикладеною випрямленою напругою. В останньому випадку іонізація настане при певному значенні напруги і як наслідок – різкому збільшенні струму витікання. Показником вологості служить коефіцієнт нелінійності:

$$K_{\text{нел}} = \frac{R_{0,5U_n}}{R_{U_{\text{max}}}} \leq 2, \quad (2.6)$$

де $R_{0,5U_n}$ – опір ізоляції, визначений за струмом витікання при випробувальній напрузі, що дорівнює половині номінальної;

$R_{U_{\text{max}}}$ – опір ізоляції, визначений за струмом витікання при випробувальній напрузі, що дорівнює максимальній випрямленій.

Визначення діелектричних втрат. Методом діелектричних втрат перевіряють ізоляцію вводитів, прохідних ізоляторів, трансформаторів, електричних машин тощо. Діелектричні втрати або пропорційний їм тангенс кута діелектричних втрат служать однією з основних характеристик стану електричної ізоляції. За величиною втрат можна

робити висновки про надійність ізоляції по відношенню до теплового пробою (теплової стійкості), загальне старіння і зволоженість ізоляції. Якщо до діелектрика прикласти змінну напругу, то струм буде змінюватись кожний півперіод, тобто сто разів на секунду. Прикладені до діелектрика напруга і струми, що протікають у ньому, можна зобразити векторами і побудувати векторну діаграму (рис. 2.9).

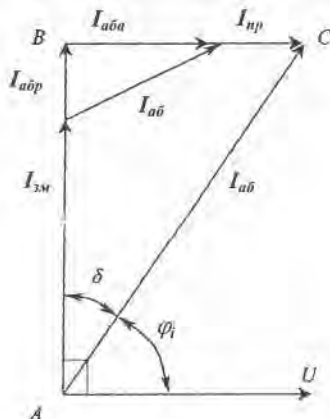


Рис. 2.9. Векторна діаграма для діелектрика, який знаходиться під напругою

Якщо в прямокутних координатах по горизонтальній осі відкласти вектор U , зображуючи прикладену до діелектрика напругу, то вектор струму зміщення $I_{зм}$ (чисто ємнісний струм) буде випереджати прикладену напругу U на 90° . Струм абсорбції є результатом сповільненої поляризації діелектрика, при якому є втрати енергії в діелектрику, тому він містить реактивну $I_{абр}$ і активну $I_{аба}$ складову. Вектор реактивного абсорбційного струму буде мати той же напрям, що й вектор струму зміщення, тому на векторній діаграмі він додається до вектора струму зміщення. Вектор активного абсорбційного струму повинен мати той же напрям, що й прикладена напруга, тому на діаграмі він відкладений перпендикулярно до вектора реактивного струму ($I_{зм} + I_{абр}$). Загальний струм абсорбції $I_{аб}$ є геометричною сумою складових активного і реактивного струму. Струм наскрізної провідності $I_{пр}$ (струм витікання) через діелектрик є активним струмом, який також спричиняє втрати в діелектрику, як і активний абсорбційний струм. На діаграмі струм провідності додано до вектора активного абсорбційного струму.

Загальний струм, що протікає через діелектрик, є геометричною сумою всіх зображених струмів. Він зсунутий відносно напруги на кут φ_i , а по відношенню до реактивного струму ($I_{zm} + I_{abr}$) – на кут δ . Таким чином, через діелектрик протікає активний струм I_a , який складається з активної складової струму абсорбції I_{aba} і струму провідності I_{np}

$$I_a = I_{aba} + I_{np}, \quad (2.7)$$

і реактивний (ємнісний) струм I_p , що складається з реактивної складової струму абсорбції I_{abr} і струму зміщення I_{zm} :

$$I_p = I_{abr} + I_{zm}. \quad (2.8)$$

Протікання активного струму через діелектрик спричиняє втрати електричної енергії, які називаються діелектричними втратами. Знаючи величину активного струму, що протікає через діелектрик, можна знайти потужність P_a , витрачану на нагрівання діелектрика:

$$P_a = U I_a. \quad (2.9)$$

Реактивна потужність P_p діелектрика визначається величиною струму I_p і прикладеної до діелектрика напруги:

$$P_p = U I_p. \quad (2.10)$$

З прямокутного трикутника ABC векторної діаграми виходить:

$$\frac{I_a}{I_p} = \operatorname{tg} \delta. \quad (2.11)$$

Якщо ємність ізолятора дорівнює C , то його провідність буде ωC , де $\omega = 2\pi f$; f – частота змінного струму, Гц, і величина реактивного струму I_p може бути виражена:

$$I_p = U \omega C. \quad (2.12)$$

Підставивши це значення I_p у попередню формулу, знайдемо інший вираз для активного струму:

$$I_a = U \omega C \operatorname{tg} \delta. \quad (2.13)$$

Тоді активна потужність, яка затрачена на нагрівання діелектрика, виразиться:

$$P_a = U^2 \omega C \operatorname{tg} \delta \quad (2.14)$$

Це й є потужність діелектричних втрат.

Величина $\operatorname{tg} \delta$ називається тангенсом кута діелектричних втрат.

Отже, втрати P_a і кут діелектричних втрат прямо пропорційні один одному:

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{P_a}{\omega C U^2}. \quad (2.15)$$

Значення $\operatorname{tg} \delta$ звичайно не перевищує сотих або десятих часток одиниці, тому його прийнято вимірювати у відсотках. Граничне значення

$tg \delta$ для конкретних електроустановок не повинно бути більше встановленого Нормами випробувань електрообладнання.

Для одного й того ж діелектрика $tg \delta$ залежить від температури і величини прикладеної напруги, яка при визначенні кута втрат повинна бути достатньо високою (звичайно 10 кВ). Значення $tg \delta$ нормоване для температури 20⁰С; вимірювання виконують мостами типів МД-16, Р595, Р5026 (рис. 2.10).

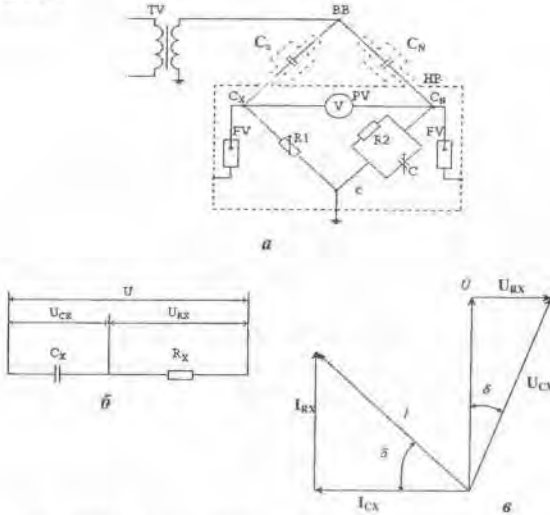


Рис. 2.10. Схеми мостів МД-16, Р595 і Р5026:

а – принципова; *б* – еквівалентна схема заміщення діелектрика; *в* – векторна діаграма для схеми заміщення діелектрика: TV – випробувальний трансформатор; C_x – ємність об’єкта; C_N – ємність еталонного конденсатора; PV – гальванометр; R1 і R2 – регульований і постійний резистор; C – магазин ємностей; е – вивід екрана; FV – розрядники; BB – вивід високої напруги еталонного конденсатора

Залежно від місця вмикання вимірювального елемента, через який протікає струм об’єкта, мостова схема може бути нормальною і перевернутою. У першому випадку вимірювальний елемент знаходиться під низьким потенціалом і екранувати схему дуже просто. У другому випадку обладнання заземлено. Розташування апаратів під час вимірювання показано на рис. 2.11.

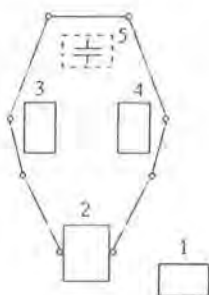


Рис. 2.11. Схема розміщення апаратів при вимірюванні:

- 1 – регулювальний трансформатор;
- 2 – мід;
- 3 – сталонний конденсатор;
- 4 – високовольтний випробувальний трансформатор;
- 5 – об'єкт вимірювання

Застосовуючи мости P595, P5026, знаходять значення $\operatorname{tg} \delta$ при напрузі від 3 до 10 кВ за першою і другою схемою, а при напрузі 100 В – тільки за першою схемою.

Тангенс кута діелектричних втрат трансформаторів і обертових машин вимірюють між кожною обмоткою і корпусом при заземлених вільних обмотках.

Випробування ізоляції підвищеною напругою. Це основний і обов'язковий вид випробування електрообладнання. Якщо підводити до ізоляції підвищену напругу, можна виявити її місцеві і загальні дефекти, які неможливо встановити іншими засобами.

Залежно від типу обладнання і характеру випробування, використовують підвищену змінну або випрямлену напругу. В останньому випадку легше встановити місцеві дефекти, і, крім того, появляється додатковий критерій оцінки якості ізоляції – струм наскрізної провідності (струм витікання). Під час випробування електричних машин випрямлена напруга рівномірно розподіляється вздовж обмотки. При необхідності ізоляцію випробовують спочатку при змінній, а потім при випрямленій напрузі.

Підвищену напругу підводять лише після ретельного огляду і оцінки стану ізоляції іншими методами, які розглядалися раніше. Значення випробувальної напруги для кожного виду обладнання визначають за встановленими нормами. Випробування ізоляції підвищеною змінною напругою виконують за схемою, показаною на рис. 2.12.

Автоматичний вимикач вибирають з умови надійного вимикання струму, який може різко зростати при пробі ізоляції. Регулювальний і випробувальний трансформатор повинні забезпечувати випробувальну напругу, яка потрібна за нормами, і необхідну потужність.

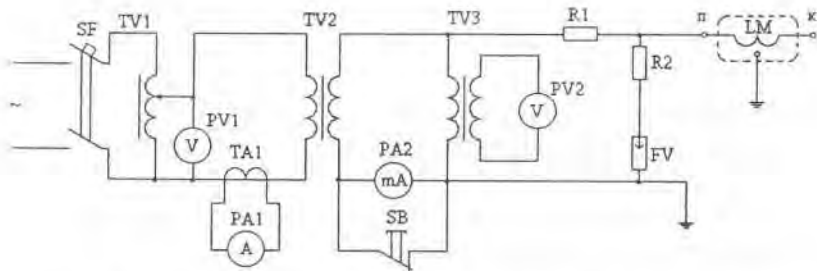


Рис. 2.12. Схема випробування ізоляції підвищеною змінною напругою: SF – автоматичний вимикач; TV1, TV2, TV3 – відповідно регульовальний, випробувальний і вимірювальний трансформатор; PV1 і PV2 – вольтметри; PA1 – амперметр для вимірювання струму на стороні нижчої напруги; PA2 – міліамперметр для вимірювання струму витікання ізоляції; SB – кнопковий вимикач; R1 – резистор для обмеження струму у випробувальному трансформаторі при пробі ізоляції; R2 – резистор для обмеження комутаційних перенапруг при пробі розрядника FV

Потужність S (кВ·А) випробувального трансформатора можна визначити за формулою:

$$S_{\text{випр}} = \omega C_x U_{\text{випр}}^2 10^{-9}, \quad (2.16)$$

де C_x – ємність ізоляції, пФ;

$U_{\text{випр}}$ – випробувальна напруга, кВ;

ω – кутова частота випробувальної напруги ($\omega = 2\pi f$).

Орієнтовне значення ємності C_x деяких видів електрообладнання можна взяти з табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Значення C_x для електрообладнання

Найменування об'єкта	Ємність (однієї фази), пФ
1	2
Вводи трансформаторів і масляних вимикачів	50-800
Вимірювальні трансформатори (напруги і струму)	100-1000

Продовження табл. 2.1

1	2
Силові трансформатори	1000-10000
Електродвигуни потужністю до 100 кВт	1000-10000
Електродвигуни потужністю понад 100 кВт	10000-100000

Для остаточного вибору потужності випробувального трансформатора враховують відношення

$$\frac{U_{ном.тр}}{U_{випр}}, \quad (2.17)$$

де $U_{ном.тр}$ – номінальна напруга випробувального трансформатора.

Для випробування підвищеною напругою підстанційного обладнання застосовують спеціальний однофазний трансформатор типу ИОМН, один вивід якого має високовольний ізолятор, розрахований на повну випробувальну напругу, другий – заземлений. Час, протягом якого подають номінальну напругу, не більший ніж 30 хв. Трансформатор повинен бути захищеним кульовим розрядником.

Для випробування ізоляції електрообладнання і електричних машин можна використовувати вимірвальні трансформатори напруги типу НОМ.

Час прикладання випробувальної напруги: 5 хв – для міжвиткової ізоляції, 1 хв – для головної ізоляції. Збільшувати напругу рекомендується від значення, яке не перевищує 25-30 відсотків випробувальної. При цьому швидкість збільшення напруги до 50 відсотків випробувальної може бути довільною, а в подальшому її слід плавно підвищувати до максимального значення на один-два відсотка в секунду. Після певної витримки часу напругу плавно знижують до 30 відсотків випробувальної, після чого електричне коло можна розімкнути. Різко вимикати напругу допускається лише в тих випадках, якщо це необхідно для безпеки людей або збереження обладнання.

Вимірювання здійснюють на боці нижчої напруги, а під час випробувань генераторів, великих двигунів тощо – на боці найвищої. В останньому випадку для вимірювання застосовують трансформатори напруги або електростатичні вольтметри.

Вважається, що ізоляція витримала випробування, якщо не було встановлено часткових її порушень, виявлених за показами приладів або спостереженнями (виділеннями газу, появою диму, ковзних розрядів по поверхні).

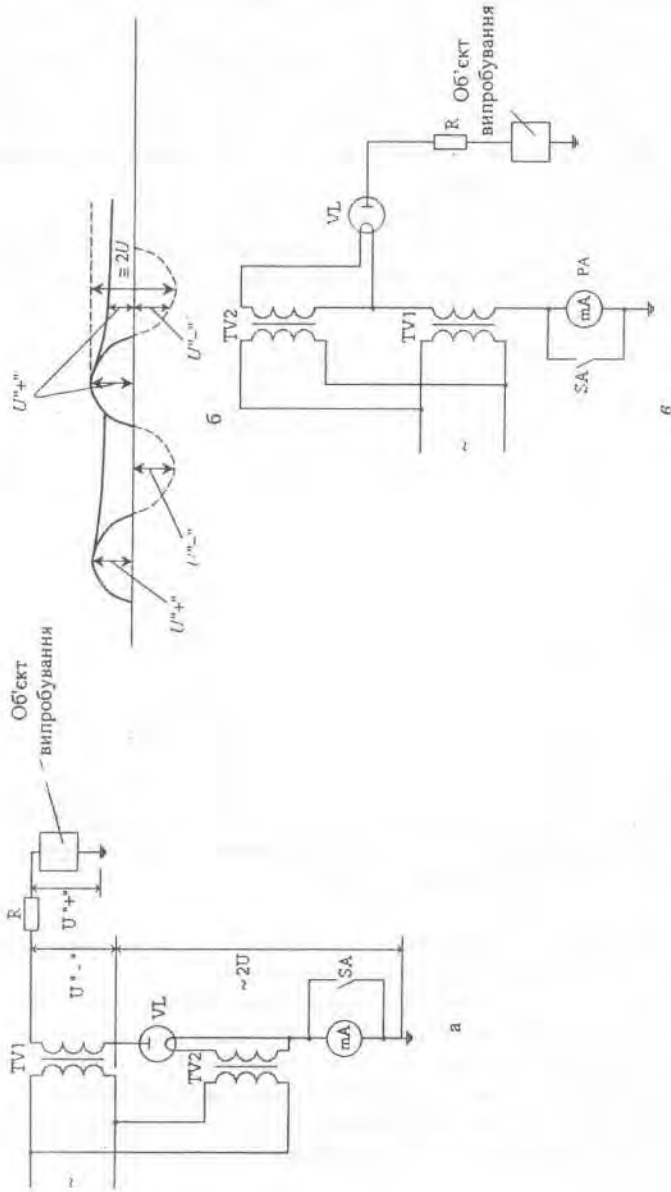


Рис. 2.13. Схема випробування ізоляції підвищеною випрямленою напругою:

а – вмикання випрямляча з боку заземленої обмотки трансформатора; б – діаграма зміни напруги; в – вмикання випрямляча з боку повної напруги; TV1 і TV2 – випробувальний і розжарювальний трансформатор; R – резистор; VL – вакуумний випрямляч; PA – міліамперметр

Випробування ізоляції підвищеною випрямленою напругою проводять за однопівперіодною схемою випрямлення (рис. 2.13).

Методика і порядок випробування ізоляції випрямленою напругою аналогічні розглянутим раніше. Під час випробування необхідно контролювати струм витікання. Час, протягом якого подають напругу, залежить від виду обладнання. Вимірювання виконують вольтметром, увімкненим на боці нижчої напруги.

Струм, що протікає через ізоляцію, як правило, не перевищує 5... 10 мА, що зумовлено невеликою потужністю випробувального трансформатора. Залежність опору ізоляції $R_{із}$ і струму витікання ($I_{вит}$) від прикладеної випрямленої напруги показано на рис. 2.14.

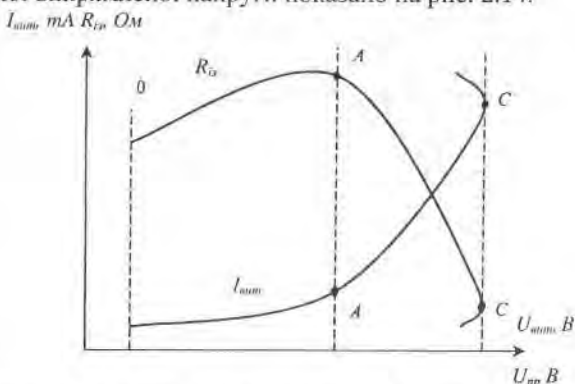


Рис. 2.14. Залежність опору ізоляції і струму витікання від прикладеної випрямленої напруги:

ділянка ОА – дефект не проявляється; А – критична точка, після якої $R_{із}$ різко падає, а струм витікання $I_{вит}$ різко зростає; ділянка АС – сильна іонізація дефектного проміжку, форсування умов для пробою; С – точка пробою ізоляції при напрузі $U_{пр}$.

Після випробування випрямленою напругою для уникнення нещасних випадків необхідно розрядити об'єкт на землю.

Якщо як випрямляч використовувати напівпровідникові вентиля, схема випробувальної установки виходить простішою, тому що нема розжарювального трансформатора.

Дуже зручні в експлуатації комплекти установки АИИ-70М і АИМ-80. Вони призначені для випробування ізоляції електрообладнання, розрахованого на напругу 10 кВ, підвищеною змінною випрямленою напругою (рис. 2.15).

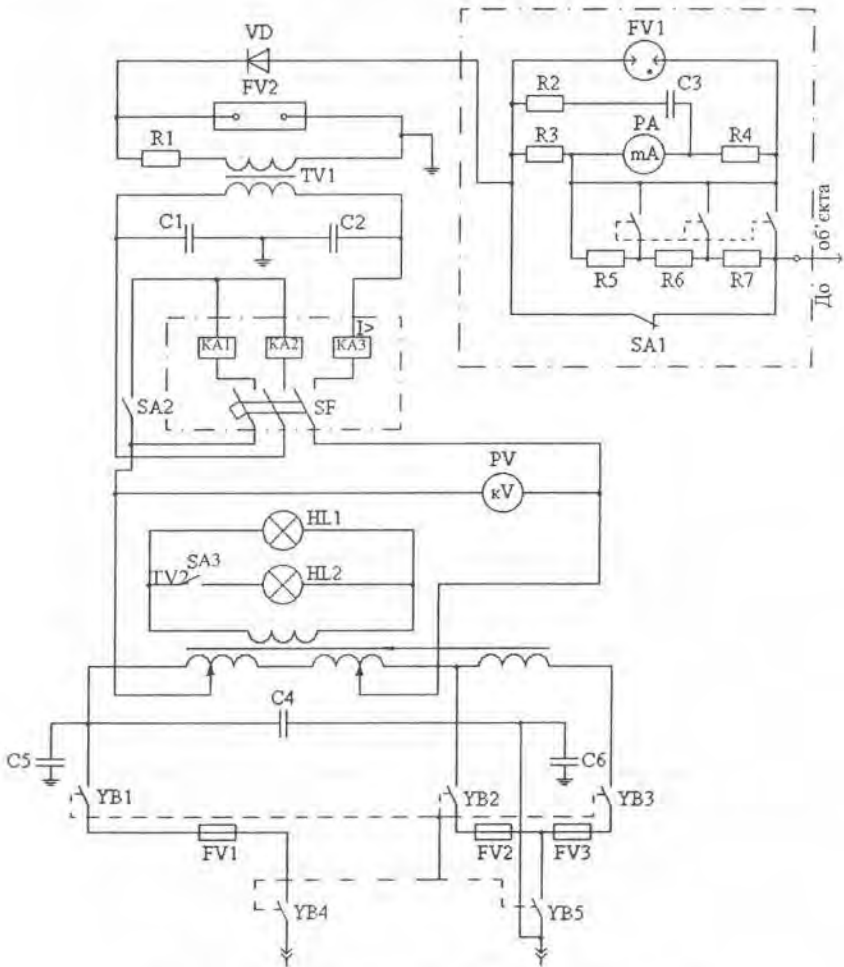


Рис. 2.15. Принципова схема установки АИИ-70:

VD – селеновий випрямляч; FV1- розрядник; FV2 – маслопробійник; TV1 – випробувальний трансформатор; TV2 – регулятор напруги; R1-R7 – резистори; C1-C6 – конденсатори; PA – мікроамперметр; SA1 – перемикач меж вимірювання; SA2 – вимикач; SF – автоматичний вимикач; YB1-YB5 – блокувальні пристрої дверцят; HL1 і HL2 – лампи; KA1-KA3 – реле струму; PV – вольтметр

Випробування ізоляції апаратів, вторинних кіл і електропроводок напругою до 1000 В виконують відповідно до ПУЕ. При цьому вимірюють опір ізоляції і випробовують підвищеною напругою промислової частоти (час прикладання напруги – 1 хв). Схема випробувань наведена на рис. 2.16, випробування проводять при повністю зібраній схемі.

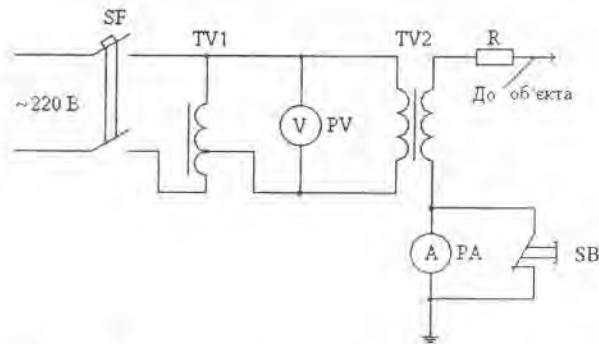


Рис. 2.16. Схема випробування ізоляції електрообладнання і кіл керування до 1000 В підвищеною змінною напругою: SF – автоматичний вимикач; TV1 – регулятор напруги; TV2 – випробувальний трансформатор; R – опір; PA – мікроамперметр; SB – кнопковий вимикач

При великому числі розгалужених кіл, з метою запобігання перевантаженню випробувального трансформатора ємнісними струмами, випробування виконують окремо по ділянках. Перед початком випробувань у схемі знімають всі заземлення, від'єднують вторинні обмотки трансформаторів напруги, акумуляторні батареї, а також всю апаратуру, ізоляція якої не підлягає випробуванню підвищеною напругою.

У цьому випадку від схеми випробування від'єднують конденсатори, напівпровідникові елементи, слабкострумові реле, які мають низький рівень ізоляції та закорочують виводи вимірювальних трансформаторів та інших елементів з великою індуктивністю. Перед початком випробувань корпус регульовального пристрою і первинну обмотку випробувального трансформатора заземлюють. Напругу на випробувальну установку подають тільки після виведення регульовального пристрою в нульове положення. Її плавно збільшують до 500 В, а після перевірки схеми підіймають до 1000 В і видержують її

протягом однієї хвилини. По закінченні випробування напругу плавно знижують до нуля і випробувальну установку вимикають від джерела живлення. Ізоляцію вважають такою, що витримала випробування, якщо не було виявлено різких поштовхів струму витікання, ковзних розрядів або пробою.

При відсутності випробувальної апаратури допускається, як виняток, випробовувати ізоляцію з використанням мегомметра на 2500 В протягом однієї хвилини.

2.5. Прилади і апаратура

При випробуваннях, обслуговуванні і ремонті електрообладнання та засобів автоматизації застосовують нижчезазначені прилади і апарати.

Мегомметри призначені для вимірювання опору ізоляції електропроводок, електрообладнання і засобів автоматизації: М4100/1 і М4101/1 (вихідна напруга 100 В); М4100/2 і М4101/2 (250 В); М4100/3 і М4101/3 (500 В); М4100/4 і М4101/4 (1000 В); М4100/5 і М4101/5 (2500 В).

Вимірники М416 і МС-0,8 застосовують для визначення опору заземлюючих і грозозахисних пристроїв, а також опору ґрунту.

Вимірник М417 використовують для знаходження повного опору петлі "фаза – нульовий провід". За фазною напругою розраховують струм однофазного короткого замикання, відповідно до якого вибирають апаратуру захисту.

Омметр М372 служить для визначення потенціалу на заземлених елементах і вимірювання опору кола між ними та заземлювачами. Це значення не нормується, звичайно воно рівне 0,05-0,1 Ом.

Мікроомметр М246 призначений для визначення перехідних опорів контактів апаратів, розрахованих на силу струму 1000 А і більше.

Опір вимірюють вибірково (п'ять-десять відсотків від загального числа контактів). Він не повинен перевищувати опір відрізка струмопроводу тієї ж довжини і площі перерізу більше ніж у 1,2 разу.

Струмовимірвальні кліщі Ц4501, Ц91 застосовують для вимірювання струму і напруги в колах (без розриву) змінного струму частотою 50 Гц.

Комбіновані прилади (тестери, ампер-вольтметри) Ц4311, Ц4313, Ц43 використовують для вимірювання постійного і змінного струму та напруги, опору резисторів, ємності конденсаторів, параметрів транзисторів.

Показники й індикатори напруги УНН-90, МИН-1 служать для виявлення потенціалу на струмоведучих частинах.

Під час вимірювання параметрів ізоляції електрообладнання і засобів автоматизації поряд з мегомметрами використовують:

- прилади ПКВ-7 і ПКВ-8 – для визначення ступеня вологості ізоляції;
- мости МД-16, Р595 і Р5026 – для знаходження тангенса кута діелектричних втрат.

Під час технічного обслуговування, налагодження і ремонту електроустановок застосовують:

- стенди УСХА, МИИСП і 13УН-1 – для настроювання пускозахисної апаратури;
- комплект К506 – для вимірювання струму, напруги і потужності;
- універсальний фазопоказник Э500;
- тахометр ИО-30;
- мости постійного струму Р333 і МО-62, потенціометр ПП-63, люксметр Ю-16;
- універсальний вимірювальний прилад УПИП-60, що використовується як потенціометр і міст;
- джерело регульованої напруги ИРН-64; магазини опорів МСР-63 і комплексної взаємної індуктивності Р5017; ємності; генератори, осцилографи, частотоміри, зразкові вольтметри, амперметри, гальванометри тощо.

Під час експлуатації і ремонту пневматичних та гідравлічних пристроїв і засобів автоматизації необхідні:

- вантажопоршневі манометри типу МП – для контролю манометрів і перетворювачів тиску; переносний прилад ППР-2М – для перевірки витратомірів;
- прилад ПИП-2 – для налагодження пневматичних автоматичних пристроїв, імітації і вимірювання пневматичних сигналів;
- пневматичний переносний стенд ЛТ-40 – для перевірки регуляторів і блоків;
- сильфонний прес – для імітації малих тисків і розріджень;
- зразкові манометри, вакуумметри тощо.

У кожному конкретному випадку набір вимірювальних приладів визначається номенклатурою наявного електрообладнання і засобів автоматизації.

2.6. Перевірка засобів вимірювання

Метрологічний нагляд і контроль. Відповідно до ГОСТ 8.002 та ДСТУ основне завдання метрологічного нагляду і відомчого контролю – зміцнення дисципліни і підвищення відповідальності міністерств (відомств), підприємств, об'єднань, організацій і установ за своєчасне впровадження норм і суворе виконання вимог, встановлених діючим законодавством, стандартами, інструкціями, положеннями та іншими нормативно-технічними документами, а також дотримання єдності вимірювань і метрологічне забезпечення робіт, які проводяться в галузях народного господарства.

Метрологічний нагляд здійснюють у формі:

- приймальних і контрольних випробувань засобів вимірювання відповідно до ГОСТ 8.383 та ДСТУ і ГОСТ 8.001 та ДСТУ;
- метрологічної атестації засобів вимірювання відповідно до ГОСТ 8.326 та ДСТУ;
- перевірки засобів вимірювання відповідно до ГОСТ 8.513 та ДСТУ;
- реєстрації підприємств та організацій, що виготовляють, ремонтують і перевіряють засоби вимірювань відповідно до порядку, встановленого стандартом;
- перевірки стану і застосування засобів вимірювань, діяльності відомчих метрологічних служб у міністерствах (відомствах) і на підприємствах, впровадження норм і дотримання метрологічних правил відповідно до порядку, встановленого стандартом.

Відомчий метрологічний контроль проводять у формі:

- атестації засобів вимірювання відповідно до ГОСТ 8.326 та ДСТУ;
- перевірки засобів вимірювання відповідно до ГОСТ 8.513 та ДСТУ;
- перевірки стану і застосування засобів вимірювання, впровадження норм і дотримання метрологічних правил на підприємствах;
- перевірки діяльності головних і базових організацій метрологічної служби та її структурних підрозділів на підприємствах;
- атестації випробувальних і аналітичних лабораторій на підприємствах.

Єдність і достовірність вимірювань електричних величин під час виробництва і розподілу електроенергії, підтримку всіх засобів вимірювань у справності і постійній готовності до використання забезпечують відомчі метрологічні служби.

У системі електропостачання і на підприємствах енергонагляду відомчою метрологічною службою вважається відповідний цех або

лабораторія, які обслуговують електровимірвальні прилади. Керівника даного підрозділу призначають головним метрологом підприємства.

У сільському господарстві метрологічне забезпечення електрообладнання і засобів автоматизації організують через обласні і міжрайонні центри стандартизації і метрології, на базі яких утворюють лабораторії для перевірки засобів вимірювання, які використовуються у виробництві.

У своїй діяльності органи відомчих метрологічних служб керуються Положенням про метрологічну службу, складеним на базі типового положення з урахуванням специфіки електростанцій, мереж і підприємств енергонагляду.

Строки перевірок встановлюють на підставі діючих стандартів і нормативних документів органів відомчої метрологічної служби. Обов'язковій перевірці підлягають усі засоби вимірювань, які застосовуються як вихідні, зразкові органами відомчих метрологічних служб, а також всі електролічильники, за даними яких розраховують плату за відпущену або отриману електроенергію.

Перевірку зразкових приладів виконують не менше ніж один раз на рік, за винятком вимірвальних конденсаторів і магазинів ємності, зразкових мір кута втрат, вимірників індуктивності і ємності змінного струму, котушок і магазинів індуктивності; їх необхідно перевіряти не рідше одного разу на два роки, а вимірвальні трансформатори – один раз на п'ять років.

Перевірку розрахункових трифазних електролічильників і вимірвальних трансформаторів промислового обліку треба проводити не рідше одного разу на чотири роки, а однофазних (побутових) – не рідше одного разу на вісім років. Решту приладів повинні перевіряти відомчі метрологічні служби у строки, погоджені з місцевими органами контролю.

Періодичність перевірки засобів вимірювання встановлюють головні метрологи або керівники відомчих метрологічних служб підприємств. При цьому вони повинні враховувати значущість тих або інших вимірювань для технологічного процесу виробництва і розподілу електроенергії, умови експлуатації приладів і вплив зовнішнього середовища.

Звітність. Відомчий орган метрологічної служби складає річні календарні графіки у вигляді переліку засобів вимірювання із зазначенням періодичності і календарних строків їх перевірки.

Графіки повинні бути погоджені з місцевими органами метрологічної служби. Окремо складають графіки для зразкових

приладів, перевірюваних державною метрологічною службою, і приладів, перевірюваних відомчими метрологічними службами.

При великому числі приладів, що обслуговуються, на підставі ГОСТ 8.002 та ДСТУ допускається складати графік періодичності за однотипними групами приладів і умовами їх експлуатації, а замість календарних графіків застосовувати картотеки, паспорти, перфокарти та інші форми документів, які встановлені відомчими органами нагляду і погоджені з органами державної метрологічної служби.

Результати перевірки засобів вимірювання, які задовольняють вимоги даного класу точності, наносять на корпус приладу у вигляді встановлених знаків (клейм) або ставлять пломби відомчої метрологічної служби, а також оформлюють іншими способами, погодженими з органами державної метрологічної служби. На переносні прилади високих класів точності заповнюють протоколи перевірки за встановленою формою.

У графіках або паспортах, картотеці або інших документах на засоби вимірювання роблять відповідні відмітки про проведені перевірки. Якщо є сумніви щодо достовірності показів застосовуваних засобів вимірювання, а також у випадку уточнення міжперевірочних інтервалів (особливо для приладів, які працюють у важких умовах), проводять позачергові перевірки, їх результати також відображають у відповідних документах.

Контрольні питання і завдання

1. Які види випробувань необхідні при експлуатації і ремонті електрообладнання?
2. Від чого залежить обсяг випробувань електрообладнання після ремонту?
3. Які випробування найважливіші в умовах агропромислового виробництва?
4. Розкажіть про профілактичні випробування ізоляції електрообладнання.
5. Які елементи входять у схему заміщення ізоляції, яку властивість діелектрика характеризує кожний з них?
6. Які методи випробувань найефективніші для визначення ступеня вологості ізоляції?
7. Який фізичний зміст коефіцієнта абсорбції?
8. Які особливості необхідно враховувати під час вимірювання опору ізоляції мегомметром?
9. Коли застосовують методи "ємність – частота", "ємність – час"?
10. Чому методи вимірювання ємності неприйнятні при визначенні ступеня вологості ізоляції електричних машин?
11. У чому особливість знаходження тангенса кута діелектричних втрат?
12. Чому випробування підвищеною напругою вважають основним для діелектриків?

13. Назвіть особливості випробовування ізоляції підвищеною змінною напругою.
14. У яких випадках доцільно випробовувати ізоляцію підвищеною випрямленою напругою?
15. Який метод випробувань найпростіший в умовах експлуатації електрообладнання?
16. Які вимірвальні прилади використовують під час експлуатації електрообладнання і засобів автоматизації?
17. Які існують види перевірок засобів вимірювання?
18. Хто встановлює строки між перевірками? Чи вони можуть бути змінені?
19. Як оформлюються результати перевірок?

3. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ (ПЛ) ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ НАПРУГОЮ ДО І ВИЩЕ 1000 В

3.1. Загальні вимоги до улаштування повітряних ліній

Повітряна лінія електропередачі є пристроєм для передачі та розподілу електроенергії по проводах, розміщених на відкритому повітрі і прикріплених за допомогою ізоляторів і арматури до опор або кронштейнів чи стоек на будинках та інженерних спорудах (мостах, шляхопроводах тощо).

Повітряні лінії повинні забезпечувати достатньо надійне електропостачання споживачів, потрібну якість електроенергії і відповідати вимогам найбільшої економії стосовно умов проектування та експлуатації.

За вихідні беруть вимоги надійності живлення і якості енергії, передбачені технічними умовами. Прийняті рішення далі коригуються умовами економічності. Виконання цих вимог на основі принципів загальнодержавної економіки є найважливішим завданням інженерної діяльності в галузі електричних мереж і систем.

Питання про надійність електропостачання виникає в зв'язку з тим, що практично всі елементи електричної мережі з часом пошкоджуються. Скорочення можливих пошкоджень часто пов'язане зі значними додатковими витратами. Тому при конструюванні електричних мереж орієнтуються саме на усереднені умови їх роботи. При ускладнених умовах експлуатації, що буває порівняно рідко, звертаються до розрахунків на ймовірність пошкодження мереж. Пошкодження можуть спричинятися не тільки умовами експлуатації ПЛ, але й певними зовнішніми умовами – підвищеною грозовою діяльністю, швидким вітром, великою ожеледдю тощо.

Підвищення надійності електропостачання може забезпечуватись не тільки зниженням пошкоджень і резервуванням елементів мережі, але й

іншими способами, які можуть виявитись більш економічними, зокрема застосуванням пристроїв автоматики (АВР, АПВ), тимчасовою роботою елементів мережі в несиметричних режимах.

В умовах проектування, спорудження та експлуатації електричних мереж треба проводити ретельний аналіз з метою підвищення економічності. Це треба робити при виборі схем з'єднання ліній і параметрів обладнання мережі, аналізі режимів її роботи, з'ясуванні доцільного ступеня її автоматизації, способів резервування тощо.

Основні вимоги до мереж, які проєктуються, а також експлуатуються:

- надійність і безпека при дотриманні певних правил роботи мережі;

- забезпечення повної безперебійності живлення (для споживачів I-ї категорії) або швидкого відновлення живлення після аварії;

- обмеження місця аварії одним елементом, трансформатором або відрізком мережі, для чого, як правило, використовують захист з вибірковою дією;

- дотримання економічних показників як за початковими витратами на спорудження мережі, так і за щорічними експлуатаційними витратами;

- забезпечення якості електричної енергії, що подається споживачам, головним чином за рахунок обмеження відхилень напруги;

- можливість розвитку мережі для приєднання нових або посилення потужності існуючих споживачів без корінних змін мережі.

3.2. Приймання повітряних ліній в експлуатацію

Після спорудження або ремонту ПЛ здійснюється їх приймання в експлуатацію відповідно до правил приймання (СНиП 3-33-76), ПТЕ, а також галузевих правил приймання електричних мереж в експлуатацію, затверджених Міністерством палива і енергетики України. Дозволяється приймати ПЛ окремими ділянками, обмеженими з обох кінців підстанціями, перемикальними пунктами або ділянками, врізаними в діючі лінії. За домовленістю із замовником можуть бути пред'явлені для огляду і перевірки окремі змонтовані анкерні прогони ПЛ до закінчення робіт вздовж лінії.

Після закінчення робіт із спорудження або ремонту ПЛ керівництво підприємства призначає робочу комісію для прийняття її в експлуатацію. У складі комісії – представники підприємства електричних мереж (зокрема, голова) підрядника, субпідрядника, проектної та інших зацікавлених організацій. Робоча комісія перевіряє такі документи:

- робочий проект лінії з урахуванням змін, внесених у процесі спорудження і погоджених з проектною організацією;
- виконавчу схему ПЛ (траси), на якій зазначені марки проводів, площі перерізу, типи опор, захисні заземлюючі пристрої тощо;
- акти приймання переходів, перетинів і зближення лінії з усіма інженерними спорудами;
- акти на сховані роботи із спорудження заземлюючих пристроїв і заглиблення опор;
- документи на відведення земельної ділянки;
- протокол вимірювань опору заземлюючих пристроїв;
- паспорт лінії з її основними даними, відомості про випробування та ремонт.

Безпосередньо перед здаванням ПЛ в експлуатацію перевіряють її технічний стан і відповідність проекту, рівномірність розподілення навантажень за фазами, відстань до землі.

Після усунення всіх недоліків лінія приймається робочою комісією. Потім організація, за рахунок якої споруджується ПЛ, створює державну комісію з представників замовника, генерального підрядника і районного енергетичного управління.

Державна приймальна комісія, оглянувши лінію, на підставі актів робочої комісії, технічної документації і ряду додаткових документів, визначає якість і можливість здавання ПЛ в експлуатацію. Після включення лінії та її нормальної роботи протягом доби комісія підписує акт приймання.

3.3. Забезпечення надійності при експлуатації повітряних ліній

Особливості експлуатації. На ПЛ електропередачі впливають різні механічні навантаження та інші негативні фактори. Опори постійно сприймають вагу власних конструктивних деталей, а також проводів, ізоляторів і арматури, які в свою чергу зазнають змінних навантажень від вітру та ожеледі. Дерев'яні опори старіють, загнивають і можуть самозайматися.

Проводи ПЛ перебувають під тепловим і динамічним впливом струмів навантаження та аварійних струмів. Разом з тим на них діють коливання температури повітря, грозові розряди, ожеледі та сніг. При експлуатації можуть відбуватися обриви проводів, спричинені високогабаритними машинами, різного роду накидами тощо.

Усі ці фактори і обумовлюють створення спеціальної системи заходів з обслуговування повітряних ліній, які забезпечують їх надійну і безаварійну роботу. До них відносяться:

- дотримання допустимих режимів роботи ПЛ за струмовими навантаженнями;
- постійне спостереження за ПЛ;
- проведення замірів і профілактичних випробувань;
- проведення планово-запобіжних ремонтів;
- ведення технічної документації;
- розслідування причин аварій та розробка заходів з їх усунення.

Тривало допустимі струмові навантаження на провід. Провід ПЛ при проходженні по ньому електричного струму нагрівається. Кількість тепла, яка виділяється в проводі за одну секунду при струмі I :

$$Q = I^2 R_{\vartheta_2}, \text{ Вт}, \quad (3.1)$$

де R_{ϑ_2} – опір проводу при температурі ϑ_2 °С.

Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) встановлено гранично допустимі значення температури голих проводів при тривалому проходженні струму $\vartheta_2 = 70$ °С. Допустима температура може бути збільшена до 90-95 °С, якщо всі контакти виготовлені способом, який виключає окислення.

Крім цього, температура нагрівання при тривалому проходженні струму залежить від температури навколишнього середовища та умов відведення тепла. Охолодження неізолюваного проводу відбувається *випромінюванням, конвекцією та теплопровідністю*.

У проводів повітряних ліній тепловіддача відбувається в основному конвекцією, бо теплопровідність повітря мала, а випромінювання при температурі 70...100 °С незначне.

Кількість тепла, яке виділяється провідником у навколишнє середовище в одну секунду дорівнює, Вт:

$$Q = kF(\vartheta_2 - \vartheta_1), \quad (3.2)$$

де k – коефіцієнт тепловіддачі, який залежить від температури проводу, швидкості руху повітря тощо, Вт/(м²·°С);

F – площа поверхні проводу, м²;

ϑ_2, ϑ_1 – відповідно температура проводу та навколишнього середовища, °С.

Прирівнявши праві частини рівнянь (3.1) і (3.2), визначаємо значення тривало допустимого струму $I_{\text{дон}}$:

$$I_{\text{дон}} = \sqrt{\frac{kF(\vartheta_2 - \vartheta_1)}{R_{\vartheta_2}}} \quad (3.3)$$

При розрахунках рекомендується брати $\vartheta_1 = 25^{\circ}\text{C}$. Тривало допустимий струм по проводу для інших, ніж прийняті в ПУЭ, температурних вимог визначається за формулою:

$$I_{\Gamma} = I_{\text{дон}} \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{сп}} - \vartheta_1}{\vartheta_2 - \vartheta_1}} = I_{\text{дон}} \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{сп}} - \vartheta_1}{45}} \quad (3.4)$$

де $I_{\text{дон}}$ – допустимий струм, який вибирається за табл. Д5.3, А;

$\vartheta_{\text{сп}}$ – гранична допустима температура проводу, $^{\circ}\text{C}$;

ϑ_1 – температура повітря для даних конкретних умов, $^{\circ}\text{C}$.

Треба взяти до уваги, що при проходженні по проводу тривало допустимого струму збільшуються втрати електричної енергії.

Огляди повітряних ліній. При технічному обслуговуванні проводять обходи і огляди ПЛ – планові та позачергові.

Планові (періодичні) огляди є денні, нічні, верхові і контрольні.

При денних оглядах контролюють і виявляють стан опор, проводів, траверс, ізоляторів, розрядників, роз'єднувачів, приставок, бандажів, хомутів, відбійних труб, льодорізів, нумерації, написів, плакатів, а також стан траси. Елементи лінії, яких не видно з землі неозброєним оком, монтер-обхідник оглядає через бінокль.

Для ПЛ напругою 0,38-20 кВ планові (періодичні) огляди проводять не рідше одного разу на місяць.

Про виявлені поломки аварійного характеру повідомляється керівництву і черговому диспетчеру, використовуючи всі можливі засоби зв'язку або особисто. Такі пошкодження і несправності повинні усуватися негайно. Про інші несправності, виявлені при огляді ПЛ, робиться запис у листі огляду.

Під час нічних оглядів перевіряють, чи нема світіння або іскріння в місцях з'єднань, які виникають при незадовільному стані контактів, а також виявляють дефектні ізолятори ламп вуличного освітлення.

При денних і нічних оглядах обхідник не має права підніматись на опори ліній, які знаходяться під напругою.

Оскільки не всі дефекти можна визначити, спостерігаючи за елементами лінії з землі, проводять **верхові огляди**. Їх роблять при необхідності, але не рідше одного разу на шість років. Лінію вимикають, заземлюють, а потім перевіряють кріплення арматури і ізоляторів, ступінь їх забруднення, а також кріплення і натяг розтяжок.

Контрольні огляди лінії виконує інженерно-технічний персонал підприємства електричних мереж за затвердженим графіком. При цьому перевіряють роботу monterів-обхідників, виконання протиаварійних заходів, оцінюють стан ПЛ та їх трас.

При періодичних оглядах перевіряють також чистоту траси, чи не торкаються проводи гілок дерев, чи не проводяться на трасі будівельні роботи без дозволу, чи не зберігаються матеріали.

Позачергові огляди виконують при ожеледі, сильних морозах, лісових і степових пожежах, після льодоходу і повені, а також автоматичного вимикання лінії.

Під час оглядів не можна виявити всі несправності ПЛ, тому існуючими Правилами технічної експлуатації передбачено ряд профілактичних перевірок і вимірювань.

3.4. Профілактичні вимірювання і випробування на ПЛ

Перевірка стану дерев'яних опор. Загнивання деревини відбувається під впливом дереворуйнівних грибків. Спори грибків розносяться вітром і комахами на великі відстані і заражують деревину. У початковій стадії загниваюча деревина помітно змінює колір, набуваючи червонуватого і коричнюватого відтінку, потім змінюється її структура та цілісність, на останній стадії деревина розкладається і стає трухлявою.

На розвиток грибків впливає температура повітря, вологість деревини і наявність кисню. Оптимальна температура для розвитку грибків – $+27...30^{\circ}\text{C}$, а при температурі нижчій за $+5^{\circ}\text{C}$ і вищій за $+45^{\circ}\text{C}$ гниття припиняється. Але при вологості 25-30 відсотків прискорюється їх розвиток, а припиняється при вологості нижчій за 20 відсотків.

Найінтенсивніше загнивання відбувається в деревині, яка перебуває в прямому контакті з вологим ґрунтом. На глинистих ґрунтах дощова вода змочує опори біля поверхні ґрунту, а наявність атмосферного кисню сприяє гниттю деревини на цьому рівні. Дерев'яні деталі опор на глибині 40 см і більше мало піддаються гниттю через нестачу повітря. Пісчані ґрунти більш пористі, добре пропускають повітря і тому гниття установлені в таких ґрунтах деревини відбувається в самому ґрунті, але вище ґрунтових вод. На болотах опори гниють тільки над рівнем води, де є доступ повітря.

Інтенсивному загниванню також піддаються місця опор, де накопичується атмосферна волога і недостатнє випаровування: у тріщинах траверс, розпорок, поперечин, торців, у місцях з'єднання деталей. Загниванню сприяють також затеси і зарубки.

Заболонь більше уражається грибками, ніж ядра дерева. Одноствійні опори звичайно загнивають у верхньому торці, у місці з'єднання з пасинком і на рівні землі.

Стійкість проти загнивання залежить від породи деревини. Опори із смереки значно стійкіші проти гниття, ніж опори із сосни і кедра, найбільш уражаються гниттям опори з ялини.

На ПЛ 0,38-20 кВ перевірку на загнивання проводять у такі строки: вперше – через три-шість років після введення ПЛ в експлуатацію, далі – не рідше ніж раз у три роки. Перевірка деревини на загнивання складається з огляду і простукування деталей молотком (масою не більшою ніж 0,4 кг), а також вимірювання величини загнивання в небезпечному перерізі і в місцях, де загнивання найімовірніше.

Для виявлення загнивання деревини застосовують свердлики конструкції Бранта (Латвглавенерго), прилади ПД-1 і ОЗД-1 (конструкції Мосенерго), а також спеціальні молотки і шупи. Загнивання дерев'яних опор біля основи визначаються без зняття напруги з ПЛ, як правило, після повного висихання ґрунту.

Загнивання вертикальних елементів опор вимірюють у трьох точках під кутом 120° в небезпечному перерізі. При вимірюваннях не рекомендується свердлик або голку приладів встановлювати на сучках і тріщинах.

При визначенні загнивання приладами конструкції Бранта і ПД-1 деревина вважається нормальною, якщо на проколювання шарів деревини потрібно зусилля більше 300 Н. Менші зусилля свідчать про наявність загнивання деталі опори, яку перевіряють.

Прилад ОЗД-1, який працює на принципі зондування дерев'яних деталей опор ультразвуковими коливаннями, дозволяє визначити наявність загнивання деталей опори і оцінити можливості підйому на опору.

Зовнішній діаметр деталей опори вимірюють діаметроміром або спеціальною стрічкою, проградуєваною так, що при замірах вона показує зовнішній діаметр.

Відбракування загнилих деталей полягає у визначенні величини **еквівалентного діаметра** d_e перерізу деревини рівної міцності, що не загнила, який порівнюється з іншою розрахунковою величиною – мінімально допустимим діаметром $d_{дон}$.

Залежно від співвідношення d_e і $d_{дон}$ вирішується питання про заміну деревини чи продовження її експлуатації.

Поширення загнивання по перерізу деталі має різний характер і чітко визначити діаметр d_e дуже важко. Тому при оцінці стану деревини користуються наближеними методами.

При зовнішньому загниванні деталі за результатами замірів визначають середній розмір загнивання b_{cp} і зовнішній діаметр деталі D_s , зменшується на подвійну величину b_{cp} :

$$b_{cp} = \frac{b_1 + b_2 + b_3}{3}, \quad (3.5)$$

$$d_e = D_s - 2b_{cp}, \quad (3.6)$$

$$d_{дон} \equiv d_e \sqrt{\frac{k}{3,5}} = C d_e, \quad (3.7)$$

де $d_{дон}$ – допустимий діаметр;

$d_e = d_p$ – еквівалентний діаметр (розрахунковий) опори або приставки в небезпечному перерізі, см;

k – допустимий запас міцності в небезпечному перерізі;

C – коефіцієнт зносу.

Допустимі значення запасу міцності та коефіцієнта зносу наведено в табл. 3.1.

Для ПЛ 6-20 кВ мінімальне допустиме значення $d_{дон}$ береться: для стовпів і приставок – 12 см; для траверс – 10 см.

Для ПЛ 0,38 кВ значення $d_{дон}$ наведено в табл. 3.2.

Якщо деталь у місці перерізу, який розглядається, має зарубки або інші пошкодження зовнішньої частини заболоні, усі вони враховуються як зовнішнє загнивання, глибина якого рівна глибині пошкодження.

Визначення d_e для деталей з внутрішнім загниванням трохи складніше. При повному внутрішньому загниванні (рис. 3.1.а) або при кільцевому (рис. 3.1.б) залежність механічної міцності деталі від товщини частини, що не загнила, має складний характер.

Приклади користування методом відбракування деревини при внутрішньому загніванні подано нижче.

Приклад 1. Пасинок із зовнішнім діаметром у небезпечному перерізі $D = 30$ см має повне внутрішнє загнівання в тому ж перерізі (рис. 3.1.а).

Мінімально допустимий діаметр пасинка $d_{\min} = 19$ см.

Виміри дають: 3/10; 4/10; 5/10, де в чисельнику вказано, на якій глибині (у сантиметрах) від поверхні починається внутрішнє загнівання, а в знаменнику – на якій глибині воно закінчується.

У місці загнівання є наскрізна поздовжня тріщина.

Оскільки в даному випадку повне внутрішнє загнівання, то переріз здорової частини має форму кільця. Середня товщина здорової частини деревини:

$$\delta_{cp} = \frac{3+4+5}{3} = 4 \text{ см.}$$

За кривою I (рис. 3.2) для $\delta_{cp} = 4$ см і $D = 30$ см знаходимо еквівалентний діаметр $d_e = 24$ см.

Враховуючи наявність наскрізної тріщини, зменшуємо знайдений діаметр на 1 см і отримуємо $d'_e = 23$ см.

Порівнюючи цей діаметр рівномірного круглого перерізу з мінімально допустимим для заданого пасинка, встановлюємо, що пасинок не треба міняти.

Приклад 2. Пасинок із зовнішнім діаметром у небезпечному перерізі $D = 26$ см має неповне внутрішнє кільцеве загнівання в тому ж перерізі (рис. 3.1.б). Мінімально допустимий діаметр пасинка $d_{\min} = 18$ см.

Виміри дають: 2/5; 3/6; 4/7.

Оскільки загнівання внутрішнє неповне, переріз здорової частини має форму кільця з ядром у центрі. Середня товщина зовнішнього шару деревини кільця:

$$\delta_{cp} = \frac{2+3+4}{3} = 3 \text{ см.}$$

За кривою I (рис. 3.2) для $\delta_{cp} = 3$ см і $D = 26$ см знаходимо еквівалентний діаметр для кільця $d_e = 18$ см.

У даному випадку враховується також міцність здорової серцевини (ядра).

Діаметр її:

$$d_c = 26 - \frac{5+6+7}{3} \cdot 2 = 14 \text{ см.}$$

За кривою II (рис. 3.2) знаходимо
для $d_e = 18 \text{ см}$ $W_e = 580 \text{ см}^3$; для $d_c = 14 \text{ см}$ $W_c = 280 \text{ см}^3$.

Для визначення еквівалентного діаметра d_o перерізу у формі кільця з ядром необхідно знайти його момент опору. Його знаходять наближено як суму W_e і W_c , тобто 860 см^3 .

За тією ж кривою II для $W_o = 860 \text{ см}^3$ знаходимо відповідний діаметр $d_o = 20,5 \text{ см}$, який виявляється більшим мінімально допустимого. Таким чином, пасинок не треба замінити.

Перевірка стану залізобетонних опор і приставок. У процесі виготовлення, транспортування і експлуатації в залізобетонних опорах і приставках можуть утворюватися тріщини. Незначні тріщини безпечні, а в більшій може попадати волога, що призведе до корозії арматури і різкого зниження механічної міцності опори.

Перевірку стану залізобетонних опор і приставок здійснюють зовнішнім оглядом не рідше ніж раз на шість років. При цьому звертають увагу на наявність раковин, відколів і тріщин. Особливу увагу приділяють зоні земля-повітря, де можуть виникати пошкодження, зумовлені механічними навантаженнями або в результаті протікання струмів замикання на землю при пробіі ізолятора. Вимірювання ширини тріщин проводиться спеціальним щупом, а розмірів відколів і тріщин – спеціальною лінійкою. Розкриття тріщин в опорах з ненапруженою арматурою допускається до 0,2 мм, на один метр довжини опори не повинно бути більше ніж шість тріщин. Для опор, виготовлених із застосуванням попередньо напруженої арматури, розкриття тріщин не допускається.

Товщина захисного шару бетону повинна бути не менша ніж 10 мм. Для визначення товщини захисного шару і зміщення каркасу арматури користуються приладом контролю арматури ПКА-1М або АИ-15. Візуально перевіряють положення, кріплення і стан антикорозійного покриття траверс і відтяжок.

Одночасно з перевіркою стану залізобетонних приставок перевіряють їх кріплення зі стояком опори (дротяні бандажі, хомути). Відхилення стояків опор від вертикалі вздовж і впоперек осі ПЛ понад нормовані значення не допускаються.

Перевірка стану заземлюючих пристроїв. З часом опір заземлюючих пристроїв може змінитися. В основному це відбувається



Рис. 3.3. Перевірка стріли провисання проводів у прогоні ПЛ

Шляхом порівняння отриманих даних зі стрілами провисання по монтажних кривих або таблицях обчислюють відхилення і намічають заходи щодо їх усунення.

Відстані від проводів до будинків і споруд, розташованих поблизу ПЛ, вимірюють від проєкції крайнього проводу при найбільшому його відхиленні до найближчих частин цих будівель і споруд.

При вимірюванні габаритів і стріл провисання фіксують температуру навколишнього повітря. Отримані при вимірюваннях величини шляхом розрахунку або за допомогою спеціальних таблиць зводять до температури, при якій отримуються максимальні стріли провисання, тобто мінімальні відстані до поверхні землі, полотна шляху тощо.

Вимірювання габаритів не рекомендується проводити при сильному (понад 8...10 м/с) вітрі.

Результати вимірювань і розрахунків габаритів заносять у відомість замірів, яка складається для кожної лінії.

Перевірка підвісних фарфорових ізоляторів, розрядників і захисних проміжків. Електричну міцність підвісних фарфорових ізоляторів ПЛ 6-20 кВ перевіряють у перший рік експлуатації, а в подальшому – не рідше ніж раз у шість років перед капітальним ремонтом за допомогою штанги з постійним іскровим проміжком. Величину іскрового проміжку встановлюють для напруги 2 кВ. Наявність іскри між електродами розрядника свідчить про придатність ізолятора. При відсутності іскри і потріскування ізолятор бракують. Перевірка може також виконуватись за допомогою мегомметра на 2,5 кВ. Ізолятори з опором меншим ніж 300 МОм підлягають заміні.

Результати перевірки електричної міцності підвісних фарфорових ізоляторів на ПЛ 6-20 кВ записують у відомість.

Стан розрядників перевіряють щороку перед грозовим сезоном. Трубчасті розрядники і захисні проміжки оглядають при обходах ПЛ. Перевірку трубчастих розрядників із зняттям з опор проводять раз у три роки. Верховий огляд без зняття з опор, а також додаткові огляди і перевірки трубчастих розрядників, встановлених у зонах інтенсивного забруднення, виконують відповідно до місцевих інструкцій і, як правило, суміщають з проведенням інших робіт з відключенням ПЛ. Вентильні розрядники перевіряють шляхом вимірювання мегомметром опору розрядників перед вмиканням у роботу і перед ремонтом обладнання, до якого розрядники підключені.

Охорона повітряних ліній 0,38-35 кВ. Щоб запобігти пошкодженню ПЛ і нещасним випадкам, згідно з Правилами охорони електричних мереж створено охоронні зони і встановлено мінімально допустимі відстані між елементами ліній електропередач і ближніми будівлями, спорудами, а також зеленими насадженнями.

Для ПЛ 6-20 кВ ширина зони повинна бути 10 м, для ПЛ 0,38 кВ – 2 м.

Горизонтальні відстані від крайніх проводів при найбільшому їх відхиленні до найближчих частин будівель і споруд повинні бути для ліній 6-20 кВ не менші ніж 2 м, для ліній 0,38 кВ не менші ніж 1,5 м. Якщо лінії проходять через насадження висотою до 4 м, просіки вирубуються для ПЛ 20 кВ шириною, яка дорівнює відстані між проводами плюс 3 м в кожний бік від крайніх проводів. У насадженнях висотою понад 4 м ширина просіки дорівнює відстані між проводами плюс подвосна висота масиву. Окремі дерева з краю просіки, якщо їх висота перевищує висоту масиву, вирубуються. У парках, заповідниках, зелених зонах, захисних смугах вздовж шляхів, охоронних смугах рік і озер відстань від проводів до крон дерев встановлюють організації, яким підпорядковані ці насадження, але не менш ніж 2 м.

Для ПЛ 0,38 кВ вертикальні і горизонтальні відстані від проводів (при найбільшій стрілі провисання або найбільшому відхиленні) до вершин дерев, кущів та іншої рослинності повинні бути не менші ніж 1 м.

В охоронних зонах здійснюються будівельні, монтажні, вибухові і поливні роботи, провадиться насадження і вирубування дерев, складування кормів, добрив, палива та інших матеріалів, виконуються проїзди для машин і механізмів висотою понад 4,5 м під лініями 0,38 кВ і 3 м – під лініями 6-20 кВ. Стоянка транспорту, машин і механізмів

дозволяється тільки за письмовим дозволом організації, яка експлуатує ці лінії.

Правилами охорони електричних мереж заборонено провадити різного роду дії, які можуть порушити нормальну роботу мереж і призвести їх до пошкоджень, а саме: накидати на проводи, приставляти і прив'язувати до опор і проводів сторонні предмети; підніматись на опори; бити ізолятори; відчиняти приміщення споруд мережі і підключатися до неї; розводити вогонь поблизу розподільних пристроїв і ліній електропередачі; зносити або реконструювати будівлі і споруди. Це потребує попереднього погодження з організацією, яка експлуатує мережі.

Поблизу ПЛ електропередачі допускається робота різного роду механізмів лише в тому випадку, якщо відстань у повітрі від механізму або його висувної частини до ближчого проводу, що знаходиться під напругою, становить не менш ніж 1,5 м для ПЛ 0,38 кВ і 2 м – для ПЛ 6-20 кВ. При неможливості додержання цих умов з лінії знімається напруга. Вздовж автомобільної дороги, у місцях її перетину з лінією електропередачі, встановлюють сигнальні знаки щодо допустимої висоти транспорту з вантажем.

Для попередження пошкоджень ПЛ персонал підприємств повинен:

- ознайомити керівництво виробничих підприємств з правилами охорони електричних мереж, надавати допомогу при інструктуванні працівників вказаних підприємств стосовно правильної організації робіт поблизу ПЛ;
- пояснити населенню, особливо дітям, наскільки небезпечним може бути перебування під проводами ПЛ.

3.5. Заходи боротьби з ожеледдю на повітряних лініях

Утворення ожеледі на проводах і тросах. Під загальним поняттям ожеледі розуміють різні види твердих опадів: паморозь, ожеледь і мокрий сніг.

Паморозь – це білі непрозорі кристалічні утворення, як правило, двох видів: кристалічна паморозь з густиною $0,02...0,1 \text{ г/см}^3$ і зерниста – $0,1...0,3 \text{ г/см}^3$. Кристалічна паморозь утворюється при порівняно низьких температурах від -10 до -40°C і слабких вітрах. Вона легко обсипається з проводів від вітру і струшування. Зерниста паморозь найчастіше утворюється під час туманів і при температурі від -3 до -10°C . Вона характерна для підвищених і гірських районів (Крим, Закарпаття), тримається на проводах при вітрі. Чим більша вологість повітря і швидкість вітру, тим товщим буває шар паморозі.

При великих розмірах відкладень (50-60 мм і більше) і сильному вітрі впоперек лінії зростає тиск вітру на проводи і троси. Проміжні опори при цьому можуть витримувати зусилля, які значно перевищують розрахункові.

Ожеледь – це суцільні тверді утворення у вигляді прозорого або матового льоду, які мають густину від 0,6 до 0,9 г/см³. Утворюється ожеледь при температурі повітря від 0 до -5⁰С при туманах, дощах і морозі. Краплі вологи, потрапляючи на проводи, розтікаються по поверхні, замерзають і утворюють ожеледь.

Часто на проводах відкладається суміш із паморозі, ожеледі і снігу, з більш пухкою, ніж ожеледь, будовою і щільністю меншою ніж 0,3...0,6 г/см³.

Суміш утворюється при періодичних змінах погодних умов і при температурі від 0 до -20⁰С. Як правило, нижній шар суміші – це ожеледь або зерниста паморозь. Мокрий сніг найбільше прилипає до проводів при температурі повітря 0⁰С і вітрі, при цьому його шар може бути значним. Якщо температура повітря не знижується, то він спадає з проводів під власною вагою. При зниженні температури він примерзає до проводів, а з посиленням вітру збільшуються вітрові навантаження на опори. Щільність мокрого снігу змінюється від 0,12 до 0,3 г/см³.

На форму утворень з ожеледі впливає напрямок і швидкість вітру. При вітрах вздовж лінії на проводах і тросах утворюються відкладення симетричної циліндричної форми порівняно невеликого діаметра, при вітрах уперек лінії – однобічні відкладення, розміри яких значно більші, ніж при вітрах вздовж лінії.

Однобічна ожеледь утворюється з навітряної сторони проводу і має овальну форму. При цьому провід поступово закручується на деякий кут, підставляючи вітру чисту поверхню. Процес відбувається доти, доки крутний момент від маси однобічної ожеледі не буде зрівноважений моментом пружності сил проводу.

Для оцінки небезпечності ожеледі в експлуатації велике значення має тривалість наростання ожеледі і час її існування. При насиченні повітря вологою і наявності вітру ожеледь досягає небезпечних розмірів протягом двох-трьох годин. Інколи наростання відбувається періодично 5-15 днів. При частих відлигах, зокрема в південних районах України, тривалість знаходження ожеледі не перевищує 1-1,5 доби.

Навантаження на проводи в районах з ожеледдю досягає 4-5 кг/м, а в районах із сильною ожеледдю – до 8-10 кг/м.

Елементи повітряних ліній 0,38 кВ розраховуються на нормальну товщину шару ожеледі з повторюваністю раз у п'ять років, а лінії 6-20 кВ – раз у десять років.

Для своєчасного попередження аварій від ожеледі повинен бути передбачений комплекс організаційних заходів:

- створення постів спостереження за ожеледдю і швидкістю вітру для уточнення регіональних карт за цими метеорологічними елементами;
- інформація для оперативної оцінки ситуації з ожеледдю і вибору моменту її знищення;
- розробка технологічних карт плавлення, в яких установлюються умови плавлення ожеледі, послідовність операцій і порядок здійснення зв'язку з диспетчером підприємства електромережі;
- навчання персоналу щодо спостережень і дій при оголошенні аварійної ситуації під час ожеледі.

Заходи щодо усунення ожеледі з проводів ПЛ. Вчасне усунення з проводів ожеледно-паморозевих утворень (ожеледі) дозволяє зменшити механічні навантаження на елементи ПЛ і підвищити надійність їх роботи. Ожеледь з проводів усувають оплавленням або оббиванням. Для оббивання ожеледі повітряні лінії відмикають і заземлюють. Заходи провадяться із залученням місцевого населення.

Найбільш ефективним і економічним способом усунення ожеледі є нагрівання проводів струмами короткого замикання при номінальній або зниженій напрузі.

На ПЛ 6-20 кВ відповідно до Вказівок по плавленню ожеледі на ПЛ до 20 кВ, які проходять у сільській місцевості, плавлення ожеледі необхідно передбачати для районів, у яких можливі часті та інтенсивні коливання проводів під час ожеледі. Для районів, у яких нормативна товщина шару ожеледі менша ніж 20 мм, доцільність плавлення ожеледі повинна встановлюватись на основі техніко-економічного розрахунку.

Плавлення ожеледі доцільно починати з таким розрахунком, щоб при утворенні її закінчити плавлення на всіх лініях, взаємопов'язаних за режимом плавлення. При цьому черговість плавлення визначається категорійністю споживачів і електроприймачів за ступенем надійності електропостачання, технологічністю організації плавлення і наявністю резервного живлення.

На ПЛ, обладнаних схемами плавлення ожеледі, необхідно перед сезоном ожеледі провести ретельний огляд і випробування всіх елементів електричної схеми плавлення і здійснити заходи для забезпечення нормальної роботи в режимі плавлення.

Для успішного і ефективного плавлення спочатку визначається порядок дій персоналу (складаються інструкції), проробляється послідовність проведення всіх операцій, складаються технологічні карти.

Найбільш поширеним і ефективним способом є плавлення ожеледі на ПЛ 6-20 кВ струмом трифазного короткого замикання (КЗ) при номінальній напрузі мережі на магістральних ділянках і зниженій напрузі – на відгалуженнях у тривалому або повторно-короткочасному режимі. Плавлення ожеледі при номінальній напрузі застосовується, якщо величина струму КЗ, достатня для її розплавлення в прийнятні строки на ділянці з проводом найбільшого перерізу, не перевищує допустимих величин за умовами нагрівання проводів найменшого перерізу і не покритих ожеледдю та якщо завантаження силових трансформаторів під час плавлення не перевищує допустимих значень.

Для плавлення ожеледі лінії вибираються певні точки, в яких при коротких замиканнях плавлення можливе на номінальній напрузі, і перевіряється обладнання підстанції (силові трансформатори, трансформатори струму, розчіплювачі, шини тощо), у місцях короткого замикання встановлюється необхідне обладнання.

Як закорочуючі апарати використовуються масляні вимикачі ВМП-10 і ВМПП-10, рідше роз'єднувачі. Найдоцільніше застосовувати телекерувальні короткозамикаючі пункти на базі шаф К-36 (з автоматичним керуванням).

Допустимі струми плавлення для ПЛ 6-20 кВ з алюмінієвими та сталю-алюмінієвими проводами визначаються залежно від швидкості вітру і температури повітря за табл. 3.3 і додатком Е.

Час плавлення ожеледі визначається за відповідним графіком, наведеним у Вказівках по плавленню ожеледі на ПЛ до 20 кВ, які проходять у сільській місцевості. Допустима кратність перевантаження силових трансформаторів на підстанції визначається залежно від передуючого плавленню режиму навантаження і часу плавлення (рис. 3.4). Для комутаційних апаратів (вимикачів і роз'єднувачів) у режимі плавлення допускається навантаження, яке перевищує номінальний струм в 1,5 разу.

Струм спрацювання захисту ПЛ, на якій проводиться плавлення ожеледі, повинен перевищувати струм плавлення на 20 відсотків.

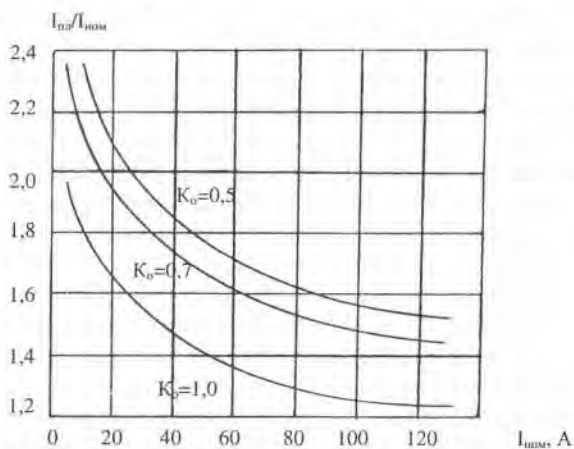


Рис. 3.4. Допустима кратність перевантаження стаціонарних ТП (трансформаторів):

K_0 – коефіцієнт завантаження трансформатора до початку плавлення

Таблиця 3.3

Допустимі струми плавлення ожеледі на ПЛ 6-20 кВ з алюмінієвими і сталелеюмінієвими проводами при різних погодних умовах

Марка проводу	Допустимий струм плавлення А при швидкості вітру V і температурі повітря ϑ					
	V = 2 м/с при $\vartheta, ^\circ\text{C}$			V = 4 м/с при $\vartheta, ^\circ\text{C}$		
	-1	-5	-10	-1	-5	-10
A25	254	260	266	295	305	313
A35	314	323	328	368	374	384
A50	395	410	415	465	475	435
A70	485	497	501	572	584	600
AC25/4,2	247	252	258	290	297	304
AC35/6,2	336	342	352	398	405	415
AC50/8	398	406	416	465	476	490
AC70/11	496	510	521	580	583	610

П р и м і т к а. Наведені значення допустимих струмів визначені з урахуванням висоти опор при напрямку вітру до їх осі під кутом 45° .

Контроль за закінченням процесу плавлення здійснюється по часу плавлення або візуально. Візуальне спостереження за станом плавлення ожеледі проводиться на ділянках ПЛ з найбільшими розмірами відкладень.

3.6. Організація ремонту повітряних ліній напругою до і вище 1000 в

Загальні положення ремонту. Капітальний ремонт повітряних ліній електропередачі або окремих її ділянок на дерев'яних опорах повинен виконуватися раз у три роки, на металевих і залізобетонних опорах – раз у шість років. Ці строки можуть змінюватись відповідно до стану ліній, встановлених оглядами, профілактичними вимірюваннями і перевітками, з дозволу керівництва ПЕМ.

Ремонтні роботи на ПЛ можуть проводитися з вимиканням всіх або однієї фази, а також без зняття напруги з ПЛ. Вибір певного методу виконання ремонтних робіт обґрунтовується економічними міркуваннями і залежить від схеми та режиму роботи електромережі.

Ремонтні роботи на ПЛ виконуються підготовленим персоналом при дотриманні правил з техніки безпеки в найкоротші строки в повному обсязі і без недоробок.

Капітальний ремонт ПЛ проводиться з метою підтримання або відновлення початкових експлуатаційних характеристик лінії та окремих її елементів і конструкцій. Ремонт здійснюється за рахунок амортизаційних відрахувань.

До цих робіт належить усунення всіх дефектів, виявлених при поточних і позачергових оглядах, профілактичних перевірках і випробуваннях і які не були виконані в поточному порядку: виправлення, підсилення і заміна опор та їх деталей; шпарування тріщин у залізобетонних опорах; фарбування і осмолення нижніх частин опор; повторне антисептування частин дерев'яних опор; заміна ізоляторів і деталей лінійної арматури; очищення ізоляторів, ремонт і заміна проводів; відновлення нумерації опор, плакатів тощо.

Визначається обсяг ремонтних робіт по кожній лінії з виконанням записів у журналі дефектів. Одночасно складається замовлення на необхідні матеріали.

Після визначення обсягу робіт підраховується число і тривалість необхідних вимикань кожної лінії електропередачі і за погодженням з

диспетчерською службою складається графік вимикань лінії для проведення ремонтних робіт.

При капітальному ремонті ПЛ забороняється зміна конструкцій елементів і способу закріплення опор у ґрунті без дозволу головного інженера підприємства електричних мереж. Ці заборони мають на меті попередити випадки проведення таких робіт без необхідних з'ясувань і з порушенням вимог діючих технічних умов та норм.

Заміна всіх опор на лінії під час чергового капітального ремонту забороняється. Довжина ділянок, на яких дозволяється суцільна заміна опор при черговому капітальному ремонті, не повинна перевищувати п'ять відсотків протяжності ПЛ з відпайками включно. Загальна кількість дерев'яних опор, які замінюють, не повинна перевищувати 30 відсотків від кількості встановлених на лінії.

Ремонтні роботи на ПЛ повинні проводитися, як правило, комплексно і одночасно, з максимально можливим скороченням часу вимкнення лінії і числа переїздів по трасі. При цьому в комплекс об'єднуються роботи, які можуть здійснювати одна або одночасно кілька бригад.

Перевагами комплексного методу виконання експлуатаційних і ремонтних робіт, крім зазначених раніше, є: краще використання машин і механізмів, забезпечення раціонального управління на місці робіт. При цьому майстер може здійснювати одночасно контроль за роботою декількох бригад, що виконують ремонтні роботи на ПЛ комплексним методом.

Ремонт дерев'яних опор. При ремонті дерев'яних опор на ПЛ 0,38-20 кВ виконують такі види робіт: заміна стояка при збереженні наявної залізобетонної приставки; установка залізобетонної або дерев'яної приставки до дерев'яної опори; установка дерев'яної опори із залізобетонною приставкою замість дефектної опори; заміна підкосів на кінцевих і кутових опорах без приставок і з приставками; заміна дерев'яних траверс і підтраверсних брусів одностоякових і А-подібних опор; заміна А-подібної опори без заміни і з заміною залізобетонних приставок.

На роботи із заміни опор, а також заміни траверс і підтраверсних брусів розроблені типові карти організації праці, у яких визначені умови та форми організації праці, склад бригади, норми часу, вимоги з техніки безпеки, умови виконання робіт на ПЛ, необхідне матеріально-технічне оснащення, технологічна послідовність виконання окремих операцій, ескізне розміщення механізмів і пристосувань при виконанні роботи.

Розглянемо як приклад технологію виконання деяких видів робіт.

Заміна стояка опори 10 кВ за допомогою автобурокранової машини. До відключення ПЛ підготовлюють новий стояк і доставляють його на місце встановлення: обробляють вершину стояка і площину припасування до приставки; розмічають і свердлять отвори під гаки; за допомогою спеціального ключа закручують гаки разом з ізоляторами. Після завершення всіх операцій підготовлюють робоче місце відповідно до ПТБ.

Встановлюють автобурокранову машину і перевіряють стан опори, на яку повинен підійтися електрик. Після цього електрик, зафіксувавши стояк опори тяговим тросом машини, піднімається на опору; обрізає в'язки проводів, починаючи з верхнього; установлює на проводи розтяжки і відводить проводи від опори. Після спуска монтера спеціальними ножицями зрізають бандажі, які кріплять дефектний стояк до залізобетонної приставки. Опустивши старий стояк крановим пристроєм автобурокранової машини, тяговий трос кріплять до нового стояка і, підіймаючи його, встановлюють замість демонтованого. Після перевірки по вертикалі закріплюють стояк бандажами або хомутами до приставки.

Число витків дроту бандажі залежно від його діаметра беруть: 12 при діаметрі дроту 4 мм; 10 – при діаметрі 5 мм і 8 – при діаметрі дроту 6 мм. Всі витки бандажі повинні бути рівномірно натягнуті і щільно прилягати один до одного.

Проводи до ізоляторів нового стояка кріплять в'язками або затискачами ЗАК-10. Потім виконується фарбування бандажів (хомутів) і написи на опорі.

Встановлення залізобетонної приставки до проміжної дерев'яної опори. До відключення ПЛ приставки розвозять по трасі лінії разом з хомутами або бандажним дротом. Після вимкнення ПЛ (оформлення допуску до роботи) поряд з опором бурять котлован. Рекомендовані СНиП розміри заглиблень проміжних опор для ПЛ до 1 кВ наведено в табл. 3.4.

Для проміжних опор ПЛ 6-20 кВ величина заглиблення визначається залежно від типу опори, її висоти, марки проводів, характеристики ґрунту, засобу розбирання котловану і становить від 1,8 до 2,5 м. У особливо ожеледних районах розміри заглиблення збільшують на 10-20 відсотків.

Після буріння котловану на опорі підготовляють площину для припасування. Залізобетонну приставку чіпляють тяговим тросом кранового пристрою вище за центр ваги і спускають у котлован. За допомогою ланцюгових стяжок приставку з'єднують із стояком.

Засипають котлован і утрамбовують ґрунт. Закріплюють стоек на приставці за допомогою дротових бандажів або хомутів, знімають ланцюгові стяжки.

Таблиця 3.4

Розміри заглиблень проміжних опор (без ригелів) ПЛ до 1 кВ

Ґрунт	Загальний переріз, см ²	Заглиблення при висоті опори над поверхнею землі, м			
		до 8,5	11-12	до 8,5	11-12
		розкопування ґрунту		розробка ґрунту бурінням	
Суглинок, супісок, глина, насичена водою	150	1,80	2,15	1,6	1,75
Глина, суглинок і супісок природної вологості	150	1,50	1,8	1,4	1,5
Льос сухий, пісок мокрий дрібний	300	1,90	2,2	1,6	1,8
Глина пластична, глина з галькою та валунами, галька з піском та щебенем	150	1,35	1,6	1,2	1,3
Скельний ґрунт	300	1,70	2,0	1,4	1,6

Ремонт залізобетонних опор, приставок і фундаментів. При капітальному ремонті виконують такі види робіт: замазування тріщин, вибоїн, відколів, установка ремонтних бандажів; виправлення опор, які мають нахили і перекоси, що перевищують допустимі; відновлення антикорозійних покриттів металевих частин; заміна окремих опор і приставок.

Тріщини шириною від 0,5 до 0,3 мм замазують полімерцементною фарбою, що готують на місці робіт. Склад (за масою): цемент марки 500 або 600 – 60 відсотків, полівінілацетатна емульсія або латекс – 22 відсотки, вода – 28 відсотків. Фарбу готують не більше ніж на тричотири години роботи. Поверхню опори, що підлягає фарбуванню, старанно очищають від бруду і пилу сталевим щіткою, а масляні плями виводять бензином, ацетоном або іншим розчинником. Фарбування

роблять у суху погоду при температурі не нижчій ніж $+2^{\circ}\text{C}$. Фарбу наносять пензлем тонким шаром (не більш ніж 0,1-0,15 мм); після висихання першого шару (приміром, через 2 год) наносять другий шар.

Для замазування відколів і раковин, а також великих тріщин застосовують полімерцементний розчин. Склад (за масою): цемент марки, що швидко твердне, 500-600 – 20-30 відсотків, пісок з крупністю зерен до 3 мм – 55-60 відсотків, полівінілацетатна емульсія або латекс – чотири-шість відсотків, вода – сім-десять відсотків. Розчин доводять до тістоподібної консистенції і використовують протягом двох годин після приготування. Перед замазуванням відколи і раковини розчищають зубилом і металевою щіткою до щільного бетону, змочують 10-процентним розчином полівінілацетатної емульсії, розчин втирають у пошкоджене місце за допомогою шпателя, кельми або мулярською лопаткою. Через годину місце замазування змочують водним розчином емульсії, присипають сухим цементом і розгладжують гладилкою.

У випадках, коли стояки мають тріщини шириною розкриття більшою ніж 0,4-0,6 мм на висоті до 2 м від землі, установлюються залізобетонні бандажі, вище 2-2,5 м – металеві бандажі; бандаж повинен перекривати зону тріщини на 20 см вгору і вниз. Для виготовлення залізобетонних бандажів застосовується розбірна опалубка, що забезпечує товщину стінки 70-80 мм. Для цих цілей застосовується бетон марки 400; для підсилення бандажа закладається поперечна або поздовжня арматура (залежно від характеру тріщини) періодичного профілю діаметром 12-14 мм і дріт діаметром 4-6 мм.

Заміну окремих залізобетонних опор і приставок виконують, якщо: стояки і приставки зі стержневою арматурою мають поперечні тріщини з шириною розкриття на опорах ПЛ 0,38 кВ більш ніж 1 мм, на ПЛ 6-20 кВ – 0,5 мм і більше; стояки з напруженою дротяною і пряденою арматурою мають поперечні тріщини з шириною розкриття на ПЛ 0,38 кВ більш ніж 0,6 мм, на ПЛ 6-20 кВ – більш ніж 0,1 мм; на всіх типах і конструкціях опор є поздовжні тріщини з шириною розкриття більшою за 0,3 мм, при кількості тріщин більше двох в одному перерізі; виступи арматури, на поверхні бетону; раковини більші ніж 20x20x20 мм.

Випрямлення опор. При нахиленні опори більш ніж на 1/100 її висоти вздовж і впоперек лінії роблять випрямлення. Роботу виконує бригада електромонтерів у кількості двох-трьох чоловік із застосуванням механізмів, оснащених спеціальними пристосуваннями, або вручну. Для випрямлення опор застосовують гідравлічні навісні пристосування, установлювані на колісних тракторах, а також ручні домкрати – гідравлічні та гвинтові. Випрямлення опор проводять після повного

розтавання ґрунту, а порожноти, що утворилися після цього біля опори, засипають і старанно ущільнюють трамбівкою. Опори, що дістали нахил і односторонню деформацію, після установаження посилюють відтяжкою.

Відновлення антикорозійних покриттів металевих елементів опор роблять шляхом очищення поверхні металевою щіткою і нанесенням захисних покриттів за допомогою пензля.

Ремонт відтяжок полягає в огляді їхнього стану, усуненні дефектів, замазанні, відновленні антикорозійного покриття або ж заміні відтяжок. Всі види відтяжок опор, незалежно від їхнього конструктивного виконання, повинні бути натягнуті без видимої слабини. При виявленні слабини вона повинна бути усунута.

Тросові відтяжки залежно від ступеня пошкодження підлягають таким видам ремонту: при обриві до десяти відсотків дротів встановлюють бандажі; при обриві від десяти до двадцяти відсотків дротів встановлюють ремонтні затискачі; при пошкодженні більше 20 відсотків дротів провадиться заміна відтяжки.

Троси відтяжок і елементи кріплення їх до опори і до якорів повинні замазуватись замазкою ЗЭС (ТУ 38 101-474-74). Відтяжки з круглої сталі очищають металевою щіткою і профарбовують антикорозійною фарбою або лаком.

Ремонт, регулювання і заміна проводів. При обриві або перегорянні окремих провідників (одного на алюмінієвих і двох – на сталіалюмінієвих провадах перерізом до 95 мм²), або наявності глибоких вм'ятин (більше половини діаметра провідника) на проводі встановлюють бандажі або ремонтні муфти.

При ремонті проводу на шапці ізолятора пошкоджений провід вирізують на 0,5 м у кожен бік, влітають нову жилу такої ж марки та діаметра і закріплюють на кінцях проводів бандажами для запобігання подальшому розплетенню; бандаж виконують шляхом навивання навколо проводу кінців нової жили або шматків з обірваних проводів.

При ремонті проводу в прогоні встановлюють ремонтні муфти зі звичайних овальних з'єднувачів, переріз яких менший за переріз проводу, що ремонтується. З'єднувач розрізають вздовж поздовжньої осі і розводять так, щоб його можна було надіти на провід. Після зачищення проводу і промивання бензином його покривають захисною електротехнічною замазкою (ЗЭС) або технічним вазеліном. Муфту встановлюють таким чином, щоб місце обриву проводів знаходилося посередині: один край муфти заводять на інший, на провід біля кінців муфти встановлюють бандажі; муфту пресують кліщами МИ-19А. Відстань між ремонтними муфтами повинна бути не менша ніж 15 м, у

прогоні не повинно встановлюватися більше двох муфт. На перетинах з інженерними спорудами установка ремонтних муфт і з'єднань не допускається.

При значних пошкодженнях проводів (обриви, оплавлення і перепал значної кількості дротів, спучені "ліхтарі" або сильна корозія тощо) необхідно вирізувати пошкоджену ділянку і замінити її відрізком (вставкою) нового проводу тієї ж марки. Для запобігання розкручуванню зовнішня навивка вставки повинна мати той же напрям, що й у ремонтного проводу. При монтажі вставки провід, як правило, спускають на землю, знімаючи з опор у сусідніх прогонах. Довжина вставки повинна бути не менша ніж 5 м для проводів перерізом до 50 мм², 10 м – до 95 мм². Довжина вставки повинна відповідати довжині вирізаної ділянки проводу з напуском для замазування в з'єднувачах.

Для з'єднання проводів застосовують овальні з'єднувачі типів СОА, СОС, що монтуються обтисканням, або типів СОАС, що монтуються скручуванням (табл. 3.5).

Після з'єднання провід піднімають на опори і закріплюють на ізоляторах. Механічна міцність з'єднання повинна бути не менша ніж 95 відсотків міцності цілого проводу, а електричний опір не повинен перевищувати більш як на 20 відсотків опір цілого проводу рівної довжини. На поверхні з'єднувача не повинно бути тріщин або механічних пошкоджень.

Таблиця 3.5

Основні характеристики овальних з'єднувачів для проводів

Марка проводу	Марка з'єднувача	Міцність за-робки, Кн	Маса, кг	Розміри, мм			
				овального перерізу		довжина	товщина
				по великій осі	по малій осі		
1	2	3	4	5	6	7	8
A16	COA-16-1	2,3	0,025	12	6	106	1,7
A25	COA-25-1	3,5	0,035	14,4	7,2	116	1,7
A35	COA-35-1	4,7	0,04	17	8,5	136	1,7
A50	COA-50-1	6,6	0,055	20	10	205	1,7
A70	COA-70-1	9,3	0,07	23,2	11,6	205	1,7

Продовження табл. 3.5

1	2	3	4	5	6	7	8
A95	COA-95-1	13	0,1	26,8	13,4	274	1,7
A120	COA-120-1	15,2	0,15	30	15	294	2
PC25	COС-25	44	0,063	14,4	7,2	112	1,8
PC35	COС-35	55,8	0,08	17	8,5	126	1,8
AC16/2,5	COAC-16-1A	4	0,04	12	6	200	1,7
AC25/4,2	COAC-25-1A	6	0,06	14,4	7,2	200	1,7
AC35/6,2	COAC-35-1A	9,5	0,15	19	9	330	2,1
AC50-8	COAC-50-1A	12,5	0,19	22	10,5	400	2,3
AC70/11	COAC-70-1A	18,5	0,27	26	12	450	2,6
AC90/15	COA-95-1A	25	0,43	31	15	650	2,6

Через те, що електричні характеристики контакту, виконаного з'єднувачем, згодом погіршуються, на ПЛ з великими навантаженнями рекомендується кінці проводів додатково зварити. Зварювання провадиться термітними патронами, що складаються з кокіля, вкладиша і термітної маси. У цьому випадку забезпечується стабільний контакт, але з'єднання має порівняно низькі механічні показники. Тому як самостійний спосіб з'єднання проводів, термітне зварювання застосовується тільки в петлях анкерних опор (рис. 3.5).

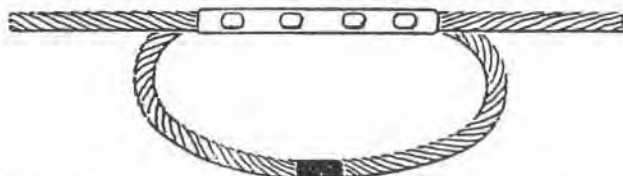


Рис. 3.5. Зварне з'єднання проводів у прогоні у вигляді петлі

Ремонт проводів може бути виконаний без вставки, якщо є резерв по тяжінню проводу (провід був недотягнутий). У цьому випадку місце пошкодження вирізують і провід з'єднують овальним з'єднувачем методом закручування за допомогою пристроїв МИ-189 або МИ-190 (рис. 3.6).



Рис. 3.6. З'єднання, змонтоване методом скручування

Перетягування проводів на окремих ділянках ПЛ і відгалуженнях до будинків здійснюють при порушеннях габаритів у результаті витягання проводів під впливом ожеледі, падіння дерев та інших чинників. Якщо витягання проводів відбулося у всьому анкерному прогоні, то виконують їх перетягання в такому порядку. Після оформлення допуску до роботи і підготовки інструменту і пристосувань на всіх проміжних опорах встановлюють монтажні ролики, демонтують в'язки на проводі однієї фази і провід укладають на ролики. На одній з анкерних опор встановлюють поліспаст, монтажний затискач кріплять на проводі, розрізають шлейфи і демонтують плашковий затискач. Потім за допомогою поліспасти підтягують провід звільненої фази і відповідно до монтажних таблиць шляхом візування встановлюють нормальні стріли провисання – провід закріплюється на ізоляторах анкерної та проміжної опори. Аналогічно проводять перетягування інших проводів, після чого їх з'єднують у шлейфах суміжного анкерного прогону. При необхідності перетягування проводу тільки в одному проміжному прогоні на одній з проміжних опор, що обмежує цей прогін, встановлюють поліспаст і кріплять на проводі монтажний затискач. Потім провід відрізають на відстані 0,25-0,3 м від ізолятора, підтягують поліспастом до забезпечення нормальної стріли провисання і закріплюють плашковими затискачами з обох боків ізолятора.

Заміна проводів. При значному пошкодженні проводу на ділянках ПЛ 0,38-20 кВ з метою підвищення механічної міцності замінюють. Роботи ведуться в такій послідовності. На одному з кінців анкерного прогону встановлюють на розкочувальних козлах барабан нового проводу, на іншому – колісний трактор з установленим на осі розніжним барабаном. Трактор надійно гальмується і заземлюється. Після відключення і заземлення ПЛ розрізають шлейфи на анкерних опорах, що обмежують ділянку заміни проводів. Один кінець замінюваного проводу кріплять допоміжним тросом до барабана на тракторі, інший з'єднують з новим проводом. Демонтують в'язки на опорах всієї анкерної ділянки, а замінюваний провід перекладають у розкочувальні ролики, підвішені на проміжних опорах. Колеса трактора з барабаном підіймають домкратами, на обертовий барабан намотують замінюваний провід, який одночасно протягує по роликах новий провід. Після натягування нового проводу

його закріплюють на протилежній від трактора анкерній опорі, роблять його витягання (по монтажних таблицях), візування, закріплення на другій анкерній опорі, а потім – на проміжних опорах. З'єднують новий провід з проводами суміжних анкерних прогонів. З барабана знімають старий провід і вкладають у бухту. Трактор переміщують під наступний провід, що підлягає заміні. Для зв'язку і керівництва роботою при заміні проводу використовують портативні радіостанції.

Заміну проводів відгалужень від ПЛ 0,38 кВ до введів у будинки роблять на відключеній і заземленій ПЛ в такій послідовності. Перед підйомом на опору встановлюють безпечність підіймання; при необхідності закріплюють опору розтяжками. Розкручують провід для заміни відгалуження. Прив'язують кінці проводів до каната, кінець каната закріплюють на захисному поясі, піднімаються на опору. Від'єднують старі проводи і знімають в'язки з ізоляторів; закріплюють нові проводи на ізоляторах опори, під'єднують на опорах ПЛ і спускаються з опори.

Інші кінці проводів прив'язують до пояса. За допомогою приставної драбини піднімаються до входних ізоляторів на стіні будинку, страхуючи електромонтера при роботі на ній. Від'єднують старі проводи, знімають в'язки з ізоляторів; натягують і закріплюють нові проводи на ізоляторах. З'єднують кінці введів з проводами відгалуження. Змотують демонтовані проводи в бухти і прибирають робоче місце.

Заміна ізоляторів, арматури і деталей кріплення проводів до ізоляторів. Фарфорові ізолятори підлягають заміні, якщо на них є тріщини, бій фарфору (більш ніж 25 відсотків площі), оплавлення або опіки глазури, сліди пробоїв; тріщини, викривлення і виповзання стержнів ізоляторів, тріщини в чавунних шапках тарілчастих ізоляторів; якщо тарілчасті ізолятори не витримали встановленої напруги при вимірюванні штангою, потрібно підсилення ізоляції (на залізобетонних опорах). Всі розбиті скляні ізолятори підлягають заміні.

Заміна ізоляторів. Для заміни дефектних штирових ізоляторів необхідно на проміжних опорах демонтувати в'язки або зняти затискачі. На кутових, анкерних і кінцевих опорах до монтажу в'язок і зняття затискачів провід за допомогою монтажного затискача закріплюють на траверсі або опорі. Потім спеціальним ключем старий ізолятор знімають з гака (штиря), останній очищують від залишків клоччя і сурику. Попередньо розм'якшений у гарячій воді ($\vartheta = 85 \dots 90^{\circ}\text{C}$) поліетиленовий ковпачок легкими ударами дерев'яного молотка насаджують на гак (штир). Ковпачки вибирають залежно від типорозміру гака і типу ізолятора. Потім встановлюють нові ізолятори, закріплюють проводи. На проміжних опорах проводи кріплять затискачами ЗАК-10 або в'язками, на

анкерних і кінцевих опорах виконують петлеві або глухі кріплення. Знімають пристосування тимчасового закріплення проводів на куткових, анкерних і кінцевих опорах.

Заміну підвісних (натяжних) ізоляторів проводять з телескопічної вишки або гідропідійомника, а при їх відсутності або неможливості під'їзду – з опори або траверси в такій послідовності. На опорі встановлюють поліспаст або стяжний пристрій, а на проводі – монтажний затискач. Провід підтягують поліспастом, знімають дефектний ізолятор, на його місце встановлюють новий, провід опускають, демонтують монтажний затискач і поліспаст. Роботи на ПЛ 0,38-20 кВ по заміні ізоляторів, як правило, виконують із зняттям напруги з ПЛ.

При інтенсивному забрудненні ізоляторів сольовими відкладеннями, викидами промислових підприємств рекомендується робити періодичне чищення ізоляції. Терміни чищення повинні встановлюватися головним інженером ПЕС залежно від інтенсивності і характеру забруднення, а також атмосферних умов. Чищення ізоляторів може провадитися вручну при знятій напрузі або обмиванням ізоляторів безперервним струменем води під напругою, або при знятій напрузі з ПЛ.

Деталі кріплення ізоляторів і арматура підлягають заміні у випадку розгинання гаків або деформації штирів, наявності в них тріщин; значної корозії, раковин, відшарування металу; сильного оплавлення дугою; значного стирання деталей підвісних (натяжних) ізоляторів у місцях сполучення. Дефектні деталі і арматуру замінюють одночасно з ізоляторами.

При обриві або ослабленні в'язок на штирових ізоляторах їх демонтують: перевіряють стан проводу в місці його стикання з ізолятором, відновлюють або виконують наново підмотування на проводі алюмінієвою стрічкою чи дротом, встановлюють затискач ЗАК-10 або виконують типову в'язку.

Ремонт переходів і перетинів ПЛ. При невідповідності перетинів ПЛ 6-20 кВ з неізольованими проводами ліній зв'язку (ЛЗ) і лініями радіотрансляції (РС) вимогам ПУЕ вони повинні бути реконструйовані. При цьому дотримуються таких вимог ПУЕ щодо подібних перетинів:

- треба застосовувати підвісні ізолятори;
- треба застосовувати багатожильні проводи перерізом не меншим ніж: алюмінієві – 70 мм²; сталєалюмінієві – 35 мм²; сталеві – 25 мм²; відстань по вертикалі від проводів ПЛ до проводів ЛЗ і РС у нормальному режимі ПЛ і при обриві проводів у таких прогонах повинна бути не менша за значення, наведені в табл. 3.6.

Відстань від проводів ПЛ до проводів ЛЗ і РС

Напруга ПЛ, кВ	Найменша відстань по вертикалі, м		
	при нормальному режимі		при обриві проводів
	ПЛ на залізобетонних опорах, ПЛ на дерев'яних опорах при наявності грозозахисних пристроїв	ПЛ на дерев'яних опорах при відсутності грозозахисних пристроїв	ПЛ в суміжних прогонах
До 10	2	4	1
20	3	4	1

з'єднання проводів у прогоні не допускається:

- кут перетину проводів ПЛ з проводами ЛЗ і РС повинен бути по можливості близьким до 90° ;
- опори ПЛ, що обмежують прогін перетину ЛЗ і РС, повинні бути анкерного типу, залізобетонні, металеві або дерев'яні, але підсилені додатковими приставками або підкосами;
- на опорах для кріплення проводів повинні встановлюватися глухі затискачі;
- опори ПЛ на перетині повинні розташовуватися якомога ближче до ЛЗ і РС, але не менш ніж за 7 м від них, при цьому відстань від проекції крайніх проводів ПЛ до опор ЛЗ і РС не повинна бути меншою ніж 15 м;
- при відстанях між проводами цих ліній згідно з табл. 3.6 на дерев'яних опорах ПЛ, що обмежують прогін перетину ЛЗ і РС, треба встановлювати трубчаті розрядники або захисні проміжки, опір заземлюючих пристроїв яких повинен відповідати вимогам ПУЕ.

При капітальному ремонті ПЛ 0,38-20 кВ (заміна опор, ремонт або заміна ізоляторів) на перетинах з вулицями відповідно до ПУЕ треба дотримуватися таких габаритів проводів над землею:

- для ПЛ 0,38 – не менше ніж 6 м, а при перетині вулиць відгалуженнями до введів будинків відстань від проводів до тротуарів і пішохідних доріжок повинна бути не менша ніж 3,5 м; на стінах будинків від проводів вводу до землі – 2,75 м;

- для ПЛ 6- 20 кВ – не менше ніж 7 м.

При перетині ПЛ із залізницями габарит проводу від головки рейок згідно з ПУЭ повинен бути 7,5 м; при перетині ПЛ (6-10 кВ) з електрифікованою залізницею відстань від проводів ПЛ до несучого троса або контактного проводу повинна бути не менша ніж 2 м.

При перетині повітряними лініями 6-20 кВ ПЛ до 1 кВ відстань від проводів ПЛ 6-20 кВ до проводів ПЛ до 1 кВ повинна бути не менша ніж 2 м.

Проведення робіт на переходах і перетинах з опусканням проводів завжди пов'язане з відключенням ПЛ або з обмеженням руху по залізницях і шосейних шляхах та ріках, а також з необхідністю встановлення в окремих випадках тимчасових захисних пристроїв для ліній зв'язку і ПЛ до 1 кВ. Роботи із заміни опор, проводів і ізоляторів на переходах і перетинах в основному виконуються за картами організації праці, за винятком окремих випадків, коли необхідно встановлювати тимчасові захисні пристрої або вживати інших додаткових заходів.

Ремонт заземлюючих пристроїв виконується при виявленні явних пошкоджень або при значному збільшенні опору порівняно з нормованим в ПУЭ. В експлуатації характерні такі основні дефекти заземлюючих пристроїв: погіршення через корозію контакту між заземлювачем і заземлюючим провідником у місцях з'єднання заземлюючих провідників з нульовим проводом, гаками ізоляторів ПЛ 0,38 кВ, із заземлюючими спусками; обриви або пошкодження заземлюючих провідників біля основи опор до КТП в землі; оголення контуру, що заземлює, і руйнування в результаті корозії.

При виявленні обриву або глибокої місцевої корозії, наявності раковин або вм'ятин провідники, що заземлюють, повинні бути відремонтовані зварюванням. Для цих цілей можуть застосовуватися зварювальні агрегати типу АСБ-300-7 тощо, зварювальні трансформатори різноманітних типів, а також термітне зварювання в графітових тиглях. При виявленні незадовільного контакту між заземлювачем і провідником, що заземлює, необхідно його відновити: розмонтувати старий затискач, зачистити контакти з'єднань, змастити технічним вазеліном і встановити плашковий затискач.

У випадку сильного руйнування корозією електродів заземлення необхідно забити (занурити, вкрутити) нові електроди з круглої сталі, некондиційних труб, сталевого кутика. У ґрунтах з доброю провідністю (глина, суглинок, супісок), як правило, достатньо забити декілька додаткових електродів довжиною 2,5 м. Кількість необхідних заземлювачів визначають розрахунком. Для його спрощення можна

використовувати такі формули визначення опору розтікання одиночного заземлювача, Ом.

Опір заземлювача із стержня довжиною 2,5 м діаметром 20 мм

$$R_{cm} = 0,037 \rho, \quad (3.11)$$

де ρ – питомий опір ґрунту, Ом·м.

Опір заземлювача із труби довжиною 2,5 м діаметром 50 мм

$$R_{mp} = 0,9 \frac{\rho}{I_{mp}}. \quad (3.12)$$

Опір заземлювача з кутника 50x50 мм довжиною 2,5 м

$$R_{ys} = 0,0318 \rho. \quad (3.13)$$

Опір смуги 40x4 мм довжиною L

$$R_{cm} = 0,02 \frac{\rho}{L}. \quad (3.14)$$

Ремонт заземлюючих пристроїв повітряних ліній, як правило, проводиться на відключеній і заземленій ПЛ.

3.7. Безпека праці при експлуатації і ремонті ПЛ 0,38-20 кВ

Враховуючи підвищену небезпеку проведення робіт на діючих повітряних лініях, дотриманню Правил безпеки надають особливого значення.

Кожна ПЛ повинна мати чіткі позначення опор і ланцюгів, де проходить багато ліній електропередачі.

Позначення наносяться відповідно до вимог Правил безпеки. Всі особи, які обслуговують лінії електропередач і виконують на них роботи, повинні пройти вступний (загальний) інструктаж при поступленні на роботу та інструктаж з ТБ на лінії із записом у журналі. Працюючі на обслуговуванні і ремонті ПЛ не повинні мати каліцтв і хвороб, що перешкоджають виконанню робіт, а тому зобов'язані проходити медичний огляд при поступленні на роботу, а також періодично – відповідно до правил з техніки безпеки при експлуатації ПЛ. Монтери, що обслуговують лінії електропередачі, повинні пройти навчання методів роботи на робочому місці під керівництвом досвідченого робітника, вивчити правила, а потім пройти перевірку знань у кваліфікаційній комісії й одержати певну кваліфікаційну групу з ПБ. Всі особи, починаючи з групи II, повинні бути практично навчені прийомам

звільнення людини, що потрапила під напругу, прийомом надання першої медичної допомоги при ураженнях електричним струмом.

Всяка робота на діючих лініях може виконуватись лише при обов'язковому дотриманні таких умов:

- на виконання роботи повинно бути відповідне розпорядження особи, уповноваженої на це (наряд, усне або телефонне розпорядження);
- робота повинна проводитися не менше ніж двома особами, за винятком робіт без підняття на опору і з підйомом не вище 3 м від землі, не пов'язаних із розбиранням конструктивних елементів опор;
- повинні бути виконані організаційні і технічні засоби щодо забезпечення безпеки робіт.

Іноді виникає необхідність виконання робіт на ПЛ без зняття напруги. У цьому випадку потрібні спеціальні заходи для забезпечення безпеки:

- склад бригади по можливості зберігати постійним;
- відповідальний керівник і виконавець робіт повинні мати стаж роботи на лініях не менше трьох років, а особи з вищою і середньою технічною освітою – не менше одного року;
- всі члени бригади повинні пройти навчання і наступну перевірку знань методом виконання робіт на лінії, що знаходиться під напругою, і набуттям практичних навичок роботи.

При роботах на ПЛ без зняття напруги працюючі не повинні доторкатися до ізоляторів, наближати свій інструмент до проводу на відстань меншу ніж 0,6 м.

Персонал, що працює на проводах відключеної лінії, яка знаходиться в зоні впливу іншої діючої ПЛ, а також виконуючий роботи на землі з розкручування або заміни проводу чи троса, повинен вжити захисних заходів від ураження електричним струмом. Це досягається встановленням додаткових заземлень поблизу працюючих тощо. Під час настання грози всякі роботи на лінії повинні бути припинені, а люди виведені на край траси.

Тверді знання персоналом Правил з техніки безпеки і неухильне їх виконання забезпечать безпечне проведення всіх робіт, включаючи і роботи без зняття напруги на ПЛ.

Контрольні питання і завдання

1. Які вимоги ставляться до ПЛ 0,38-20 кВ у процесі проектування, монтажу і експлуатації?
2. Який порядок приймання ПЛ в експлуатацію після ремонту?
3. Які основні особливості експлуатації ПЛ (підвищення експлуатаційної надійності)?
4. Як визначається тривало допустимі навантаження на провід ПЛ?
5. Розкажіть про види оглядів ПЛ, їх призначення і періодичності.
6. Яка роль профілактичних випробувань ПЛ?
7. Розкажіть про особливості перевірки стану дерев'яних опор в умовах експлуатації.
8. Як оцінюється ступінь загнивання елементів дерев'яних опор?
9. Які особливості перевірки стану ЗБ опор ПЛ 0,38-20 кВ?
10. Розкажіть про особливості перевірки стану заземлюючих пристроїв ПЛ.
11. З якою метою визначають опір петлі "фаза-нуль" в мережах 0,38 кВ?
12. Який порядок перевірки відстані від проводів до поверхні землі або різноманітних об'єктів?
13. У чому полягає особливість охорони ПЛ 0,38-20 кВ?
14. Розкажіть, які причини утворення ожеледі на проводах і тросах ПЛ і які його наслідки.
15. Які заходи щодо усунення ожеледі з проводів використовують в умовах експлуатації ПЛ?
16. Поясніть загальні положення ремонту ПЛ 0,38-20 кВ.
17. Поясніть, у чому полягає особливість ремонту дерев'яних опор ПЛ 0,38-20 кВ.
18. Який обсяг і технологія капітального ремонту залізобетонних опор, приставок і фундаментів ПЛ?
19. Який порядок ремонту, заміни і регулювання проводів на ПЛ 0,38-20 кВ?
20. Яка технологія заміни ізоляторів, арматури і деталей кріплення проводів до ізоляторів на ПЛ?
21. Які особливості ремонту переходів і перетинів ПЛ?
22. Розкажіть, який порядок ремонту заземлюючих пристроїв ПЛ?

4. ЕКСПЛУАТАЦІЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ

4.1. Загальні вимоги до будови КЛ

Кабельною лінією називається лінія для передачі електроенергії, яка складається з окремого або декількох паралельних кабелів із з'єднувальними, стопорними і кінцевими муфтами (заробками) та кріпильними деталями, а для маслозаповнених ліній, крім цього, з підживлювальними апаратами і системою сигналізації тиску масла.

Проектування і спорудження кабельних ліній проводяться на основі техніко-економічних розрахунків з урахуванням розвитку мережі,

відповідальності і призначення лінії, характеру траси, способу прокладки, конструкції кабелів тощо.

Кабелі можуть прокладатися в різних середовищах: безпосередньо в землі – у траншеях, у воді – через водоймища і річки, у повітрі – у кабельних спорудах і виробничих приміщеннях. Середовище для прокладання кабелів визначається проектом, а прокладання виконується після огляду місцевості і зображення на ескізі траси майбутньої лінії.

Трасою кабельної лінії називається її організоване місцеположення в землі, у воді або на конструкціях у підземних спорудах і виробничих приміщеннях. Вихідними даними для вибору траси є кінцеві пункти кабельної лінії.

Марки кабелів вибирають згідно з єдиними технічними вказівками залежно від середовища, у якому вони повинні працювати, складності траси і способу прокладання. При суворому дотриманні встановлених правил прокладання гарантована надійність кабельної лінії.

Трасу лінії намічають таким чином, щоб витрати кабелю були найменші. У сільській місцевості найбільш економічним способом є прокладання в землі, уникаючи по можливості ділянок з агресивними ґрунтами. Кабелі укладають в траншеї на глибину не меншу ніж 0,7 м, а на перехресті вулиць – не меншу ніж 1 м. При паралельному прокладанні декількох кабелів в одній траншеї відстань між ними по горизонталі повинна бути не менша ніж 100 мм. Розміри траншей для прокладання кабелів напругою до 10 кВ наведено в табл. 4.1, а порядок укладання захисного перекриття – на рис. 4.1.

Для запобігання пошкодженню верхньої оболонки кабелів на дні траншеї створюють м'яку подушку з піску товщиною до 100 мм, а зверху насилають шар дрібної землі або піску без каміння і будівельного сміття. У місцях можливих механічних пошкоджень (наприклад, там, де часто ведуть розкопки) кабелі захищають, укладаючи в один ряд цеглу, як це показано на рис. 4.1.

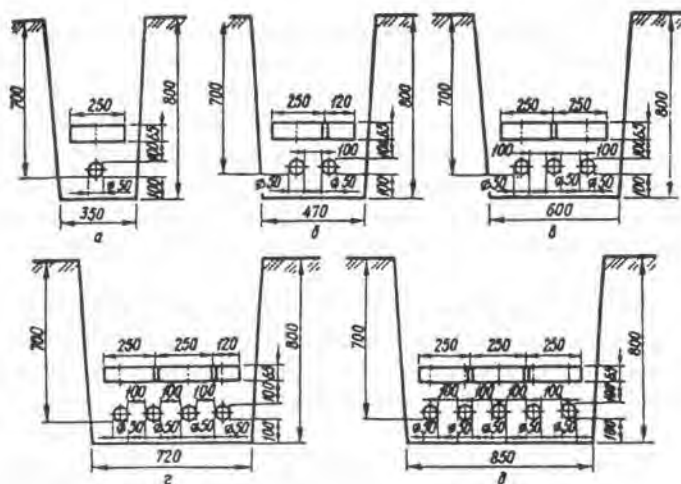


Рис. 4.1. Розміри траншей залежно від кількості кабелів, що прокладені, та їх захист від механічних пошкоджень:
 а, б, в, г, д – відповідно для одного, двох, трьох, чотирьох і п'яти кабелів в одній траншеї

Таблиця 4.1

Розміри траншей для прокладання кабелів напругою до 10 кВ

Тип траншеї	Кількість кабелів	Ширина траншеї (по дну), мм		Порядок укладання захисного покриття з цегли (рис 4.1)
		із захистом кабелю	без захисту кабелю	
Т-1	1	350	350	а
Т-2	2	470	350	б
Т-3	3	600	600	в
Т-4	4	720	650	г
Т-5	5	850	750	д

На випадок можливих зміщень ґрунту і деформації кабель при прокладанні розташовують "зміюкою" із запасом по довжині один-три відсотки. Щоб запобігти пошкодженню ізоляції радіуси внутрішньої

кривизни прогину повинні бути певної кратності (не менше вказаних у СНиП і ПУЕ, табл. 4.2) по відношенню до зовнішнього діаметра кабелю.

Таблиця 4.2

Найменші допустимі радіуси внутрішньої кривизни вигину кабелю

Конструкція кабелю	Кратність радіуса внутрішньої кривизни вигину відносно діаметра кабелю
Кабелі з простроченою паперовою ізоляцією та з паперовою ізоляцією, простроченою нестікаючою сполукою. Багатожильні у свинцевій оболонці	15
Одножильні в алюмінієвій або свинцевій оболонці та багатожильні в алюмінієвій оболонці	25
Кабелі з пластмасовою ізоляцією в алюмінієвій оболонці	15
Кабелі з пластмасовою або гумовою ізоляцією. Одножильні Багатожильні	10 1,5

При перетині автомобільних доріг і залізниць кабельні лінії прокладають у блоках або трубах. При цьому застосовують бетонні, залізобетонні, керамічні, чавунні або пластмасові труби. Внутрішній діаметр труб повинен бути не менше ніж в 1,5 разу перевищувати зовнішній діаметр кабелю. Мінімальна відстань кабелю від інженерних та інших споруд повинна бути не менша ніж: 1 м – при паралельному прокладанні з автомобільними шляхами; 2 м – у зоні лісонасаджень від стволів дерев; 10 м – при паралельному прокладанні з ПЛ напругою 110 кВ і вищою.

Всередині приміщень дозволяється прокладати кабель відкрито (на дужках або хомутах). На кабелях не повинно бути зовнішнього покриття з горючих волокнистих матеріалів. Поверхню оболонки захищають від сонячних променів та інших теплових впливів, наносячи на неї бітум або фарбу.

У кабелів, які прокладені в землі, кількість з'єднувальних муфт повинна бути мінімальною і не повинна перевищувати на 1 км кабельної лінії значень, наведених у табл. 4.3.

Прокладені кабелі, а також з'єднувальні муфти і кінцеві запакування обладнують бирками. На них вказують марку кабелю, напругу, найменування даної лінії, а для муфт і запакувань – номер, дату монтажу і прізвища майстрів, які виконували роботу.

Таблиця 4.3

Допустима кількість з'єднувальних муфт на 1 км кабельної лінії

Вид кабелю	Кількість муфт (не більше), шт.
Трижильний:	
до 10 кВ перерізом 3x95 мм ²	4
до 10 кВ перерізом 3x120 – 3x240 мм ²	5
вище 10 кВ	6
Одножильний	2

Трасу кабельної лінії і розташування муфт наносять на план місцевості. Її координати відраховують від існуючих об'єктів або спеціально встановлених знаків (реперів). На території підприємства траси рекомендується позначати пікетами через кожні 100 м.

Відповідно до Правил влаштування електроустановок прокладання і монтаж кабельних ліній всіх напруг, які споруджуються будівельно-монтажними організаціями, виконують під технічним наглядом експлуатаційного персоналу. Виконуючий нагляд контролює якість робіт, перевіряє стан кабелю на барабанах, якість муфт і монтажних матеріалів, приймає сховані роботи, до яких відноситься огляд прокладеного кабелю, перевіряє габаритні розміри в місцях зближення і перетину споруджуваної лінії з підземними комунікаціями, монтаж муфт тощо.

Приймання кабельної лінії. Кабельну лінію в експлуатацію приймає спеціальна комісія, у яку входять представники замовника, монтажної та експлуатаційної організації. Члени комісії перевіряють технічну документацію і роблять обхід траси. Монтажна організація передає робочій комісії документацію (табл. 4.4).

До включення кабельної лінії визначають цілісність кабелю і фазування його жил, активний опір жил кабелю і робочих емностей (для кабелів напругою 20 кВ і вище): вимірюють опір заземлень біля кінцевих

муфт; перевіряють дію засобів захисту при виникненні блукаючих струмів; мегомметром випробовують ізоляцію кабельної лінії до 1 кВ, підвищеною напругою постійного струму – лінії вище 2 кВ.

Таблиця 4.4

Перелік документів, які передаються при здачі кабельних ліній в експлуатацію

Найменування основних документів	Зміст документів, що додаються
Проект кабельної лінії	<ol style="list-style-type: none"> 1. Протокол і акти погоджень проекту з різними відомствами й організаціями 2. Перелік всіх відхилень від проекту, ким і коли вони санкціоновані (з додаванням відповідних документів)
Виконавчі креслення кабельної траси в масштабі 1:200 або 1:500	Плани місцевості і креслення із зазначенням наявних або спеціально встановлених орієнтирів та прив'язка до них кабельної лінії і муфт, а також розташування пікетних знаків на трасі
Акти схованих робіт	<ol style="list-style-type: none"> 1. Акт огляду кабелю, прокладеного в траншеї, із зазначенням наявності і правильного виконання постелі, підсіпки, захисту від механічних пошкоджень, додержання необхідних радіусів вигину кабелів при зміні напрямку траси. 2. Акт на відповідність проекту і норм відстаней у місцях зближення та перетину кабельної лінії з підземними спорудами. 3. Акти на змонтовані з'єднувальні, стопорні, стопорно-перехідні муфти
Акт стану кабелів	<ol style="list-style-type: none"> 1. Акт огляду кабелів на барабанах. 2. Акт нагріву кабелів із зазначенням способу і температури нагрівання кабелю, температури навколишнього повітря, тривалості прокладання кабелю після нагрівання
Протоколи випробувань	<ol style="list-style-type: none"> 1. Протоколи заводських випробувань кабелю. 2. Протоколи випробувань кабелю підвищеною напругою постійного струму після прокладання кабелю і монтажу муфт

В експлуатацію приймають весь комплекс споруд: кабельні колодязі для муфт, тунелі, канали, антикорозійний захист, систему сигналізації, автоматику, що встановлена на лінії, тощо.

Вимоги правил технічної експлуатації до кабельних ліній. Для правильної експлуатації кабельних ліній необхідно мати такі види технічної документації:

- виконавчі креслення на кабельні лінії та інші кабельні споруди;
- паспорти кабельних ліній, споруд і вводів;
- адресні списки кабельних споруд;
- робочі і монтажні креслення всіх типів муфт та іншої кабельної арматури.

Виконавчі плани трас повинні відповідати дійсному стану при своєчасному нанесенні на них всіх поточних змін місцеположення кабелів і муфт, які були спричинені ремонтами, реконструкцією і капітальним будівництвом мережі.

У паспорт кабельної лінії повинні бути занесені всі технічні дані, які визначені проектом лінії і кабельним журналом при її спорудженні, а також протоколами, актами і даними випробувань при прийманні її в експлуатацію. У процесі експлуатації кабельної лінії в паспорт заносяться дані про результати випробування лінії, величини вимірюваних температур на об'єктах, а також відомості про пошкодження лінії, її ремонт та стан траси. Наявність правильно складеного паспорта кабельної лінії дозволяє в процесі експлуатації визначити необхідність її капітального ремонту, зробити аналіз причин пошкодження і розробити необхідні протинаварійні заходи.

З метою підвищення експлуатаційної надійності кабельних ліній розробляють номенклатуру робіт і граничні строки їх виконання. Сюди входять такі роботи: огляд трас кабельних ліній, нагляд за кабельними лініями при роботі на трасах сторонніх організацій, вимірювання фактичних навантажень, контроль за нагрівом кабелів, контроль за блукаючими струмами, випробування кабельних ліній і визначення місць пошкоджень в ізоляції та жилах кабелів, ремонт кабельних ліній тощо.

У номенклатурі робіт з експлуатації кабельних ліній, для підвищення їх експлуатаційної надійності, додатково вказуються такі дані:

- періодичність і сезонність виконання даної роботи;
- посади персоналу, на який покладається виконання роботи;
- планова норма часу на виконання кожної роботи;
- вид звітного документа про виконання даної роботи або вказівки, куди повинні бути занесені ці відомості.

Номенклатура робіт з експлуатації кабельних ліній розробляється на кожний календарний рік, що дозволяє при складанні цього документа передбачити всі зміни у вимогах з обслуговування кабельних ліній за минулий рік.

4.2. Забезпечення надійності при експлуатації кабельних ліній

Дотримання струмових і теплових режимів. Для кожної кабельної лінії при введенні її в експлуатацію повинні бути встановлені найбільші допустимі струмові навантаження.

Встановлення для кожної лінії максимальних струмових навантажень необхідно, щоб експлуатаційний персонал знав і міг використовувати повну пропускну здатність даної лінії, а також щоб не допускати роботу КЛ з навантаженням більшим за встановлене допустиме значення. Для збільшення коефіцієнта використання пропускну здатності кабельних ліній, прокладених у землі, доцільно визначити і встановити максимальні струмові навантаження для різних сезонів року, оскільки температура навколишнього середовища (грунту) для різних місяців року різна і, звичайно, при прокладанні кабелю на глибині 0,7 м приймається: 15, 10, 5 і 0⁰С.

Через те, що при проектуванні кабельних ліній розрахунки і вибір перерізу кабелів проводиться за найгіршими умовами охолодження, тобто для температури ґрунту +15⁰С, то поправки на сезонність умов дозволяють значно підвищити максимальні струмові навантаження і більш ефективно використовувати кабельні лінії в інші сезони року. Робота кабельних ліній при значеннях струму вищих за встановлену межу нагрівання не допускається, тому що це може призвести до передчасного теплового зношення ізоляції і втрати її механічних та електричних властивостей.

Надмірне нагрівання кабелю може призвести до збільшення об'єму просяклого складу ізоляції, внаслідок чого всередині кабелю зростає тиск, який передається на оболонку. Якщо оболонка виконана із свинцю, то вона під тиском деформується, зростає її розмір за діаметром і при зниженні температури в кабелі під свинцевою оболонкою створюються незаповнені вакуумні порожнини. Цей процес у кінцевому результаті призводить до послаблення електричної міцності ізоляції кабелю.

Тому максимальні струмові навантаження для кожної кабельної лінії повинні бути визначені найбільш ретельно з урахуванням ділянок траси з найгіршими тепловими умовами, а в процесі експлуатації повинен здійснюватися суворий контроль за режимом роботи кабельних ліній та їх навантаженням.

Згідно з Правилами навантаження визначаються на ділянці траси з найгіршими тепловими умовами, якщо довжина ділянки не менша ніж 10 м. Тривало допустимі температури струмопровідних жил не повинні перевищувати таких значень для кабелів, ⁰С:

- із просоченою паперовою ізоляцією напругою до 1 кВ – 80;
- з гумовою ізоляцією – 65;
- із просоченою паперовою ізоляцією напругою до 10 кВ – 60;
- з поліхлорвініловою ізоляцією – 70.

Допустимі струмові навантаження при нормальному тривалому режимі роботи кабельної лінії визначають згідно з ПУЕ або за таблицями, які наведені в електротехнічних довідниках. Як було відзначено раніше, ці навантаження залежать від способу прокладання кабелю і виду навколишнього середовища (земля, повітря). Для кабелів, прокладених у землі, тривало допустимі струмові навантаження прийняті з розрахунку прокладання одного кабелю в траншеї на глибині 0,7...1 м при температурі ґрунту 15⁰С. Для кабелів, які прокладені в повітрі, температура навколишнього середовища становить -25⁰С. Якщо розрахункова температура навколишнього середовища ϑ й відрізняється від номінальної ϑ_n , то при визначенні допустимих струмових навантажень, як і для повітряних ліній, вводять поправочний коефіцієнт k_1 (табл. 4.5).

Розрахунковою температурою ґрунту вважають середньомісячну (з усіх місяців року) на глибині прокладання кабелю. За розрахункову температуру повітря беруть найбільшу середню добову, яка повторюється не менше трьох днів на рік.

При прокладанні в одній траншеї паралельно декількох кабелів вводять поправочний коефіцієнт k_2 , який залежить від їх числа та відстані між ними (табл. 4.6).

З урахуванням поправочних коефіцієнтів тривало допустимий струм

$$I_{\text{доп}} = k_1 k_2 I_n, \tag{4.1}$$

де I_n – тривало допустимий струм при номінальному режимі

(вибирають за каталогом);

k_1 – поправочний коефіцієнт на температуру навколишнього середовища.

Недовантажені кабельні лінії з паперовою ізоляцією (коефіцієнт попереднього навантаження не більший ніж 0,8) можуть витримувати короточасні перевантаження по відношенню до тривало допустимих струмових навантажень нормального режиму (табл. 4.7).

В аварійних режимах під час ліквідації аварії для кабельних ліній напругою 10 кВ включно допускаються перевантаження протягом п'яти діб у межах, які вказано в табл. 4.8. При визначенні конкретних тривало допустимих навантажень кабельної лінії рекомендується виходити з реального температурного режиму кабелю.

Таблиця 4.5

Поправочні коефіцієнти на температуру навколишнього середовища k_1

1	Значення поправочного коефіцієнта при температурі, °С														
	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40	
Для кабелів, які працюють з максимально допустимим температурою жил, °С	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	80	1,38	1,635	1,31	1,28	1,24	1,2	1,17	1,13	1,09	1,04	1,0	0,95	0,96	0,85
	65	1,5	1,46	1,41	1,36	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,0	0,94	0,87	0,79
60	1,56	1,51	1,46	1,41	1,36	1,31	1,25	1,2	1,13	1,07	1,0	0,93	0,85	0,75	0,75
При прокладанні в повітрі															
80	-	-	-	-	-	1,14	1,11	1,08	1,04	1,0	0,96	0,92	0,88	0,83	0,73
65	-	-	-	-	-	1,18	1,14	1,1	1,05	1,0	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71
60	-	-	-	-	-	1,2	1,15	1,12	1,06	1,0	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
При прокладанні в ґрунті															
80	-	-	-	-	-	1,14	1,11	1,08	1,04	1,0	0,96	0,92	0,88	0,83	0,73
65	-	-	-	-	-	1,18	1,14	1,1	1,05	1,0	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71
60	-	-	-	-	-	1,2	1,15	1,12	1,06	1,0	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67

Вимірювання температури жил кабелю становить певні труднощі, тому вимірюють температуру оболонки кабелю, а потім визначають тепловий перепад між оболонкою кабелю і струмопровідними жилами, тобто

$$\vartheta_{ж} = \vartheta_{об} + \Delta\vartheta_{каб}, \quad (4.2)$$

де $\vartheta_{об}$ – виміряна температура металевої оболонки кабелю;

$\Delta\vartheta_{каб}$ – перепад температур від оболонки до жили кабелю, який визначають за формулою:

$$\Delta\vartheta_{каб} = I_{ом}^2 n \rho \frac{S_k}{100g}, \quad (4.3)$$

де $I_{ом}$ – максимальне навантаження кабелю, А;

n – число жил кабелю;

ρ – питомий опір міді або алюмінію при температурі, близькій до температури жили Ом·мм²/м;

S_k – сума теплових опорів ізоляції і захисного покриття кабелю;

g – переріз жили кабелю, мм².

Таблиця 4.6

Поправочні коефіцієнти k_2 на кількість працюючих кабелів, які лежать поряд безпосередньо в землі або в трубах

Відстань між кабелями, мм	Кількість кабелів					
	1	2	3	4	5	6
100	1,0	0,9	0,85	0,8	0,78	0,75
200	1,0	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,0	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Таблиця 4.7

Допустимі перевантаження кабельних ліній

Коефіцієнт попереднього навантаження	Вид прокладання	Допустима кратність перевантаження відносно номінальної протягом часу, год		
		0,5	1,0	3,0
1	2	3	4	5
0,6	У землі	1,35	1,3	1,15
0,6	У повітрі	1,25	1,15	1,10

Продовження табл. 4.7

1	2	3	4	5
0,6	У трубах (у землі)	1,20	1,10	1,00
0,8	У землі	1,20	1,15	1,10
0,8	У повітрі	1,15	1,10	1,05
0,8	У трубах (у землі)	1,10	1,05	1,00

Таблиця 4.8

Допустимі аварійні перевантаження кабельних ліній

Коефіцієнт попереднього навантаження	Вид прокладання	Відносні перевантаження при тривалому максимумі навантаження, год		
		0,5	1,0	3,0
0,6	У землі	1,5	1,35	1,25
0,6	У повітрі	1,35	1,25	1,25
0,6	У трубах (у землі)	1,30	1,20	1,15
0,8	У землі	1,35	1,25	1,20
0,8	У повітрі	1,30	1,25	1,20
0,8	У трубах (у землі)	1,20	1,15	1,10

Значення теплового перепаду $\Delta \vartheta_{\text{каб}}$ і температури струмопровідних жил можна визначити, користуючись кривими графіків теплових перепадів (рис. 4.2.а) і значеннями теплових опорів конструктивних елементів кабелю (табл. 4.9).

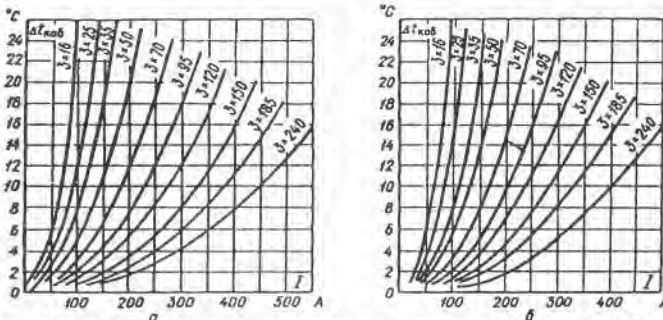


Рис. 4.2. Графіки теплових перепадів для трижильних кабелів з перерізом жил 16-240 мм² залежно від струму навантаження: а – для кабелів напругою 6 кВ; б – для кабелів напругою 10 кВ

Таблиця 4.9

Теплові опори конструктивних елементів кабелю

Напруга кабелю, кВ	Переріз жил кабелю, мм ²									
	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ізоляція трижильних кабелів										
3	48	36	32	27	24	20	18	17	15	13
6	58	51	45	41	35	28	26	22	21	21
10	71	62	57	50	46	40	36	33	30	26
Покриття кабелів										
3	35	33	31	28	25	22	21	20	19	18
6	31	30	25	24	22	20	18	18	18	17
10	25	24	20	19	18	18	17	16	15	15

П р и м і т к а. Значення теплового опору ізоляції наведені для кабелів з поясною ізоляцією і з добре збереженою просочуванням. Для кабелів з підсушеною ізоляцією ($\rho = 1000$ Ом·см) наведені значення теплових опорів повинні бути збільшені на 50 відсотків.

За результатами вимірювань виконується перерахунок максимального струмового навантаження кабельної лінії за формулою:

$$I_{\text{дон}} = I_n \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{ж.дон}} - \vartheta_o}{\vartheta_{\text{ж}} - \vartheta_o}}, \quad (4.4)$$

де ϑ_o – температура навколишнього середовища, °С;

$\vartheta_{\text{ж.дон}}$ – допустима температура жили, °С;

$\vartheta_{\text{ж}}$ – температура жили в умовах експлуатації, °С.

Температуру кабелів рекомендується вимірювати для найбільш несприятливих умов роботи, максимального навантаження і найвищої температури навколишнього середовища. При рівномірному графіку навантаження лінії протягом доби температуру оболонки кабелю досить виміряти двічі з інтервалом одна-дві години. Якщо графік нерівномірний, то її фіксують протягом доби через кожні 0,5 год і одночасно вимірюють значення навантаження. За одержаними даними будують добові графіки температури оболонки кабелю і його навантаження. Підраховуючи температуру жили кабелю, беруть: $\vartheta_{\text{об}}$ – максимальне значення температури оболонки за графіком; I_n – максимальний струм

навантаження тривалістю не менше ніж дві години; ці значення можуть бути зсунуті в часі.

Кабельні лінії, які знаходяться в експлуатації більш ніж 15 років, вже мають якийсь природний знос ізоляції, і тому згідно з правилами допустимі перевантаження знижують на десять відсотків.

На відповідальних кабельних лініях, які відходять від розподільних пристроїв, черговий персонал контролює струмові навантаження за стаціонарними вимірювальними приладами. Якщо чергового персоналу немає, контроль ведуть два-три рази на рік: один раз – у літній і один-два в осінньо-зимовий період при максимальному навантаженні. Одночасно вимірюють робочу напругу кабельних ліній, яка в нормальних умовах експлуатації не повинна перевищувати номінальну напругу більш ніж на 15 відсотків.

На підставі результатів контролю струмових навантажень, температурних режимів і напруги інженерно-технічний персонал вживає заходів із забезпечення економічної і безаварійної роботи кабельної мережі.

Експлуатаційний нагляд за силовими кабельними лініями. Надійність роботи кабельних ліній значною мірою залежить від правильної організації експлуатаційного нагляду за станом кабелів, їх трас і різних споруд, у яких кабелі прокладені, а також від виконання місцевою владою Правил з охорони високовольтних електричних мереж.

З метою охорони кабельних ліній напругою 1 кВ і вище від механічних пошкоджень Правилами з охорони високовольтних електричних мереж передбачені нижчезазначені заходи.

Для підземних кабелів повинні бути відведені земельні ділянки по 1 м в обидва боки від крайнього кабелю. У межах цієї зони не допускається прокладання інших комунікацій без згоди з організацією, яка експлуатує кабельну лінію; забороняється звалювати великі вантажі, виливати кислоти і луги, влаштовувати звалища сміття.

Для підводних кабельних ліній встановлюється охоронна зона, яка визначена паралельними прямими, що проходять на відстані 100 м в обидва боки від вказаних кабельних ліній. У цій зоні забороняється влаштовувати пристані суден та барж, кидати якорі і волокуші; виконувати без згоди з організацією, яка експлуатує кабельні лінії, днозаглиблювальні і землечерпальні роботи.

Надійна робота кабельних ліній, які прокладені безпосередньо в землі, у багатьох випадках залежить від стану траси і ґрунту, впливу на них різних факторів, які виникають у землі. Надійність роботи кабельних ліній, які прокладені в колекторах, тунелях та інших подібних спорудах.

залежить від температури повітря, вентиляції, правильності взаємного розташування кабелів і ряду інших причин. На кабелі, які прокладені у воді, впливають фактори, які пов'язані з дисципліною судноплавства і станом водних шляхів.

В основу організації експлуатаційного нагляду повинно бути покладено виконання таких робіт: обхід трас і огляд стану кабельних ліній та різних споруд, у яких вони прокладені; нагляд за виконанням робіт на трасах і поблизу кабельних ліній; проведення організаційно-технічних заходів і роз'яснювальних робіт серед населення, керівників підприємств, установ, будівельних організацій тощо.

Періодичність обходів і оглядів монтерами кабельних ліній. Кабельні траси і експлуатовані кабельні лінії, муфти та споруди повинні підлягати обходам і оглядам, періодичність яких наведено в табл. 4.10.

Нагляд за станом кабельних трас. Всі види робіт на кабельних трасах, згідно з Правилами з охорони високовольтних електричних мереж, можуть проводитися тільки за умови попереднього погодження цих робіт з організацією, яка експлуатує кабельні мережі.

Підприємства електромереж при погодженні робіт повинні вимагати, щоб у технічній документації (проект, кошторис) були відображені заходи щодо захисту кабельних ліній. Найчастіше (приблизно у 45 випадках із 100) кабелі виходять з ладу внаслідок механічних пошкоджень їх при виконанні земляних робіт безпосередньо на трасі або поблизу траси кабельної лінії.

Таблиця 4.10

Періодичність обходів і оглядів трас кабельних ліній

Вид огляду	Періодичність
1	2
Планові огляди монтерами: • трас кабелів, прокладених у землі; • кінцевих муфт на лініях напругою вищою за 1000 В; • те ж, напругою до 1000 В; • кабельних муфт, розташованих у трансформаторних приміщеннях, розподільних пунктах і на підстанціях; • кабельних колодязів; • підводних кабелів	За місцевими інструкціями, але не менш ніж один раз на три місяці Один раз на шість міс. Один раз на рік Одночасно з іншим обладнанням Двічі на рік Згідно з місцевими інструкціями

Продовження табл. 4.10

1	2
Позачергові огляди	У період паводків і після злив
Огляди інженерно-технічним персоналом	Згідно з місцевими інструкціями
Огляди тунелів, шахт і каналів на підстанціях	Те ж

П р и м і т к а. 1. Огляд закритих територій відбувається разом з особою, яка призначена підприємством і відповідальна за збереження кабельних ліній. 2. Огляд кабельних ліній, які відкрито прокладені в кабельних спорудах (колекторах, тунелях, колодязях), проводиться двома особами. 3. На генеральних планах закритих територій повинні бути нанесені траси кабельних ліній і визначені їх охоронні зони. 4. Підводні переходи обстежуються водолазами. 5. Контрольні (вибіркові) огляди кабельних ліній інженерно-технічним персоналом проводяться не менше ніж один раз на шість місяців.

Місця виконання земельних робіт за ступенем небезпеки пошкодження кабелів поділяються на дві зони:

I зона – ділянка землі, яка розташована на трасі кабелів або на відстані до 1 м від крайнього кабелю напругою вищою за 1000 В;

II зона – ділянка землі, яка розташована від крайнього кабелю на відстані більшої ніж 1 м.

При роботах у першій зоні забороняється:

- застосування екскаваторів та інших землерийних машин;
- застосування ударних механізмів (клин-баби, куля-баби тощо) на відстані 5 м;
- застосування механізмів для розпушування ґрунту (відбійних молотків, електромолотків тощо) на глибині більшої ніж 0,4 м при нормальній глибині закладання кабельної лінії (0,7 м);
- виконання земляних робіт без нагляду (протягом усього часу їх виконання) з боку технічного персоналу організації, яка експлуатує, і при відсутності планів траси та інших документів, які дозволяють точно визначити місцезнаходження кабельної лінії;
- виконання робіт з порушенням потрібних відстаней і без захисту кабелю від механічних пошкоджень при обладнанні траншей, які перетинають кабельні лінії.

За викликом відповідальної особи (начальника або прораба) організації, яка проводить розривання, представник електромережі,

маючи на руках план траси кабельних ліній та інші документи (геодезичний план, профіль траси, вертикальні і горизонтальні планування), а також необхідну кількість попереджувальних і забороняючих плакатів, зобов'язаний:

- переконатися в наявності непростроченого дозволу місцевої ради на виконання робіт, планів розташування підземних споруд на ділянці наступних робіт і проекту, погодженого з відповідними організаціями;

- з'ясувати зміст і обсяг земляних робіт, а також строки їх виконання;

- перевірити за кресленням розташування кабельних ліній, вказати прорабу трасу цих ліній і позначити межі безпечного виконання робіт (межі позначають мотузкою, яка натягнута між кілками; біля меж вивішують попереджувальні плакати);

- вимагати при необхідності, щоб у його присутності було проведено контрольне шурфування для точного визначення місця знаходження кабельної лінії;

- видати письмовий дозвіл на виконання робіт з вказівкою вимог щодо забезпечення збереження кабелів і меж виробництва робіт;

- стежити за виконанням усіх запобіжних заходів;

- стежити, щоб розкриті кабелі і з'єднувальні муфти були надійно захищені дерев'яними коробами і укріплені, а на коробах були встановлені попереджувальні плакати;

- спостерігати за тим, щоб після закінчення робіт були виконані всі відновлювальні роботи: зняття захисних коробів, розбирання кріплень, засипання траси, ущільнення ґрунту тощо.

Профілактичні випробування КЛ. Профілактичні випробування ізоляції кабельних ліній – це організаційно-технічний захід, який дозволяє виявити дефекти, що виникають у процесі монтажу або експлуатації кабельних ліній з метою їх своєчасного ліквідування і запобігання таким чином аварії і недовідпуску електроенергії споживачам. Профілактичні випробування кабельних ліній здійснюються підвищеною напругою постійного струму, нормовані значення якої наведено в табл. 4.11.

Таблиця 4.11

Значення випробувальних напруг постійного струму силових кабелів

Номінальна напруга кабельної лінії, кВ	Випробувальна напруга, кВ		Тривалість прикладеної випробувальної напруги, хв	
	після прокладання	у процесі експлуатації	після прокладання	у процесі експлуатації
До 4	6	5	10	5
3	18	15	10	5
6	36	30	10	5
10	60	50	10	5

П р и м і т к а. Стан ізоляції кабельних ліній напругою до 1 кВ перевіряється за допомогою мегомметра на 2,5 кВ протягом однієї хвилини.

Періодичність профілактичних випробувань кабельних ліній встановлена правилами не менше одного разу на рік. Кабельні лінії, які мають поганий стан ізоляції або працюють у тяжких умовах (часті земляні роботи на трасі, вплив блукаючих струмів або ґрунтової корозії), доцільно випробувати частіше.

Кабельні лінії, які прокладені в тунелях, колекторах, будівлях підстанцій, не піддані корозії та механічним пошкодженням і які не мають з'єднувальних муфт, випробуються не менш як один раз на три роки.

Кабельні лінії, які прокладені в землі і працюють протягом п'яти років та більше без електричних пробів в умовах експлуатації і при профілактичних випробуваннях, випробуються в строки, встановлені головним інженером ПЕМ з урахуванням місцевих умов, але не менше одного разу на три роки.

Захист від корозії металевих оболонок кабелю. Металеві оболонки кабелю, які прокладаються або знаходяться в зоні високої корозійної активності, повинні бути надійно захищені від кородуючого впливу на них ґрунту, води і блукаючих струмів.

Ступінь корозійної активності ґрунтів залежить від їх питомого опору (табл. 4.12) і хімічного складу, а річкових та інших вод – від хімічного складу.

Корозійна активність ґрунтів залежно від їх питомого опору

Показник ступеня корозійної активності	Найменше за рік значення питомого опору ґрунту, Ом·м
Низька	Понад 100
Середня	100-21
Підвищена	20-11
Висока	10-5
Особливо висока	Нижче 5

Для металевих оболонок найбільш серйозною небезпекою є блукаючі струми, джерелами яких є самі кабелі, бо при переході струму з їх оболонок у навколишнє середовище з більш низьким потенціалом оболонка буде служити анодом та інтенсивно руйнуватися.

Інтенсивність руйнування оболонки кабелю буде залежати від значення блукаючого струму в анодній зоні, тривалості його протікання і матеріалу оболонки.

Щоб виявити анодні зони і своєчасно запобігти руйнуванню металевих оболонок кабелю, прокладених у землі, вимірюють:

- різницю потенціалів, а також густину струму, що стікає з оболонки в землю, рис. 4.3.

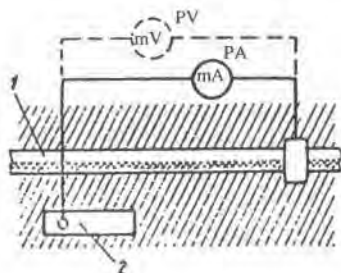


Рис. 4.3. Схема вимірювання потенціалу на оболонках кабелів і густини струмів, що стікають з них:

1 – кабель; 2 - електрод

- силу струму, що протікає по кабелю, і визначають напрям струму, рис. 4.4.

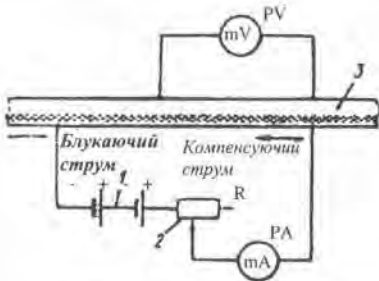


Рис. 4.4. Схема вимірювання блукаючих струмів, які протікають вздовж оболонки кабелю:
 1 – допоміжна батарея; 2 – реостат;
 3 – кабель

Небезпечними є потенціали вищі ніж 0,1 В, які з'являються на оболонці кабелю. Вимірювання за схемою рис. 4.3 проводять приладом з великим внутрішнім опором (10000 Ом на 1 В шкали) і міліамперметром з межами вимірювань 0 ± 10 мА; 0 ± 100 мА.

Вимірювання за схемою рис. 4.4 проводиться за допомогою допоміжного електрода, який являє собою відрізок кабелю довжиною 0,5 м або трубопроводу із зачищеною до блиску поверхнею, з площею не меншою ніж 1 дм². З відомими розмірами поверхні (S дм²) допоміжного електрода 2 (рис. 4.3.) і силою струму, що стікає з електрода в землю I_2 , визначають питому густину струму I_c , мА/дм².

$$I_c = \frac{I_2}{S}. \quad (4.5)$$

Для кабелів, які знаходяться в землі, небезпечною є густина струму витікання з оболонки кабелю в землю більша ніж 0,15 мА/дм².

Одним з найбільш поширених способів визначення сили і напрямку струму за металевою оболонкою кабелю є компенсаційний метод, при якому вимірювання потенціалів проводять протягом 20 хвилин через кожні 5 с, після чого за одержаними результатами визначають середнє значення потенціалів і струмів, підраховуючи їх у знакозмінних зонах окремо для позитивних і негативних значень. Середні значення потенціалів на оболонці кабелю відносно землі визначають за формулою:

$$U_{cp} = \frac{\sum U}{n}, \quad (4.6)$$

де $\sum U$ – сума показів приладів;
 n – число вимірювань.

Захист від блукаючих струмів ведеться експлуатаційним персоналом електромереж. Короткий перелік захисних заходів наводиться в табл. 4.13.

**Короткий перелік заходів із захисту кабельних ліній від
блукаючих струмів**

Захід	Зміст заходу
Виявлення зон, небезпечних для кабельних ліній стосовно електричної корозії	Систематичне проведення вимірювань і складання карт анодних зон
Те ж, стосовно хімічної корозії	Лабораторні випробування проб ґрунту з траншеї (по 150 г з кожного її боку і 100 г з дна траншеї), де прокладено кабельну лінію
Організація спостереження за станом кабельних ліній	<ol style="list-style-type: none"> 1. Створення контрольних пунктів для вимірювання блукаючих струмів і визначення їх напрямку: у котлованах на трасі кабельної лінії (при прокладанні кабелю в траншеї); у блочних колодязях (при прокладанні кабелів у трубах і залізобетонних блоках). 2. Вимірювання приладом МС-8 потенціалу на кабелях у ТП, ЗТП і РП, розташованих поблизу електрифікованих шляхів
Зниження густини блукаючого струму	З'єднання металевих броньованих стрічок і оболонки кількох кабельних ліній
Розрив електричних кіл блукаючих струмів по металевих покриттях	Встановлення на кабельних лініях ізолюючих муфт з токсичним компаундом

4.3. Способи визначення місць пошкодження кабельних ліній

В умовах експлуатації кабельних ліній можливі такі пошкодження:

- замикання між собою двох або трьох жил без замикання або з замиканням їх на землю (оболонку);
- замикання однієї жили на землю;
- обрив однієї або кількох жил без замикання на землю;
- обрив однієї або кількох жил без замикання або із замиканням на землю.

Можливі також пошкодження типу запливаючого пробую, при якому кабель веде себе як непошкоджений, але пробивається при повторному випробуванні високою напругою. Запливаючий пробій характерний для пошкоджень у з'єднувальних муфтах.

При запливаючих пробоях, як правило, опір у місці пробую великий, тому доводиться додатково пропалювати кабель за допомогою потужного джерела випрямленої напруги (на газотронах або кремнієвих вентилях) або робочою напругою промислової частоти. Пропалювання ведуть в один або декілька прийомів до зниження перехідного опору в місці пошкодження до кількох сотень ом.

Методи і прилади для визначення місця пошкодження в кабелях можна розділити на два види: відносні і абсолютні.

При відносному методі всі результати вимірювань параметрів кабельної лінії дозволяють визначити тільки зону пошкодження (ділянку лінії), а при абсолютному методі визначають точне місце пошкодження.

До відносних методів відносять: імпульсний, петльовий, коливального розряду і смісний, а до абсолютних – індукційний та акустичний.

Імпульсний метод ґрунтується на вимірюванні часу проходження короткочасного імпульсу, який посилають у пошкоджену лінію від місця вимірювання до місця пошкодження (де імпульс відбивається) і назад.

Якщо задатись v – швидкість поширення електричного імпульсу в лінії; t_x – час проходження імпульсу до точки відбиття і назад, то відстань до точки, де має місце відбиття, визначиться із співвідношення:

$$l_x = \frac{t_x}{2} v, \quad (4.7)$$

де l_x – відстань до місця пошкодження, м;

t_x – час проходження імпульсу, мкс;

v – швидкість проходження імпульсу, м/мкс.

Дослідні вимірювання різних кабельних ліній показали, що швидкість поширення імпульсу по кабелю приблизно дорівнює 160 м/мкс. У цьому випадку

$$l_x = \frac{t_x}{2} v = 80t_x, \quad (4.8)$$

Прилади для імпульсного методу випускаються кількох типів: ИКЛ-5, P5-1A, P5-5 та ін. Всі вони мають електронно-променеву трубку, на екрані якої можна простежити за проходженням імпульсу, а також побачити лінію масштабних позначок часу для визначення відстаней (рис. 4.5).

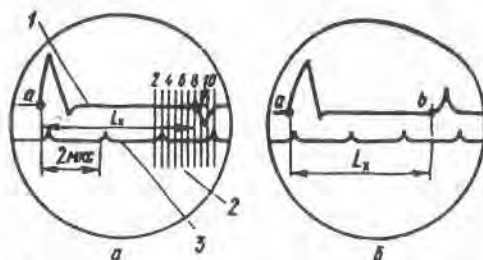


Рис. 4.5. Зображення імпульсів на екрані приладу ИКЛ-5:

а – при вимірюванні на лінії, яка має коротке замикання жил кабелю; б – при обриві жили в муфті:

1 – лінія імпульсу; 2 – сітка; 3 – лінія позначок

Полярність відбитого сигналу показує характер зміни хвильового опору в місці відбиття. При обриві кабельної лінії або проходженні сигналу до її кінця хвильовий опір збільшується і випадіння відбитого сигналу на екрані проходить вгору (рис. 4.5.б), випадіння ж вниз означає наявність короткого замикання або замикання однієї жили на оболонку (рис. 4.5.а), хвильовий опір при цьому зменшується. Відстань до місця пошкодження визначається відліком числа масштабних позначок і множенням на ціну поділки кожної позначки, м. Наприклад, на рис. 4.5.а число позначок між початками зондуючого і відбитого імпульсу дорівнює 2,8, отже місце пошкодження знаходиться на відстані $l_x = 160 \cdot 2,8 = 488$ м. При користуванні приладами, які засновані на цьому методі, достатньо проводити вимірювання з одного кінця пошкодженої лінії. Але достовірні результати можуть бути одержані тільки у випадку чистого обриву жил і при коротких замиканнях, якщо перехідний опір невеликий (менше 100 Ом).

Петльовий метод застосовується для визначення відстані до місця замикання жили на оболонку в силових кабельних лініях при наявності однієї непошкодженої жили. Метод може застосовуватися при значенні перехідного опору в місці пошкодження до 5 кОм. При необхідності зниження величини перехідного опору ізоляцію кабелю допалюють кенотроном або газотронним пристроєм. Метод ґрунтується на принципі вимірювального моста постійного струму (рис. 4.6).

Визначається співвідношення опорів пошкодженої і непошкодженої жили відносно точки замикання. При вимірюванні пошкоджена і непошкоджена жила з'єднуються на протилежному кінці кабелю перемичкою перерізом не меншим ніж 50 мм². Плечі вимірювального

моста утворюються регульованими комбінованими опорами r_1 і r_2 , опорами жил r_x і r_y , відповідно, пропорційних довжині кабелю l_x і $l+l_y$. Регулюючи опори r_1 і r_2 , встановлюють стрілку гальванометра в нульове положення, що відповідає рівновазі пліч моста.

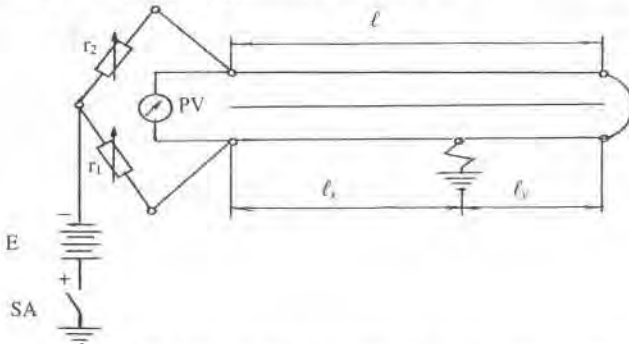


Рис. 4.6. Схема для визначення місця пошкодження кабелю петльовим методом

$$\frac{r_1}{r_2} = \frac{r_x}{r_y} \quad (4.9)$$

Оскільки опір жили прямо пропорційний її довжині, із отриманого співвідношення можна визначити відстань до місця пошкодження:

$$l_x = \frac{2lr_1}{r_1 + r_2} \quad (4.10)$$

де r_1 і r_2 – опори моста, які під'єднані відповідно до пошкодженої і непошкодженої жили.

Після визначення відстані l_x слід поміняти місцями кінці проводів, які йдуть до кабелю, і виконати нове вимірювання, при цьому буде знайдена відстань $l+l_y$. Якщо результати обох вимірювань у сумі помітно відрізняються від подвійної довжини кабелю, то вимірювання виконані неточно і їх треба повторити, попередньо перевіривши всі контакти у схемі.

Для підвищення точності визначення відстані до місця пошкодження рекомендується проводити вимірювання з обох кінців кабельної лінії. При правильно проведених вимірюваннях додержується умова:

$$0,997 < 2\left(\frac{r_1^i}{r_1^i + r_2^i} + \frac{r_1^p}{r_1^p + r_2^p}\right) < 1,003, \quad (4.11)$$

де індекси з одним та двома штрихами відповідають вимірюванням для одного і другого кінця ліній. Точність вимірювання петльовим методом в основному залежить від похибки самого вимірювання, чутливості моста і похибки фактичного визначення довжини по трасі кабелю та різного перерізу ділянок.

При використанні серійної апаратури точність вимірювання петльовим методом може бути доведена до 0,1-0,3 відсотка. На лініях з різними перерізами і матеріалами жил на окремих ділянках після проведення вимірювань уточнюють відстань до місця пошкодження зведенням довжин ділянок l_{np} до одного перерізу S_{np} і питомого опору

ρ_{np} :

$$l_{np(n)} = \frac{S_{np}\rho_n}{S_n\rho_{np}}, \quad (4.12)$$

де ρ_n , l_n , S_n – відповідно дійсні питомі опори, довжина і переріз n -ї ділянки.

Додавши зведені довжини ділянок, одержують довжину еквівалентного однорідного кабелю і уточнюють фактичну відстань до місця пошкодження.

Метод коливального розряду застосовується для визначення відстані до місця пошкодження у силових кабельних лініях при замиканнях, які носять характер "запливаючого" пробую. Суть методу полягає у вимірюванні періоду (напівперіоду) вільних коливань, які виникають у зарядженій кабельній лінії при пробі ізоляції в місці пошкодження. Вільні коливання замовлені невеликим перехідним опором у місці пошкодження в момент розряду і характеризуються періодичним поширенням електромагнітної хвилі від місця пошкодження до кінця лінії і назад з поступовим згасанням процесу. Оскільки швидкість поширення початкового фронту хвилі для силових кабельних ліній практично постійна (160 ± 1 м/мкс), то за часом періоду (напівперіоду) вільних коливань можна визначити відстань до місця пошкодження. Характер зміни напруги коливального процесу при пробі зарядженого кабелю наведено на рис. 4.7.

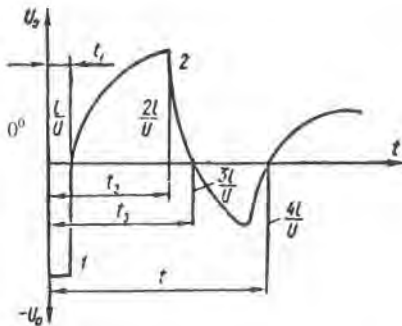


Рис. 4.7. Напряга коливального процесу при пробі зарядженого кабелю на однорідній лінії

За один період вільних коливань T хвиля чотири рази проходить відстань від місця пошкодження до кінця кабелю, тоді

$$l_x = v \frac{T}{4} = 160 \frac{T}{4} = 40T, \quad (4.13)$$

де l_x – відстань від місця вимірювання до місця пошкодження кабелю, м;

v – швидкість поширення електромагнітної хвилі, м/мкс;

T – період коливань, мкс.

Період вільних коливань визначається за зміною напруги на кінці кабелю за допомогою осцилографа або електронного мікросекундометра. З метою підвищення точності вимірювання в розрахунок береться час тільки першого напівперіоду коливань, які мають найменше викривлення.

При вимірюванні на жилу кабелю подається висока напряга негативної полярності. У момент пробою в місці пошкодження виникає рівна за значенням хвиля напруги позитивної полярності (напряга в місці пошкодження в момент пробою дорівнює нулю), яка поширюється до кінця кабелю. Через $t_1 = \frac{l_x}{v}$ після пробою хвиля приходить до кінця

кабелю і напруга на виводах стає позитивною (рис. 4.7.). Сама хвиля, відбиваючись від кінця кабелю (без зміни знаку), відходить назад до місця пошкодження через $t_2 = \frac{2l_x}{v}$, після пробою хвиля відбивається із

зміною знака (стає негативною) і йде знову до кінця кабелю. До моменту $t_3 = \frac{3l_x}{v}$ часу хвиля підходить до кінця кабелю і напруга на жилах стає

негативною. До часу $t_4 = \frac{4l_x}{v}$ хвиля повертається до місця пошкодження і перший період коливань закінчується.

Відповідно до часу подвійного пробігу хвилі ($t_3 - t_1 = \frac{2l_x}{v}$) перший напівперіод коливального процесу (рис. 4.7) можна визначити за зміною полярності напруги на вимірюваному кінці кабелю. При t_1 негативна напруга змінюється на позитивну, при t_2 позитивна напруга змінюється на негативну.

Вимірювальні прилади під'єднуються до кабелю за допомогою ємнісного подільника напруги (рис. 4.8.).

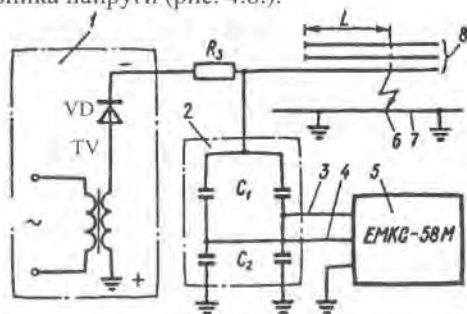


Рис. 4.8. Схема визначення місця пошкодження кабелю методом коливального розряду:

1 – високовольтна установка; 2 – подільник напруги; 3 – коло зупинки; 4 – коло пуску; 5 – вимірювальний прилад; 6 – місце пошкодження; 7 – металева оболонка; 8 – жили кабелю

Електронний секундомір ЕМКС-58М вимірює інтервал часу $t_x = t_3 - t_1$. У момент часу t_1 запускається схема приладу, у момент часу t_3 зупиняється. Підрахунок відстані до місця пошкодження проводиться за шкалою, яка проградуйована в кілометрах, з точністю до п'яти відсотків. Метод коливального розряду – єдиний при визначенні відстані до місця пошкодження при “запливаючому” пробіі і дозволяє проводити безпосереднє вимірювання відстані за шкалою мікросекундоміра незалежно від довжини і типу КЛ.

Ємнісний метод застосовується для визначення відстані до місця пошкодження при обриві жил кабелю в з'єднувальних муфтах при опорі ізоляції пошкодженої жили не меншому ніж 5 Ом. Метод ґрунтується на

вимірюванні ємності обірваної ділянки, яка пропорційна довжині кабелю до місця пошкодження. Ємність можна визначати як на постійному струмі, так і на змінному. Розглянемо застосування даного методу в трьох випадках пошкоджень.

1. Обрив жили (рис. 4.9а). Вимірюють ємність обірваної жили з одного (C_1) і другого (C_2) кінців кабелю. Відстань до місця пошкодження

$$l_x = \frac{LC}{C_1 + C_2}, \quad (4.14)$$

2. Обрив жили із замиканням на землю її другого кінця (рис. 4.9 б) У цьому випадку $C_2 = 0$. Вимірюють ємність C_1 обірваної жили. Відстань до місця пошкодження

$$l_x = \frac{L \cdot C_1}{C}, \quad (4.15)$$

де C – ємність непошкодженої жили.

3. Обрив однієї жили із замиканням жил між собою і на землю (глухе заземлення) (рис. 4.9. в). Відстань до місця пошкодження

$$l_x = \frac{C_1}{C_0}, \quad (4.16)$$

де C_0 – питома ємність, мкФ/км (береться із довідника).

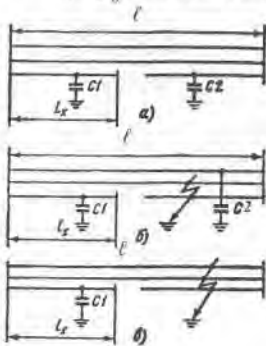


Рис. 4.9. Види пошкоджень кабелів з обривом жил:

- а – без заземлення;
- б – із заземленням одного кінця;
- в – із заземленням одного кінця та двох інших жил

Для вимірювання ємнісним методом застосовуються генератори частотою 1000 Гц і мости постійного струму (тільки при чистому обриві жил) і змінного струму (при чистих обривах жил та перехідних опорах 5 кОм і вищих).

Індукційний метод застосовується для безпосереднього пошуку місць пошкодження на трасі кабельної лінії при невеликих перехідних опорах (не більше ніж 20-50 Ом). Використовуючи цей метод, можна

визначати трасу і глибину закладання кабелю. Суть методу полягає в пропусканні по кабелю струму 15-20А звукової частоти і фіксації характеру зміни електромагнітного поля над кабелем за допомогою приймального пристрою. Наведена в приймальній антені ЕРС пропорційна струму в кабелі, числу витків і площі, яка охоплена антеною. Практично для індукційного методу застосовується частота 800-1200 Гц.

При визначенні місця пошкодження і траси кабелю слід урахувувати, що наведена ЕРС залежить від струморозподілу в кабелі та взаємного просторового положення антени і кабелю.

Для визначення місця замикання між жилами і знаходження з'єднувальних муфт на трасі кабельної лінії виводи генератора приєднують до пошкоджених жил кабелю (рис. 4.10).

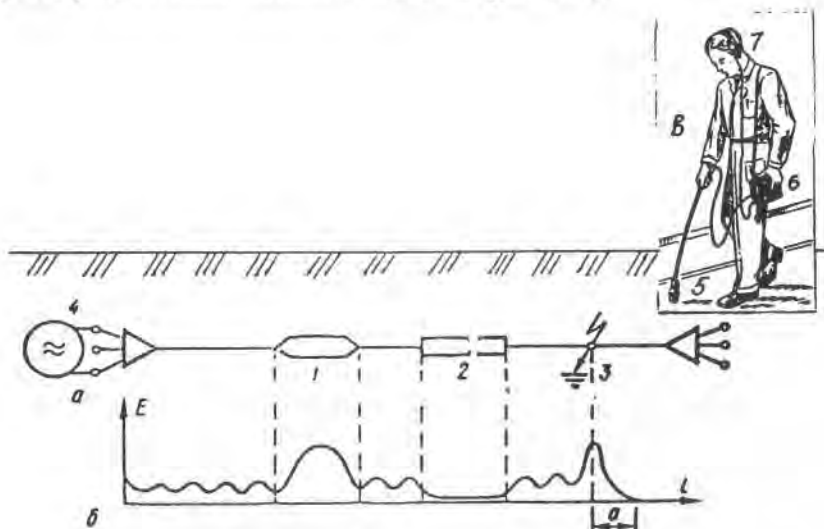


Рис. 4.10. Схема визначення замикання між жилами індукційним методом (а) і крива зміни ЕРС антени вздовж осі кабелю (б):
 1 – з'єднувальна муфта; 2 – кабель у металевій трубі; 3 – місце пошкодження; 4 – генератор звукової частоти; 5 – антена;
 6 – підсилювач; 7 – телефон

Оператор, просуваючись вздовж траси кабелю, за допомогою приймальної рамки (антени 5), підсилювача 6 і телефонних навушників 7 за характером електромагнітного поля визначає, де проходить траса, розташування муфти, а також глибину прокладання кабелю і місце пошкодження (рис. 4.10. в).

При переміщенні антени вздовж траси кабелю появляються сигнали, які змінюються за рівнем звучання. У місцях розташування з'єднувальних муфт спостерігається різке підсилення сигналу. При прокладанні кабелю в металевій трубі або при заглибленні траси кабелю спостерігається сильне послаблення сигналу. Над місцем пошкодження сигнал, як правило, підсилюється, що зумовлено переходом струму з жили на жилу. За місцем пошкодження на відстані не більшій за половину кроку скрутки жил кабелю ($a = \frac{1-2,5m}{2}$) сигнал згасає (рис. 4.10. б).

Визначення місця однофазного короткого замикання в кабелі на оболонку індукційним методом потребує від оператора великих навичок. Похибка визначення місця пошкодження індукційним методом не більша ніж 0,5 м.

Акустичний метод полягає у створенні в місці пошкодження потужних електричних розрядів і фіксації на поверхні землі звукових коливань за допомогою чутливих приймальних пристроїв. Для створення розрядів у місці пошкодження електрична енергія попередньо нагромаджується в конденсаторах або ємності жил самого кабелю шляхом заряджання від пристрою випрямлення. Накопичена енергія при досягненні напруги пробую витрачається при розряді за дуже короткий час і в місці пошкодження виникає потужний удар. Звук від цього удару поширюється в навколишньому середовищі і може бути прослуханий на поверхні землі. По закінченні розряду електрична дуга в місці пошкодження згасає, а напруга на ємності зростає до напруги пробую. Звичайно періодичність складає дві-три секунди. На поверхні землі звук прослуховується за допомогою стетоскопа або п'єзоелектричного мікрофона з підсилювачем і виходом на головні телефони. Залежно від характеру пошкодження кабельної лінії складають відповідну схему вимірювання (рис. 4.11).

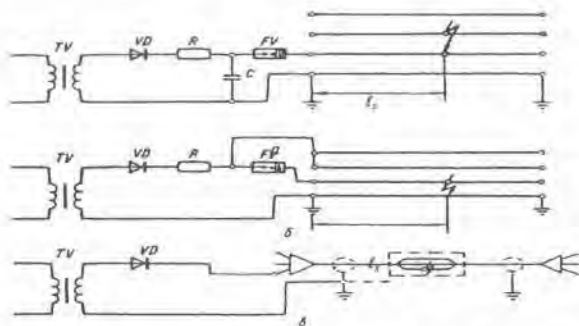


Рис. 4.11. Схема визначення місця пошкодження кабелю акустичним методом

При замиканнях з перехідним опором 40 Ом і більшому як генератор імпульсів використовується випрямний пристрій, конденсатор ємністю 1-2 мкФ та іскровий проміжок (рис. 4.11. а); як розрядна ємність можуть бути використані непошкоджені жили кабелю (рис. 4.11. б). Напруга пробую іскрового проміжку не повинна перевищувати 70 відсотків випробувальної напруги кабелю даного типу, що необхідно для усунення перенапруг на кабелі, які виникають при подвоєнні зондуючого імпульсу біля розімкненого кінця, якщо пробій у місці пошкодження не виникає.

При перехідних опорах менших ніж 40 Ом і металевих замиканнях на оболонку акустичний метод не використовується. У цих випадках провідний місток у місці пошкодження руйнують пропусканням великих струмів, а металеві спаї випаляють за допомогою зварювальних або інших трансформаторів. При пошкодженнях із "запливаючим" пробоем напруга на кабель подається безпосередньо від випрямного пристрою (рис. 4.11. в). При такому пошкодженні хвильові перенапруги не виникають і напруга пробую може бути доведена до випробної. Визначення місця пошкодження акустичним методом виконується встановленням датчика на ґрунт або дорожнє покриття через кожні 1...2 м до досягнення максимальної чутності. Звичайно відносним методом попередньо визначається зона пошкодження і уточнюються місця розташування з'єднувальних муфт, траса кабелю уточнюється індукційним методом.

Зона чутності на поверхні землі залежно від властивостей ґрунту становить від двох до 15 м. Місце пошкодження визначається за максимальною чутністю звуку розрядів.

Для акустичного методу вимірювання можна використати акустично-індукційний кабелешукач типу КАИ-73.

4.4. Ремонт кабельних ліній. Безпека виконання ремонтних робіт

При виводі кабельної лінії в ремонт визначають характер і місце пошкодження.

Залежно від характеру пошкодження проводиться або ремонт захисного покриття, або ремонт паперової ізоляції і струмопровідних жил з монтажем з'єднувальних та кінцевих муфт з наступним фазуванням і випробуванням підвищеною напругою.

Ремонтні роботи на кабельних лініях здійснюються за планом, який розробляється на підставі даних огляду, а також аналізу загального стану лінії.

При цьому враховують, що несправності на кабельних лініях або на трасах є прямою загрозою безаварійній роботі кабельної лінії, тому незалежно від складності робіт вони усуваються негайно. Всі інші несправності, які не викликають пряму загрозу надійності роботи лінії, повинні усуватися в плановому порядку в наступному календарному році.

При визначенні обсягу ремонту враховують недоліки, які виявлені при огляді траси лінії, дефекти самого кабелю або з'єднувальних і кінцевих муфт, несправності конструкцій або споруд, по яких прокладена лінія, невідповідність натурі виконаної траси лінії, місць розташування з'єднувальних муфт, встановленої глибини закладання кабелю від шляхового покриття та інші слабкі місця.

Технологія ремонту безпосередньо кабелю і муфт залежно від виду і обсягу їх ремонту достатньо різноманітна. Універсальним варіантом ремонту кабельної лінії є заміна кабелю на обмеженій ділянці траси з її розкриттям, прокладанням кабельної вставки і влаштуванням муфт.

До початку земляних робіт:

- викликають представників всіх організацій, підземне господарство яких може попасти в зону розкриття, для отримання допуску на здійснення робіт;

- уточнюють за робочими кресленнями трасу кабельної лінії і визначають заходи з охорони діючих ліній від механічних пошкоджень;

- визначають метод виконання земляних робіт, виходячи із шляхового покриття для обліку потреби в механізмах, транспорті, робітниках;

- поставляють на місце робіт щити для огороження ділянок робіт;

- встановлюють необхідні сигнальні знаки і пішохідні містки;
- вибирають місце розташування пересувної майстерні.

Кабельна лінія, яка підлягає ремонту, повинна бути вимкнена і заземлена. На місці виконання робіт забезпечують заходи безпеки.

Розривання кабелю на виведеній у ремонт лінії проводять тільки після перевірки, що кабель саме той, на якому слід працювати, і що він дійсно від'єднаний. Таку перевірку здійснюють шляхом звіряння на місці фактичних даних з планами траси, а якщо по трасі прокладено декілька кабельних ліній, то проводять додаткову їх перевірку індукційним методом.

При прокладанні кабельної вставки напрям скрутки кабелів, які з'єднуються, визначається при розробці їх кінців. У випадку, якщо напрям скрутки жил, що з'єднуються між собою, не співпадає, вставка міняється через можливість розкручування і зниження міцності кабелю.

Якщо кабельна вставка і кабель, що ремонтується, мають кольорові фази, і якщо пошкодження було в цілому місці кабелю, то з'єднання виконують за кольором ізоляції жил без перевірки однойменності фаз. У протилежному випадку таку перевірку виконують за допомогою мегометра і фазувального пристрою, який дозволить відразу перевірити відповідність всіх трьох жил кабелю.

Пошкодження кабелю в багатьох випадках має такий характер, що потребує ремонту тільки окремих елементів конструкції кабелю. Відновлення броньового покриття кабелів, які зруйновані, прокладені в землі або воді в процесі експлуатації, не виконується.

Ремонт свинцевої оболонки шляхом запаювання місць пошкодження здійснюють лише в тих випадках, коли існує впевненість у тому, що ізоляція кабелю не пошкоджена і волога не проникла в кабель. У сумнівних випадках перевіряють паперову ізоляцію кабелю в дефектному місці на відсутність вологи і пошкоджень. З цією метою знімають частину свинцевої оболонки по обидва боки від місця пошкодження і перевіряють верхній шар ізоляції на відсутність вологи і механічних пошкоджень.

При задовільному стані ізоляції герметичність свинцевої оболонки відновлюють шляхом напаявання свинцевої муфти, яка складається з двох поздовжніх половин. Муфту заповнюють кабельною масою марки МП-1.

У випадку проникнення вологи під свинцеву оболонку, а також у випадку пошкодження не тільки поясною, а й ізоляції жил, пошкоджена ділянка кабелю вирізається. Замість цього вставляють відрізок кабелю тієї ж марки, перерізу і напруги, відповідної довжини і монтують дві з'єднувальні муфти. Якщо можна використати залишений при монтажі

запас по довжині кабелю, то обходяться монтажем однієї з'єднувальної муфти.

При незначних пошкодженнях ізоляції і оболонки кабелю ремонт також може бути здійснений без розрізання струмопровідних жил за умови, що ізоляція не зволожена. При наявності достатньої слабкості жили розводять, у пошкодженому місці заводську ізоляцію виймають і відновлюють знову паперовими роликками, як при монтажі нових муфт. У цьому випадку також застосовують свинцеву муфту з двох поздовжніх половин.

Пошкодження струмопровідних жил кабелю усувають встановленням у місці пробою ізоляції однієї з'єднувальної муфти або шляхом заміни дефектної ділянки новим відрізком кабелю і монтажем двох з'єднувальних муфт.

Перший спосіб використовують, коли кабель пошкоджений на незначній довжині і залишений при прокладанні запас по довжині достатній для розводки жил кабелю. Якщо цей запас недостатній, то можуть бути використані поздовжні з'єднувальні гільзи і свинцеві труби, ремонт у цьому випадку обмежується монтажем однієї муфти. В усіх інших випадках ремонт струмопровідних жил кабелю здійснюється шляхом вставки нового відрізка кабелю і монтажем двох муфт.

Ремонт пошкоджених з'єднувальних муфт у багатьох випадках здійснюється вирізанням дефектної муфти із кабельної лінії і повторного з'єднання кабелів новими муфтами. Якщо дефект у муфті не сильно розвинений, ремонт її може бути виконаний збільшенням розробки кабелю для нової подовженої муфти, тобто без додаткової вставки кабелю. У цьому випадку використовується муфта більшого розміру. Якщо пошкодження в з'єднувальних муфтах викликано розтягом кабелю, необхідно здійснити вставку кабелю. При ремонтах кабелю попереду муфт потрібно залишити резерв кабелю для компенсації сил розтягу.

Ремонт кінцевих муфт здійснюють у такій послідовності. Пошкоджену муфту обрізають або демонтують, перевіряють ізоляцію кабелю на вологість та монтують нову або приведену в порядок демонтовану муфту. Якщо довжина кабелю в кінці лінії має достатній запас, тоді обмежуються тільки кінцевою муфтою. При недостатньому запасі довжини кабелю на кінці лінії необхідно монтувати з'єднувальну та кінцеві муфти.

З'єднання окремих ділянок епоксидних заробок виконується так: у всіх випадках обезжирюють ацетоном найближчі ділянки самої заробки, а також жили; накладають обмотку з двох шарів просоченої в епоксидному

компануді бавовняно-паперової стрічки; встановлюють форму та заливують її компаундом.

При ремонті кінцевих заробок потрібне відновлення захисного лакового покриття.

При проведенні ремонтних робіт на діючих кабельних лініях треба виконувати загальні організаційні та технічні заходи, що забезпечують безпеку робіт за нарядною системою та викладені в ПБ.

Розкривати муфти та розрізати відключені силові кабелі, що знаходились в експлуатації, можна лише після перевірки відповідності робочих креслень підземних споруд дійсному стану споруд кабельної траси, яка розкрита. При необхідності уточнення справності кабелю, що потребує розкриття, та відсутності напруги на ньому (необхідність виникає, коли в траншеї прокладено декілька кабелів) застосовують кабельно-катальний апарат та покажчики напруги з дотриманням встановленої правилами послідовності операцій розкриття муфт, розрізання кабелю та роботи із заземленим інструментом. Прокіл кабелю та муфт у тунелях, колекторах, колодязях та каналах можна здійснювати спеціальними пристроями, що дають змогу електриковому в час проколу бути за межами даної споруди.

Контрольні питання і завдання

1. Які вимоги ставлять до кабельних ліній?
2. У чому полягає нагляд експлуатаційної організації за якістю кабельних робіт?
3. Назвіть технічну документацію, яка необхідна для прийняття кабельної лінії в експлуатацію.
4. Поясніть послідовність прийняття кабельної лінії в експлуатацію після монтажу.
5. Які вимоги ПТЕ до організації експлуатації кабельних ліній?
6. З якою метою і як контролюють температуру кабельних ліній?
7. Як здійснюється контроль за навантаженням кабельних ліній?
8. Як і чому попадають блукаючі струми на оболонки силових кабелів?
9. Як здійснюється захист кабельних ліній від хімічної корозії і блукаючих струмів?
10. З якою метою виконують випробування кабельних ліній при здаванні їх в експлуатацію і під час експлуатації?
11. Які нормативи рекомендуються для випробування силових кабелів і за якими показниками кабелі вибраковуються?
12. Назвіть характерні пошкодження кабелів і методи їх визначення.
13. Які існують методи визначення місця пошкодження безпосередньо на трасі кабельних жил?
14. Як усуваються місцеві пошкодження броньованого покриття, металеві оболонки, ізоляції і жил кабелю?

15. Якими способами відновлюють герметичність епоксидних заробок?
16. Які основні заходи безпеки при обслуговуванні і ремонті кабельних ліній?

5. ОБСЛУГОВУВАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ (РОЗПОДІЛЬНОГО УСТАТКУВАННЯ) НАПРУГОЮ ВИЩОЮ НІЖ 1 КВ

5.1. Загальні вимоги, приймально-здавальні випробування

Для електропостачання сільськогосподарських споживачів, як правило, використовують комплектні трансформаторні підстанції (КТП), які складаються з трансформаторів, блоків комплектних розподільних пристроїв (КРП) та елементів відкритих розподільних пристроїв (ВРП), які доставляються заводом-виробником у зібраному або підготовленому для збирання вигляді. КТП проектують з одним або двома трансформаторами напругою 110/35/10 кВ, 110/10, 35/10, 35/0,4 кВ за спрощеними схемами, у яких використовують, де це можливо, запобіжники, короткозамикачі і відокремлювачі. Серед трансформаторних підстанцій (ТП) сільськогосподарського призначення поширені КТП і закриті ТП (ЗТП) напругою 35/10, 35/0,4 і 10/0,4 кВ.

Найбільш складною і відповідальною ланкою будь-якої підстанції є розподільний пристрій РП (РУ), за допомогою якого забезпечують споживачів електроенергією. Він складається з апаратів (комутаційних, вимірювальних, захисних), які пов'язані між собою збірними шинами і об'єднані вторинними колами в комплекс. Склад такого комплексу залежить від призначення пристрою, місця, яке займає в електричній системі, напруги, потужності і кількості кіл.

Виготовляють КРП для внутрішньої і зовнішньої (КРПЗ) установки. Останні можуть бути стаціонарними і пересувними. У шафах КРП і КРПЗ розташовані вимикачі ВВВ-10, ВМП-10, ВМГ-10, ВММ-10 та інші відповідно з ручним, пружинним, вантажним і електромагнітним приводом.

До РП ставлять такі основні вимоги:

- обладнання РП повинно задовольняти вимоги надійної роботи як у номінальному режимі, так і при коротких замиканнях (к.з.), мати необхідну термічну і динамічну стійкість, тобто надійно протистояти силам електродинамічного впливу і короткочасному нагріванню струмами к.з.;

- ізоляція обладнання повинна відповідати номінальній напрузі мережі і витримувати всякі її підвищення при комутаційних і атмосферних перенапругах;
- обладнання повинно надійно працювати при допустимих перевантаженнях (без пошкоджень і зниження строку його служби);
- приміщення для РП повинні бути зручними і безпечними при обслуговуванні та ремонті обладнання;
- температуру і вологість повітря в приміщеннях для закритих РП необхідно підтримувати такими, щоб на ізоляторах не випадала роса (температура для ЗРП не більша ніж 40 °С);
- розподільні пристрої обладнують робочим та аварійним електричним освітленням відповідно до норм і вимог, які наведені в ПУЕ;
- пристрої, і особливо прилади комутаційних апаратів, повинні мати чіткі написи (назву обладнання і диспетчерське найменування електричного кола). На вимикачах та їх приводах, роз'єднувачах, відокремлювачах, короткозамикачах і заземлюючих ножах обов'язкові показники положення "Включено" і "Вимкнено";
- у приміщеннях, де розташовані РП, повинен бути інвентар, необхідний для безпечної роботи, і засоби гасіння пожежі.

Відповідно до ПУЕ нові і реконструйовані РП та встановлене в них електрообладнання проходять приймально-здавальні випробування. Їх вводять в експлуатацію тільки після приймання комісіями на підставі діючих положень. Приймально-здавальні випробування РП напругою вищою ніж 1 кВ виконують відповідно до ПУЕ, пп. 1.8.18, 1.8.20, 1.8.22, 1.8.24, 1.8.28, 1.8.34, а також до норм випробування електрообладнання. Висновок про придатність РП до експлуатації дається на підставі результатів всіх випробувань, які відносяться до даної одиниці обладнання.

Вимірювання і випробування відповідно до діючих директивних документів, інструкцій заводів-виробників і норм, які виконувались у процесі монтажу, а також налагоджувальним персоналом безпосередньо перед введенням електрообладнання РП в експлуатацію, повинні бути оформлені відповідними актами і протоколами.

5.2. Експлуатація основного електрообладнання

Загальні вимоги. При технічному обслуговуванні основного електрообладнання необхідно:

1. забезпечувати режими роботи РП і окремих електричних кіл, які відповідають технічним характеристикам встановленого обладнання;

- підтримувати в будь-який період таку роботу схеми РП і підстанції, яка найбільшою мірою відповідає вимогам надійності енергосистеми і безвідмовної селективної роботи пристроїв релейного захисту та автоматики;

- систематично наглядати за станом електрообладнання і приміщень для РП, усувати в короткий строк виявлені несправності і дефекти, тому що їх розвиток може призвести до відмов у роботі та аварій;

- контролювати, чи своєчасно проводяться профілактичні випробування і ремонт обладнання;

- дотримуватись встановленої послідовності перемикачів в РП.

Огляди РП. При оглядах виявляють несправності обладнання, будівельної частини (включаючи прилеглу територію та під'їзди), інших елементів підстанції. Виявлені несправності фіксують у журналі дефектів і повідомляють про них інженерно-технічному персоналу.

Періодичність оглядів встановлюють залежно від типу пристрою (відкрите або закрите), його призначення і форми обслуговування. Строки оглядів призначають відповідно до Правил технічної експлуатації (ПТЕ).

Якщо є постійний черговий персонал, РП оглядають не менше одного разу на три доби. При несприятливій погоді (мокрый сніг, туман, сильний та тривалий дощ, ожеледь тощо), а також після к.з. і при появі сигналу про замикання на землю проводять додаткові огляди. Рекомендується один раз на місяць оглядати РП в темряві для виявлення можливих розрядів коронування в місцях пошкодження ізоляції та місцевих нагрівань струмопровідних частин.

У РП підстанцій напругою 35 кВ і вищою, які не мають постійного чергового персоналу, графік огляду складають залежно від типу пристрою, значення підстанції для енергосистеми або зони електропостачання. У цьому випадку огляди виконує керівник групи підстанцій або призначений майстер не рідше одного разу на місяць.

Трансформаторні підстанції і РП електричних мереж напругою 10 кВ і нижчою, які не мають постійного чергового персоналу, оглядають не менше одного разу на шість місяців.

Позачергові огляди на об'єктах без постійного чергового персоналу проводять у строки, які встановлені відповідно до місцевих інструкцій з урахуванням потужності к.з. і стану обладнання, в усіх випадках незалежно від потужності к.з., якщо автоматичне повторне вмикання (АПВ) не здійснилося, після вимикання струмів к.з. оглядають вимикач.

Розподільні пристрої підстанцій додатково оглядає перед плановим ремонтом інженерно-технічний персонал, щоб уточнити обсяг робіт. По

можливості огляди виконують у той же час, коли вимірюють навантаження, відбирають проби масла тощо.

Технічне обслуговування масляних вимикачів. Вимикачі високої напруги служать для комутації електричних кіл в усіх експлуатаційних режимах: вмикання і вимикання струмів навантаження, струмів намагнічування трансформаторів, зарядних струмів ліній; вимикання струмів к.з. У кожного з режимів роботи є свої особливості, які визначаються параметрами електричного кола.

На підстанціях в умовах сільського електропостачання використовують вимикачі ВВВ-10, ВМГ-10, ВМП-10, ВММ-10 та інші. Основні частини цих вимикачів – струмопровідні і контактні системи з дугогасними пристроями, ізоляційні конструкції корпусу і допоміжні елементи, передаточні механізми та приводи.

Надійність роботи вимикачів в умовах експлуатації може бути забезпечена тільки при належному обслуговуванні.

Зовнішні огляди вимикачів без вимикання проводять, враховуючи місцеві умови, але не рідше одного разу на шість місяців. При зовнішньому огляді перевіряють положення вимикача за позначками його сигнальних пристроїв; стан поверхні фарфорових введів, ізоляторів та тяг; чи є викид масла з газовідводів і чи не просочилося воно через ущільнення контактів розеток і прокладки вимикачів; стан кріплення контактів шин (за кольором термоплівок визначають їх температуру).

Особливо ретельно контролюють рівень масла в баках (полосах) і відповідність його температурним позначкам на шкалах маслопоказчиків, тому що від цього залежить надійна робота вимикачів. При температурі навколишнього середовища від -40 до $+40^{\circ}\text{C}$ рівень масла не повинен перевищувати граничну позначку маслопоказчика. При збільшенні рівня і відповідно зменшенні об'єму повітряної подушки над маслом створюється надмірний тиск у баку при гасінні дуги, що може бути причиною руйнування вимикача. При значному зниженні рівня або витіканні масла з бака вимикач також може вийти з ладу. У цих випадках вживають термінових заходів, які перешкоджають вимиканню вимикачем струмів навантаження і к.з.: знімають запобіжники в колі електромагніту вимикання і створюють схему, при якій електричне коло з некерованим вимикачем можна вимкнути іншим, або знижують навантаження на даному приєднанні до нуля.

При температурі навколишнього повітря нижчій ніж -20°C умови гасіння дуги в масляних вимикачах різко погіршуються через підвищення в'язкості масла і зменшення швидкості руху рухомих частин. Щоб

поліпшити умови роботи, вимикачі обладнують автоматичним пристроєм для підігрівання масла в баках.

Технічне обслуговування роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів. Роз'єднувачі відносяться до електричних комутаційних апаратів з видимим місцем розривання. Вони призначені для вимикання і вмикання ділянок електричних мереж без струму навантаження, що забезпечує безпеку при виконанні робіт на даній ділянці, а також для вмикання і вимикання струмів холостого ходу трансформаторів, зарядних струмів повітряних і кабельних ліній тощо.

Відокремлювачі за конструкцією струмопровідних частин не відрізняються від роз'єднувачів. Їх контактна система не пристосована для операцій при робочому струмі навантаження. Основне призначення – швидке відокремлення пошкодженої ділянки електричної мережі в безструмову паузу. Допускаються також вимикання і вмикання намагнічувальних і зарядних струмів. За допомогою приводу керують відокремлювачем, вимикаючи його автоматично або вручну, а вмикаючи тільки вручну.

Відокремлювачі застосовують в основному для підстанцій сільського електропостачання, які виконані за спрощеною схемою без вимикачів на боці високої напруги. Крім відокремлювачів, тут встановлюють короткозамикачі.

Короткозамикачі використовують при внутрішніх пошкодженнях силових трансформаторів, щоб швидко створити потужні штучні к.з. на лініях живлення, які вимикаються потім вимикачами. Знявши напругу з лінії, пошкоджений трансформатор від'єднують за допомогою відокремлювача, а лінія починає функціонувати при спрацьовуванні АПВ.

Для надійної роботи пристроїв необхідна чітка послідовність дій пристроїв релейного захисту, автоматики, комутаційних апаратів, а також блокувань між відокремлювачами і короткозамикачами в колах керування.

У процесі експлуатації роз'єднувачі, відокремлювачі і короткозамикачі оглядають не менше двох разів на рік, а також після аварійних вимикань. При цьому основну увагу звертають на стан контактних з'єднань та ізоляції апаратів. Контактні з'єднання найбільш відповідальні і в той же час найбільш ненадійні елементи розглянутих апаратів. Поверхні ізоляторів роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів повинні бути чистими. Забруднення поверхні ізоляторів при дощі, тумані, сильній росі призводить до зниження розрядної напруги.)

При вмиканнях і вимиканнях ізолятори сприймають великі механічні навантаження. Щоб запобігти руйнуванню, не слід проводити планові перемикання в періоди різких похолодань і сильних морозів, тому що в ізоляторах можуть з'явитися великі внутрішні напруги. Вони виникають через різні коефіцієнти температурного розширення елементів ізоляторів.

При оглядах перевіряють, чи нема на ізоляторах, особливо в місцях, які прилягають до фланців, поздовжніх і кільцевих тріщин, а також пошкоджень в арматурі і цементних швах. Якщо на поверхні виявлено дефекти, які знижують механічну або діелектричну міцність ізоляторів, апарати необхідно ремонтувати.

Відмови в роботі відокремлювачів і короткозамикачів часто виникають через несправності, забруднення і затирання механізмів приводів, дефекти в колах керування і блокування. При експлуатації потрібно дуже ретельно стежити за станом приводів.

Технічне обслуговування вимірювальних трансформаторів і конденсаторів зв'язку. У трансформаторах і конденсаторах перевіряють рівень масла: чи не підтікає масло через прокладки кришок, фланців і армовані частини фарфорових ізоляторів. (Справність трансформаторів контролюють за показниками приладів, а конденсаторів – за роботою каналів зв'язку.) Якщо виявлено підвищений шум, пошкодження вводів та інші дефекти, які заважають нормальній роботі, апарати повинні бути відключені. Перед цим необхідно вимкнути відповідні пристрої захисту та автоматики.

Контроль за станом струмопровідних частин і контактних з'єднань. (Стан струмопровідних частин, контактних з'єднань шин і апаратів РП перевіряють при оглядах. У ЗРП контролюють нагрівання різних з'єднань за допомогою електротермометрів або термосвічок, а також термоіндикаторів.

(Принцип дії електротермометра заснований на вимірюванні температури терморезистором, який наклеєний на зовнішню поверхню головки датчика і закритий мідною фольгою.)

Найпростіше визначити температуру нагрівання контактних з'єднань за допомогою набору термосвічок, які мають різні температури плавлення: №1 – 50...55⁰С; №2 – 70...80⁰С; №3 – 90...100⁰С; №4 – 120...130⁰С; №5 – 150...160⁰С.

Як термоіндикатор застосовують оборотну плівку багатократної дії, що при тривалому нагріванні змінює свій колір при 70⁰С із червоного на темно-червоний; при 100⁰С плівка стає чорною. Після охолодження контакту плівка набуває початкового червоного кольору. Термоіндикатор

повинен витримувати не руйнуючись не менше 100 змін кольору при тривалому нагріванні до температури 110⁰С. При нагріванні до 120⁰С протягом однієї-двох годин або до 170⁰С протягом п'яти хвилин плівка розкладається.

(У відкритих ВРП стан контактів перевіряють за допомогою термопоказчиків одноразової дії та візуально. Стан контактів збірних шин ВРП в процесі експлуатації періодично перевіряють, вимірюючи перехідний опір.) Опір ділянки шини в місці контактного з'єднання не повинен перевищувати опору ділянки тієї ж довжини без контакту більше ніж в 1,2 разу.

Обслуговування комплектних розподільних пристроїв (КРП, КРПЗ). Обслуговування КРП і КРПЗ проводять відповідно до місцевих інструкцій, які розроблені на основі діючих правил технічної експлуатації, інструкцій заводів-виробників, а також з урахуванням кліматичних умов при експлуатації пристроїв.

До обслуговування шаф КРП і КРПЗ допускається спеціально навчений технічний персонал з відповідною кваліфікаційною групою.

Підстанції для сільського електропостачання, в яких встановлені КРП, звичайно працюють без постійного чергового персоналу. У цьому випадку шафи КРПЗ оглядають, не вимикаючи їх, як правило, не менше одного разу на місяць. Після к.з. виконують позачерговий огляд. При особливих місцевих умовах (сильне забруднення) і несприятливій погоді (туман, мокрий сніг, ожеледиця тощо) необхідно додатково оглядати шафи.

Якщо КРПЗ експлуатують в середовищі з підвищеною відносною вологістю і різкими коливаннями температури, шафи оглядають не менше двох разів на місяць, тому що можливе перекриття ізоляції.

При огляді КРП і КРПЗ перевіряють стан ущільнень у місцях стиків елементів металоконструкцій; справність приєднання обладнання до контуру заземлення; наявність засобів гасіння пожежі; роботу і справність пристроїв та обігрівання шаф (тільки для КРПЗ); кількість і колір масла у вимикачах; стан монтажних з'єднань; нагрівання струмопровідних частин і апаратів; наявність сторонніх шумів та запахів; справність сигналізації, освітлення і вентиляції; положення комутаційних апаратів.

При експлуатації забороняється відгвинчувати змінні деталі шафи, підіймати автоматичні шторки, які закривають струмопровідні частини обладнання. У пересувних шафах для заземлення відгалужених ліній напругою 6...10 кВ за допомогою роз'єднувачів необхідно вимкнути вимикач; викотити візок; перевірити, чи нема напруги на нижніх

роз'єднувальних контактах; ввімкнути заземлюючий роз'єднувач; поставити візок у положення, при якому проводять випробування.

Запобіжники в шафі трансформатора власних потреб можна міняти тільки без навантаження. Проводячи роботи всередині відсіка пересувного возика, на автоматичній шторці необхідно вивішувати плакат: "Стій, напруга!". Викочувати візок з вимикачем і встановлювати його в робоче положення може тільки оперативний персонал.

5.3. Профілактичні випробування електрообладнання

Строки, обсяг і норми випробувань. Строки профілактичних випробувань електрообладнання РП визначаються, як правило, періодичністю його ремонту, яка береться відповідно до Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів.

При випробуваннях електрообладнання РП перевагу слід віддавати методам, при яких непотрібно його вимикати, не зв'язаними з великими затратами робочого часу, економічно оправданими і які не знижують надійності експлуатації.

Профілактичні випробування обладнання РП проводять у такі строки:

- вимикачів, роз'єднувачів, короткозамикачів і відокремлювачів – при капітальному ремонті;
- вводів (вимірювання тангенса кута діелектричних втрат) маслобар'єрних – не менше одного разу на шість років, з паперово-масляною ізоляцією – не менше одного разу на чотири роки;
- конденсаторів зв'язку, маслонаповнених вимірювальних трансформаторів – не менше одного разу на шість років;
- штирових ізоляторів напругою 6...10 кВ, шинних мостів та ізоляторів ШТ-35 – не менше одного разу на рік, а штирових ізоляторів ШД-35 та інших – не менше одного разу на три роки;
- опорних, стержньових і підвісних фарфорових тарілчастих ізоляторів – не менше одного разу на шість років;
- рознімних і пресованих контактних з'єднань шин (крім зварних) і місць їх приєднання до апаратури – не менше одного разу на чотири роки;
- запасного електрообладнання, запасних частин і деталей – не менше одного разу на три роки.

Профілактичні випробування обладнання РП напругою до 20 кВ проводять не менше одного разу на шість років. Якщо виявлено дефекти, ці строки скорочують, їх визначає керівник підприємства.

Профілактичні експлуатаційні випробування електрообладнання РП, при яких можна виявити приховані дефекти, зводяться в основному до перевірки якості ізоляції і вимірювання перехідних опорів контактів.

Порівнюючи отримані результати з нормами і даними заводських та попередніх періодичних експлуатаційних перевірок, можна оцінити стан обладнання і можливість його подальшої роботи.

Випробування, які треба проводити при знятій напрузі, бажано суміщати з капітальними або поточними ремонтами.

Профілактичним випробуванням підлягають опорні і прохідні ізолятори, лінійні вводи, апаратні ізолятори роз'єднувачів і запобіжників, вимикачі, вимірювальні трансформатори, розрядники тощо. Контролюючи якість ізоляції, вимірюють її опір, тангенс кута діелектричних втрат, силу струму витікання. При позитивних результатах даних перевірок ізоляцію випробовують підвищеною напругою. Це обов'язково для електрообладнання РП напругою 35 кВ і нижчою, а при наявності відповідних випробувальних пристроїв – для обладнання напругою вищою ніж 35 кВ.

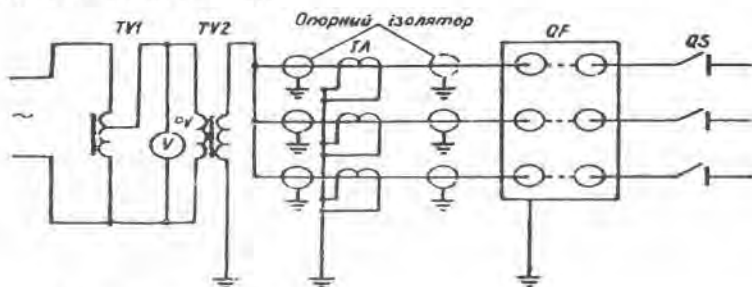


Рис. 5.1. Схема випробування ізоляції чарунки РП підвищеною змінною напругою:

TV1 і TV2 – трансформатори напруги; ТА – трансформатор струму; QF – автоматичний вимикач; QS – роз'єднувач

Особливості випробування ізоляції чарунок і збірних шин.

Випробування проводять комплексно для всього обладнання, яке змонтовано в чарунці: опорних і прохідних ізоляторів трансформаторів струму, роз'єднувачів, вимикачів (крім силових кабелів, які перед випробуванням від'єднують). Схема випробування ізоляції чарунки показана на рис. 5.1. Норми змінної напруги при випробуваннях ізоляції перед введенням обладнання в експлуатацію і під час експлуатації наведено в табл. 5.1.

Підвищеною напругою випробовують одночасно всі три фази відносно землі при ввімкненому вимикачі. Якщо чарунка від'єднана від шин, які в момент випробування знаходяться під напругою, необхідно дотримуватись певної відстані між ножами і губками шинного роз'єднувача. Якщо ця умова не виконана, то випробувальну напругу слід знизити на 20-30 відсотків (див. табл. 5.1).

Таблиця 5.1

Норми випробувальної змінної напруги

Обладнання	Напруга електрообладнання, кВ	Випробувальна напруга, кВ, для обладнання з ізоляцією	
		фарфоровою	інших видів
Комутаційні апарати Трансформатори струму і напруги, реактори	6	32	29
	10	42	38
	35	95	86
Ізолятори і вводи	6	32	29
	10	42	38
	35	100	90

Особливості випробування опорних і підвісних ізоляторів. Підвищеною напругою можна випробувати кожний ізолятор окремо або декілька одночасно (рис. 5.2). До кожного елемента штирового ізолятора і підвісної гірлянди підводять напругу 50 кВ.

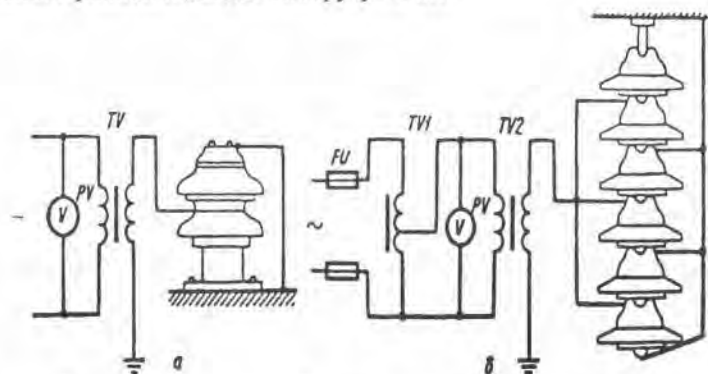


Рис. 5.2. Схеми випробування підвищеною змінною напругою: а – опорних ізоляторів; б – підвісної гірлянди ізоляторів

Для виявлення дефектів ізоляторів в умовах експлуатації встановлюють, як розподіляється напруга по елементах ізоляції. Метод заснований на вимірюванні спеціальною штангою напруги, яка припадає на кожний ізолятор гірлянди (колонки) або елемент ізолятора (рис. 5.3).

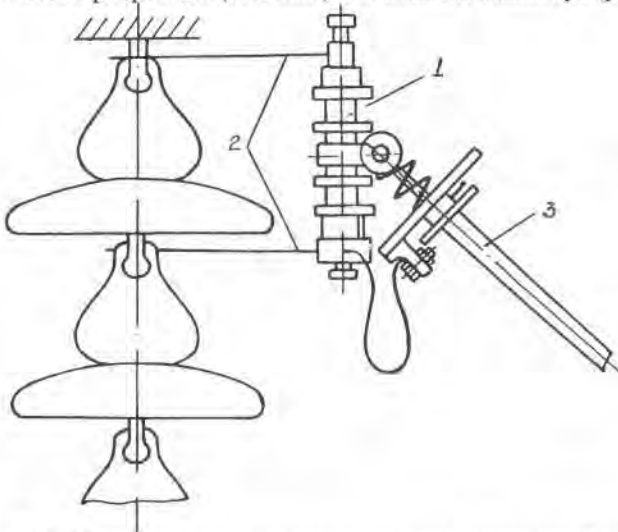


Рис. 5.3. Контроль стану ізолятора за допомогою вимірювальної штанги:

1 – коромисло (трубка з конденсатором); 2 – щупотримачі; 3 – ізолююча частина штанги

Якщо на гірлянді (колонці) є дефектний ізолятор, розподілення напруги різко змінюється. Ізолятор необхідно замінити, якщо виміряна напруга на ньому знизилась порівняно з напругою на цілому ізоляторі в 1,5-2 рази (рис. 5.4, рис. 5.5).

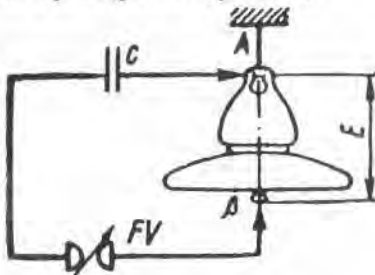


Рис. 5.4. Схема вимірювання напруги на ізоляторі за допомогою штанги:

C – захисна ємність у штанзі 20-25 пФ; FU – регульований іскровий проміжок

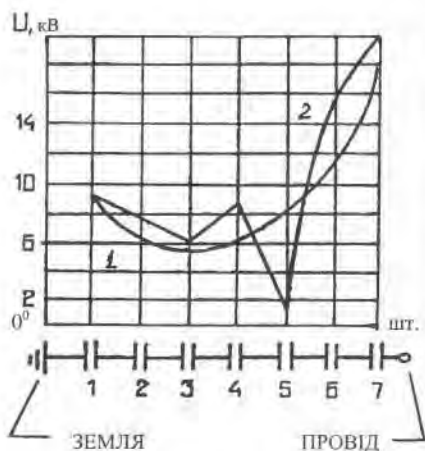


Рис. 5.5. Криві розподілу напруги по гірлянді:
1 – при відсутності дефектних ізоляторів; 2 – при наявності дефектних ізоляторів

Особливості випробування вентиляльних розрядників. Розрядники при експлуатації необхідно перевіряти кожен рік. Перед включенням у мережу і після ремонту обладнання, до якого розрядники присьєднані без роз'єднувачів, опір вимірюють мегомметром, розрахованим на напругу 2,5 кВ. Якщо опір змінюється на 30 відсотків і більше, то вимірюють струм провідності при випрямленій напрузі. Різде зниження струму вказує на обрив кола шунтуючих резисторів, а його зростання – на порушення герметизації керамічних резисторів у результаті проникнення вологи в порожнину розрядника.

Для розрядників напругою 6 кВ пробивна напруга повинна бути 14...19 кВ, для розрядників напругою 10 кВ – у межах 24...32 кВ. При експлуатації значення пробивних напруг можуть відрізнятися від вказаних на +5...10 відсотків.

У трубчастих розрядників згідно з ПУЕ визначають опір ізоляції, внутрішній діаметр іскрових проміжків, перевіряють розташування зон випуску газів і завальцювання наконечників (під дією розтягуючих зусиль).

5.4. Експлуатація пристроїв релейного захисту і автоматики

Основні особливості релейного захисту і вимоги до нього. Релейний захист є основним видом електричної автоматики, без якої неможлива нормальна і надійна робота сучасних електричних систем.

Вона здійснює безупинний контроль за станом і режимом роботи всіх елементів енергосистеми і реагує на виникнення пошкоджень та ненормальних режимів.

У загальному випадку до релейного захисту, що діє при пошкодженнях на відключення, ставляться такі основні технічні вимоги: селективність, швидкість, чутливість, надійність. До захисту, що діє у випадку пошкоджень на сигнал, а також до частини його, що реагує тільки на ненормальні режими, цих вимог можна не ставити (наприклад, швидкість дії).

Вимоги до реле визначаються їхнім призначенням (для одних важливо мати велику точність спрацювання, для інших – потужні контакти тощо). В умовах експлуатації релейного захисту від дотримання цих вимог залежить безаварійна робота електроустановок.

Перед введенням в експлуатацію знову змонтованих пристроїв релейного захисту, автоматики і вторинних кіл слід провести їх налагодження і прийнятно-здавальні випробування. Основні положення і вимоги, які ставляться до релейного захисту в електроустановках, визначені в ПУЕ, вказівках з релейного захисту та інших нормативних матеріалах.

При налагодженні пристроїв релейного захисту необхідно:

- ознайомитися з проектом;
- перевірити правильність та якість виконання монтажу кіл релейного захисту, оглянути апаратуру;
- виміряти опори і випробувати підвищеною напругою ізоляцію проводок і апаратів;
- встановити, чи правильно вибрані запобіжники і автоматичні вимикачі вторинних кіл;
- перевірити і відрегулювати релейну апаратуру та допоміжні пристрої;
- випробувати приводи вимикачів, короткозамикачів, відокремлювачів, трансформаторів струму і напруги;
- визначити, чи правильно взаємодіють елементи схеми і працюють пристрої захисту вимикачів (короткозамикачів, відокремлювачів);
- перевірити систему захисту в цілому струмом від стороннього джерела і робочим струмом навантаження.

Роботу, яку виконувала спеціалізована налагоджувальна організація, приймає персонал, який обслуговує пристрої релейного захисту, автоматики і вимірювання (РЗАіВ).

При здачі в експлуатацію цих пристроїв, а також вторинних кіл, повинні бути представлені такі матеріали: монтажною організацією –

проектна документація, скоригована при монтажі і налагодженні (креслення, пояснювальні записки, кабельний журнал тощо); налагоджувальною організацією – протоколи налагодження та випробувань, принципи і монтажні схеми.

Крім цього, на кожне приєднання або пристрій РЗАіВ, що знаходяться в експлуатації, повинні бути паспорт-протокол, інструкція або програма з налагодження і перевірки, технічні дані.

Паспорт-протокол – це основний документ для обліку стану кожного пристрою релейного захисту, автоматики і телемеханіки, який складений на основі даних налагодження і приймальних випробувань. У ньому записують результати планових і післяаварійних експлуатаційних перевірок.

Дані про селективність оформлюють у вигляді карт і таблиць уставок, графіків. Наприклад, карта уставок є спрощеною схемою електричних з'єднань, на якій умовними позначками показано пристрої релейного захисту і автоматики, нанесено основні значення уставок і параметрів спрацювання (струми, напруги, опори, витримки часу тощо).

Названі документи необхідні і при перевірці режиму роботи обладнання або ліній електропередачі за прийнятими умовами настроювання пристроїв релейного захисту і автоматики (РЗАіВ).

Оперативне обслуговування пристроїв РЗАіВ. Режим роботи включених пристроїв релейного захисту й автоматики повинен відповідати режиму роботи силового устаткування.

У зв'язку з цим оперативному персоналу необхідно вивчити принципи схеми силового устаткування і пристроїв РЗАіВ, що знаходяться на підстанції; чітко уявляти зони дії цих пристроїв; знати розташування на панелях комплектів реле й апаратури, що відносяться до різних пристроїв РЗАіВ, призначення пристроїв, що вимикають, випробних блоків, перемикачів, вимикачів і запобіжників. Персонал також зобов'язаний точно виконувати інструкції з обслуговування пристроїв РЗАіВ і вторинних кіл.

Всі види робіт у схемах РЗАіВ проводять за розпорядженням диспетчера, в оперативному керуванні якого знаходяться ці пристрої. Персонал самостійно, але обов'язково повідомивши диспетчера, ліквідує аварію або загрозу неправильного спрацювання пристроїв.

На підстанціях 35/10 кВ сільського електропостачання, як правило, відсутній оперативний персонал. Тому при обслуговуванні пристроїв релейного захисту й автоматики значне місце відводиться оперативно-виїзним бригадам (ОВВ).

Персонал ОВБ оглядає пристрої РЗАіВ, перевіряє їхню справність і готовність до дії не рідше одного разу на місяць при наявності телесигналізації про несправність пристроїв і автоматичного контролю високочастотних каналів (при їхній відсутності огляди проводять не рідше одного разу на тиждень).

При огляді пристроїв релейного захисту, автоматики і вимірювань необхідно:

- ознайомитися із записами в журналі релейного захисту про всі роботи, виконані за період відсутності електромонтерів ОВБ на підстанції, змінах в уставках, схемах, пристроях РЗАіВ, введених знову або виведених з роботи, із записами в оперативному журналі;

- перевірити справність аварійної і попереджувальної сигналізації, а також сигналізації положення вимикачів, наявності напруги на шинах оперативного струму;

- перевірити за сигналізацією справність кіл керування вимикачами й іншими комутаційними апаратами, наявність оперативного струму в усіх пристроях і колах релейного захисту, автоматики, сигналізації, керування, справність запобіжників і АВР джерела оперативного струму, правильність положення автоматичних вимикачів, рубильників та інших комутаційних апаратів у схемі АВР і відповідність їхніх положень первинній схемі;

- оглянути всі пристрої захисту й автоматики на щиті керування, релейному щиті, у коридорах РП, КРП, перевіряючи їхню справність і готовність до дії за зовнішнім виглядом або, якщо це можливо, за сигналізацією;

- перевірити правильність положення всіх органів керування пристроями РЗАіВ, відповідність їхніх положень дійсній первинній схемі підстанції;

- оглянути і перевірити справність і готовність до дії фіксуючих приладів і осцилографів, газових реле трансформаторів, положення приводів вимикачів, роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів тощо.

Про всі несправності, виявлені при огляді, роблять записи в журналі релейного захисту і негайно доповідають диспетчеру ПЕМ (РЕМ) і персоналу місцевої служби РЗАіВ.

Персонал ОВБ може усувати деякі несправності або відхилення від заданого режиму в пристроях РЗАіВ:

- вмикання автоматичних вимикачів або заміну плавких уставок запобіжників у колах трансформаторів напруги або живлення пристроїв релейного захисту й автоматики (при повторному вмиканні вимикачів

або перегорянні плавких вставок електромонтер ОВБ, старший у зміні, повідомляє диспетчеру і діє за його вказівкою);

- виведення з роботи всіх пристроїв РЗАіВ при обриві кола вимикання вимикача або іншого комутаційного апарата (обрив виявляється за сигналізацією) із наступним виконанням диспетчером заходів, передбачених для даного приєднання, що цілком позбавилося релейного захисту;

- виведення з роботи всіх пристроїв РЗАіВ, що діють від пошкоджених індивідуальних блоків живлення зарядних пристроїв конденсаторів і конденсаторів у колі відключення вимикача, відокремлювача, короткозамикача з наступним виконанням диспетчером заходів, передбачених для даного приєднання, що позбавилося всіх захистів;

- визначення місця пошкодження при виникненні в колах оперативного струму замикання на землю (з дозволу диспетчера, користуючись місцевою інструкцією);

- вимикання пристроїв, що діють на автоматичне вмикання вимикача, при пошкодженнях випрямлячів, що живлять кола вмикання електромагнітних приводів (пошкодження виявляють за зниженням випрямленої напруги, що вимірюється вольтметром, і зовнішнім оглядом випрямлячів).

При спрацюванні пристроїв РЗАіВ діє різна світлова і звукова сигналізація на щиті керування, телесигналізація. За випаданням прапорців вказівних реле персонал ОВБ визначає, який пристрій і яка його зона спрацювали, після чого виконує передбачені місцевою інструкцією операції із сигналізацією (вимикання звукового сигналу, вмикання сигналізатора положення вимикачів тощо). За зовнішнім оглядом і сигналізацією персонал ОВБ виявляє характер пошкодження, що викликало спрацювання пристроїв РЗАіВ, робить запис у журналі релейного захисту й одночасно повідомляє диспетчеру.

Персонал ОВБ оглядає всі пристрої захисту й автоматики і на кришках вказівних реле, що спрацювали, або поруч із ними на панелях наносить мітки (крейдою).

Про результати огляду, записані в журнал релейного захисту, персонал ОВБ доповідає диспетчеру і з його дозволу повертає в початковий стан зазначені реле, залишаючи тимчасові мітки до закінчення аналізу роботи пристроїв РЗАіВ і одержання дозволу диспетчера.

Варто пам'ятати, що реле і допоміжні пристрої релейного захисту й автоматики повинні бути опломбовані, за винятком тих, характеристики

яких черговий персонал може змінювати залежно від режиму роботи і схеми з'єднань. Опломбовані пристрої РЗАіВ дозволяється розкривати тільки працівникам служби РЗАіВ.

Технічне обслуговування РЗАіВ. Всі роботи у пристроях РЗАіВ, що введені в експлуатацію, як правило, виконує персонал місцевої служби релейного захисту, автоматики і вимірювань по заздалегідь оформлених заявках. Підготовку робочого місця і допуск до роботи здійснює персонал ОВБ.

Періодичність перевірки пристроїв РЗАіВ встановлюють відповідно до відповідальності об'єкта, стану апаратури, кваліфікації обслуговуючого персоналу й інших чинників.

Експлуатаційні перевірки поділяють на три категорії: **при новому вмиканні, періодичні планові і додаткові.** Періодичні планові перевірки є **повні, часткові і випробування.**

Позитивний результат повної планової перевірки – справність, правильність настроювання і надійність пристрою. При новому вмиканні обсяги роботи значно менші, тому що непотрібно контролювати справність схеми і деякі електричні характеристики.

Першу повну перевірку виконують, як правило, не пізніше, ніж через рік після нового вмикання, а наступні – відповідно до інструкції, затвердженої центральною службою РЗАіВ енергосистеми, з огляду на місцеві умови.

Основне призначення часткових планових перевірок (у періоди між повними) – контроль пристроїв РЗАіВ та їхніх елементів із зниженою надійністю (низька ізоляція, ненадійна конструкція, нестійкі характеристики, зношені деталі тощо), а також тих, що знаходяться у важких умовах роботи (запилення і забруднення, високі і низькі температури, підвищена вологість тощо). Планові перевірки поєднують з ремонтами з'єднань первинних кіл і силового обладнання.

Опробування вимикання й вмикання вимикачів та інших апаратів, встановлених у первинних колах, а також дії сигналізації оперативний персонал (ОВБ) проводить за графіком відповідно до інструкцій.

Додаткові перевірки виконують для з'ясування причин неправильної роботи пристроїв РЗАіВ (післяаварійні), у випадку внесення змін у схеми і відновлення кіл, пошкоджених при ремонті силового обладнання, а також якщо необхідно змінити уставки або характеристики апаратури. Обсяг додаткової перевірки визначається її призначенням. Результати записують у паспорт-протокол.

5.5. Оперативні перемикання в установках напругою вищою ніж 1 кВ

Електричне обладнання на підстанціях може бути в роботі, ремонті або в резерві. Оперативний стан обладнання залежить від положення комутаційних апаратів, які призначені для вмикання і вимикання.

Обладнання знаходиться в робочому стані, якщо комутаційні апарати ввімкнені і утворилось замкнене електричне коло між джерелом і приймачем електричної енергії.

Обладнання вважається в ремонті, якщо воно від'єднане комутаційними апаратами і підготовлене до виконання робіт згідно з Правилами безпеки (ПБ).

Обладнання, яке знаходиться в резерві, може бути як без напруги, так і під напругою, якщо воно ввімкнене або якщо його струмопровідні частини приєднані до джерела напруги з будь-якого боку (наприклад, трансформатор у режимі холостого ходу). У такому стані допускається термінове (без огляду) вмикання обладнання комутаційними апаратами.

Оперативний стан обладнання, яке працює в нормальному режимі, можна змінити з дозволу диспетчера. В екстрених випадках, коли треба терміново зняти напругу, небезпечну для життя людей, обладнання вимикають без відома керівництва, але з наступним його повідомленням.

Перемикання в РП підстанцій виконують за письмовим або усним (телефонним) розпорядженням керівника. В останньому випадку його записують у спеціальний журнал і вказують, від кого воно отримане.

При пожежах, нещасних випадках, стихійних лихах, а також ліквідації аварії допускається виконувати перемикання без відома вищестоящего персоналу, але з наступним його повідомленням.

Особа, яка видає розпорядження про виконання перемикань, зобов'язана попередньо перевірити за оперативною схемою послідовність операцій. Розпорядження вважається виконаним тільки після того, як виконувач особисто або по телефону доповість про це керівнику.

Всі перемикання в РП напругою вищою ніж 1 кВ повинні проводити два чоловіки, один з яких (кваліфікаційна група не нижча третьої) безпосередньо виконує операції, а інший (старший за посадою з кваліфікаційною групою не нижче четвертої) контролює їх правильність.

Черговому електромонтеру з кваліфікаційною групою не нижче четвертої дозволяється обслуговувати вимикачі в КРП і КТП, а також в установках напругою до 1 кВ.

Всі складні або небезпечні перемикання в електричних установках напругою вищою ніж 1 кВ виконують згідно з бланком перемикань – оперативним документом, у який записують завдання і послідовність дій.

Прості перемикання в схемах електричних установок напругою вищою ніж 1 кВ і складні в РП, які обладнані блокувальними пристроями, дозволяється виконувати, не роблячи записів у бланку перемикань.

При ліквідації аварій бланк перемикань не заповнюють, але всі роботи фіксують в оперативному журналі. Порядок перемикань такий:

- за бланком перевіряють найменування електричного ланцюга і назву відповідного комутаційного апарата: проводити операції з пам'яті категорично забороняється;

- переконавшись у тому, що апарат вибрано правильно, контролюючий зачитує за бланком зміст операції, перевіряє, чи засвоїв її виконавач, і дає дозвіл виконувати роботу;

- коли операція закінчена, контролююча особа відмічає це в бланку.

Змінювати послідовність операцій забороняється. Якщо виникають сумніви в правильності перемикань, то їх треба припинити і за оперативною схемою перевірити порядок операцій, записаних на бланку. Якщо знайдена помилка, заповнюють новий бланк.

У бланку перемикань відмічають не тільки операції з комутаційними апаратами, але й інші: перевірку напруги на установках (наявність або відсутність); роботу з пристроями релейного захисту або спеціальними автоматичними апаратами; вимикання і вмикання ланцюгів живлення систем захисту, вимірювальних приладів і засобів автоматизації; введення і виведення пристроїв АПВ, автоматичного вмикання резервного живлення (АВР), автоматичного частотного розвантаження (АЧР); встановлення і зняття захисних переносних заземлювачів.

По закінченні перемикань в оперативний журнал записують всі операції: зміни у схемах релейного захисту і автоматики, включення і вимкнення заземлюючих ножів, установку і зняття переносних заземлювачів.

При операціях з шинними і лінійними роз'єднувачами на лініях прийнято такий порядок вимкнення: спочатку вимикач, потім лінійні роз'єднувачі і останніми – шинні. Така послідовність необхідна тому, що у випадку помилкового відключення навантаження роз'єднувачем релейний захист вимкне вимикач даного присєднання. В іншому випадку на шинах РП виникне к.з., що викликає пошкодження обладнання.

При вмиканні лінії спочатку вмикають шинні роз'єднувачі, а потім лінійні і після цього – вимикач. Необхідно пам'ятати про те, що помилкові дії з шинними роз'єднувачами призводять до більш тяжких аварій, ніж з лінійними.

5.6. Експлуатація споживчих підстанцій

Надійність роботи споживчих підстанцій багато в чому залежить від їх правильної експлуатації, яка визначається керівними інструктивними матеріалами. Експлуатаційно-профілактичні роботи на ТП проводять з метою попередити або ліквідувати пошкодження і дефекти. В обсяг цих робіт входять систематичні огляди, профілактичні вимірювання і перевірки.

Планові огляди ТП роблять вдень за затвердженим графіком не рідше одного разу на шість місяців.

Позачерговий огляд виконують після аварійних вимкнень ліній, що живлять, при перевантаженнях обладнання, різкій зміні погоди та стихійних явищах (мокрый сніг, ожеледь, завірюха тощо).

Контрольні огляди проводить інженерно-технічний персонал не рідше одного разу на рік. Їх суміщають з прийманням об'єктів для роботи в зимових умовах і оглядами повітряних ліній (ПЛ) напругою 10 або 0,38 кВ.

Планово-попереджувальні ремонти необхідні, щоб підтримувати ТП у справному стані, забезпечуючи їх довгу, надійну і економічну роботу.

Технічні огляди ТП проводять, не знімаючи напруги, а при необхідності частково або повністю вимикаючи обладнання.

При технічному огляді шоглових підстанцій із землі контролюють стан запобіжників, роз'єднувачів та їх приводів, ізоляторів; кріплення проводів до шин, заземлювачів і контактів; кріплення та взаємне положення проводів вищої і нижчої напруги; стан елементів конструкції підстанції, споруд з деревини та залізобетону; наявність попереджувальних плакатів; цілість замків і драбин. При оглядах КТП додатково перевіряють, чи не забруднені поверхні металевих корпусів і шаф, наскільки щільно зачиняються двері і чи справні їх запори, у якому стані знаходяться опорні фундаменти.

При оглядах обладнання ТП і КТП необхідно перевіряти:

- чи нема слідів перекриття і розрядів на ізоляторах та ізоляційних тягах вимикачів навантаження, роз'єднувачів та їх приводів; положення ножів нерухомих контактів; зовнішній вигляд дугогасних ножів і камер вимикачів; положення ручок приводів; справність гнучкого зв'язку між ножами і ввідними затискачами роз'єднувачів типу РЛНД;
- відповідність плавких вставок запобіжників типу ПК параметрам захищеного обладнання; цілість та справність патронів, правильність їх розташування та закріплення в нерухомих контактах; стан і положення покажчиків спрацювання запобіжників;

- відсутність слідів перекриття на поверхні розрядників; правильність їх установки; стан зовнішніх іскрових проміжків трубчастих розрядників і розташування зон випуску газів;
- відсутність відколів, тріщин і слідів перекриття на поверхні прохідних, опорних і штирових ізоляторів;
- відсутність слідів нагрівання на поверхні контактів, у місцях приєднання до обладнання і в з'єднаннях шин та РП напругою 10 кВ; стан фарбування і кріплення шин;
- стан кабельних муфт і воронок, якість їх заземлення; відсутність підтікання мастики; цілість наконечників; наявність маркування; стан кабельних прямиків і проходів через стіни;
- відсутність слідів кіптяви, перегріву на контактах ручних та автоматичних вимикачів і запобіжників РП напругою 0,4 кВ; стан трансформаторів струму, реле захисту і розрядників РВН-0,5; цілість плавких вставок запобіжників та їх відповідність параметрам споживачів; справність фотореле; цілість пломб і захисного скла на приладах обліку і вимірювання; стан контактів і кріплення шин.

Якщо необхідно усунути знайдені несправності до чергового поточного чи капітального ремонту, експлуатаційний оперативний персонал проводить профілактичні вибіркові ремонти, замінюючи окремі елементи і деталі.

5.7. Безпека праці при обслуговуванні РП

Для безпеки виконання перемикачів у РП необхідно:

- вимкнути струмоведучі частини обладнання, на якому передбачається працювати, а також ті, до котрих можна випадково доторкнутися або наблизитися на небезпечну відстань;
- вжити заходів, які перешкоджають помилковій подачі напруги до місця роботи;
- встановити тимчасові загородження з ізолюючих матеріалів, попереджувальні плакати;
- перевірити відсутність напруги на затискачах вимкненого обладнання і виводах вимикачів;
- заземлити і закортити вимкнені струмоведучі частини з тих боків, на які може бути подана напруга;
- встановити на місцях робіт плакати: "Працювати тут". Між частинами, які вимикаються і струмоведучими, які знаходяться під напругою, повинна бути відстань, помітна з усіх боків.

Щоб не сталося зворотнє трансформування низької напруги, силові і вимірювальні трансформатори з цього боку вимикають. Щоб попередити самовільне або помилкове вмикання, у силових колах дистанційних приводів виймають запобіжники на обох полюсах. Приводи роз'єднувачів, доступні стороннім особам, зачиняють на замок.

На ключах керування і приводах вимикачів та роз'єднувачів, за допомогою яких може бути подана напруга до місця роботи, виконуючий вимкнення вивішує плакати: "Не вмикати – працюють люди!"; на приводах лінійних роз'єднувачів: "Не вмикати – робота на лінії!".

До схеми диспетчера, який керує вимкненням, прикріплюють стільки плакатів, скільки працює бригад.

Необхідність тимчасових загороджень, їх вид і спосіб встановлення визначають залежно від місцевих умов і характеру робіт. На загородженнях вивішують плакати: "Стій – напруга!". Потім готують комплект переносних заземлювачів, приєднують їх до заземлюючої проводки і перевіряють відсутність напруги на частинах установки, які призначені для роботи. Для цього застосовують показчик напруги. Справність показчика визначають, наближаючи його до струмоведучих частин, які розташовані поблизу і знаходяться під напругою. Операцію проводять в діелектричних рукавицях.

При подібних випробуваннях відкритих РП напругою 35 і 110 кВ до робочої частини показчика, нагвинченого на штангу, приєднують іскровий проміжок. Якщо є напруга, то з'являється світловий і звуковий сигнал (характерний тріск). Такий контроль можливий тільки в суху погоду.

Перевіривши відсутність на установці напруги, заземлюють і закорочують струмоведучі частини всіх фаз, з якими будуть працювати. Затискачі переносного заземлювача за допомогою штанги з ізоляційного матеріалу накладають на заземлювальні струмоведучі частини фаз і надійно з'єднують. Після цього вивішують плакат "Працювати тут!". Тимчасові переносні заземлювачі виконують з неізольованих гнучких багатожильних проводів перерізом не меншим ніж 25 мм^2 , перевірених на термічну стійкість.

Заземлювач спочатку знімають із струмоведучих частин, а потім від'єднують від заземлюючого контуру. Наряд закривають після огляду обладнання і місця, де проводилася робота. Перед введенням обладнання в експлуатацію необхідно вимкнути заземлюючі ножі або зняти переносні заземлювачі; перевірити ізоляцію; прибрати тимчасові загородження, попереджувальні та інші плакати, вивішені до початку робіт; встановити постійне загородження.

Якщо на вимкненій установці працювало кілька бригад, то вмикати її можна тільки після того, як будуть закриті всі наряди.

При нещасних випадках напругу з відповідної частини установки знімають без дозволу керівника.

Контрольні питання і завдання

1. У чому полягають особливості РП? Вимоги до них.
2. Для чого потрібні приймально-здавальні випробування електрообладнання РП?
3. Розкажіть про цілі, строки і послідовність оглядів РП.
4. Які особливості експлуатації КРП?
5. Назвіть основні вимоги, які ставлять до обслуговування вимикачів, роз'єднувачів, відокремлювачів, трансформаторів струму і напруги, розрядників.
6. У чому полягає контроль за струмоведучими частинами і контактними з'єднаннями?
7. Як випробовують опорні та підвісні ізолятори підвищеною напругою?
8. Розкажіть про організацію налагодження і приймальних випробувань пристроїв релейного захисту.
9. Назвіть основні вимоги до експлуатації цих пристроїв.
10. Які особливості оперативних переключень у діючих електричних установках напругою вищою ніж 1 кВ?
11. В якій послідовності виконують оперативні переключення?
12. Розкажіть про експлуатацію споживчих підстанцій напругою 10/0,4 кВ.

6. РЕМОНТ ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ НАПРУГОЮ ВИЩОЮ НІЖ 1 КВ

6.1. Загальні вимоги

Види, обсяг і строки планово-попереджувального ремонту (ППР). При правильній експлуатації обладнання РП передбачають поточний і капітальний ППР.

Поточний ремонт проводять для того, щоб відновити працездатність виробу, замінивши і (або) відремонтувавши окремі його частини. Обсяг робіт при поточному ремонті обладнання РП.

Масляні вимикачі, вимикачі навантаження, роз'єднувачі, відокремлювачі, короткозамикачі, заземлюючі ножі та їх приводи: частково розбирають і оглядають апарат; ремонтують або замінюють рухомі контакти, осі, шарніри; вимірюють і регулюють хід рухомої частини, глибину входження рухомих контактів у нерухомі частини, одночасність їх замикання і розмикання, регулюють механізм вільного

розчеплення; вимірюють і регулюють відстань між бойком і важелем вимикального пристрою; ремонтують приводи і приводні механізми, тяги та важелі; замінюють дефектні ізолятори; випробовують і при необхідності замінюють масло; змащують частини, які труться в приводі і привідному механізмі; перевіряють і, якщо треба, ремонтують систему сигналізації та блокування; вимірюють опори постійному струму контактів, шунтуючих резисторів, дугогасних пристроїв, обмоток, які вмикають і вимикають котушки; випробовують підвищеною напругою ізоляцію основних і вторинних кіл відповідно до вимог ПУЕ, норм і ПТЕ.

Трансформатори струму і напруги: чистять ізолятори; перевіряють і при необхідності ремонтують приєднання шин у колах первинної і проводів (кабелів) вторинної комутації; перевіряють заземлюючі гвинти і шунтуючі перемички; вимірюють опір ізоляції первинних і вторинних обмоток, тангенс кута діелектричних втрат; випробовують вводи, а також ізоляцію первинних і вторинних обмоток (на електричну міцність) та ізоляцію стяжних гвинтів у строгій відповідності до вимог ПУЕ, норм і ПТЕ.

Трубчасті та вентильні розрядники: оглядають поверхні і перевіряють розташування зон випуску; вимірюють внутрішній діаметр; визначають внутрішній і зовнішній діаметр іскрових проміжків (для трубчастих розрядників), опір влітових дисків (для вентильних), струм провідності і пробивні напруги відповідно до ПУЕ, норм, ПТЕ.

Запобіжники: перевіряють цілість, відповідність схемам, діючим навантаженням; при необхідності замінюють плавкі вставки і струмообмежувальні резистори; визначають і регулюють глибину входження рухомих контактів у нерухомі.

Поточний ремонт обладнання РП і його опробування проводять по мірі необхідності у строки, які встановлені особою, що відповідає за електрогосподарство. Всі роботи виконує персонал, який обслуговує дану установку, за рахунок коштів, відпущених на цей вид ремонту.

Капітальний ремонт необхідний для того, щоб забезпечити справність і відновити повний або близький до повного ресурс виробу. При цьому можна замінювати різні його частини, зокрема й базові. Під час капітального ремонту виконують теж операції поточного. Обсяг робіт при капітальному ремонті обладнання РП:

Масляні вимикачі, вимикачі навантаження, роз'єднувачі, відокремлювачі, короткозамикачі, заземлюючі ножи: повністю розбирають виріб; ремонтують арматуру і чистять бак; ремонтують або замінюють рухомі і нерухомі контакти, а також дугогасні камери; регулюють контакти і приводний механізм; перевіряють правильність

встановлення ножів і очищають їх від нагрівання та напливів; випробують окремі збірні одиниці і деталі на електричну міцність; повністю розбирають і ремонтують приводи і приводні механізми, замінюючи зношені деталі; проводять післяремонтні випробування, які передбачені нормами і ПТЕ.

Трансформатори струму і напруги: перевіряють і промивають маслом магнітопровід та обмотки, а при необхідності замінюють їх; замінюють масло; проводять випробування, які передбачені нормами і ПТЕ.

Трубчасті та вентильні розрядники: проводять випробування, які передбачені нормами і ПТЕ.

Одночасно з капітальним ремонтом усувають заводські дефекти, які виявлено в процесі експлуатації, а також допущено при монтажі; модернізують, підсилюють конструкцію і вдосконалюють окремі збірні одиниці.

Строк першого капітального ремонту вказаний у технічній документації заводу-виробника. Наступні ремонти проводять відповідно до ПТЕ:

- масляних вимикачів з приводами – один раз на шість років, якщо в міжремонтний період контролюють їх параметри;
- вимикачів навантаження, роз'єднувачів і заземлюючих ножів – один раз на чотири роки залежно від конструктивних особливостей;
- відокремлювачів і короткозамикачів з відкритими ножами та їх приводів – один раз на два роки.

Капітальний ремонт іншого обладнання РП (трансформаторів струму і напруги, конденсаторів зв'язку) виконують по мірі необхідності, враховуючи результати профілактичних випробувань і оглядів. Періодичність капітальних ремонтів може бути змінена, виходячи з досвіду експлуатації. При цьому беруть до уваги значення струмів к.з., число комутаційних операцій, результати випробувань тощо. Капітальний ремонт проводять за рахунок коштів, які відпускаються на відновлення і модернізацію обладнання.

Підготовка до ремонту і його організація. Централізований ремонт обладнання РП підстанцій виконують бригади централізованого ремонту (БЦР), які укомплектовані кваліфікованими кадрами і забезпечені необхідним інструментом, пристосуваннями, засобами механізації та транспорту.

Індустріальний (поточний) ремонт складного обладнання у спеціалізованих майстернях – найбільш досконала форма централізованого ремонту. При такому методі вища продуктивність

праці, поліпшується якість ремонту, знижується число відмов у роботі обладнання.

Дуже важливо своєчасно і правильно визначити обсяг робіт. Його уточнюють не менше, ніж за місяць до початку капітального ремонту. При цьому ретельно вивчають зауваження щодо роботи обладнання, які зафіксовані в ремонтних і експлуатаційних журналах, аркушах браків і аварій, а також технічну документацію, складену під час останнього капітального ремонту і проведених після нього поточних. Необхідно з'ясувати, які заходи були проведені з модернізації і вдосконалення окремих збірних одиниць, ознайомитися з протиаварійними та іншими заходами, розробленими на основі досвіду експлуатації аналогічного обладнання інших об'єктів.

Намічений обсяг капітального ремонту обладнання РП відображають у відомостях. Потім складають технологічний графік, враховуючи поточність операцій та їх паралельність у загальному комплексі ремонтних робіт. За цим графіком можна визначити тривалість і послідовність окремих робіт, планові затрати праці; тут же вказано відповідних виконавців. Щоб виконати ремонт швидко і якісно, необхідно:

- отримати до початку ремонту запасні деталі для заміни деталей, які стали непридатними за списком, складеним на основі відомості дефектів і обсягу ремонтних робіт;
- дати замовлення на зварювальні, токарні та інші роботи відповідним службам підприємства електричних мереж;
- підготувати місця для робітників, які будуть зайняті на даній ділянці, враховуючи їх спеціальності;
- перевірити наявність необхідних пристосувань та інструменту; поліпшити освітлення;
- забезпечити робочі місця апаратами і приладами для випробування та контролю обладнання, а також засобами захисту і протипожежними засобами;
- підготувати необхідну документацію на проведення ремонту;
- попередньо бригадир, майстер і керівник робіт повинні ретельно вивчити відомість дефектів, паспорти обладнання, протоколи попередніх випробувань та інші матеріали, а також проект організації ремонту електрообладнання РП;
- виконавці повинні ознайомитися з відповідними кресленнями та виробничими інструкціями.

Від того, як організовані ремонтні роботи, залежить не тільки продуктивність праці робітників, але й результати діяльності всього підприємства.

6.2. Несправності обладнання та їх усунення

Несправності обладнання. При експлуатації обладнання знижується міцність (виникає старіння) ізоляції, струмопровідних частин і окремих деталей; вони втрачають здатність протистояти діючим навантаженням, у результаті чого зростає небезпека відмови обладнання.

Пошкодження і відмови масляних вимикачів становлять до 60 відсотків всіх несправностей електрообладнання РП, причому при підвищенні напруги це значення зростає. Через відмови і пошкодження вимикачів, як правило, трапляються крупні аварії та пожежі.

Найчастіше виникають відмови вимикачів при вимиканні струмів к.з., несправності контактних систем, перекритті елементів внутрішньої і зовнішньої ізоляції, руйнуванні ізолюючих деталей, відмовах передаточних механізмів та приводів.

Відмови при вимиканні струмів к.з. виникають в основному через невідповідність фактичної вимикаючої здатності вимикачів умовам їх експлуатації. У розвинених енергосистемах струми к.з. такі великі, що їх не можна вимкнути за допомогою вимикачів, які були встановлені на підстанції раніше. Тому необхідно систематично перевіряти, чи відповідають параметри вимикача тим умовам, у яких він працює.

До несправностей контактних систем вимикачів відносять невмикання рухомих контактів, зависання їх у проміжному положенні, руйнування металокераміки, поломку розеткових контактів. Все це може призвести до виникнення дуги і подальшого вибуху вимикача.

Перекриття ізоляції стає при комутаційних і грозових перенапругах, а також у результаті її забруднення.

Серед поломок ізолюючих деталей найчастіше зустрічаються руйнування фарфорових ізоляторів дугогасних камер, а також ізоляційних тяг вимикачів ВМП-10, ВМГ-10 та інших. У вимикачах ВМП-10, ВМГ-10 можливі перекриття опорних ізоляторів та ізоляційних циліндрів при підвищеній вологості, між фазами і фазою та землею при вимкненні струмів к.з.

Відмови передаточних механізмів бувають у результаті поломок їх деталей і порушень при регулюванні. Це призводить до заїдання валів і тяг, відхилення в роботі контактних систем.

Основні причини відмов приводів: неточне регулювання, заїдання рухомих частин у механізмі розчеплення і осердях електромагнітів, дефекти пружин, порушення зв'язків між частинами механізму приводу через випадання осей або пальців. Іноді вимикачі з пружинними приводами вмикаються самовільно при заведенні пружин.

Пошкодження і відмови роз'єднувачів, відокремлювачів та короткозамикачів виникають через поломки опорних ізоляторів та ізоляційних вставок; порушення контактів, дефекти приводів, пружинних і передаточних механізмів; обмерзання механізмів та контактів тощо (табл. 6.1).

Таблиця 6.1

Число пошкоджень і відмов роз'єднувачів, відокремлювачів, короткозамикачів (100 апаратів на рік)

Причина пошкодження	Роз'єднувач	Відокремлювач	Короткозамикач	Роз'єднувач	Відокремлювач	Короткозамикач
	Напруга 35 кВ			Напруга 110 кВ		
1	2	3	4	5	6	7
Перекриття опорних ізоляторів	0,8	0,8	0,3	0,08	0,05	0,01
Пошкодження опорних ізоляторів	0,7	1	1	0,25	0,4	0,2
Порушення контактів	0,15	0,1	-	0,1	-	-
Дефект приводу (без підігрівання)	0,05	0,2	0,2	0,02	0,1	0,1
Дефекти пружинних та передаточних механізмів, обмерзання механізмів і контактів	-	0,3	0,05	-	0,1	0,02
Пошкодження ізоляційних вставок	-	-	-	-	-	0,07
Інші	0,1	0,2	0,2	0,1	0,15	0,12
Разом відмов	1,8	2,6	1,75	0,45	0,8	0,52
Зокрема з пошкодженням апаратів	1,7	2,2	1,6	0,4	0,6	0,4

Таблиця 6.2

**Число пошкоджень і замін елементів КРПЗ напругою 10 кВ
(100 шаф на рік)**

Показник	К-VI	КРН-10	К-VI-V, К-13	К-30, К-35
Загальна кількість пошкоджень	2	1,25	1,5	3,5
Кількість замін				
Вимикачів	1,15	0,55	0,55	1
Роз'єднувальних контактів	0,7	0,1	0,25/3	0,25/3
Первинних кіл трансформаторів струму	1/2	0,25/2	0,25/2	3,5/2
Те ж, напруги	1,4	1,4	1,4	1,4
Вентильних розрядників	0,3/2	0,3/2	0,3/2	0,3/2
Прохідних ізоляторів:				
для зовнішньої установки	0,7/2	0,3/2	0,7/2	-
для внутрішньої установки	0,2/2	-	0,2/2	0,2/2
Опорних ізоляторів для внутрішньої установки	0,3/2	0,1/2	0,3/2	3/2

П р и м і т к а. У знаменнику вказано середнє число одночасно замінюваних елементів.

Поломки опорно-стержньових ізоляторів становлять від 50 до 90 відсотків пошкоджень апаратів. Перекриття пов'язані з тим, що струм витікання проходить недостатню відстань; вони можуть виникнути також через несвоєчасну очистку ізоляторів.

Порушення контактів спостерігаються в основному в роз'єднувачах і відокремлювачах напругою 35 кВ. Це пояснюється дефектами на контактних ламельних пластинах, які не виявлені при монтажі і прийманні в експлуатацію РП.

Пошкодження комплектних розподільних пристроїв, наприклад, КРПЗ напругою 10 кВ характеризується загальним числом випадків на рік і числом замін елементів одного найменування на 100 шаф:

Грозові перекриття ізоляції	0,15 (10%)
Негрозові перекриття ізоляції трансформаторів струму, опорних ізоляторів	0,6 (40%)
Негрозові перекриття і пробій ізоляції вимикачів	0,2 (13,3%)
Перекриття при попаданні вологи через нещільності шаф	0,075 (5%)
Перекриття при попаданні в шафи дрібних тварин	0,075 (5%)
Вибухи випускних газів вимикачів	0,1 (6,7%)
Руйнування вимикачів при відмовах дугогасних пристроїв, пошкодженнях контактних систем, несправностях передаточних механізмів	0,15 (10%)
Порушення контактних з'єднань	0,1 (6,7%)
Перекриття повітряних проміжків	0,03 (2%)
Інші руйнування	0,02 (1,3%)
Всього	1,5 (100%)

З наведених даних бачимо, що близько 70 відсотків пошкоджень викликано перекриттям ізоляції, 50 відсотків – несправностями вводів у шафи. Основна причина перекриття – випадіння роси на поверхню ізоляторів. Аналіз аварій показує, що дуже часто бувають пошкоджені чарунки вводу силових трансформаторів власних потреб, у яких виникає перекриття прохідних ізоляторів та ізоляторів запобіжників, які встановлені в безпосередній близькості від жалюзі.

Ремонт масляних вимикачів. Перевіряють стан вводів, внутрішньої ізоляції, рухомих і нерухомих контактів, надійність кріплення контактів і дугогасних камер (при необхідності їх замінюють), стан приводів та їх частин, пружин, гвинтів, гайок, гнучких зв'язків, приводного механізму, доливають або замінюють масло; чистять і збирають масломірний пристрій; регулюють і випробовують вимикачі; перевіряють роботу сигнальних блок-контактів.

Щоб дістати підтвердження надійності вимикачів ВМП-10 і ВМГ-10, під час капітального ремонту рекомендується контролювати габаритні розміри тих деталей дугогасних камер, які зношуються під впливом електричної дуги. При цьому діаметри отвору нижньої пластини камери і центрального отвору перегородок, які розділяють її щілини, не повинні бути відповідно більші ніж 2...3 і 1...1,5 мм. При великих розмірах камера або її деталі підлягають заміні.

Ремонт масляного вимикача вважається виконаним, якщо всі механічні характеристики (довжина ходу рухомої частини (траверси), глибина входження рухомих контактів у нерухомі, моменти часу замикаання і розмикаання контактів) відповідають заводським даним.

При капітальному ремонті модернізують і підсилюють вимикачі або їх збірні одиниці, проводять протиаварійні заходи, які спрямовані на підвищення безпеки обслуговування обладнання.

Ремонт масляних вимикачів виконують спеціалізовані бригади, які отримують замінні деталі і збірні одиниці, вимірювальні прилади та пристосування.

Періодичні і позачергові ремонти вимикачів та приводів до них проводять одночасно. При цьому ретельно перевіряють всі збірні одиниці механізму приводу: очищають їх від пилу, бруду і старого змащувального матеріалу; контролюють наявність і цілість шарнірних з'єднань, болтів, пружин, справність блок-контактів, зчеплення рухомих частин.

Після усунення несправностей привід регулюють, потім перевіряють його роботу, вмикаючи і вимикаючи вимикач вручну, дистанційно і за допомогою пристроїв релейного захисту та автоматики. При цьому встановлюють, чи чітко діють всі механізми приводу з вимикачем, замикаються і розмикаються блок-контакти, чи справні оперативні і сигнальні кола.

У сільському електропостачанні для вимикачів використовують приводи різних видів (ручні, пружинні, вантажні), тому при ремонті і налагодженні необхідно враховувати їх особливості.

Ремонт вимикачів навантаження. Перевіряють стан контактних поверхонь і, якщо необхідно, зачищають їх шліфувальною шкуркою та змащують тонким шаром технічного вазеліну. Відвернувши гвинти, які кріплять щоби дугогасного пристрою, знімають їх і оглядають вкладиші. Якщо товщина стінки менша ніж 0,5-1 мм, вкладиш замінюють. Замість ослаблених або дефектних пружин встановлюють нові, заводського виготовлення. Гумові шайби буфера для заміни зношених можна зробити з листової гуми товщиною 4-6 мм.

При регулюванні вимикачів навантаження визначають, чи правильно ножі входять у камери. Якщо вимикач ввімкнений, ножі повинні розташовуватися строго вертикально і повністю входити в камери (без бічних ударів, точно попадаючи в їх горловини). Перевіряють також з'єднання приводу з валом вимикача. При повороті вала на $71-75^{\circ}$ ножі повинні обернутися на 58° , а хід дугогасного контакту повинен бути 160 мм. Після регулювання приводу і змащення третьових частин роблять 25 контрольних вмикань і вимикань вимикача.

При капітальному ремонті вимикача навантаження його ізоляцію випробовують підвищеною напругою промислової частоти, а також вимірюють опір контактів постійному струму. Якщо опір зріс більше ніж

в 1,5 разу відносно вихідних даних або раніше виміряних значень, контакти необхідно відрегулювати.

Ремонт роз'єднувачів. Ретельно оглядають поверхні нерухомих контактів і ножів. На них не повинно бути раковин, вибоїн, плівок окису і вигинів. Щоб усунути раковини і вибоїни, пошкоджені частини обпилюють. При появі плівок окису внаслідок надмірного нагрівання контакти зачищають м'якою сталевною щіткою або дрібною шліфувальною шкуркою і покривають тонким шаром технічного вазеліну. Силу стискування пружин визначають динамометром і порівнюють з допустимим (за інструкцією) значенням.

При ремонті роз'єднувачів типів РВ і РВЗ перевіряють, чи цілі механічні запираючі пристрої і чи міцно кріпляться сталеві пластини електромагнітних замків до ножів роз'єднувачів. Ізолятори замінюють, якщо зруйновані армовані частини на ділянці, яка перевищує 1/3 кола фланця або ковпака.

При ремонті роз'єднувачів типів РЛНЗ і РЛНД перевіряють цілість гнучких зв'язків і надійність їх з'єднання з нерухомими контактами. Після ремонту роз'єднувачі регулюють. При цьому визначають щільність прилягання рухомих і нерухомих контактів; глибину входження рухомого контакту в нерухомих; кут повороту ножів роз'єднувача при вимиканні. Відрегульований роз'єднувач опробовують, багаторазово вмикаючи і вимикаючи його.

Ремонт відокремлювачів і короткозамикачів. Основна мета – усунути можливі заїдання механізмів відокремлювачів та короткозамикачів і відрегулювати контактну систему відокремлювачів. Для змащування цих апаратів застосовують пасту ГОИ-54п з присадкою десятипроцентного графіту. При ремонті виконують такі операції: розбирають колонки відокремлювачів і короткозамикачів, промивають вали опорних і напрямних підшипників, замінюють мастильний матеріал; розбирають шарніри струмоведучих виводів, промивають і змащують їх; зачищають контакти (посріблені промивають), перевіряють контактний тиск і при необхідності регулюють його; очищують і змащують пружини та їх напрямні; розбирають, очищують від іржі і старого мастильного матеріалу всі шарнірні та з'єднання, які труться, і знову змащують їх; розбирають привід (виймаючи вал), видаляють старий і наносять новий мастильний матеріал, збирають і регулюють відокремлювачі та короткозамикачі; вимірюють опір контактів і знімають віброграми роботи відокремлювача.

Ремонт збірних шин РП. Перевіривши кріплення шин, при необхідності замінюють болтові з'єднання та інші елементи. Надійний

контакт можна отримати тільки в тому випадку, якщо з'єднувальні поверхні чисті і гладкі, а болти добре затягнуті. Нерівності і плівки окису видаляють з контактних поверхонь напилком, причому загальну площу перерізу шин допускається зменшити не більше ніж на півтора відсотка. Алюмінієві шини після грубої зачистки покривають шаром вазеліну. Перед їх установкою контактну поверхню зачищають м'якою сталевією щіткою.

Якщо від вм'ятин або виїмок площа перерізу алюмінієвих шин зменшується більше ніж на півтора відсотка, а мідних більше ніж на один відсоток, то на дефектне місце встановлюють підсилюючу накладку, яку з'єднують болтами. Шини після ремонту фарбують, а місця відгалужень і приєднань до апаратів покривають прозорим гліфталевим лаком.

Ремонт трансформаторів струму. Перевіряють цілість армованих частин фарфорових ізоляторів, міцність кріплення стержня в ізоляторі, справність кола вторинної обмотки, стан ізоляції між первиною і вторинною обмоткою. Ізолятори з невеликими відколюваннями і частково зруйнованими армованими швами ремонтують. Якщо опір ізоляції між обмотками і металевим корпусом трансформатора менший ніж 50 МОм, то його необхідно просушити (крім трансформаторів типу ТПЛ).

Трансформатори струму для зовнішньої установки при ремонті не розбирають. При обриві вторинних обмоток кінці проводу зварюють або паяють фосфористо-мідним або мідно-цинковим припоєм. Паяння оловом не допускається.

Випробування трансформаторів струму залежать від характеру проведеного ремонту. Якщо ремонтують тільки металеві частини, то ізоляцію первинної обмотки випробовують напругою $0,9U_{вин}$ протягом однієї хвилини, ізоляцію вторинних обмоток (відносно корпусу) – напругою 2 кВ протягом однієї хвилини; потім визначають похибку трансформатора. Якщо після ремонту змінились дані вторинних обмоток, то перевіряють відсутність виткових замикань. При зміні площі перерізу провідників первинної або вторинної обмотки їх додатково випробовують на нагрівання.

Ремонт трансформаторів напруги. Визначають намагнічуючий струм при номінальній напрузі (100 В) на вторинній обмотці. Якщо сила струму холостого ходу перевищує значення, які отримані при попередніх вимірюваннях, то необхідно розкрити та оглянути трансформатор і опресувати осердя.

Якість ізоляції обмоток оцінюють за тангенсом кута діелектричних втрат, опором ізоляції первинної і вторинної обмотки, результатами випробування підвищеною змінною напругою.

Ремонт трубчастих розрядників. Перевіряють стан внутрішньої поверхні, лакового покриття фібробакелітової трубки, міцність кріплення на ній сталевих наконечників, правильність взаємного розташування електродів всередині трубки, справність покажчика спрацювання; вимірюють внутрішній діаметр дугогасного каналу і довжину іскрового проміжку.

Пошкоджене покриття трубки відновлюють, наносячи на неї два шари бакелітового лаку. Ослаблені наконечники обжимають на трубці спеціальними кліщами або в лещатах за допомогою двох півкілець. При необхідності регулюють внутрішній іскровий проміжок між стержньовим і плоским електродом.

Несправний покажчик спрацювання, який являє собою стрічку з латунної фольги, замінюють новим, виготовленим з листової латуні товщиною 0,02 мм.

Закінчивши ремонт, наконечники фарбують чорною або сірою емалевою фарбою.

Ремонт вілітових розрядників типів РВП і РВО. Перевіряють цілість покришки і цілість укладання внутрішніх деталей. Розрядник розкривають тільки при незадовільних результатах випробувань. У цьому випадку перевіряють цілість вілітових дисків, довжину іскрових проміжків, справність натискної пружини. Пошкоджені деталі замінюють новими.

Щоб захистити внутрішні елементи від атмосферних впливів і зберегти стабільність характеристики розрядника, при складанні його покришку ретельно герметизують.

6.3. Випробування комутаційних апаратів після ремонту

Після капітального ремонту комутаційних апаратів згідно з нормами необхідно:

- виміряти опір ізоляції рухомих і напрямних частин, поводків і тяг з органічних матеріалів, багатоелементних ізоляторів, вторинних кіл, обмоток електромагнітів вмикання і вимикання; випробувати підвищеною напругою промислової частоти ізоляцію вимикачів, роз'єднувачів, відокремлювачів, короткозамикачів, трансформаторів струму, вторинних кіл і обмоток електромагнітів вмикання і вимикання;

- знайти опір постійному струму контактів вимикачів, обмоток електромагнітів вмикання і вимикання;

- визначити швидкісні і часові характеристики (швидкість і час переміщення рухомих частин) вимикачів, відокремлювачів і короткозамикачів;

- виміряти довжину ходу рухомих частин вимикачів, глибину входження контактів при вмиканні, зусилля, які витягують рухомі контакти з нерухомих (для роз'єднувачів);

- визначити одночасність замикання і розмикання контактів;

- перевірити регульовальні та установочні характеристики механізмів приводів, дію механізму вільного розчеплення;

- знайти напругу спрацювання приводів;

- випробувати апарат, багаторазово вмикаючи і вимикаючи його.

Крім цього, випробовують трансформаторне масло, яке залите в баки масляних вимикачів, а також перевіряють характеристики вмонтованих трансформаторів струму.

Якість регулювання і стан контактної системи вимикачів і роз'єднувачів оцінюють за опором контактів, який порівнюють з допустимим. Перед вимірюваннями декілька раз вмикають і вимикають апарат, у результаті чого контактні поверхні, які торкаються, самоочищуються і перехідний опір знижується.

Перехідні опори багатооб'ємних вимикачів вимірюють до заливання маслом (при опущених баках), попередньо декілька раз ввімкнувши і вимкнувши їх. Через те, що перехідний опір не перевищує 2 МОм, то для його вимірювання застосовують подвійні мости МД-6 і Р316, мікроомметр М246; можна використовувати метод вольтметра і амперметра.

Якість ремонту вимикачів оцінюють за швидкістю руху контактних систем і тривалістю їх вмикання та вимкнення. Результати вимірювань порівнюють з даними, які рекомендовані заводом-виробником, а також отриманими раніше. Особливо важливо додержуватись рекомендованої швидкості руху контактів у момент їх замикання, розмикання і виходу з дугогасної камери – для вимикачів з поперечним дуттям.

Швидкість руху контактів вимикача вимірюють вібрографом або осцилографом, повний час вмикання (від моменту подачі імпульсу в котушку вмикання до моменту торкання контактної траверси нерухомих контактів) – електричним секундоміром. Вимірювання здійснюють при номінальній напрузі. Вимикач повинен бути залитий маслом. Результати (час і швидкість) порівнюють із заводськими даними; допускається відхилення не більше десяти відсотків.

Налагодження вимикачів навантаження, короткозамикачів і відокремлювачів після ремонту зводиться до перевірки дії механізмів вільного розчеплення у включеному та проміжному положенні. Якщо є привід, мінімальну напругу спрацювання перевіряють три-п'ятиразовим вмиканням і вимкненням апарата при оперативному струмі і напрузі, рівній відповідно 0,8 і 0,9 номінальної. Крім того, вимірюють опір контактів і визначають час вмикання та вимкнення.

У короткозамикачах встановлені трансформатори струму, через які проходить струм к.з. При налагодженні звертають увагу на стан короткозамикачів, а також заземлюючої шини, яка служить одночасно первинною обмоткою трансформатору струму. Від вторинної обмотки отримує живлення блокувальне реле приводу відокремлювача. Щоб перевірити надійність роботи реле, через трансформатор пропускають первинний струм, який імітує струм к.з.

6.4. Ремонт і випробування комплектних розподільних пристроїв

При ремонті КРП оцінюють стан роз'єднувальних контактів первинного кола, механізмів доводки і блокування візка, вторинних кіл, заземлюючих пристроїв. Обсяг робіт при ревізії цих елементів КРП.

Роз'єднувальні контакти первинних кіл: перевіряють перехідний опір кожної фази (допускається його підвищення не більше ніж на 20 відсотків порівняно зі значеннями, які визначені при монтажі), відсутність нагару або оплавлення; точність ходу ламелей рухомих контактів по горизонтальній осі; тиск контактних ламелей; стан фарфорових ізоляторів; вертикальність установки рухомих і нерухомих контактів, відсутність у них перекосів (при включенні).

Механізми доводки і блокування: перевіряють чіткість спрацювання механізму при доводці, фіксації та відпусканні візка в робочому і випробувальному положенні; стан змащення частин і деталей, які труться і обертаються.

Вторинні кола: вимірюють опір ізоляції, перевіряють стан гнучких переходів і роз'єднувальних контактів, проводять випробування змінною напругою 1 кВ.

Заземлюючі пристрої: оглядають поверхню пружин, визначають перехідний опір заземлювача візка (допускається його збільшення не більше ніж на 20 відсотків від початкового значення); перевіряють стан і щільність болтових з'єднань апаратури з корпусом шафи КРП; знаходять перехідний опір заземлювачів, які зв'язують накладні конструкції з контуром заземлення РП.

Після ремонту КРП необхідно:

- виміряти опір ізоляційних елементів, зроблених з органічних матеріалів, мегомметром, розрахованим на напругу 2,5 кВ; значення опорів повинні бути не нижчі ніж 1000 МОм при напрузі 3...10 кВ;

- випробувати підвищеною напругою промислової частоти (протягом 1 хв) ізоляцію струмоведучих частин. Для КРП /КРПЗ/ напругою 6 і 10 кВ випробувальна напруга – 29 і 30 кВ. Випробування слід проводити до під'єднання силових кабелів;

- виміряти (вибірково, якщо це можливо при даній конструкції КРП) опір постійному струму контактів збірних шин, роз'єднувальних контактів первинного і вторинного кола. Результати вимірювань повинні відповідати нормам; проконтролювати викотні частини і блокування, чотири-п'ять разів висуваючи візок; перевірити, як спрацюють механічні блокування, співвісність ножів і контактів, відсутність перекосів і заїдань. При спробі вивести візок з робочого положення вимикач повинен вимкнутися до моменту розмикання первинних роз'єднувальних контактів. Коли візок викочують з комірки, вікна для огляду струмоведучих частин повинні автоматично зачинятися захисними шторками, а при вкочуванні візка – відчинятися. Також перевіряють дію блокувань, які перешкоджають установленню візка в робоче положення при ввімкненому заземлюючому роз'єднувачі, і вмикання в тому випадку, якщо візок знаходиться в робочому положенні.

При ремонті комплектних ТП виправляють дефекти виготовлення і монтажу, перевіряють, як спрацьовують автоматичні вимикачі при малих струмах к.з., коли в схемі мережі напругою 0,38 кВ були внесені зміни. Якщо відношення струмів однофазного к.з. до номінального струму теплового розчіплювача не рівні визначеним встановленим значенням (кратності), то необхідно замінити розчіплювач або секціонувати ПЛ напругою 0,38 кВ. Іноді вдається домогтися бажаного результату, збільшуючи площу перерізу нульового проводу.

Під час ремонту КТП перевіряють стан проводів схеми щита напругою 0,38 кВ, запобіжників, ізоляторів, автоматичних вимикачів і контактних з'єднань. Особливості ремонту і налагодження пускозахисної апаратури напругою 0,38 кВ розглянуті нижче.

6.5. Безпека робіт при ремонті РП

При ремонті і випробуванні установок напругою вищою ніж 1 кВ необхідно строго додержуватись правил безпеки. Бригада виконує роботу за нарядом, маючи відповідний допуск. Виконувач не має права залишати

робоче місце, якщо на цей час його не замінить відповідальний керівник, прізвище якого вказано в наряді. Якщо наряд виписаний на спостерігаючого, то він не має права брати участі в роботі і залишати робоче місце.

Перед початком ремонту черговий разом з відповідальним керівником і виконувачем перевіряє, чи вжито необхідних заходів перестороги, і тільки після цього допускає бригаду до обслуговування РП. Черговий вказує бригаді місце робіт, у присутності всіх її членів доторкається до вимкнених струмоведучих частин, демонструючи, що вони обезструмлені; показує невимкнені частини установки, розташовані поблизу (вони повинні бути огорожені).

Керівник бригади інструктує робітників налагоджувальних організацій і випробувальних лабораторій та з'ясовує їм особливості даного об'єкта. Після цього вони розписуються в спеціальному журналі.

При випробуванні підвищеною напругою від стороннього джерела треба строго виконувати вимоги Правил з техніки безпеки при експлуатації електроустановок споживачів. Після таких випробувань на обладнанні можуть бути залишкові заряди, небезпечні для життя. Тому перш ніж доторкатися до струмоведучих частин, після того як знята напруга, слід ретельно розрядити їх на землю протягом декількох хвилин за допомогою ізолюючої штанги і заземленого проводу.

Виконуючи вимірювання в колах, які знаходяться під навантаженням, треба строго дотримуватись правил проведення робіт у струмових колах.

При всіх видах обслуговування РП, які пов'язані з підвищеною напругою, слід ретельно перевіряти заземлювачі корпусів обладнання (як перевірюваного, так і того, що випробується) і конструкцій, зв'язок заземлюючих проводок з контуром, наявність контуру і його опір. Контролюючи справність вимикача, треба звертати особливу увагу на випадкові відмови кінематичних пристроїв, які можуть призвести до його вмикання. При роботі на висоті необхідно застосовувати драбини, риштування, пояси, драбинки відповідно до правил безпеки.

Пересувні установки високої напруги повинні бути обладнані засобами, які забезпечують безпеку праці, звуковою і світловою сигналізацією, яка вмикається перед подачею напруги на об'єкт, надійними заземлювачами. На місці випробувань встановлюють огороження. Під час перерви бригада покидає приміщення або територію відкритої підстанції. Наряд залишається у виконавця робіт. Після перерви бригаду допускає до роботи керівник. У кінці дня прибирають робоче місце і здають наряд черговому. По закінченні

обслуговування установки відповідальний керівник закриває наряд, пред'являє робоче місце і здає ключі черговому персоналу, після чого на об'єкт можна подати напругу.

Контрольні питання і завдання

1. Яке призначення поточного і капітального ремонту електрообладнання РП, які їх обсяги і строки?
2. Які підготовчі операції виконують перед капітальним ремонтом?
3. Які форми ремонту найбільш ефективні?
4. Назвіть основні причини пошкоджень і відмов у роботі масляних вимикачів, роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів?
5. Назвіть основні несправності трансформаторів струму і напруги, розрядників, КРП і КРПЗ.
6. Яка технологія усунення несправностей масляних вимикачів і вимикачів навантаження?
7. Назвіть способи усунення несправностей роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів.
8. У чому особливість ремонту трансформаторів струму і напруги, розрядників?
9. Які технології ремонту і обсяг випробувань КРП і КРПЗ?
10. У чому полягають післяремонтні випробування електрообладнання РП?
11. Які особливості ремонту пристроїв релейного захисту і вимірювальних пристроїв?
12. Назвіть основні заходи з охорони праці при ремонті електрообладнання.

7. ОБСЛУГОВУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

7.1. Загальні положення

У передачі і розподілі електроенергії провідна роль належить трансформаторам.

Сучасний трансформатор – це складний пристрій з великою кількістю елементів різних типів, призначення і потужності. В енергосистемах трансформатори виконують три основні функції:

- перетворення напруги (трансформація);
- зв'язок між окремими елементами і ділянками схеми електричної мережі, зокрема тими, що відрізняються за напругою і фазою;
- регулювання напруги і потоків потужності.

Іноді ці функції тісно переплетені та здійснюються одним і тим же трансформатором.

Необхідність у трансформації виникає у зв'язку з тим, що виробництво електроенергії, її передача і розподілення проводиться на

різних напругах. Це завдання розв'язують за допомогою підвищувальних і знижувальних трансформаторів. За допомогою підвищувальних трансформаторів, які встановлені на електростанціях, забезпечується зв'язок генераторів з мережами вищої напруги (ВН) і таким чином створюється можливість передачі виробленої напруги на далекі відстані. Знижувальні трансформатори використовуються в мережах для зниження напруги до значень, доцільних і допустимих за умовами підведення електроенергії до споживачів. При цьому в більшості випадків неминуча наявність декількох ступенів трансформації з поступовим зниженням (підвищенням) напруги в діапазоні від найвищої, прийнятої в даній енергосистемі, до найнижчої.

Виконуючи трансформацію напруги, трансформатор створює можливість *обміну потужності* між різними за класом напруги ланками енергосистеми. При цьому трансформатори поділяють на ті, які передають потужність тільки в одному якомусь напрямі, і трансформатори зв'язку, напрям потоків потужності в яких може змінюватися, тобто носити реверсивний характер.

В умовах сільського електропостачання, як правило, застосовуються знижувальні трансформатори, у яких первинною обмоткою (тобто тією, до якої підводиться енергія перетворюваного змінного струму) є обмотка ВН. Трансформатори поділяють на дво- і триобмоткові. Вони можуть бути як однофазними, так і трифазними.

Функція регулювання напруги і потоків потужності здійснюється зміною вектора напруги. Для зміни значення напруги придатний будь-який трансформатор зі змінним коефіцієнтом трансформації, тобто із вбудованим регулюванням.

Основні типи трансформаторів і їх конструктивні особливості наведено в [19]. Слід відзначити, що трансформатори виготовляють за різними технічними умовами і розрахунковими даними, багато заводів з неоднаковою технічною оснащенням, технологією і культурою виробництва, що зумовлює різні вихідні показники надійності і економічності трансформаторів. Нові стандарти на загальні технічні вимоги і на основні параметри передбачають єдине конструктивне виконання, засноване на застосуванні холоднокатаної електротехнічної сталі і алюмінієвих проводів.

Ці стандарти передбачали зменшення втрат, перегріву обмоток і кількості масла, введення схеми обмоток "зірка-зигзаг", розширення сфери застосування регулювання напруги під навантаженням, підвищення вимог до оснащення трансформаторів пристроями для контролю і зберігання масла. Були також перероблені стандарти на

методи випробувань силових трансформаторів, на випробування електричної міцності ізоляції, а також введений новий стандарт на методи динамічних випробувань на стійкість при к.з.

Подальше вдосконалення трансформаторів напругою 10 кВ потужністю до 630 кВ·А відбувається за рахунок застосування стрічкової просторової конструкції магнітопроводу, обмоток 0,4 кВ з алюмінієвої стрічки і баків з плоскоштампованими радіаторами. Трансформатори цієї конструкції мають невеликі втрати холостого ходу, бо в магнітопроводі нема стиків і напрям магнітного поля співпадає з напрямом прокатки сталі. Вдосконалені трансформатори мають бак трикутної форми з меншим периметром і об'ємом, ніж у бака овальної форми, що дозволило знизити масу конструктивної сталі і масла.

Вдосконалення трансформаторів на 35 кВ потужністю 1000-6300 кВ·А передбачається за рахунок застосування магнітопроводів з косим стиком, шарових обмоток з алюмінієвої стрічки, емальпроводів і малоусадочних ізоляційних картонів.

Конструктивні особливості трансформатора, його характеристика і правильна експлуатація багато в чому визначають результати діяльності енергетичних підприємств. Розв'язавши завдання правильної експлуатації трансформаторів, персонал енергосистем може впоратися з виконанням своїх основних обов'язків, визначених Правилами технічної експлуатації електроустановок споживачів.

7.2. Основні вимоги до трансформаторів

Основні вимоги до силових трансформаторів в умовах експлуатації.

1. Трансформатор повинен забезпечувати надійне електропостачання споживачів. Це положення при проектуванні систем електропостачання підприємств агропромислового комплексу забезпечується правильним, технічно і економічно обґрунтованим вибором числа і потужності трансформаторів з урахуванням категорії споживачів. В експлуатації ж це положення забезпечується технічно правильним режимом роботи трансформаторів і відповідним наглядом за їх станом, а також застосуванням автоматичного включення резерву (АВР).

2. Режим роботи трансформатора повинен бути економічно доцільним. Це положення визначається умовою, яка забезпечує мінімум втрат потужності в силових трансформаторах при роботі їх за заданим графіком навантаження, і досягається відповідним навантаженням трансформатора, усуненням його холостого ходу, від'єднанням трансформаторів, які

працюють з малим навантаженням тощо. Дотримання економічно доцільного режиму роботи покладесться на оперативний і технічний персонал як району електричних мереж, так і на головного енергетика електротехнічної служби господарства.

3. Установка трансформатора повинна забезпечувати в умовах експлуатації його пожегобезпечність. Виконання цієї умови залежить від дотримання норм і правил його експлуатації (наявність зливу масла у випадку його загоряння, наявність спеціальних ям з гравійним заповненням тощо).

4. Трансформатор повинен мати відповідні види захисту від різних пошкоджень і ненормальних режимів роботи (від внутрішніх пошкоджень, багатофазних к.з. в обмотках і на виводах, надструмів в обмотках, які зумовлені зовнішніми к.з. або можливими перевантаженнями, від зниження рівня масла тощо). Крім захисту, на трансформаторі повинні бути необхідні вимірювальні прилади для контролю за режимом його роботи.

7.3. Випробування трансформаторів, підготовка їх до вмикання

Випробування трансформаторів є *приймально-здавальні і профілактичні*.

Приймально-здавальні випробування проводять у період монтажу і після нього для перевірки відповідності трансформаторів ГОСТам та ДСТУ і технічним умовам на постачання, перевірки якості обладнання і монтажу для розв'язання питання про можливість введення трансформатора в експлуатацію, зняття характеристик ізоляції, що необхідно в подальшому для оцінки стану трансформатора при експлуатації.

Профілактичні випробування в умовах експлуатації проводять, як правило, у період поточних або капітальних ремонтів для перевірки стану трансформаторів, які знаходяться в експлуатації, і якості виконання ремонту. При необхідності профілактичні випробування проводять між ремонтами для контролю стану ізоляції трансформатора, якщо є ознаки її погіршення.

Обсяг приймально-здавальних і профілактичних випробувань встановлюють згідно з ПУЕ і Нормами випробування електрообладнання.

Обсяг приймально-здавальних випробувань, передбачених ПУЕ, включає такі роботи:

- визначення умов вмикання трансформаторів;
- вимірювання характеристик ізоляції;

- випробування підвищеною напругою промислової частоти ізоляції обмоток разом з вводами та ізоляції доступних стяжних шпильок, пресуючих кілець, ярмових балок (при огляді активної частини);

- вимірювання опору обмоток постійному струму на всіх відгалуженнях;

- перевірка коефіцієнта трансформації на всіх ступенях переключення;

- перевірка групи з'єднання трифазних трансформаторів і полярності виводів однофазних;

- вимірювання струму і втрат холостого ходу;

- перевірка роботи перемикального пристрою і зняття колової діаграми;

- випробування бака з радіаторами гідравлічним тиском;

- перевірка системи охолодження;

- перевірка стану силікагелю;

- фазування трансформаторів;

- випробування трансформаторного масла;

- випробування вмиканням поштовхом на номінальну напругу.

Наведений обсяг випробувань обов'язковий для маслонаповнених трансформаторів потужністю більшою ніж 1600 кВ·А, а для трансформаторів потужністю до 1600 кВ·А випробування проводяться за пунктами 1,2,4,8,9,11...14.

Перед початком випробування необхідно провести зовнішній огляд трансформатора, у процесі якого перевіряють справність бака і радіаторів, стан ізоляторів, рівень масла, цілість рівня скла покажчика масла, заземлення трансформатора тощо.

Умови вмикання трансформатора без сушіння. Питання про вмикання трансформатора без сушіння повинно вирішуватись за результатами випробувань і з урахуванням умов, у яких знаходився трансформатор до і під час монтажу. Обсяг перевірки стану ізоляції і умови вмикання без сушіння залежать від потужності, напруги та умов транспортування трансформаторів.

Для трансформаторів I габариту напругою до 35 кВ включно і потужністю до 1000 кВ·А, які транспортуються з маслом і розширювачем, при включенні без сушіння необхідно дотримуватись таких умов:

а) рівень масла повинен бути в межах маслопокажчика;

б) характеристики масла повинні відповідати діючим нормам;

в) значення відношення R_{60} / R_{15} обмоток при температурі 10-30⁰С повинно бути не менше 1,3;

г) якщо перша умова не виконана, але обмотки трансформатора і перемикач покриті маслом, або якщо не виконана друга умова, але в маслі відсутні сліди води і пробивна напруга масла знизилась порівняно з нормованою на більше ніж 5 кВ, необхідно додатково виміряти значення $tg\delta$ і C_2 / C_{50} , які повинні бути не нижчі за нормовані табл. 7.1 і 7.2.

Таблиця 7.1

Допустимі значення $tg\delta$ діелектричних втрат

Потужність трансформаторів на напругу 35 кВ, кВ·А	Найбільше допустиме значення при температурі обмоток трансформаторів, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
До 6300	1,2	1,5	2,0	2,6	3,4	4,5	6,0
10000 і більше	0,8	1,0	1,3	1,7	2,3	3,0	4,0

Таблиця 7.2

Допустимі значення відношення ємностей C_2 / C_{50}

Потужність трансформаторів на напругу 35 кВ, кВ·А	Найбільше допустиме значення відношення C_2 / C_{50} при температурі обмоток трансформаторів, °С		
	10	20	30
До 6300	1,1	1,2	1,3
10000 і більше	1,05	1,15	1,25

Трансформатори II габариту напругою до 35 кВ включно і потужністю від 1600 до 6300 кВ·А, які транспортуються з маслом і розширювачем, при вмиканні без сушіння повинні відповідати тим же умовам, що й трансформатори I габариту. Крім того, при випробуванні за п. "б" значення R_{60} повинні відповідати даним табл. 7.3.

Таблиця 7.3

Найменші допустимі значення однохвилинних опорів ізоляції обмоток трансформаторів у маслі, МОМ

Потужність трансформаторів на напругу 35 кВ, кВ·А	Найменше допустиме значення R_{60} при температурі обмоток трансформаторів, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
Від 1600 до 6300	450	300	200	130	90	60	40

Для трансформаторів потужністю до 100 кВ·А при вмиканні їх у роботу без сушіння достатньо випробувати трансформаторне масло на пробивну напругу. Крім того, повинна додержуватись одна з умов (а, б, в, г; а, г), а в маслі не повинно бути слідів води.

Одночасно з трансформатором оглядають кола первинних і вторинних з'єднань, вимірюють опір ізоляції і випробовують її підвищеною напругою, перевіряють вимірювальні прилади, релейний захист, роботу вимикачів, відокремлювачів, короткозамикачів і роз'єднувачів разом з приводами.

Результати всіх випробувань оформлюють у вигляді протоколів, у яких, крім результатів вимірювань і випробувань, вказують типи приладів і схеми, за якими проведені випробування, температуру обмоток, масла тощо. Ці дані необхідні для порівняння результатів комплексних випробувань трансформатора.

Протоколи випробувань зберігають протягом всього часу експлуатації трансформатора.

7.4. Сушіння трансформаторів

При зволоженні ізоляції обмоток у процесі монтажу, а також після капітального ремонту трансформатора з повною або частковою заміною обмоток або ізоляції вони підлягають сушінню. Сушити трансформатори можна різними методами, але при будь-якому з них на видалення вологи з ізоляції впливають такі фактори: *перепад тисків; перепад вологи; перепад температур.*

У першому випадку, чим нижчий тиск середовища, у якому відбувається сушіння, тим інтенсивніший цей процес. Тому сушіння у вакуумі більш сприятливе. Найбільш довершеним є сушіння у спеціальних вакуумних шафах з глибоким вакуумом (приблизно 93,31 МПа), але в умовах сільської електрифікації воно не знаходить застосування, бо потребує складного дефіцитного обладнання.

У другому випадку волога в процесі сушіння переміщується від більш зволених шарів ізоляції до менш зволених і сухих.

У третьому випадку волога під час сушіння переміщується від більш нагрітих місць до менш нагрітих.

При нормальному тиску особливого значення набуває третій фактор. Сушіння ізоляції протікає найбільш сприятливо, якщо напрями потоків тепла і вологи співпадають.

Оскільки волога переміщується звичайно із внутрішніх шарів ізоляції у зовнішні, а потім видаляється в атмосферу, бажано мати для сушіння джерело живлення всередині самого трансформатора.

В умовах експлуатації набули поширення найбільш економічні і зручні методи сушіння ізоляції трансформаторів: *втратами у власному баку (індукційний метод) і струмами нульової послідовності*. У першому і другому випадках трансформатори сушать на місці їх установки при будь-якій температурі. При цьому масло з баків необхідно злити.

Сушіння втратами у власному баку (індукційний метод) доцільне для трансформаторів III габариту і вище. Нагрівання відбувається за рахунок втрат у баку, для чого на бак трансформатора намотують намагнічувальну обмотку, звичайно ізольованим проводом з кроком між витками 5-6 мм. Якщо застосовують голий провід, то його намотують на дерев'яні рейки з кроком між витками не меншим ніж 20 мм. Для більш рівномірного розподілення температури всередині бака більшу частину витків намагнічувальної обмотки ($\approx 2/3$) розташовують на нижній половині бака. Для запобігання нерівномірному навантаженню живильної мережі намагнічувальну обмотку виконують трифазною, з'єднаною в "зірку", при цьому фази обмотки розташовують одна над одною по висоті бака. Середню фазу намотують назустріч крайнім. Для зменшення викривлення фазних напруг намагнічувальну обмотку доцільно виконати з різним числом витків: крайні фази – $1,3\varpi$, середню фазу – $0,4\varpi$ розрахованого значення. У цьому випадку розподілення струмів по фазах намагнічувальної обмотки майже рівномірне.

Провід для обмотки може бути вибраний будь-який. Число її витків

$$\varpi = \frac{UA}{I}, \quad (7.1)$$

де U – напруга джерела струму, В;

A – коефіцієнт, який характеризує втрати (табл. 7.4);

l – периметр бака, м.

Значення A визначають залежно від питомих втрат потужності ΔP :

$$\Delta P = k_r \frac{F}{F_0} (\vartheta_k - \vartheta_0), \quad (7.2)$$

де k_r – коефіцієнт тепловіддачі, для утепленого бака $k_r=5$, для неутепленого $k_r=12 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2 \cdot \text{C}^0}$;

F – площа поверхні бака трансформатора, м^2 ;

F_0 – площа поверхні бака, на якій розташована обмотка, м²;

$\vartheta_A = 105^{\circ}\text{C}$ – температура нагрівання бака;

ϑ_0 – температура навколишнього середовища, $^{\circ}\text{C}$.

Таблиця 7.4

Значення величини A від питомих втрат ΔP

ΔP	A	ΔP	A	ΔP	A
0,75	2,33	1,1	1,92	1,8	1,59
0,80	2,26	1,2	1,84	2,0	1,54
0,90	2,12	1,4	1,74	2,5	1,42
1,0	2,02	1,6	1,65	5,0	1,34

Сила струму в обмотці

$$I = \frac{\Delta P \cdot F_0}{U \cdot \cos \varphi}, \quad (7.3)$$

де $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності, рівний 0,5-0,7 для трансформаторів з гладкими чи трубчастими баками; 0,3 – для трансформаторів з ребристими баками.

Чим товстіші стінки бака і масивніші деталі зовнішнього кріплення, тим вище значення $\cos \varphi$.

Температуру нагрівання трансформатора регулюють, змінюючи підведену напругу, число витків намагнічувальної обмотки або періодично вимикаючи її живлення.

Як зазначалося вище, сушіння активної частини трансформатора у власному баку індукційними втратами для трансформаторів I і II габариту недоцільне. Причиною є недостатня товщина стінки бака і, відповідно, недостатня величина втрат, що виділяються. Кращі результати для трансформаторів I і II габаритів дає сушіння у власному баку **струмами нульової послідовності**.

Сушіння струмами нульової послідовності (СНП) відрізняється від попереднього методу тим, що намагнічувальною служить одна з обмоток трансформатора, яка з'єднана за схемою, вказаною на рис. 7.1. У трансформаторів, які застосовуються в сільському господарстві, частіше нульова група з'єднання обмоток. У цьому випадку дуже зручно використовувати як намагнічувальну обмотку нижчої напруги з виведеною нульовою точкою.

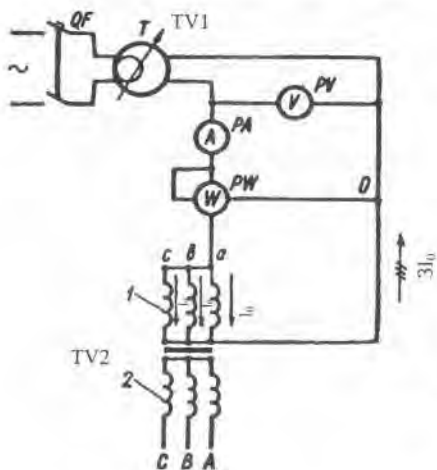


Рис. 7.1. Схема сушіння трансформатора струмами нульової послідовності: 1 і 2 – відповідно обмотки нижчої та вищої напруги; QF – автоматичний вимикач; TV – однофазний індукційний регулятор

Нагрівання відбувається за рахунок втрат потужності в намагнічувальній обмотці, сталі магнітопроводу, його конструктивних деталях і в баку, тобто за рахунок внутрішніх і зовнішніх джерел тепла. Таке сушіння відбувається двома способами: струмом к.з. і втратами у власному баку. Параметри сушіння визначають таким чином. Потужність, яка споживається намагнічувальною обмоткою, кВт:

$$P_0 = \Delta PF, \quad (7.4)$$

де ΔP – питомі втрати потужності (для трансформаторів без теплової ізоляції бака, сушіння яких протікає при температурах активної частини $100-110^{\circ}\text{C}$ і навколишнього середовища $10-20^{\circ}\text{C}$, $\Delta P=0,65\dots 0,9$ кВт/м²; для трансформаторів меншої потужності це значення вище).

При з'єднанні намагнічувальної обмотки зіркою підведена напруга, кВ:

$$U = \sqrt{\frac{P_0 Z_0}{3 \cos \varphi}}, \quad (7.5)$$

де Z_0 – повний опір нульової послідовності фазної обмотки, Ом (можна визначити дослідним шляхом за схемою рис. 7.1).

Чим вища потужність трансформатора, масивніші деталі його внутрішнього кріплення, товщі стінки бака, менша відстань між магнітопроводом і баком, тим більше значення, яке також можна знайти дослідним шляхом.

Фазний струм сушіння I_0 необхідний для вибору вимірювальних приладів і площини перерізу підвідних проводів, для трансформатора з трубчастими баками одержують:

$$I_0 = I_n \sqrt{\frac{10}{S_n}}, \quad (7.6)$$

де I_n – номінальний струм трансформатора, А;

S_n – номінальна потужність трансформатора, кВА.

Через наявність внутрішнього джерела теплоти даний метод характеризується значно меншим споживанням потужності (до 40%) і часом сушіння (до 40%) порівняно з індукційним.

Недолік сушіння струмами нульової послідовності полягає в тому, що напруга живлення нестандартна, тобто потрібно мати спеціальне джерело струму (найчастіше зварювальний трансформатор).

Після сушіння перевіряють кріплення обмоток, визначають опір ізоляції стяжних шпильок магнітопроводу (він повинен бути не менший ніж 5 МОм для трансформаторів напругою до 35 кВ), підтягують всі болтові з'єднання. Температура елементів трансформатора повинна бути на 5-10⁰С вища за температуру навколишнього повітря.

Не допускається, щоб активна частина трансформатора знаходилась на відкритому повітрі більше 16 год у суху погоду (відносна вологість повітря до 75%) і 12 год – у вогку погоду (відносна вологість повітря вища ніж 75%). Перед включенням (після заливання маслом) трансформатори витримують 48 год у теплому приміщенні і 120 год – у холодному.

7.5. Особливості першого вмикання трансформатора після монтажу

Особливість першого вмикання знову змонтованого або трансформатора, який пройшов капітальний ремонт, пов'язана найперше з тим, що в трансформатора може бути прихований дефект, тому вмикання повинно носити характер випробування робочою напругою із вжиттям необхідних пересторог та заходів щодо прискореного автоматичного вимикання трансформатора при появі цього дефекту.

Всі неблочні трансформатори після монтажу і капітального ремонту вмикаються відразу на повну напругу мережі. При такому вмиканні у трансформаторі може виникнути дуже сильний поштовх струму намагнічування, який перевищує в десятки разів струм холостого ходу. З точки зору динамічної стійкості обмоток поштовхи струму

намагнічування безпечні, тому що обмотки розраховуються на великі кратності струмів.

Захист трансформаторів від згаданих поштовхів струму відбувається за допомогою відповідних пристроїв (насичених трансформаторів струму тощо). При цьому для перевірки зокрема диференційного захисту від поштовхів струму намагнічування вмикання трансформаторів потужністю 6300 кВ·А і вищою слід проводити три-чотири рази підряд. Ввімкнений на повну напругу трансформатор залишається на холостому ходу одну-дві години під наглядом.

Трансформатори потужністю меншою ніж 6300 кВ·А, які не мають диференційного захисту, для перевірки вмикаються поштовхом один-два рази, а час їх витримки на холостому ходу може бути скорочений до 0,5-1,0 год.

Після завершення випробування трансформатора робочою напругою проводиться його фазування, тобто перевірка відповідності фаз напруги на всіх обмотках трансформатора фазам відповідних елементів установки (РП).

Якщо при описаному вище випробуванні ніяких дефектів у трансформатора не виявлено і встановлено збіг фаз трансформатора та діючої установки, його можна включити під навантаження. Перед вмиканням знижувального трансформатора під навантаження необхідно відповідно відрегулювати на ньому напругу, у всіх випадках після вмикання навантаження сам трансформатор та обладнання, яке приєднується, потрібно додатково оглянути.

Після закінчення монтажу трансформатор повинен бути прийнятий згідно з актом від установи, що проводить монтаж, комісією, призначеною головним інженером підприємства електромереж. Приймання проводять частково в ході монтажу та в цілому після його закінчення.

При прийманні трансформатора здавальна організація повинна пред'явити такі матеріали: копію протоколу заводського випробування; копію заводського щитка; протоколи перевірки герметичності зібраного бака та випробування маслоохолодників; протоколи випробувань та вимірювань відповідно до Норм випробувань електрообладнання; формуляр із занесеними даними в монтажі; акт внутрішнього огляду з вийманням активної частини з бака і оглядом у баку, якщо за діючим положенням була необхідність у ревізії та огляді активної частини; протокол сушіння тощо; схеми приєднання системи охолодження із схемами керування, автоматики та сигналізації; схеми приєднання, дистанційного вимірювання та сигналізації температури масла, а також

захисту і конструктивні креслення; заводські інструкції і всю експлуатаційну супроводжувальну документацію, що входить у комплект поставки.

Приймання трансформатора після перевірки його під напругою оформлюють актом.

Перед прийманням, після огляду трансформатора та його допоміжного обладнання слід встановити відповідність його технічним умовам поставки та основним експлуатаційним вимогам до установки. Усі помічені дефекти необхідно усунути.

7.6. Забезпечення надійності при експлуатації трансформаторів

Завдання та основні складові комплексу робіт з обслуговування трансформаторів. У складі комплексу обслуговування трансформаторів з метою підвищення їх експлуатаційної надійності можна виділити три складові частини: *оперативне обслуговування, технічне обслуговування, систему планово-попереджувальних ремонтів.*

Всі ці складові є невід'ємною часткою процесу виробництва, передачі та розподілу електричної енергії. Тісний взаємозв'язок виробництва електроенергії та ремонтно-експлуатаційного обслуговування підвищує значимість як організації, так і безпосереднього проведення заходів комплексу. Особливо важливо забезпечити поєднання безперервного характеру виробництва, передачі і розподілення електроенергії з циклічністю ремонту, тобто витримати мінімальну тривалість перерв у роботі трансформаторів як внаслідок відмов, так і у зв'язку з проведенням планових ремонтів.

Заходи оперативного обслуговування – це насамперед підтримання необхідного режиму роботи трансформатора, включаючи регулювання, введення і виведення його з роботи при дотриманні допустимих температурних і навантажувальних режимів, а також обмежень за рівнем напруги. Сюди ж відноситься проведення позачергових оглядів, періодична фіксація фактичних значень параметрів, які характеризують режим трансформатора, і аналіз отриманих значень, виконання організаційно-технічних заходів із забезпечення безпечного технічного обслуговування та ремонту трансформатора.

До заходів технічного обслуговування відноситься профілактичний контроль стану ізоляції та контактної системи, а також пристроїв охолодження, регулювання і пожежогасіння, який виконується не в комплексі планово-попереджувального ремонту; роботи з підтримання потрібного стану ізоляційного масла в трансформаторі, у баку – пристрою

перемикання під навантаженням і у вводах, зокрема заходи з відновлення якості масла (сушіння, регенерація) і доливання його; змашування та інший догляд за доступними вузлами, що обертаються і труться, підшипниками пристроїв регулювання та охолодження; періодичне випробовування резервного допоміжного обладнання, настроювання, перевірки і ремонти вторинних кіл та пристроїв захисту, автоматики, сигналізації, управління.

До заходів системи планово-попереджувального ремонту відноситься поточний та капітальний ремонт і пов'язані з ними випробування та вимірювання.

Всі роботи, які входять до комплексу обслуговування трансформатора, можуть бути як плановими, так і позачерговими. Планові роботи регулярно виконуються за раніше визначеним обсягом і строками проведення; позапланові роботи можуть проводитись у зв'язку з відмовою трансформатора або його елемента, виявленням дефекту тощо.

Режим роботи трансформаторів. На підстанціях силові трансформатори можуть працювати в різних режимах. Режим їх роботи характеризується струмами навантажень, температурою верхніх шарів масла, напругою на вводах первинної обмотки і температурою навколишнього середовища. Основними режимами роботи трансформаторів є: *номінальний, допустиме систематичне і аварійне перевантаження; перевищення номінальної напруги трансформатора, паралельна робота, режим к.з.*

Номінальним режимом трансформатора називають режим роботи на основному відгалуженні при номінальних напругах, частоті, навантаженні і умовах його установки та охолоджуючого середовища (ГОСТ 16110-82). У цьому режимі трансформатор може працювати тривало.

Тривалість безаварійної роботи трансформатора при його номінальній потужності і режимі визначається такими умовами:

- температура навколишнього середовища становить 20°C ;
- перевищення середньої температури масла над температурою охолодного середовища для систем М і Д – 44°C , для систем охолодження ДЦ і Ц – 36°C ;
- перевищення температури найбільш нагрітої точки обмотки над середньою її температурою – 13°C ;
- відношення втрат к.з. до втрат х.х. дорівнює п'ятикратному;
- при зміні температури ізоляції на 6°C від середнього її значення (при номінальному навантаженні вона дорівнює 85°C), строк служби

ізоляції змінюється вдвічі (скорочується при підвищенні температури або збільшується при її зниженні);

- під час перехідних процесів протягом доби найбільша температура верхніх шарів масла не повинна перевищувати 95°C , найбільш нагрітої точки металу обмотки – 140°C . Необхідно відмітити, що ця умова справедлива тільки для еквівалентної температури навколишнього середовища, яка дорівнює 20°C . При різкому її зниженні необхідно стежити за навантаженням трансформатора за контрольно-вимірjuвальними приладами і у всіх випадках не допускати перевищення навантаження понад 150 відсотків від номінального.

Перевантаження трансформатора. В умовах експлуатації розрізняють *допустимі навантаження* і *допустимі перевантаження трансформатора*. Як відмічалось вище, якщо режим роботи трансформатора не викликає прискорення старіння ізоляції, то строк її служби залишається відповідним номінальному режиму; режим допускається необмежено тривалим і називається допустимо *тривалим навантаженням*.

Режим, який викликає прискорений знос і зменшення строку служби ізоляції, називають *перевантаженням*. Якщо при такому перевантаженні температура найбільш нагрітої точки в трансформаторі не перевищує небезпечного значення, вона вважається допустимою.

Сукупність всіх допустимих навантажень і перевантажень трансформатора визначають його *навантажувальну здатність*.

Допустимі навантаження, які дозволяються Правилами технічної експлуатації, поділяються на *систематичні і аварійні*.

При допустимому систематичному перевантаженні знос ізоляції за визначений проміжок часу не перевищує розрахункового, що досягається змінним режимом, при якому періоди перевантаження компенсуються попереднім і наступним недовантаженням трансформатора. При визначенні допустимого систематичного перевантаження повинна бути врахована теплова постійна часу (T), рівень початкового навантаження ($K_{\text{ном}}$), тривалість перевантаження, яка передбачається (τ_n), тип охолодження трансформатора і температура навколишнього середовища ($\vartheta_{\text{овз}}$).

Постійну часу нагрівання трансформатора T визначають за виразом:

$$T = \frac{c\Theta_m}{\Delta P_0 + \Delta P_k} \quad (7.7)$$

де c – теплоємність трансформатора, Вт·год/ $^{\circ}\text{C}$;

Θ_m – перевищення температури верхніх шарів масла над температурою навколишнього середовища, $^{\circ}\text{C}$;

ΔP_0 – втрати холостого ходу (х.х.) трансформатора, Вт;

ΔP_{κ} – втрати короткого замикання трансформатора, Вт.

Теплоємність трансформатора (C) складається з теплоємностей його основних елементів – масла, магнітопроводу, обмоток і бака з системою охолодження, тобто

$$C = c_m G_m + c_{\kappa} G_{\kappa} + c_0 G_0 + c_{\delta} G_{\delta}, \quad (7.8)$$

де $c_m, c_{\kappa}, c_0, c_{\delta}$ – питомі теплоємності масла, матеріалів магнітопроводу (заліза), обмоток і бака, Вт·год/(т· $^{\circ}\text{C}$);

$G_m, G_{\kappa}, G_0, G_{\delta}$ – маса масла, матеріалів магнітопроводу, обмоток і маса бака, т.

Для трансформаторів з обмотками з міді теплоємність визначають за виразом

$$C_{\text{мід}} = 545G_m + 133G_{\kappa} + 132G_0 + 108G_{\delta}. \quad (7.9)$$

Для трансформаторів з обмотками з алюмінію

$$C_{\text{ал}} = 545G_m + 133G_{\kappa} + 288G_0 + 108G_{\delta}. \quad (7.10)$$

Систематичне перевантаження трансформатора з масляним охолодженням М, Д, ДЦ і Ц залежить від особливостей графіка навантаження, який характеризується коефіцієнтом заповнення

$$K_{з.з.} = \frac{S_{\text{ср}}}{S_{\text{мак}}}, \quad (7.11)$$

де $S_{\text{ср}}$ – середнє навантаження трансформатора за розглянутий період часу (за добу);

$S_{\text{мак}}$ – максимальне навантаження трансформатора за той же час.

Знаючи тривалість максимального навантаження $t_{n, \text{мак}}$ за кривими рис. 7.2 визначають допустиме перевантаження, яке можливе для трансформатора щоденно в години максимуму його навантаження.

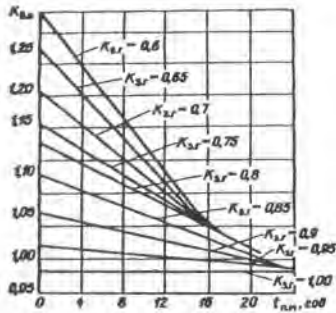


Рис. 7.2. Залежність коефіцієнта допустимих перевантажень $K_{д.п.}$ силових трансформаторів з масляним охолодженням від коефіцієнта навантаження $K_{з.з.}$ і тривалості максимуму $t_{п.м.}$

Допустиме перевантаження трансформатора в години максимального навантаження понад номінальну паспортну потужність за рахунок його недовантаження в решту часу доби визначають за відношенням, кВ·А:

$$S_{дон} = S_{ном.м} (1 - K_{з.з.}) \cdot 0,3. \quad (7.12)$$

Крім того, трансформатор може бути недовантажений зимою за рахунок зниження його навантаження влітку, тобто коли навантаження знижується зовсім, а природний строк служби трансформатора збільшується за рахунок зниження температури обмоток. Відповідно до цього допускають перевантаження взимку на один відсоток на кожний відсоток недовантаження влітку, але не більше ніж на 15 відсотків. Загальне перевантаження не повинно перевищувати 50 відсотків, тобто

$$S_{дон\Sigma} \leq 1,5 S_{ном.м}. \quad (7.13)$$

Більш точно систематичні перевантаження для трансформаторів з систем охолодження М, Д, ДЦ і Ц можна визначити за графіками, поданими в додатку G (рис G.1).

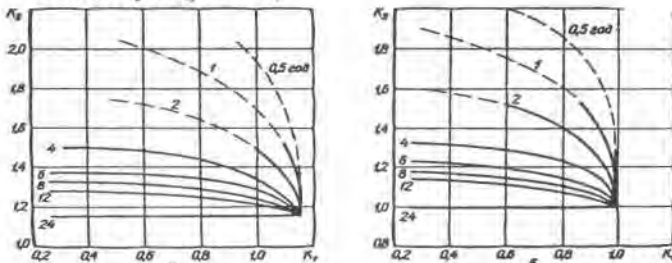


Рис. 7.3. Графіки допустимих систематичних перевантажень трансформаторів із системою охолодження М і Д при $\vartheta = 0^{\circ}\text{C}$ (а) і $\vartheta = 20^{\circ}\text{C}$ (б).

Графіки допустимих систематичних перевантажень побудовані залежно від:

- добового графіка навантаження, перетвореного в еквівалентний двоступінчастий прямокутник, показаний на рис. 7.4;
- еквівалентної температури охолоджувального середовища ϑ_c ;
- виду системи охолодження: постійної часу трансформатора ($T=2,5$ і $3,5$ год).

На рис. 7.3 як ілюстрацію наведено графіки допустимих систематичних перевантажень трансформаторів з охолодженням М і Д, для еквівалентних температур ϑ_c охолоджувального середовища 0 і 20°C.

На цих графіках показано залежності коефіцієнтів допустимого перевантаження трансформатора $K_{доп} = K_2$ від коефіцієнта навантаження $K_n = K_1$, тобто до часу, коли має наступити перевантаження трансформатора, при тривалості перевантаження τ .

Еквівалентне допустиме навантаження трансформатора, яке викликає такі ж втрати, як і діюче змінне навантаження, визначається за добовим графіком навантаження трансформатора (рис. 7.4) за виразом:

$$I_{e,max} = I_n \sqrt{\frac{\beta_1^2 t_1 + \beta_2^2 t_2 + \dots + \beta_i^2 t_i}{t_1 + t_2 + \dots + t_i}}, \quad (7.14)$$

де $\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_i$ – середні значення навантажень у долях номінального струму різних ступенів графіка навантаження;

t_1, t_2, t_i – тривалість цих навантажень;

I_n – номінальний струм трансформатора, А.

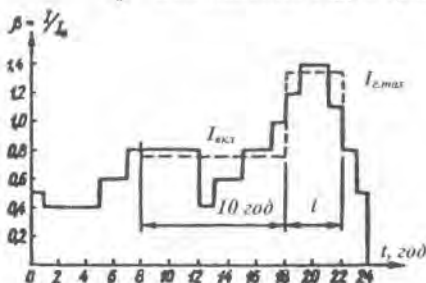


Рис. 7.4. Побудова двоступінчастого графіка за добовим графіком навантаження трансформатора

З урахуванням (7.14) коефіцієнти початкового навантаження K_1 і перевантаження K_2 запишуться:

$$K_1 = \frac{I_{e, \text{поч}}}{I_{\text{ном}}}; \quad K_2 = \frac{I_{e, \text{max}}}{I_{\text{ном}}} \quad (7.15)$$

Коефіцієнтом початкового навантаження K_1 називається відношення еквівалентного початкового навантаження $I_{e, \text{поч}}$ до номінального.

Еквівалентне початкове навантаження – це значення навантаження, отримане з рівняння (7.14), за 10 год, що передують початку максимуму навантаження для аналізованого добового графіка (рис. 7.4).

Еквівалентний максимум навантаження $I_{e, \text{max}}$ – це значення навантаження, отриманого за формулою (7.14) за період максимуму, тобто за час, протягом якого навантаження за заданим графіком перевищує початкове або при температурах охолодного середовища, які відрізняються від 20°C , або перевищує значення навантаження, що допускається протягом 24 год при даній температурі охолодного середовища.

Якщо отримане значення еквівалентного максимуму навантаження менше 0,9 найбільшого значення навантаження I_{max} за заданим графіком, то еквівалентне максимальне навантаження $I_{e, \text{max}}$ береться рівним $I_{e, \text{max}} = 0,9I_{\text{max}}$. У цьому випадку час визначається так:

$$t = \frac{I_{e, \text{max}}^2 t_{\text{max}}}{0,9I_{\text{max}}^2},$$

де t_{max} – тривалість максимуму, год.

Якщо заданий графік навантаження містить два максимуми, то розрахунок еквівалентного максимуму навантаження $I_{e, \text{max}}$ ведеться для того з них, у якого сума $\sum_i \beta_i^2 t_i$ більша. При цьому, якщо більший

максимум є другим протягом доби, перший максимум враховується в еквівалентному навантаженні, оскільки він входить у 10-годинний період, що передує початку другого максимуму навантаження. Якщо ж більший максимум є першим, то еквівалентне початкове навантаження умовно визначається за десять годин після кінця першого максимуму, і другий максимум враховується, якщо він входить у зазначений час.

Еквівалентна температура охолодного повітря для аналізованого періоду визначається за середньорічною температурою повітря для заданої місцевості.

При температурі навколишнього середовища, яка відрізняється від прийнятої в нормальних умовах, тривало допустиме навантаження трансформатора повинно бути змінене згідно з табл. 7.5, де наведено граничні навантаження, визначені для діапазону змін температури від -10 до $+40^{\circ}\text{C}$.

Таблиця 7.5

Граничні допустимі перевантаження трансформатора залежно від температури середовища

Температура навколишнього середовища, °С	-10	0	+10	+20	+30	+40
Допустиме навантаження:						
за ГОСТ та ДСТУ 401-41	1,15	1,08	1,0	0,91	0,83	-
за ГОСТ та ДСТУ 11677-75	1,22	1,15	1,08	1,0	0,91	0,83

Коли при перевантаженні графік навантаження невідомий і не можна скористатися графіком навантажувальної здатності масляних трансформаторів для визначення допустимих перевантажень, користуються даними табл. 7.6. Згідно з даними цієї таблиці систематичні перевантаження, допустимі слідом за навантаженням, нижчим за номінальне, встановлюються залежно від перевищення температури верхніх шарів масла перед перевантаженням. При таких перевантаженнях перевищення температури окремих частин трансформатора не виходить за межі значень, допустимих нормами.

Таблиця 7.6

Допустима тривалість перевантаження трансформаторів з охолодженням типу М і Д

Навантаження, в долях від номінального	Допустима тривалість перевантаження, год-хв, при перевищенні температури верхніх шарів масла над температурою повітря перед перевантаженням, °С					
	18	24	30	36	42	48
1,05	Тривало					
1,1	3-50	3-25	2-50	2-10	1-25	0-10
1,15	2-50	2-25	1-50	1-20	0-35	-
1,2	2-05	1-40	1-15	0-45	-	-
1,25	1-35	1-15	0-50	0-15	-	-
1,3	1-10	0-50	0-30	-	-	-
1,35	0-55	0-35	0-15	-	-	-
1,4	0-40	0-25	-	-	-	-
1,45	0-25	0-10	-	-	-	-
1,5	0-15	-	-	-	-	-

При систематичних перевантаженнях трансформаторів, що перевищують допустимі, відповідно до графіків на рис. 7.3 і G.2 додатків підвищений знос ізоляції визначається в такий спосіб: вибирають один з графіків, що відповідає постійній часу і системі охолодження даного трансформатора, але зі зниженою (у порівнянні з заданою) еквівалентною температурою охолодного середовища $\vartheta_{охл}$, тобто такий графік, за яким задане перевантаження ще допустиме.

Якщо за обраним графіком допустима тривалість періоду максимуму при заданих значеннях K_1 і K_2 помітно відрізняється від заданої, то потрібна для подальшого розрахунку еквівалентна температура охолодного середовища за обраним графіком визначається інтерполяцією:

- визначається різниця заданої еквівалентної температури охолодного середовища та еквівалентної температури для обраного графіка;

- за різницею температур (перевищенням) по кривій (рис. G.2 додатків) визначається відносний знос ізоляції трансформатора, при цьому по осі абсцис відкладають значення перевищення температури охолодного середовища над температурою, що відповідає нормальному зносу ізоляції θ , а по осі ординат – відносний знос ізоляції γ .

Приклади визначення перевантажувальної здатності трансформаторів наведено нижче.

Приклад 1. Визначити допустиме перевантаження трансформатора ТМН-2500 кВ·А напругою 35/10 кВ, що працює за графіком (рис.7.4), якщо $\vartheta_{охл,ек} = +20^{\circ}\text{C}$.

Розв'язання. Визначимо еквівалентне навантаження за десять годин, що передують перевантаженню:

$$I_{ек,н} = I_{ном} \sqrt{\frac{\beta_1^2 t_1 + \beta_2^2 t_2 + \dots + \beta_i^2 t_i}{t_1 + t_2 + \dots + t_i}}$$

$$I_{ек,н} = I_{ном} \sqrt{\frac{0,8^2 \cdot 4 + 0,4^2 \cdot 1 + 0,6^2 \cdot 2 + 0,8^2 \cdot 2 + 1^2 \cdot 1}{4 + 1 + 2 + 2 + 1}} = 0,756 I_{ном}$$

Коефіцієнт початкового навантаження:

$$K_1 = \frac{I_{ек,н}}{I_{ном}} = \frac{0,756 I_{ном}}{I_{ном}} = 0,756$$

Еквівалентне максимальне навантаження:

$$I_{е,мак} = I_{ном} \sqrt{\frac{1,2^2 \cdot 1 + 1,4^2 \cdot 2 + 1,3^2 \cdot 1}{1 + 2 + 1}} = 1,32 I_{ном}$$

Коефіцієнт перевантаження:

$$K_1 = \frac{I_{с.пик}}{I_{ном}} = \frac{1,32 I_{ном}}{I_{ном}} = 1,32.$$

За графіком навантажувальної здатності, що відповідає типу трансформатора і температурі охолодного середовища (рис. 7.3.б), визначаємо за кривою $t=4$ год, $K_2_{доп}=1,22$. Отже, трансформатор ТМН-2500 кВ·А не зможе працювати за зазначеним графіком, тому що перевантаження в часі максимуму недопустимо великі. Необхідно знизити максимум навантаження до $1,22 I_{ном}$ або ж зменшити тривалість максимуму до трьох годин. Цей же трансформатор взимку при $\vartheta_{охл.ек}=0^{\circ}\text{C}$ (рис. 7.3.а) може бути навантажений до $1,38 I_{ном}$, а при $\vartheta_{охл.ек}=10^{\circ}\text{C}$ – до $1,32 I_{ном}$.

Приклад 2. Трансформатор системи охолодження М працює при температурі охолодного середовища $\vartheta_{охл.}=20^{\circ}\text{C}$ з коефіцієнтом початкового навантаження $K_1=0,8$. Визначити, чи припустиме його перевантаження на 30 відсотків понад номінальну потужність протягом трьох год.

Розв'язання. Відповідно до даних на рис. 7.3.б для $\vartheta_{охл.}=20^{\circ}\text{C}$ при зазначеному початковому навантаженні допустиме навантаження з $K_2=1,41$ протягом двох годин і з $K_2=1,24$ протягом чотирьох годин, навантаження протягом трьох годин дорівнює середньому значенню $(1,41+1,24)/2=1,31$. Отже, перевантаження на 30 відсотків протягом трьох годин допустиме.

Аварійні перевантаження, як відмічалось раніше, викликають прискорений знос ізоляції, тому вони допускаються дуже рідко, на короткий час у виняткових випадках, наприклад, при аварійному відключенні одного з паралельно працюючих трансформаторів, коли залишені в роботі повинні тимчасово прийняти підвищене навантаження.

Допустима тривалість перевантаження визначається за гранично допустимою температурою найбільш нагрітої точки в трансформаторі; перевантаження знімається, коли ця температура досягає значення 140°C . Подальше підвищення температури недопустиме, тому що вона може досягти значення температури загоряння масла.

Тривалість аварійного перевантаження τ_n може бути визначена за виразом:

$$\tau_n = T_{mp} \ln \frac{\Theta_{м,ку} - \Theta_{м,н}}{\Theta_{м,ку} + \Theta_{обм,ку} - (140 - 20)}, \quad (7.16)$$

де T_{mp} – теплова постійна часу трансформатора;

$\Theta_{м,н}$ – перевищення температури масла над температурою повітря в номінальному режимі;

$\Theta_{м,кз}$ – те ж в короткочасному режимі перевантаження, який встановився;

$\Theta_{обм,кз}$ – перевищення температури обмотки над температурою масла в короткочасному режимі перевантаження, який встановився.

У табл. 7.7. наведено дані про допустимі аварійні перевантаження трансформаторів.

Таблиця 7.7

Допустимі аварійні перевантаження для трансформаторів

Перевантаження, відсоток	30	45	60	75	100	200
Тривалість перевантаження, хв	120	80	45	20	10	1,5

Крім цього, в аварійних випадках, якщо коефіцієнт початкового навантаження не більший ніж 0,93, трансформатори з системою охолодження М, Д, ДЦ і Ц допускають протягом не більше п'яти діб перевантаження на 40 відсотків понад номінальний струм на час максимуму навантаження загальною тривалістю не більше шести годин. Значення і тривалість цих перевантажень прийняті з умови, щоб не пошкодився сам трансформатор.

Зазначене допустиме перевантаження понад номінальне скорочує термін служби трансформатора. Тому для трансформатора, який залишився в роботі, це перевантаження допустиме тільки в тих випадках, коли скорочення терміну служби трансформатора наносить меншу шкоду, ніж відключення споживачів від електропостачання. Допустимість перевантаження в години максимуму протягом п'яти діб підряд повинно забезпечити підведення і установку пересувного резервного трансформатора взамін пошкодженого.

Підвищення напруги вище номінальної. При роботі трансформатора напруга в мережі змінюється в значних межах. Підвищення підведеної напруги ускладнює роботу трансформатора, бо пропорційно збільшується індукція в сталі, що підвищує її насичення. Це викликає збільшення струму холостого ходу (х.х.) і викривлення його форми через збільшення амплітуд вищих гармонік. Подібне явище може бути небезпечним для обмоток вищої напруги, які мають менший запас електричної міцності ізоляції, ніж обмотки низької напруги.

Тому для трансформаторів вводиться обмеження на підвищення напруги:

- тривало – на п'ять відсотків при навантаженні не вищому за номінальне і на десять відсотків при навантаженні не вищому ніж 0,25 номінального;

- тривало – на десять відсотків при навантаженні не вищому за номінальне для трансформаторів, що працюють у блоці з генератором і автотрансформатором без відгалужень у нейтралі і вольтододаткових трансформаторів; короткочасно (до шести годин на добу) – на десять відсотків при навантаженні не вищому за номінальне.

При зазначених підвищеннях напруги не можна перевищити найбільшу робочу напругу, яка передбачена ГОСТ 721-77 для даного класу напруги.

Клас напруги, кВ	3	6	10	20	35	110
Найбільша робоча напруга, кВ	3,5	6,9	11,5	23	40,5	126

Короткочасні підвищення вищі за десять відсотків в аварійних випадках допускаються відповідно до інструкцій з експлуатації, технічних умов на трансформатори або ГОСТів.

Паралельна робота трансформаторів з розподілом навантаження пропорційно номінальним потужностям можлива:

- при рівності їх первинних і вторинних напруг;
- при рівності напруг короткого замикання;
- при однаковості груп з'єднання обмоток;
- при співвідношенні потужностей трансформаторів не більше 1:3;
- при виконанні фазування трансформаторів.

У трансформаторів, які мають різні номінальні напруги або різні коефіцієнти трансформації, напруги на затискачах вторинних обмоток неоднакові. При вмиканні таких трансформаторів на паралельну роботу в замкнутих колах кожної пари первинних і вторинних обмоток виникнуть зрівнювальні струми, які зумовлені різницею вторинних напруг. Зрівнювальний струм

$$I_{зр} = \frac{\Delta U}{Z_{k1} + Z_{k2}}, \quad (7.17)$$

де $\Delta U = U_1 - U_2$ – різниця вторинних напруг трансформаторів;

Z_{k1}, Z_{k2} – опори трансформаторів, які визначаються за формулою:

$$Z_k = \frac{u_{k\%} \cdot U_{ном}}{100 \cdot I_{ном}}, \quad (7.18)$$

де $u_{k\%}$ – напруга к.з. трансформатора.

Приклад. На РТП 35 кВ два трансформатори з різними значеннями вторинних напруг вмикаються на паралельну роботу. Трансформатори мають такі параметри: $S_1 = S_2 = 4000$ кВА; $U_1 = 10500$ В; $U_2 = 10000$ В; $u_{k1} = u_{k2} = 7,5$ відсотка; групи з'єднання обмоток "зірка-трикутник". Визначити зрівнювальний струм після вмикання на паралельну роботу.

Розв'язання.

Номінальні струми обмоток НН трансформаторів:

$$I_1 = \frac{4 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10500} = 220,2 \text{ А}, \quad I_2 = \frac{4 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 231,2 \text{ А}.$$

Повні опори трансформаторів:

$$Z_{k1} = \frac{7,5 \cdot 10500}{100 \cdot 220,2} = 3,57 \text{ Ом}, \quad Z_{k2} = \frac{7,5 \cdot 10000}{100 \cdot 231,2} = 3,24 \text{ Ом}.$$

Різниця вторинних напруг:

$$\Delta U = 10500 - 10000 = 500 \text{ В}.$$

Зрівнювальний струм:

$$I_{\pi} = \frac{500}{3,57 + 3,24} = 73,42 \text{ А}.$$

З прикладу видно, що при нерівності вторинних напруг трансформатори завантажуються зрівнювальним струмом навіть у режимі холостого ходу. При роботі під навантаженням зрівнювальний струм накладається на струм навантаження, додатково завантажуючи обмотки трансформаторів, збільшує втрати енергії в них і знижує сумарну потужність підстанції. Тому різниця вторинних напруг при вмиканні трансформаторів на паралельну роботу повинна бути мінімальною, згідно з ГОСТ 116-77-75 відхилення у коефіцієнті трансформації допускається в межах 0,5 відсотка номінального значення.

Напруга короткого замикання $u_{k\%}$ є постійною для кожного трансформатора величиною, яка винятково залежить від його конструкції. При роботі трансформаторів під навантаженням необхідна рівність їх напруг короткого замикання $u_{k\%}$, тому що навантаження між трансформаторами розподіляється прямо пропорційно потужностям і

обернено пропорційно напругам короткого замикання. У загальному випадку нерівність $u_{k\%}$ призводить до недовантаження одного трансформатора і перевантаження іншого. Якщо два трансформатори номінальної потужності S_1 і S_2 мають різні напруги короткого замикання u_{k1} і u_{k2} відповідно, то розподіл загального навантаження між ними визначається за формулою:

$$S = S_1' + S_2'' = \left(\frac{S_1}{u_{k1}} + \frac{S_2}{u_{k2}} \right) u_k' \quad (7.19)$$

де S_1' , S_2'' – реальні навантаження першого і другого трансформаторів;

u_k' – еквівалентна напруга короткого замикання паралельно включених трансформаторів.

Приклад. На паралельну роботу вмикаються два трансформатори потужністю $S_1 = S_2 = 4000$ кВ·А, які мають напругу короткого замикання $u_{k1} = 7,5$ відсотка і $u_{k2} = 7$ відсотків. Сумарна потужність навантаження споживачів $S = 8000$ кВ·А. Визначати, як розподілиться навантаження між трансформаторами.

Розв'язання

Еквівалентна напруга короткого замикання:

$$u_k = \frac{S}{\frac{S_1}{u_{k1}} + \frac{S_2}{u_{k2}}} = \frac{8000}{\frac{4000}{7,5} + \frac{4000}{7}} = 7,24\%$$

Тоді загальне навантаження розподіляється між трансформаторами:

$$S_1' = \frac{S_1}{u_{k1}} u_k = \frac{4000}{7,5} 7,24 = 3866,66 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

$$S_2'' = \frac{S_2}{u_{k2}} u_k = \frac{4000}{7} 7,24 = 4134,14 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Таким чином, при вмиканні на паралельну роботу трансформаторів з різними напругами короткого замикання *трансформатор з меншою u_k бере на себе більше навантаження.*

Найкраще використання встановленої потужності трансформаторів можливо тільки при рівності напруг короткого замикання. Однак в експлуатації допускається включення на паралельну роботу трансформаторів з відхиленнями u_k на основному відгалуженні не більше

ніж на десять відсотків. Таке допущення пов'язано з технологією виготовлення трансформаторів (в основному обмоток).

Не рекомендується вмикання на паралельну роботу трансформаторів з відношенням номінальних потужностей більше 1:3. Це пов'язано з тим, що навіть при невеликих навантаженнях трансформатори меншої потужності можуть сильно завантажуватися в процентному відношенні і особливо, якщо вони мають менше значення u_k .

Паралельна робота трансформаторів з різними групами з'єднання обмоток неможлива з причини різниці напруг між обмотками однойменних фаз трансформаторів, які з'єднані, зумовленої кутом зсуву між векторами вторинних напруг. Зрівнювальний струм при зсуві векторів на кут δ визначається за формулою:

$$I_{\text{зр}} = \frac{200 \sin \frac{\delta}{2}}{\frac{u_{k1}}{I_1} + \frac{u_{k2}}{I_2}}, \quad (7.20)$$

де u_{k1}, u_{k2} – напруги короткого замикання першого і другого трансформаторів;

I_1, I_2 – номінальні струми першого і другого трансформаторів.

Приклад. Підрахувати значення зрівнювального струму при вмиканні на паралельну роботу раніше розглянутих трансформаторів з однаковими номінальними струмами ($I_1 = I_2 = I$) і однаковими напругами короткого замикання ($u_{k1} = u_{k2} = u_k$), але при наявності зсуву векторів лінійних напруг вторинних обмоток на кут $\delta = 60^\circ$. У цьому випадку зрівнювальний струм буде:

$$I_{\text{зр}} = \frac{200 \cdot 0,5}{2 \frac{u_k}{I}} = \frac{50}{u_k} I.$$

При значенні $u_k = 7,5$ відсотка зрівнювальний струм досягає 6,66-кратного значення номінального, що рівнозначно короткому замиканню.

Режим короткого замикання трансформатора. При раптових коротких замиканнях (к.з.) в обмотках трансформатора протікають великі струми, які руйнують ізоляцію обмоток і викликають зусилля, здатні деформувати обмотки. Крім того, при к.з. за декілька секунд виділяється велика кількість тепла, яке йде на нагрівання трансформатора. Тому час протікання струмів к.з. обмежують уставками релейного захисту.

Згідно з інструкцією по експлуатації трансформаторів [12] трансформатори повинні витримувати без пошкоджень і залишкових деформацій обмоток струми, які не перевищують 25-кратного значення номінального струму.

Найбільша тривалість протікання струму к.з. в секундах не повинна перевищувати t_k , яку визначають за формулою:

$$t_k = \frac{100}{K_{кр}^2}, \quad (7.21)$$

де $K_{кр}$ – розрахункова кратність струму к.з. на основному відгалуженні, яка визначається із співвідношення:

$$K_{кр} = \frac{100}{u_k + 100 \frac{S_{ном}}{S_{\kappa}}}, \quad (7.22)$$

де u_k – напруга к.з. трансформатора;

$S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора, кВ·А;

S_{κ} – потужність к.з. мережі, до якої підключено трансформатор, кВ·А; (без урахування під'єднаного трансформатора).

Для трансформаторів до 35 кВ включно $t_k = 4$ с, напругою 110 кВ і вищою $t_k = 3$ с.

У табл. 7.8 наведено кратність струму к.з., який встановився, і допустима тривалість протікання його залежно від напруги короткого замикання u_k трансформатора для випадку живлення трансформатора від системи безмежної потужності.

При частих к.з. на лінії або підстанції повинні бути з'ясовані причини і вжиті заходи із запобігання таких к.з. і пошкодження трансформаторів.

Таблиця 7.8

Допустима тривалість протікання струму короткого замикання

Напруга короткого замикання, $u_{кз}$	Кратність струму к.з., що встановився	Допустима тривалість протікання струму, с
4	25	2,4
5	20	3,7
5,5	18	4,0
6 і вище	15,5	4,0

7.7. Особливості експлуатації трансформаторів 10/0,4 кВ у сільських електричних мережах

Одна з основних особливостей експлуатації трансформаторів 10/0,4 кВ сільських споживчих підстанцій – асиметрія фазних струмів. Ці трансформатори, як правило, мають схему з'єднання обмоток "зірка-зірка з нулем", тому при асиметричному навантаженні по фазах відхилення напруги значно перевищують допустимі, у них великі додаткові втрати від струмів нульової послідовності.

Зміна величини фазної напруги призводить до різкого скорочення строку служби джерел світла, під'єднаних до фази з підвищеною напругою і до зменшення світловіддачі тих, які під'єднані до фаз із зниженою напругою. Під'єднання однофазного силового навантаження до мережі з підвищеною напругою (зварювальні трансформатори, водонагрівачі тощо) призводить до збільшення втрат у сталі струмоприймача і значно знижує $\cos\varphi$. При відносно невеликій потужності трансформатора може статися зміна і його лінійних вторинних напруг. У цьому випадку зростуть втрати в електродвигунах, зменшаться їх ККД і моменти, які вони розвивають.

Для розрахунків асиметричних режимів роботи трансформаторів 10/0,4 кВ необхідно знати їх параметри, зокрема опір нульової послідовності Z_0 .

В умовах експлуатації зміну фазних напруг трансформаторів при асиметрії навантаження, за рекомендаціями А.А.Пястолова [30], зручніше визначати за напругою зміщення нульової точки, яка виражається відношенням:

$$\Delta U_0 = \frac{I_0 Z_0}{U_{ф.н.}}, \quad (7.24)$$

де I_0 – струм нульової послідовності, який протікає по нульовому проводу трансформатора, А;

Z_0 – опір нульової послідовності фази трансформатора, Ом;

$U_{ф.н.}$ – номінальна фазна напруга вторинної обмотки трансформатора, В.

Задаючись $Z_0 \cong 10Z_k$ і гранично допустимою силою струму нульового проводу $I_0 = 0,25I_n$, отримаємо:

$$\Delta U_0 = \frac{I_0 Z_0}{U_{ф.н.}} = 0,83\mu_k, \quad (7.25)$$

тобто викривлення напруг по фазах тим вище, чим більша величина напруги к.з. трансформатора (u_k).

Для трансформаторів старих серій з мідними обмотками при $u_k = 5,5$ максимально допустиме зміщення нульової точки становить 4,56 відсотка. Зміна фазних напруг залежить від характеру навантаження (активного, індуктивного). Однак розглянутий випадок ($Z_0 \cong 10Z_k$) є частковим, тому доцільніше Z_0 визначити з виразу:

$$Z_0 = (4 \div 5) \cdot Z_k \frac{l}{b}, \quad (7.26)$$

де $(4 \div 5)$ – коефіцієнт, який залежить від типу трансформатора; наприклад, 4 – для трансформаторів з ребристими баками; 5 – з гладкими і трубчастими баками; $Z_k = \frac{u_k U_{\text{ф.н.}}}{100 \cdot I_{\text{ф.н.}}}$ – повний опір к.з.

Для поліпшення якості електропостачання сільських споживачів і техніко-економічних показників електроустановок у процесі експлуатації необхідно, як відмічалось вище, звертати увагу на рівномірність навантаження по фазах трансформатора. Відповідно до ГОСТ у трансформаторах при з'єднанні обмоток "зірка-зірка з нулем" струм у нульовому проводі не повинен перевищувати $0,25 I_n$ обмоток нижчої напруги, при цьому струм у жодній з фаз не повинен перевищувати номінальний. При таких допусках на асиметрію навантаження по фазах викривлення фазних напруг буде знаходитися в межах п'яти відсотків. Однак повний опір нульової послідовності залежить від конструктивних особливостей трансформатора, і, як наслідок, відношення Z_0 / Z_k не є постійною величиною, а змінюється в широких межах (приблизно 5-20).

Особливо це характерно для трансформаторів нових серій з алюмінієвими обмотками, які відрізняються від трансформаторів старих серій із збільшеним в 1,5-2 рази повним опором нульової послідовності. Тому для різних типів трансформаторів із схемою з'єднання обмоток "зірка-зірка з нулем" повинні бути свої норми допустимої асиметрії струмів по фазах.

Нерівномірність навантаження фаз трансформаторів перевіряють у період максимальних навантажень. Розподіл навантаження по фазах, згідно з Правилами технічної експлуатації, повинен бути таким, щоб ступінь нерівномірності навантажень K_n ліній, які відходять від підстанції, не перевищував 20 відсотків:

$$K_n = \frac{100(I_{\max} - I_{cp})}{I_{cp}} < 20\%, \quad (7.27)$$

де I_{\max} – струм у максимально навантаженій фазі в момент найбільшого навантаження трансформатора;

I_{cp} – середнє арифметичне значення струму трьох фаз у той же момент часу.

Дослідження показують, що середнє значення асиметрії струмів знаходиться в межах від 32 до 50 відсотків. Природно, що така нерівномірність струмів по фазах призводить не тільки до збільшення температури трансформатора, але і додаткових втрат від потоків нульової послідовності. Як наслідок, асиметрія струмів повинна бути обмежена, і особливо для трансформаторів останніх серій.

Для зниження величини струму нульової послідовності економічно виправдане використання трансформаторів зі схемами з'єднання обмоток "трикутник-зірка з нулем" і "зірка-зигзаг з нулем", які дозволяють забезпечити високу якість напруги при асиметрії струмів по фазах.

Додаткові втрати в сталі трансформаторів. У сталі магнітопроводу, його конструктивних елементах виникають додаткові втрати від потоків нульової послідовності. Ці потоки зумовлені, як було відмічено вище, несиметрією навантажень по фазах. Додаткові втрати в трансформаторах зі з'єднанням обмоток "зірка – зірка з нулем" досягають 15 відсотків втрат холостого ходу при асиметрії навантаження, яка допускається ГОСТом та ДСТУ. Зі збільшенням рівня асиметрії навантаження потоки нульової послідовності і додаткові втрати зростають.

При дотриманні вимог ГОСТ та ДСТУ ($I_0 = 0,25 I_n$) втрати в обмотках трансформатора зі схемою з'єднання обмоток "зірка – зірка з нулем" співрозмірні з додатковими втратами в сталі від потоків нульової послідовності.

У несприятливих режимах роботи трансформатори зі з'єднанням обмоток "трикутник-зірка з нулем" і "зірка-зигзаг з нулем" мають найменші сумарні втрати.

7.8. Технічне обслуговування трансформаторів

Технічне обслуговування силових трансформаторів у процесі їх експлуатації повинно проводитися відповідно до вимог діючих

директивних документів – ПТЕ, керівних технічних матеріалів, технічних вказівок, інструкцій з експлуатації, стандартів, технічних умов.

Огляди. Зовнішні огляди трансформаторів (без вимикання) проводять у такі терміни: якщо установку постійно обслуговує черговий персонал або є черговий на дому – один раз на добу; на станціях і підстанціях без постійного чергового – один раз на місяць; на трансформаторних пунктах – не рідше одного разу на півроку. Інженерно-технічний персонал проводить контрольний огляд не рідше одного разу на рік. При появі сигналу від газового реле, а також після кожного аварійного вимикання виконують позачерговий огляд трансформатора. Залежно від місцевих умов і стану трансформатора строки оглядів можуть бути змінені головним інженером підприємства електромереж.

При зовнішньому огляді трансформатора перевіряють температуру і рівень масла, його відповідність відміткам на розширювачі або маслопоказчику; чистоту поверхні і цілість ізоляторів; стан кабелів і шин; чистоту поверхні бака; відсутність слідів підтікання масла; справність системи вентиляції у трансформаторному приміщенні, запобіжників, роз'єднувачів, приводів і заземлювачів, цілість дверей, вікон і запорів; відсутність стороннього шуму в трансформаторі; цілість і справність вимірювальних приладів (термосигналізаторів і термометрів, манометрів тощо), газових реле, стан індикаторного силкагелю в повітроосушниках.

Огляд трансформаторів однією людиною може проводитися тільки оперативним персоналом або спеціально допущеним адміністративно-технічним персоналом; іншому електротехнічному персоналу дозволено оглядати трансформатори тільки під наглядом однієї з вищезгаданих осіб. Під час огляду виконання будь-якої роботи забороняється, а при виявленні дефекту, який потребує невідкладного втручання, обхід повинен бути перерваний і робота з усунення дефекту організується з виконанням всіх організаційно-технічних заходів.

При огляді не дозволяється наближатись до струмоведучих частин, які знаходяться під напругою 6 кВ і вище, на відстані менші за нижчезазначені:

Напруга електроустановки, кВ	6-35	60-110	150
Допустима відстань, м	0,5	1,0	1,5

Якщо це необхідно, при огляді дозволяється відчиняти двері огорожень і камер, однак входити до комірок і камер для огляду допускається лише за умови, що відстань від підлоги до неогороджених

струмоведучих частин не менша ніж 2,5 м при напрузі до 10 кВ включно; 2,75 м – при 35 кВ; 3,5 м – при 110 кВ; 4,2 м – при 150-220 кВ.

Спостереження за навантаженням трансформатора і температурою обмоток. Контроль за навантаженням трансформатора здійснюють за показами амперметрів, а іноді ватметрів. Він повинен бути організований так, щоб не допускалась робота трансформатора з перевищенням нормованих значень струму, напруги і температури. На підстанціях з черговим персоналом запис показів приладів проводять кожну годину і фіксують в експлуатаційній документації (при роботі з перевантаженням кожні 30 хвилин фіксують значення і тривалість перевантаження). На підстанціях без чергового персоналу періодичність спостережень визначається, виходячи з місцевих умов, про навантаження трансформатора судять за показами лічильників і шляхом спеціальних вимірювань у години максимуму навантаження.

Важливим елементом контролю є вимірювання температури в трансформаторі. Покази термометрів дають можливість вчасно виявити порушення в системі охолодження, а також внутрішні пошкодження трансформаторів. Контроль за температурою обмоток здійснюють непрямыми методами, тобто про температуру обмоток судять за температурою масла. Гранична допустима температура верхніх шарів масла трансформатора дорівнює 95°C (при температурі охолоджуючого повітря 35°C). Спостереження за температурою масла ведуть за допомогою ртутних термометрів, поміщених у верхній шар трансформаторного масла (для трансформаторів малої потужності). Для трансформаторів більшої потужності застосовують манометричні термометри. Дані про температуру верхніх шарів масла заносять в експлуатаційну документацію: у трансформаторів з дистанційним вимірюванням температури – через кожну годину, у всіх інших – при чергових оглядах.

Поточний ремонт і профілактичні випробування. Планові поточні ремонти передбачають більш ретельні огляди і перевірки, ніж огляди без вимикання. Вони включають також виконання дрібних ремонтних робіт.

Поточні ремонти з відключенням трансформаторів без РПН проводяться не рідше одного разу на два роки, а трансформаторів з РПН – щорічно. Під час поточних ремонтів проводиться ретельний огляд і усунення виявлених дефектів, чищення ізоляторів і бака, зливання конденсату з бака, спускання бруду із розширника, масла, перевірка маслопоказчиків, відбір і перевірка проб масла, перевірка пристроїв захисту масла від старіння і окислення, зміна сорбенту у фільтрах, огляд і

чищення охолоджуючих пристроїв, перевірка захистів і розрядників на трансформаторах з РПН, перевірка спускного крана, цілості мембрани вихлопної труби, вимірювання опору ізоляції обмоток мегомметром на напругу 2500 В з визначенням відношення R_{60}/R_{15} . Значення цього відношення не нормується: при температурі верхніх шарів масла 10-30⁰С відношення R_{60}/R_{15} становить не менше ніж 1,3 для незвожених обмоток і близьке до одиниці для звожених обмоток.

Поточні ремонти трансформаторів суміщають з ремонтом обладнання РП. Підприємства електромереж, як правило, одночасно з випробуваннями ізоляції РП проводять випробування обмоток разом з виводами підвищеною напругою промислової частоти протягом однієї хвилини. При таких випробуваннях у середньому відбракується приблизно два відсотки випробуваних трансформаторів напругою 6-35 кВ. У більшості випадків, коли необхідний приїзд спеціальної лабораторії для випробування трансформаторів до 1000 кВ·А, такі випробування економічно не виправдані.

7.9. Експлуатація трансформаторного масла

Експлуатаційні властивості трансформаторного масла визначаються його хімічним складом, що залежить головним чином від якості сировини і застосовуваних засобів його очищення при виготовленні.

Для заливання застосовують певні марки масел, проте, при дотриманні ряду умов, допускається заливати трансформатори сумішшю масел [20].

Кожна партія масла, застосовувана для заливання і доливання, повинна мати сертифікат підприємства-постачальника, що підтверджує відповідність масла стандарту. Для масла, що прибуло разом з трансформатором, ця відповідність стандарту підтверджується записом у паспорті трансформатора.

У процесі роботи трансформатора під впливом температури і кисню повітря трансформаторне масло втрачає свої початкові властивості. Відбувається полімеризація масла, тобто його старіння й окислення. Старіння масла супроводжується випаданням шламу, що заповнює канали між витками і прошарками обмоток, які служать для циркуляції й охолодження масла.

Стан трансформаторного масла оцінюється за результатами його випробувань, що залежно від обсягу поділяються на три види:

- випробування на електричну міцність, що включає визначення пробивної напруги, визначення наявності води, візуально – вміст механічних домішок;

- скорочений аналіз, що включає, крім названих вище, визначення кислотного числа, вміст водорозчинних кислот, температури спалаху і кольори масла;

- випробування в обсязі повного аналізу, що включають у себе всі випробування в обсязі скороченого аналізу, а також визначення I_{gd} , натрову пробу, стабільність проти окислювання, кількісне визначення вмісту вологи і механічних домішок.

Методика випробування масла зумовлена відповідними стандартами.

У процесі експлуатації трансформаторне масло треба періодично перевіряти. Періодичність випробувань повинна бути такою, щоб своєчасно виявити недопустиме погіршення характеристик масла, викликане впливом температури, підвищених напруженостей поля, кисню, що міститься в маслі, контактуванням з металами, а також впливом випадкових або непередбачених явищ (порушення технології виготовлення, присутність сторонніх домішок тощо).

Терміни випробувань ізоляційного масла такі: для трансформаторів, які працюють з термосифонними фільтрами – один раз на три роки і після капітального ремонту; для трансформаторів потужністю 400 кВ·А і більше, що працюють без термосифонних фільтрів – не рідше одного разу на рік.

Позачергове взяття проби масла для аналізу повинно провадитися при появі ознак внутрішнього пошкодження трансформатора (виділення газу, внутрішні сторонні шуми тощо.)

При скороченому аналізі експлуатаційне трансформаторне масло повинно відповідати таким нормам:

- кислотне число – не більше ніж 0,25 мг КОН на 1 г масла;

- реакція водної витяжки – нейтральна, допускається вміст водорозчинних кислот не більше ніж 0,014 мг КОН на 1 г масла для трансформаторів потужністю більшою ніж 630 кВ·А, для трансформаторів потужністю до 630 кВ·А – не визначається;

- механічні домішки – відсутні;

- падіння температури спалаху в трансформаторах – не більше ніж 5°C від початкової;

- електрична міцність – пробивна напруга не нижча ніж:

- 20 кВ – для апаратів напругою до 15 кВ;

- 25 кВ – для апаратів напругою 15-35 кВ;

35 кВ – для апаратів напругою 60-220 кВ;

- тангенс діелектричних втрат $\operatorname{tg}\delta$ масла трансформаторів і вводів – не більше одного відсотка при 20°C і семи відсотків при 70°C ;
- температура застигання – не вища ніж -45°C .

Пробу для випробування масла відбирають у сухі чисті скляні банки місткістю 1 л з притертими пробками, на яких закріплюють етикетки з переліком устаткування, дати, причини відбору, а також особи, що відбрала пробу. При взятті проби відкривають спускний вентиль у нижній частині трансформатора, дають стекти невеликій кількості масла, щоб змити бруд біля вхідного отвору вентиля, і тільки після цього набирають у банки приблизно 0,75 л масла для випробування на пробі і 1,5 л – для скороченого хімічного аналізу. Якщо при лабораторному аналізі буде виявлено нижчі показники якості масла порівняно з установленими нормами, вживають заходів для відновлення втрачених маслом властивостей шляхом чищення, сушіння і регенерації масла.

Очищення, сушіння і регенерація. Орієнтовний термін служби трансформаторного масла, що гарантується його виготовлювачами, становить 6...8 років. В умовах сільського господарства для масел середньої якості без присадок цей термін може скорочуватися до двох-трьох років. Одна з причин зменшення терміну служби – зволоження масла і його наступне окислювання. Часта зміна масла в трансформаторах або його регенерація спричиняє невиправдано великі експлуатаційні витрати.

Аналіз причин пошкоджень розподільних трансформаторів, що працюють у південних районах України показує, що з усіх пошкоджень до 30 відсотків припадає на передчасне порушення ізоляції обмоток через прискорене старіння масла. При експлуатації трансформатора волога може надходити в масло з навколишнього середовища, а також утворюватися в ньому в результаті окисних процесів. Вміст лише 0,01...0,02 відсотка вологи призводить до значного зниження пробивної напруги масла і, як наслідок, до скорочення терміну служби ізоляції трансформаторів. Тому розробка засобів захисту трансформаторів від зволоження – проблема не тільки технічна, але й економічна.

Зараз немає практично прийняттого способу захисту ізоляції сільських розподільних трансформаторів потужністю до 630 кВ·А від зволоження. Запропоновані в закордонній і вітчизняній практиці методи (застосування термоелектричного осушувача, захист масла азотом, повна герметизація трансформатора тощо) для трансформаторів 10/0,4 кВ сільських мереж, як правило, неприйнятні через їх високу вартість.

Відповідно до ПТЕ ізоляційне масло в трансформаторах і апаратах повинно бути відновлене при зниженій електричній міцності, хімічних показниках або tgd нижче норм на експлуатаційне масло, а також при виявленні в маслі механічних домішок.

Очищення експлуатаційного масла від механічних домішок, шламу і вологи може проводитися без зливання з апарата або трансформатора, а при неможливості виведення останніх з роботи також і без зняття напруги.

Очистка масла від механічних домішок і вологи в трансформаторі без зняття напруги може провадитися при будь-якій потужності і напрузі, якщо забезпечується нормальний рівень масла. Очищення роблять переважно фільтр-пресами і вакуумними сепараторами.

Наявність шламу в маслі трансформаторів особливо небажано, тому що шлам, відкладаючись на обмотках, в охолодних каналах, магнітопроводах тощо, порушує відведення тепла і викликає прискорене теплове старіння, і, як наслідок, руйнування ізоляції. Видалення шламу особливо з важкодоступних місць, як механічними засобами, так і вимиванням гарячим маслом, затруднено.

Із збільшенням кислотного числа масла росте старіння твердої ізоляції обмоток трансформаторів, що зумовлює необхідність глибокої регенерації масла й очищення трансформаторів. Тому доцільне систематичне підтримання необхідної якості масла в процесі експлуатації шляхом фільтрації через сорбенти.

Відповідно до вимог ПТЕ масло трансформаторів потужністю 160 кВ·А і вищою, як правило, повинно піддаватися безперервній регенерації, яка здійснюється в термосифонних фільтрах (рис.7.5) або шляхом періодичного приєднання адсорбенту (рис.7.6).

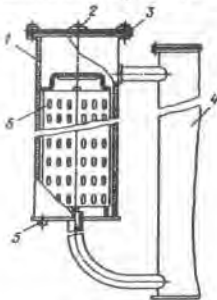


Рис. 7.5. Термосифонний фільтр:
1 – циліндр; 2 і 5 – відповідно пробка для випускання повітря та спускання масла;
3 – знімна кришка; 4 – бак трансформатора;
6 – патрон з адсорбентом (силікагелем)

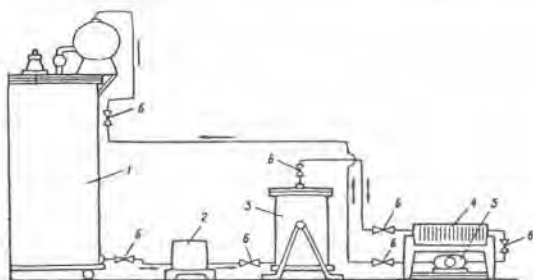


Рис. 7.6. Схема регенерації масла без зливання його з трансформатора: 1 – трансформатор; 2 – підігрівник; 3 – адсорбер; 4 – фільтр-прес; 5 – насос; 6 – засувки

Крім того, для стабілізації масла застосовуються антиокислювальні присадки – окремо або разом із сорбентом [9].

Використання термосифонних фільтрів засноване на природній, а адсорберів – на примусовій циркуляції масла. Фільтр заповнюється крупною сорбенту (силікагель КСК) і приєднується за допомогою патрубків до трансформатора. Масло в термосифонних фільтрах переміщується зверху вниз внаслідок різниці густин нагрітого й охолодженого масла. Розрахункова місткість фільтра – близько двох відсотків об'єму масла в баку.

У трансформаторах 10/0,4 кВ для захисту масла від попадання в нього вологи з повітря використовують вологовбирні патрони (рис.7.7).

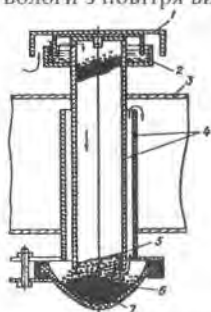


Рис. 7.7. Повітроосушник:
1 і 6 – відповідно сталевий та прозорий ковпачок; 2 – масляний затвор; 3 – розширник; 4 – корпус вологоосушника; 5 – вологовбирна речовина (цеоліт); 7 – силікагель (індикатор)

Стрілками показано шлях проходження повітря, активною речовиною в якому служить силікагель. Для підвищення ефективності захисту масла доцільно в термосифонних фільтрах використовувати як добавку до силікагелю більш активний вологопоглинач – цеоліт. Він спроможний поглинути в 1,5-2 рази більше вологи, ніж силікагель марки КСК при однакових об'ємах адсорбентів. Цеоліт можна застосовувати й у повітряному фільтрі, замінивши ним силікагель, а останній використовувати як індикатор.

Заслугує на увагу запропонований авторами термосифонний фільтр з комбінованим адсорбентом (рис.7.8).

Фільтр являє собою циліндр діаметром 200 мм, висотою 800 мм і товщиною стінки 4 мм. Циліндр приєднаний до бака трансформатора за допомогою патрубків.

Сорбент термосифонного фільтра поміщено в патроні з металевої сітки з отворами 2,5х2,5 мм, висота патрона 700 мм. Для рівномірної циркуляції масла по висоті шару адсорбенту передбачено вільний доступ масла до нього через проміжок між корпусом фільтра 1 і патроном, а також встановлено вирівнювальну сітчасту трубу 2 діаметром 25 мм.

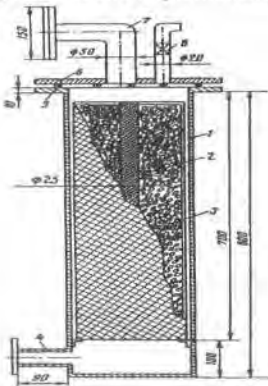


Рис. 7.8. Термосифонний фільтр з комбінованим адсорбентом:

- 1 – корпус фільтра; 2 – вирівнювальна сітчаста труба; 3 – патрон з адсорбентом; 4 – нижній патрубок; 5 – гумова прокладка; 6 – кришка фільтра; 7 – верхній патрубок; 8 – кран для випускання повітря

Співвідношення об'ємів силікагелю КСК і цеоліту NaA за попередніми розрахунками було взято 5:1 (пізніше це співвідношення довелося змінити і взяти як 1:2,5 і 0,5 – один відсоток від маси масла в трансформаторі). Через те що масло у фільтрі циркулює зверху вниз, силікагель було поміщено в нижній частині, а цеоліт – у верхній (перед зарядженням фільтра силікагель і цеоліт просушували). Таке розміщення адсорбентів забезпечувало ефективніше використання силікагелю для видалення з масла продуктів окислювання, а цеоліту – вологи.

За даними досліджень роботи термосифонного фільтра з комбінованим заповнювачем побудовано графік зміни пробивної напруги масла, відносної вологості і температури навколишнього середовища в часі (рис.7.9). Для зіставлення отриманих результатів паралельно розглядався режим роботи трансформатора з відключеним фільтром.

З графіка випливає, що після зміни маси компонентів середнє значення пробивної напруги масла для трансформатора з фільтром стало 45 кВ з амплітудою коливання ± 5 кВ, а для трансформатора без фільтра – 35 кВ з амплітудою коливання до 11 кВ. Тривалість роботи фільтра зросла з шести до 11 місяців.

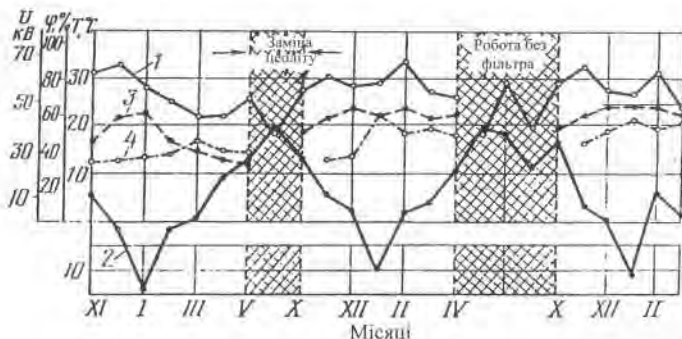


Рис. 7.9. Залежність електричної міцності масла від:

1 – відносної вологості середовища; 2 – температури повітря; 3 і 4 – пробивної напруги масла трансформатора відповідно з комбінованим фільтром і без фільтра

Дослідження показали, що застосування цеоліту у фільтрах для трансформаторів 10/0,4 кВ дозволяє регулювати вологовміст масла в найбільш важкі періоди (висока відносна вологість навколишнього середовища). Зміну сорбенту у фільтрі рекомендується робити, коли кислотне число масла досягнуло 0,15-0,2 мг КОН.

Контрольні питання і завдання

1. Як розділяються силові трансформатори, які їхні особливості і призначення?
2. Назвіть вимоги, які ставляться до силових трансформаторів.
3. Назвіть види випробувань трансформаторів та їхнє призначення.
4. Який обсяг прийнятно-здавальних випробувань трансформаторів?
5. Назвіть основні умови вмикання трансформаторів в експлуатацію без сушіння.
6. Які чинники впливають на видалення вологи з ізоляції трансформаторів?
7. Розкажіть про методи сушіння ізоляції трансформаторів.
8. Які методи сушіння трансформаторів рекомендовані в умовах сільського електропостачання?
9. Яка особливість вмикання трансформаторів у мережу після монтажу або ремонту?
10. Поясніть порядок приймання трансформатора після монтажу в експлуатацію. Яка документація при цьому повинна бути пред'явлена?
11. Назвіть основні завдання і складові комплексу робіт з обслуговування трансформаторів.
12. Назвіть основні режими роботи трансформаторів і дайте їм стислу характеристику.
13. Що розуміють під навантажувальною здатністю трансформаторів?

14. Чим обмежується допустимість систематичних і аварійних перевантажень трансформаторів?
15. Як впливає перевищення напруги понад номінальну на роботу трансформатора?
16. Поясніть, у чому полягає особливість паралельної роботи трансформаторів.
17. Як впливає режим к.з. на роботу трансформатора?
18. Які особливості експлуатації трансформаторів сільських підстанцій?
19. Що таке додаткові втрати в трансформаторах і від яких чинників вони залежать?
20. Які заходи відносяться до технічного обслуговування трансформаторів?
21. Мета і порядок оглядів трансформаторів.
22. Як здійснюється контроль за навантаженням і температурою трансформаторів в умовах їхньої експлуатації?
23. Поясніть призначення і обсяг поточного ремонту та профілактичних випробувань трансформаторів.
24. Як класифікуються випробування трансформаторного масла залежно від його обсягу?
25. Як захистити трансформаторне масло від зволоження і старіння?

8. РЕМОНТ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

8.1. Несправності трансформаторів

Під час експлуатації не виключено виникнення різного роду дефектів і несправностей у трансформаторі, які по-різному відображаються на його роботі. З одними несправностями трансформатори можуть тривало залишатись у роботі, при інших необхідно негайно виводити їх з роботи.

Причини пошкоджень полягають у незадовільних умовах експлуатації, неякісному ремонті і монтажі трансформаторів. Немалу роль відіграють дефекти окремих елементів конструкції трансформаторів, використання ізоляційних матеріалів недостатньо високої якості.

Типовими є пошкодження ізоляції, магнітопроводів, перемикальних пристроїв, відводів, маслonaповнених і фарфорових ввідів.

Пошкодження ізоляції. Головна ізоляція часто пошкоджується через порушення її електричної міцності при зволоженні, а також через дрібні вади; до інтенсивного теплового зносу виткової ізоляції призводить набухання додаткової ізоляції котушок і пов'язане з цим припинення циркуляції масла через часткове або повне перекриття масляних каналів; механічні пошкодження виткової ізоляції нерідко трапляються при к.з. у зовнішній електричній мережі і недостатній електродинамічній стійкості трансформаторів, що само по собі є результатом послаблення заpresування обмоток.

Магнітопроводи пошкоджуються через перекриття внаслідок руйнування лакової плівки між листами і спікання листів сталі; при порушенні ізоляції пресувальних шпильок; при виникненні короткозамкнутих контурів, коли окремі елементи магнітопроводу виявляються замкнутими між собою, а також на бак.

Пошкодження перемикальних пристроїв ПБВ відбуваються при порушенні контактів між рухомими контактними кільцями і нерухомими струмоведучими стержнями (погіршення контакту виникає при зниженні контактного тиску і виникненні окисної плівки на контактних поверхнях); пошкодження РПН є причиною порушень у роботі контакторів і перемикачів, заклинювання механізмів контакторів, втрати механічної міцності між сталевими деталями і паперово-бакелітовим валом.

Пошкодження відводів від обмоток до перемикальних пристроїв і ввідів зумовлено переважно незадовільним станом контактних з'єднань, а також наближенням гнучких відводів до стінок бака; забрудненням масла механічними домішками, зокрема окислами і частинками металу із системи охолодження.

Пошкодження ввідів: маслорозповнених – переважно через зволоження паперової основи, попадання вологи при неякісному ущільненні і при доливанні ввідів трансформаторним маслом; фарфорових – через нагрівання контактів у нарізних з'єднаннях струмоведучих шпильок або в місці присіднання зовнішніх шин.

Причиною виведення в ремонт трансформатора є несправності, виявлені під час огляду трансформатора: витікання масла або недостатній рівень його в розширнику; нагрівання вище нормального верхніх шарів масла; ненормальний шум і потріскування всередині трансформатора; різке погіршення якості масла; тріщини на вводах; порушення роботи охолоджувачів або вентиляторів обдування.

8.2. Види і терміни ремонту трансформаторів

Для усунення несправностей і попередження аварій трансформатори періодично виводять у поточний капітальний ремонт.

Як відмічалось раніше в розділі 7, поточні ремонти суміщаються з ремонтом обладнання РП у терміни: головних трансформаторів підстанцій з відключенням від мережі – не рідше одного разу на рік, всіх інших – не рідше одного разу на чотири роки.

Попереджувальні капітальні ремонти трансформаторів 6-10 кВ проводяться по мірі необхідності. Ремонт цих трансформаторів, як правило, виконується в майстернях або на ремонтних підприємствах і

завжди включає заміну масла, ущільнювальних прокладок бака і в 50 відсотках випадків ремонт (заміну) вводів. Обсяг аварійних ремонтів визначається характером пошкоджень трансформаторів.

Попереджувальні капітальні ремонти головних трансформаторів підстанцій 35-110 кВ проводяться перший раз не пізніше, ніж через вісім років після включення в експлуатацію, а в подальшому – по мірі необхідності, залежно від результатів вимірювань і стану трансформаторів. Передбачається, що за вісім років стабілізується усадка ізоляційних деталей вузла кріплення обмоток і необхідне допресування обмоток.

Специфікою **капітального ремонту** трансформатора в цілому є мінімальний обсяг його розбирання, який у ряді випадків наближається до нуля. При цьому основою капітального ремонту є перевірка кріплення обмоток в осьовому напрямі, оскільки динамічна стійкість обмоток при наскрізних к.з. є визначальним фактором надійності і строку служби трансформатора.

Друга з основних робіт при капітальному ремонті трансформатора – це очищення активної частини і бака від забруднень, що утворяться внаслідок старіння масла, а також забруднень, залишених заводом-виробником. Вони становлять небезпеку в першу чергу через можливе погіршення умов охолодження активної частини.

Третя з робіт капітального ремонту – це перевірка стану магнітопроводу для виявлення замикання окремих листів, яке призводить до підвищеного нагрівання сталі, а також зовнішній огляд ізоляції обмоток для виявлення її старіння або видимих дефектів.

Типовий капітальний ремонт, тобто ремонт без модернізації і без усунення крупних дефектів, не передбачає розбирання активної частини і демонтажу обмоток. Якщо потрібен ремонт трансформатора з розбиранням активної частини, то його виконують згідно з особливими технологічними інструкціями та вказівками і, як правило, на спеціалізованих підприємствах.

У цьому випадку треба попередньо виконати демонтажні роботи: відокремлення ошиновки, кіл вторинної комутації, демонтаж систем пожежогасіння і охолодження, у необхідних випадках – зняття розширника, вводів, зливання масла (повне або часткове) і, якщо потрібно, заміна кришки бака на спеціальну транспортну, для зменшення висоти трансформатора в транспортному положенні. Потім трансформатор транспортують на ремонтну базу.

Трансформатори невеликої потужності (I і II габаритів) ремонтують у майстернях електричних мереж.

В умовах експлуатації капітальний ремонт трансформаторів Ш габариту і вищого проводиться на місці установки із застосуванням інвентарних збірних конструкцій, у трансформаторних баштах, спорудах поблизу розподільних пристроїв.

Власне ремонт починається із розкриття активної частини трансформатора, яке здійснюють вийманням її з бака разом з кришкою; потім активну частину промивають струменем трансформаторного масла для видалення шламу та інших забруднень. Далі ремонт здійснюється в такій послідовності.

Оглядають і очищують обмотки та відводи, а при необхідності проводять розклинювання шин і відновлення розрахункових зусиль в опресуванні обмоток; перевіряють і ремонтують ізоляцію та кріплення відводів, перевіряють справність доступних запаювань.

Проводять огляд і ремонт перемикача відгалужень та розташованого у спільному баку з активною частиною пристрою переключення під навантаженням (РПН); чищення (при необхідності – заміна) і підтягування контактів; перевірка запаювань, перемичок і всіх механізмів перемикача.

Оглядають і очищують кришку бака, розширювач, запобіжні труби та мембрани (перевіряють їх цілість і справність ущільнень). Ревізують термосифонні і адсорбційні фільтри та повітросушники (із заміною сорбенту і масла в масляних затворах), а також крани і засувки.]

Проводять огляд, чищення і ремонт вводів, при необхідності в них замінюють масло або проводять їх повне розбирання. Окремо від трансформатора виконують випробування вводів.

Виконується ремонт системи охолодження: радіаторів або маслоохолодників, насосів, вентиляторів і електродвигунів, маслопроводів і арматури; радіатори (маслоохолодники) ретельно очищають і промивають всередині. Проводять випробування трансформаторного масла з бака, при необхідності виконують сушіння, регенерацію або заміну масла. При потребі виконують сушіння ізоляції активної частини і вмонтованих трансформаторів струму.

Перевіряють пристрої захисту і автоматики трансформатора, контрольно-вимірювальні прилади та пристрої сигналізації, зокрема й ті, що відносяться до системи охолодження, регулювання і пожежогашіння; силові кабелі і струмопроводи, а також кабелі вторинної комутації, газові і струминні реле, реле тиску і рівня масла.

Проводять збирання трансформатора із заміною ущільнень, виконують здавальні випробування, після чого трансформатор доставляють на місце установки і монтують на його власному

фундаменті. Після повного збирання трансформатор піддають остаточним випробуванням, ошиновують і включають спочатку на холостий хід, а після фазування – у роботу під навантаженням.

Наведений перелік об'єднує роботи, які проводяться в умовах спеціалізованого заводу. При ремонті на місці установки трансформатора обсяг робіт може бути дещо скорочений, виходячи з реальних можливостей. У цьому випадку необхідно вжити додаткових заходів з попередження зволоження в захованій активній частині, для чого роботи виконують у суху і теплу погоду, а якщо необхідно, то застосовують спеціальні тимчасові укриття (наприклад, брезентове або пластикове шатро).

Ремонт трансформаторів на власному фундаменті більш поширений у ПЕМ і становить для трансформаторів 35-110 кВ: потужністю до 2500 кВ·А – 23 відсотки; потужністю 4000-6300 кВ·А – 30 відсотків від загального числа ремонтованих.

Щоб не допустити зволоження ізоляції під час ремонту і включити трансформатор у роботу без сушіння, активну частину дозволяється тримати на повітрі з відносною вологістю меншою ніж 75 відсотків не більш ніж 24 год – для трансформаторів напругою до 35 кВ включно і 16 год – для трансформаторів напругою до 110 кВ і вищою. Крім того, температура активної частини повинна бути рівною або вищою за температуру навколишнього повітря. Якщо ця умова не дотримується, розкриття трансформатора відкладають або активну частину нагрівають до температури, яка перевищує температуру навколишнього середовища.

8.3. Ремонт деталей і складальних одиниць трансформатора

У процесі капітального ремонту трансформаторів виконують ремонт деталей і складальних одиниць активної частини і зовнішніх складових частин.

Ремонт магнітної системи. При усуненні пошкоджень ізоляції та країв пластин електротехнічної сталі ярмо частково розпресовують і між пластинами прокладають телефонний (конденсаторний) папір або покривають за допомогою пензля бакелітовим лаком з подальшим просоченням. При усуненні забоїв країв пластин електротехнічної сталі в розпресоване ярмо вбивають декілька текстолітових, дерев'яних або металевих клинів зі смугами електрокартону. Загнуті краї пластин випрямляють, прокладають між ними листи ізоляції з кабельного або телефонного паперу і знов опресовують ярмо.

Усунення осередків прогоряння і оплавлення активної сталі проводиться без розбирання магнітної системи. Зовнішні дефекти пластин сталі усувають карборундовим каменем, насадженим на вал дреля, або вирубанням гострим зубилом. Потім частково розпресовують ярмо, відділяють одну від одної пластини на пошкодженій ділянці, знімають задирки з кромek пластин напилком або шабером, очищають ділянки від старої ізоляції та металевих ошурок, ізолюють пластини одну від одної телефонним або кабельним папером і знов опресовують ярмо.

Заміну дефектної ізоляції стяжних шпильок виконують у такій послідовності. Пошкоджену паперово-бакелітову трубку замінюють новою або виготовляють її з кабельного паперу товщиною 0,12 мм. При намотуванні на шпильку папір просочують бакелітовим лаком і запікають при температурі не вищій ніж 105⁰С протягом трьох-чотирьох годин. Товщина стінок ізоляційних трубок для діаметрів шпильок повинна бути: від 12 до 25 мм – 2-3 мм; від 25 до 35 мм – 3-4 мм; більше 50 мм – 5-6 мм. Довжину трубки вибирають рівною товщині ярма або більшою на 5-6 мм. Ізолюючі шайби і прокладки виготовляють з електрокартону товщиною не меншою ніж 2 мм. Пошкоджену ізоляцію напівбандажів замінюють смоєю електрокартону необхідної товщини. Після заміни трубок чи напівбандажів проводять вимірювання опору ізоляції мегомметром на напругу 1000-2500 В. Опір ізоляції не нормується.

Заміну дефектних шинок заземлення проводять при наявності підгарів та інших пошкоджень. Шинка, яка замінюється, повинна бути того ж перерізу, що й до заміни, полуджена олов'янистим припосом і встановлена відповідно до заводської схеми заземлення магнітної системи.

Якщо виникла необхідність ремонту магнітної системи трансформатора з повним розбиранням і переізолюванням пластин електротехнічної сталі, то роблять так. Ярмо і стержні магнітної системи розпресовують і розсихтовують. Пластини укладають на стелажі окремими стопками по позиціях і пакетах, одночасно проводячи відбракування дефектних пластин. При необхідності видаляють стару ізоляцію з пластин електротехнічної сталі, для чого при хімічному способі видалення пластини з лаковою або паперовою ізоляцією занурюють у 20-25-процентний розчин їдкого натру (каустичної соди) або тринатрійфосфату, підігрітого до 60-80⁰С, перемішуючи його паром або гарячим повітрям. Потім пластини виймають з розчину, промивають в гарячій воді при температурі 90-95⁰С і сушать. Механічне чищення пластин від ізоляції проводять сталевими кардолентними щітками на спеціальному верстаті. Відпалювання пластин сталі для видалення

паперової ізоляції здійснюють на спеціальній установці при температурі 350-500⁰С. Нанесення і запікання лакової плівки на пластини проводять на лакувальному верстаті. Товщина лакового покриття на два боки повинна бути не більше: при одноразовому покритті – 0,01±0,004 мм; при дворазовому – 0,02±0,006 мм.

Пластини сталі ізолюють сумішшю з 90 відсотків лаку КФ-965 і десяти відсотків чистого фільтрувального гасу або уайт-спіриту, сушать при температурі 450-600⁰С протягом 40-45 секунд. Незначні пошкодження лакової плівки відновлюють лакуванням гліфталевим лаком 1154 із застосуванням розчинників – бензину або бензолу. Сушіння проводять при 25⁰С протягом семи годин.

Після завершення процесу переізолювання пластин електротехнічної сталі приступають до складання магнітної системи трансформатора. На робоче місце доставляють повний комплект ізованих пластин, ізоляційних деталей, стяжних шпильок з гайками і шайбами, напівбандажів, кріпильних деталей, пристосувань та інструменту. Складання магнітної системи залежно від її габаритних розмірів проводять на металевих столах, пристосуваннях і кантувачах, на яких проводилося їх розбирання або кантування в горизонтальне положення.

Ремонт обмоток. Поступаючи на ремонт обмотки мають різні пошкодження, розміри яких визначають обсяг і способи їх усунення. Розглянемо деякі з них.

Усунення пошкоджень ізоляції витків обмотки виконують так. Виток з пошкодженою ізоляцією відтягують фібровим або металевим клином, зачищають місце пошкодження, усувають задирки, підрізають ізоляцію. Ізолюють смугами лакотканини ЛХММ-105 або кабельного паперу чи бакелітовим лаком з напівперекриттям на товщину згідно із заводським виконанням і з перекриттям місць пошкодження ізоляції з обох боків не менш ніж на 10 мм. Встановлюють ізований виток на попереднє місце, покривають місце накладання додаткової ізоляції лаком МЛ-92 або ГФ-95. При пошкодженні ізоляції витка у видаленій частині котушки між витками закладають смугу електрокартону товщиною 0,3-0,5 мм.

При відновленні ізоляції відводів пошкоджену ізоляцію з обох кінців від місця пошкодження зрізають на конус, довжина якого повинна бути не менша за 10-кратну товщину ізоляції відводу. Потім накладають на відвід з напівперекриттям нову ізоляцію смугами з лакотканини ЛХММ-105 шириною 30 мм, попередньо висушеними при температурі 80-90⁰С протягом не менше десяти годин.

При заміні декількох витків двошарових циліндричних обмоток, обмотку закріплюють на шаблоні, встановленому на намотувальному верстаті ТТ-20 або ТТ-22. Знімають бандаж зовнішнього шару (розрізають або розмотують), встановлюють тимчасовий бандаж з таким розрахунком, щоб обмотка не розплуталась після видалення дефектних замінюваних витків. Обережно знімають опорне кільце, якщо ж воно пошкоджене, то виготовляють нове. Розпускають витки і відрізають провід від місця пошкодження з деяким запасом по довжині. Якщо разом з проводом підгоріли опорні рейки, то обгорілі місця зрізають до чистого картону; взамін встановлюють нові смуги на пров'язаному бакелітовому лаку.

Наступний етап – відновлення обмотки. Для цього готують місце паяння проводів і припаюють новий провід достатньої довжини для домотування обмотки і вивідного кінця. Домотують обмотку, закріплюють крайні витки, опорне кільце і вивідний кінець. Потім знімають тимчасовий бандаж і, якщо обмотка була просочена та запечена, просочують домотані витки рідким бакелітовим лаком, накладають бандаж на всю обмотку і також просочують рідким бакелітовим лаком. Якщо обмотка намотана в два паралельні проводи і більше, місця запаювань зміщують одне відносно одного з кроком 100-150 мм.

Аналогічно виконують часткове перемотування багатшарових циліндричних обмоток, намотаних круглим проводом.

Ремонт перемикальних пристроїв. У процесі експлуатації трансформаторів деталі перемикальних пристроїв зношуються і пошкоджуються. Тому при ремонтах необхідно відновлювати їх працездатність. При проведенні ремонту перемикального пристрою ПБВ перевіряють стан рухомих і нерухомих контактів; видаляють незначні підгоряння з контактних поверхонь дрібною скляною шкуркою, протирають поверхню чистою технічною салфеткою, змоченою в бензині або ацетоні. При значних пошкодженнях (обгорянні та оплавленнях) контакти замінюють новими, заводського виготовлення, а при їх відсутності виготовляють за зразком пошкоджених (з урахуванням їх зносу); видаляють з контактної поверхні плівку окису; підтягують всі кріпильні деталі, замінюють пошкоджені вушка, ізоляційні деталі та прокладки. Встановлюють нову набивку з азбестового шнура, просоченого технічним вазеліном.

Після ремонту перемикача перевіряють зусилля пружин рухомих контактів, яке повинно бути в межах 20-50 Н, а також легкість проходження контактів при всіх положеннях перемикача.

При ремонті перемикальних пристроїв РПН перевіряють стан контактних поверхонь контактів вибірника ступенів, контакторів і електричної частини приводного механізму. Контакти всіх елементів перемикального пристрою, які мають легкі оплавлення, очищають і опилують, усувають підгари і напливи металу. При значних пошкодженнях контакти замінюють новими. Глибина раковини на контактній поверхні не повинна перевищувати 0,3 мм, площа обгоряння контактів – десять відсотків площі поверхні. Перевіряють зміщення рухомих і нерухомих дугогасних контактів один відносно іншого у вертикальному і горизонтальному положенні, воно не повинне перевищувати 1 мм. Регулюють ступінь натискання контактів вибірника і контакторів. Тиск контактів у пристроях РПН типу РНТ і РНО в замкнутому стані повинен бути 0,5-0,6 МПа, контактів вибірників і передвибірників – 0,5-0,6 МПа, основних контактів контактора – 0,8-1 МПа. На завершальному етапі знімають колову діаграму послідовності дії контактів вибірника і контактора при прямому та зворотному ході, яка повинна відповідати заводським нормам. Знімають осцилограму роботи контактів пристроїв РПН.

Ремонт основних зовнішніх частин трансформаторів. Паралельно з ремонтом активної частини проводять огляд, ремонт і підготовку до наступної установки всіх зовнішніх складових частин трансформатора (бака, кришки, розширника, вихлопної труби, запобіжних клапанів, адсорбційних і термосифонних фільтрів, ізоляторів тощо).

Ремонт бака і кришки починають з перевірки стану зварних швів. Місця витікання очищають від бруду, перевіряють ацетоном або бензином і зварюють електродуговим зварюванням, а на ребрах і стінці бака – газозварюванням. Спеціальними епоксидними смолами зашпаровують тріщини. Металевими щітками видаляють шлак і зачищають зварні шви. Перевіряють якість шва, для чого із зовнішньої або внутрішньої поверхні бака зварний шов покривають крейдою, а з протилежної змочують гасом, відсутність плям на забіленій поверхні свідчить про добру якість шва. Оглядають і при необхідності відновлюють пошкоджену різь отворів та гнізд, упорного бортика на рознятті бака і усувають несправності. При необхідності усувають погнутості і вм'ятини корпусу бака. Очищають і обезжирюють внутрішню поверхню, фарбують маслястійкою емаллю 624С, 1201, ВЛ-515 або ФЛ-ОЗК, сушать протягом п'яти годин при температурі 15-20⁰С. Контакт пофарбованих ділянок з маслом допускається не раніше, ніж через 24 години після закінчення сушіння. Зовнішню поверхню фарбують емаллю ПФ-115 сірого кольору

після сушіння і просочування активної частини маслом, попередньо зашпакувавши і заґрунтувавши зварні шви.

Ремонт розширника проводять у такій послідовності. Відкручують болти бічних люків розширника, а при їх відсутності вирізають одну з бічних стінок. Проводять огляд внутрішньої та зовнішньої поверхні і визначають стан розширника. При необхідності ремонтують покажчики рівня масла. Очищають внутрішню та зовнішню поверхню від забруднень і корозії салфетками, змоченими в бензині, сушать і фарбують маслостійкою емаллю 624С, 1201 або НЦ-51-23 внутрішню поверхню розширника. Виготовляють нову стінку і приварюють або прикручують до корпусу розширника. Розбирають, чистять і складають маслопокажчик, відстійник, повітроочисник, заповнюючи його сухим крупнозернистим силікагелем. По закінченні ремонту випробовують розширник на герметичність стовпом масла висотою 1,5 м протягом 20 хвилин.

При ремонті вихлопної труби її розбирають, очищають внутрішню поверхню від іржі і фарбують емаллю 624С або 1201. Скляний диск протирають від бруду і нальоту масла. Для дисків діаметром 150-200 мм застосовують скло товщиною 2,5-3 мм, при діаметрі 250 мм і більшому – 4,0-4,5 мм. При відсутності скла можна застосовувати мідну фольгу товщиною 0,1-0,15 мм, пофарбовану з обох боків емаллю 624С. Ущільнюючі гумові прокладки змащують клеєм і бакелітовим лаком.

Ремонт фільтрів. При ремонті адсорбційних і термосифонних фільтрів їх розбирають і видаляють відпрацьований сорбент, очищають, обезжирюють і фарбують. Промивання фільтра здійснюють трансформаторним маслом, підігрітим до 50-60⁰С, і випробують його на герметичність залишковим тиском масла 0,2 МПа протягом 30 хв. Засипають фільтри просіяним силікагелем: для повітроосушних фільтрів – дрібнопористим марки КСМ і для термосифонних – крупнопористим марки КСК. Перед заповненням фільтрів силікагелем останній просушують при температурі 140⁰С протягом восьми годин або до 300⁰С протягом двох годин. При необхідності внутрішню поверхню фільтра покривають нітроемаллю 624С.

Ремонт вводів. Вводи трансформаторів повинні ізолювати струмоведучі стержні, забезпечувати надійне контактне з'єднання і запобігати просочуванню масла назовні. В експлуатації знаходяться вводи різних конструкцій, але найбільшого поширення набули вводи 0,4-35 кВ армованої, а в трансформаторах останніх років випуску – знімної конструкції.

Армовані вводи закріплюються на крищі трансформатора за допомогою чавунного фланця або обойми, у якій закріплено фарфоровий ізолятор. Як замазка використовується магнезійна маса, яка після застигання захищається від зволоження нітроемаллю. Іноді застосовують для цієї мети гліцеринові замазки. Старіння замазок і ущільнювальних гумових прокладок є найчастіше причиною ремонту вводів. Для знімання вводу необхідно злити частину масла з бака і підняти активну частину. Цього недоліку позбавлені вводи знімної конструкції, якими комплектуються трансформатори 6-35 кВ нових серій. Кріплення фарфорових ізоляторів до кришки здійснюється за допомогою спеціальних фланців і натискних кулачків. Для заміни вводів, ущільнювальних гумових прокладок та інших деталей вже не потрібен підйом активної частини.

При ремонті фарфорових покришок вводів пошкоджені місця фарфору очищають від забруднень, обезжирюють, висушують і покривають клеєм БФ-4, бакелітовим або гліфталевим лаком. Після цього необхідно провести термічну обробку при температурі 55-60⁰С протягом однієї хвилини. Покриття і обробку повторюють два рази, останній шар оброблюють при температурі 80-90⁰С протягом однієї години.

При усуненні дефектів різьї стержня і гайок забиту нарізку на стержні зачищають плашкою, а гайки – мітчиком. Якщо при ремонті вводу потрібно переармування, то ввід знімають і ремонтують згідно з технічними умовами заводу-виробника.

8.4. Випробування трансформаторів після ремонту

Метою випробувань після ремонту є перевірка стану трансформатора і якості ремонту. При капітальному ремонті без заміни обмоток в обсяг випробувань входить.

Хімічний аналіз і випробування масла з бака трансформатора та вводів.

Вимірювання стану опору обмоток постійному струму при всіх положеннях перемикача відгалужень (рис. 8.1).

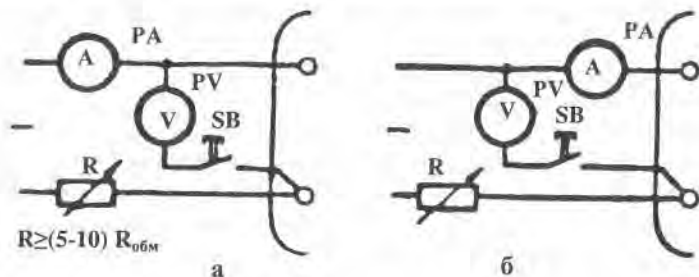


Рис. 8.1. Схеми вимірювання опору постійному струму обмотки трансформатора методом амперметра-вольтметра:
 а – для малих опорів; б – для великих опорів

Вимірювання проводиться мостовим методом або методом амперметра-вольтметра. При вимірюваннях другим методом, якщо опори обмоток малі (до 1 Ом і нижчі), проводи кола вольтметра приєднують до затискачів трансформатора безпосередньо. Одночасно вимірюється температура обмотки, за яку береться температура верхніх шарів масла в трансформаторі.

Струм при вимірюваннях, як правило, не повинен перевищувати 20 відсотків номінального струму обмотки. Величини опорів обмоток різних фаз не повинні відрізнятися один від одного більше ніж на два відсотки.

Вимірювання коефіцієнта трансформації на всіх відгалуженнях. При вимірюванні напруга подається з боку обмотки вищої напруги, (рис. 8.2). Найчастіше напруга, що подається, становить 380 або 220 В і легко піддається вимірюванню як з боку вищої, так і з боку нижчої напруги, при цьому забезпечується одночасно безпека проведення вимірювань.

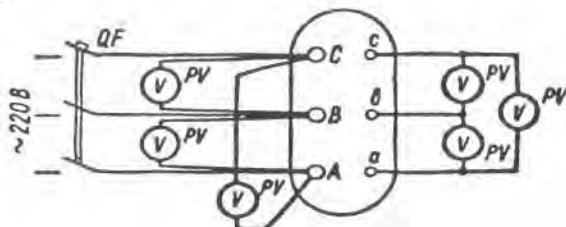


Рис. 8.2. Схема вимірювання коефіцієнта трансформації трифазного силового трансформатора

Вимірний коефіцієнт трансформації не повинен відрізнятися більше ніж на два відсотки від коефіцієнта, який одержали на тому ж відгалуженні для інших фаз, або від паспортних даних. Вимірювання проводять у тому випадку, коли проводилось перепаювання схеми або було знято перемикач відгалужень.

Вимірювання опору ізоляції доступних стяжних болтів, ярмових балок і випробування ізоляції стяжних болтів підвищеною напругою. Величина опору ізоляції не нормується, рекомендоване значення – не менше ніж 10 МОм. Допускається пониження опору ізоляції не більше ніж на 50 відсотків вихідної величини. Ізоляція стяжних болтів повинна витримати випробування напругою змінного струму до 2000 В протягом однієї хвилини.

Вимірювання характеристик ізоляції проводять при температурі ізоляції не нижчій ніж $+10^{\circ}\text{C}$ до початку і після закінчення капітального ремонту. До основних вимірювань належать: 1) вимірювання опору ізоляції обмоток трансформатора і визначення коефіцієнта абсорбції

$$K_{аб} = \frac{R_{60}}{R_{15}}$$
 Допустимі значення R_{60} дорівнюють, як для трансформатора,

знову введеного після монтажу. Коефіцієнт абсорбції при температурі $10-30^{\circ}\text{C}$ для незволожених обмоток напругою 35 кВ і нижчою повинен бути не меншим ніж 1,3, а для обмоток напругою 110 кВ і вищою – 1,5-2. Схема вимірювання показана на рис. 8.3.

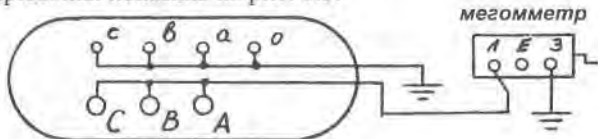


Рис. 8.3. Схема вимірювання опору ізоляції обмоток трансформатора

2) вимірювання ємності обмоток при частотах 2 та 50 Гц і визначення відношення $\frac{C_2}{C_{50}}$; 3) вимірювання тангенса кута

діелектричних втрат обмоток і вводів. Допустимі значення $\frac{C_2}{C_{50}}$ і $\text{tg} \delta$ наведено в табл. 8.1.

**Найбільші допустимі значення характеристик ізоляції
трансформаторів**

Характеристика	Температура, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
$tg\delta, \%$	2,5/2,0	3,5/2,5	5,5/4,0	8,0/6,0	11,0/8,0	15,0/12,0	20,0/16,0
$\frac{C_2}{C_{50}}$	1,2/1,1	1,3/1,2	1,4/1,3	1,5/1,4	1,6/1,5	1,7/1,6	1,8/1,7

Примітка. У чисельнику наведено дані для напруги обмотки ВН меншої або рівної 35 кВ, а в знаменнику – вищої ніж 35 кВ.

Ізоляційні характеристики за час капітального ремонту трансформатора можуть змінюватися порівняно з характеристиками, вимірними до ремонту.

За результатами вимірювань роблять висновок про стан ізоляції. Вважається можливим вмикання трансформатора в роботу без сушіння, якщо вимірювання по закінченні ремонту покажуть, що опір ізоляції R_{60} знизився, але не більше ніж на 40 відсотків, відношення $\frac{C_2}{C_{50}}$ зросло не більше ніж на десять відсотків, $tg\delta$ зріс не більше ніж на 30 відсотків. Якщо вимірювання хоча б однієї з цих характеристик не виходить за межі, вказані в табл. 8.1, то сушіння не проводиться. В усіх інших випадках ізоляцію треба сушити.

Випробування головної ізоляції підвищеною напругою. Випробування ізоляції обмоток разом з выводами (рис. 8.4) полягає в прикладанні до кожної з обмоток випробної напруги промислової частоти. Величина напруги вибирається за ГОСТ залежно від номінальної напруги обмотки, що випробується, типу трансформатора, від умов (заводських або експлуатаційних), у яких проводився ремонт, і від того, чи замінювалися обмотки та ізоляція. Зростання напруги під час випробувань допускається проводити відразу до 40 відсотків $U_{вин}$, а потім плавно зі швидкістю не більшою ніж три відсотки $U_{вин}$ за одну

секунду. Через одну хвилину зниження напруги дозволяється проводити зі швидкістю до 25 відсотків $U_{вил}$ протягом п'яти секунд, а потім можна вимкнути напругу. Якщо в процесі випробування не спостерігалися часткові розряди або пробої ізоляції, то вважають, що трансформатор витримав випробування.

При ремонті трансформатора з розбиранням активної частини обсяг випробувань збільшується. Проводять випробування активної сталі магнітопроводу, визначають групи з'єднання обмоток, вимірюють струм і втрати холостого ходу, а також втрати в обмотках і напругу к.з. Їх проводять відповідно до Норм випробування електрообладнання і апаратів електроустановок споживачів.

Контрольні питання і завдання

1. Назвіть основні несправності трансформаторів, їх ознаки і причини.
2. Які терміни і обсяги поточних і капітальних ремонтів трансформаторів?
3. Сформулюйте основні вимоги, які ставлять при прийманні трансформатора в ремонт.
4. Розкажіть про особливості ремонту магнітної системи трансформатора, обмоток, пристроїв перемикачів, бака, розширювача і фільтрів.
5. Який обсяг післяремонтних випробувань трансформатора, у чому їх відмінність від прийнятно-здавальних випробувань?
6. У чому особливість вимірювання характеристик ізоляції, які їх допустимі значення?
7. Як проводиться випробування головної ізоляції трансформатора, який порядок підймання і зняття напруги?
8. У яких випадках проводять випробування активної частини (магнітопроводу), визначення групи з'єднання обмоток, втрат х.х., втрат к.з. і $U_{кз}$?

9. ЕКСПЛУАТАЦІЯ РЕЗЕРВНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

9.1. Призначення і види резервних електростанцій

Резервні електростанції використовують для безперебійного електропостачання сільськогосподарських споживачів у тих випадках, якщо використовувати інші засоби, наприклад, мережне резервування, неможливо або економічно недоцільно. Такі електростанції встановлюють біля споживачів 1 і 2 категорій. Резервними джерелами електропостачання служать стаціонарні або пересувні електроустановки відносно невеликої потужності.

Промисловість випускає резервні електростанції з карбюраторними і дизельними двигунами. При потужності вищій ніж 16 кВт економічно доцільно використовувати дизельні електростанції (ДЕС). Їх основний елемент – дизель-генератор. Дизель (первинний двигун) і синхронний генератор з'єднані між собою жорсткою муфтою. Електростанції комплектують апаратурою керування і контрольно-вимірвальними пристроями.

Стационарні ДЕС потужністю до 200 кВт поставляють комплектними. Їх встановлюють на фундаменти в закритих приміщеннях з температурою навколишнього повітря 8-40⁰С.

Пересувні комплектні ДЕС монтують на транспортних засобах і захищають від атмосферних впливів. Їх можна переміщувати на будь-яку відстань і вводити в експлуатацію без додаткової підготовки. Такі станції призначені для роботи на відкритому повітрі при температурі від -50 до +40⁰С.

Залежно від призначення дизельного агрегата і конкретних умов його експлуатації державним стандартом передбачено три ступені автоматизації.

Перший ступінь – автоматичне підтримання номінального режиму після пуску і в процесі роботи під навантаження. При цьому повинні діяти пристрої аварійно-запобіжної сигналізації та захисту, автоматично підзаряджатися акумуляторні батареї і наповнюватися баки паливом.

Другий ступінь – автоматизація першого ступеня, а також дистанційне автоматичне керування агрегатами (пуск, синхронізація при паралельній роботі, прийняття навантаження, зупинка, контроль за роботою, підтримання непрацюючого двигуна в нагрітому стані).

Третій ступінь – автоматизація другого ступеня, а також автоматичне наповнення паливних і масляних баків, повітряних балонів, розподіл активних і реактивних навантажень при паралельній роботі, керування допоміжними агрегатами.

У дизель-електричних станціях другого і третього ступенів автоматизації аварійно-запобіжна сигналізація спрацьовує, якщо досягає граничних значень температура води, масла і повітря, тиск масла, витрата і рівень рідини, частота обертання вала двигуна тощо.

Щоб правильно вибрати і експлуатувати ДЕС, необхідно знати її основні технічні дані: номінальну потужність, напругу, силу струму, спосіб регулювання напруги генератора і тип дизельного агрегата (табл. 9.1). Від резервних станцій, як правило, одержують змінний струм при напрузі 230 та 400 В і частоті 50 Гц. У цьому випадку всі споживачі електроенергії під'єднують безпосередньо до шин генератора, що

забезпечує високу стабільність напруги. Відхилення напруги від номінальної для генераторів з магнітними збудниками і вугільними регуляторами типу РУП не перевищує $\pm 3-5$ відсотків (при зміні навантаження від нуля до 100 відсотків); для синхронних генераторів із самозбудженням без коректора – також $\pm 3-5$ відсотків, а з коректором – $\pm 1-2$ відсотки; для синхронних генераторів, які живлять силове, освітлювальне і побутове навантаження – ± 5 відсотків.

Таблиця 9.1

Технічні дані електростанцій з дизельними двигунами

Тип комплексного агрегата	Потужність, кВт	Тип первинного двигуна	Тип генератора	Напруга генератора, В	Спосіб регулювання напруги	Можливість паралельної роботи
1	2	3	4	5	6	7
Пересувні автоматизовані						
АД-16Т/1В	16	44-8,5/11	ОС-62/М201	230/400	Автоматич.	Немає
АД-20Т/230, 400	20	ДП-20	ЕСС-81-4/М201	230/400	Автоматич.	Немає
АД-30Т/230М, 400М	30	ЯАЗ-М204Г	ДГФ-82-4Б	230/400	Автоматич.	Немає
АД-50Т/230М, 400М	50	1Д6-100АД	ДГС-92/М201	230/400	Автоматич.	Немає
УЗ4А	100	1Д6-150АД	ГСФ-100М	400	Автоматич.	Передбач.
ДЗА-100	100	ЯМЗ-238А	ГСФ-100Д	400	Автоматич.	Передбач.
ДГА-200Т	200	1Д12-КС	ГСФ-200	400	Автоматич.	Передбач.
АС-816	500	АС-816	СГДС-11-46-4	400	Автоматич.	Передбач.
Стационарні автоматизовані						
АСДА-2-12Р	12	24-8,5/11	ЕСС-52-4/М201	230/400	Автоматич.	Немає
АСДА-2-20Д	20	44-10,5/13	ЕСС-81-4/М201	230/400	Автоматич.	Немає
АСДА-2-50Д	50	64-12/14	ЕСС-91-4/М201	230/400	Автоматич.	Немає

Продовження табл. 9.1

1	2	3	4	5	6	7
АСДА-100Т/400-ЗР	100	64-12/14	ЕСС-91-4/М201	400	Автоматич.	Передбач.
АСДА-200Т/400-ЗР	200	2Д6-БГ	ГСФ-100М	400	Автоматич.	Передбач.
ДГА-300	300	64Н-25/34	СГД/13-42-12	400	Автоматич.	Немає
ДГА-400	400	124Н-18/12	СГД-400-1500	400	Автоматич.	Передбач.

Примітка. 1. Спосіб регулювання напруги автоматичний.

2. Літерні позначки ДЕС розшифровуються так: АД – агрегат дизельний; ЕСД – електростанція дизельна пересувна; ДЕА – дизель-електроагрегат автоматизований; ДГА – дизель-генератор автоматизований; АСДА – агрегат стаціонарний дизельний автоматизований; АС – автоматизована дизель-електрична станція.

Для дизельних агрегатів станцій допускається 10-процентне перевантаження протягом однієї години. Найбільше відхилення частоти обертання при вмиканні і вимиканні номінального навантаження становить ± 6 відсотків.

Застосовуючи швидкохідні дизелі з малою нерівномірністю ходу, можна в процесі експлуатації включати два або більше агрегатів паралельно, тому що в цьому випадку майже співпадають регуляторні характеристики первинних двигунів та зовнішні – синхронних генераторів.

3.2. Ввід резервних ДЕС в експлуатацію

Підготовка і пуск ДЕС. Приміщення для стаціонарних ДЕС повинні задовольняти вимоги СНиП. Все основне і допоміжне обладнання розмішують так, щоб персоналу було зручно працювати. Монтаж і встановлення електрообладнання, прокладання проводів і кабелів у приміщенні ДЕС потрібно виконувати в суворій відповідності до ПУЕ та заводських інструкцій.

При підготовці ДЕС до першого пуску необхідно:

- розконсервувати двигун, генератор та інші збірні одиниці відповідно до прикладених інструкцій з експлуатації;
- перевірити, чи затягнуті болти і гайки двигуна та генератора, чи добре кріпиться рама до фундаменту, а також інші збірні одиниці між собою;

- заповнити всі системи дизеля охолоджуючою рідиною і маслом, перевірити щільність з'єднань трубопроводів, усунути незначні несправності;

- впевнитися в тому, що монтаж систем відповідає схемам, при необхідності внести зміни;

- впевнитися в надійності рознімних з'єднань і перевірити за проектною електричною схемою з'єднань, як підключені шафи і збірні одиниці агрегата;

- продути сухим стиснутим повітрям генератор, шафи керування, панелі, блоки автоматики;

- перевірити стан електровимірювальних приладів, захисної і сигнальної апаратури;

- провести випробування генератора, тобто виміряти опір ізоляції обмоток статора і ротора та кіл збудження, випробувати ізоляцію статора і ротора та кіл збудження підвищеною напругою промислової частоти;

- виміряти опір обмоток постійному струму;

- виміряти повітряний проміжок між статором і ротором генератора, між полюсами і якорем збудника (норми випробувань наведено в ПУЕ);

- перевірити системи охолодження і змащування генератора;

- переконатись у тому, що виводи генератора правильно приєднані до мережі, а корпус надійно заземлений.

Перед транспортуванням пересувної ДЕС треба перевірити, як працюють спеціальні пристрої (гальмо, засувка буксирного гака, задній ліхтар і стоп-сигнал, привод керування тощо) чи надійне кріплення агрегатів та допоміжного обладнання.

При підготовці до пуску такої ДЕС необхідно:

- вибрати місце її установки (воно повинно бути рівним і горизонтальним, знаходитися від будівель і споруд на відстані не меншій ніж 4-6 м і розташовуватися в центрі споживачів електроенергії);

- встановити генератор ДЕС проти вітру, щоб забезпечити добрі умови його охолодження, причому дверцята капота агрегата зі сторони генератора повинні бути відкриті;

- встановити заземлювач і приєднати до нього корпус генератора;

- розташувати і приєднати освітлювальні засоби, розгорнути кабельну мережу;

- оглянути всі збірні одиниці і перевірити, чи готова станція до експлуатації згідно із заводською інструкцією.

Після установки пересувну ДЕС закріплюють ручним гальмом, а при роботі більше двох-трьох діб її ресори і колеса розвантажують домкратами.

Здавання-приймання змонтованих ДЕС проводять відповідно до вимог СНиП. Для цього потрібна така документація: акт про необхідність огляду-ревізії агрегата з його розбиранням; протокол огляду-ревізії дизель-генератора (якщо вона проводилася); формуляр монтажу генератора або всього агрегата; акт про готовність фундаменту для установки дизель-генератора; протокол, який підтверджує можливість вмикання генератора без сушіння.

Після представлення названої вище документації персонал замовника за участю представників монтажно-ї налагоджувальної організації проводить комплексне випробування електростанції в режимі холостого ходу і оформлює акт її здачі в експлуатацію. Перед пуском агрегата необхідно:

- оглянути двигун, генератор, допоміжні пристрої, панелі та щити і усунути виявлені несправності;
- виміряти опір ізоляції при включених автоматичних вимикачах мегомметром, розрахованим на напругу 500 В (вона повинна бути не менша ніж 0,5 МОм). При меншому значенні опору ізоляції деталі очищають від пилу і бруду, а при необхідності сушать генератор;
- перевіряють ступінь зарядження акумуляторних батарей і справність систем запалювання. Якщо акумуляторні батареї розряджені більше ніж на 50 відсотків, пуск двигуна стартером не дозволяється;
- проконтролювати рівень палива у витратному баку за показником (бак повинен бути заправлений паливом, а його кран встановлений у положення "Відкрито");
- переконатися в тому, що в паливній системі немає повітря;
- заправити витратні та допоміжні масляні баки, а також заповнити внутрішній контур системи охолодження водою і перевірити її циркуляцію в зовнішньому контурі;
- перевірити щільність з'єднання очисника повітря і дію механізму повітряної заслінки;
- вимкнути автоматичний вимикач генератора в силовій мережі;
- встановити перемикач кіл керування в положення "Ручне керування" або "Автоматичний пуск".

Положення вимикачів і перемикачів на панелях, щитах керування генератора і дизельної автоматики повинно відповідати інструкції з експлуатації ДЕС.

Агрегат пускають і зупиняють відповідно до заводської інструкції. Після пуску і прогрівання двигуна протягом 10 хвилин на холостому ходу його частоту обертання поступово доводять до 50 с^{-1} , а потім збуджують генератор. Шунтовим реостатом встановлюють номінальну напругу, контролюючи її вольтметром, і вмикають генератор; поступово збільшують навантаження до 75 відсотків номінального. Перевіривши роботу систем охолодження води і масла, через 15 хв доводять навантаження до номінального.

Перед тим як зупинити генератор, навантаження вимикають. Потім поступово збільшують опір у колі збудження, обертаючи рукоятку шунтового реостата проти годинникової стрілки; знизивши напругу до мінімального значення, зупиняють генератор.

Дистанційний автоматичний пуск і зупинку виконують у заданій технологічній послідовності з пульта (шафи) керування за допомогою кнопок. У випадку успішного пуску запалюється сигнальна лампа "Нормальна робота", при аварійному режимі спрацьовують датчики сигналізації та захист і запалюється сигнальне табло "Аварійна робота", агрегат автоматично зупиняється.

Сигнал для автоматичного пуску – зміна контрольованих параметрів агрегата (недопустиме зниження або підвищення напруги, перевантаження тощо). Сигнал для автоматичної зупинки одного з двох паралельно працюючих агрегатів – зниження загального навантаження на шинах генератора до 80 відсотків номінальної потужності або відновлення напруги в мережі, яка контролюється, при цьому резервний агрегат відключається.

Вмикання генераторів на паралельну роботу. При паралельній роботі генераторів підвищується надійність електропостачання споживачів і економічність ДЕС, зменшуються відхилення частоти і напруги при коливаннях навантаження. Застосовують два способи вмикання генераторів: точну синхронізацію і самосинхронізацію. При точній синхронізації необхідно:

- відрегулювати частоту обертання генератора, що збуджується, так, щоб вона стала рівною частоті працюючого (або мережі), яку контролюють частотоміром;
- створити таке збудження генератора, щоб амплітудні значення напруг генератора, який підключається, і працюючого (мережі) були однакові (за показниками вольтметрів);
- ввімкнути генератор на подальшу роботу в той момент, коли співпадають вектори напруг генераторів або генератора і мережі (за синхроноскопом).

Якщо вказані умови виконано, генератор вмикається без різкого збільшення струму або короткочасного пониження напруги, а також без зрівнювальних струмів.

Фізична суть цього процесу полягає в наступному. Оскільки генератор до замикання контактів вимикача обертається із змінною кутовою частотою, то в загальному випадку замикання контактів вимикача може статися при деякому куті зсуву фаз δ_0 (рис. 9.1).

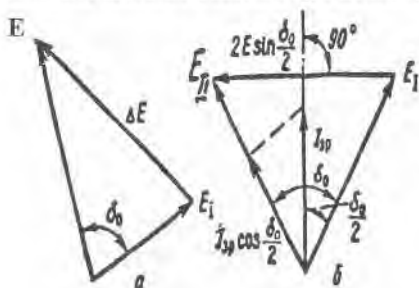


Рис. 9.1. Векторні діаграми збудженого синхронного генератора ДЕС при вмиканні на паралельну роботу:

$$a - E_{d,z}^+ \neq U_c; \quad b - E_{d,z}^+ = U_c$$

Амплітудне значення зрівнювального струму в момент замикання контактів вимикача при $E_{d,z}^+ \neq U_c$ (рис. 9.1а):

$$i_{\text{зв}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot \Delta E}{x_d^+ + x_c}, \quad (9.1)$$

де $i_{\text{зв}}$ – амплітуда ударного струму при несинхронному вмиканні генератора;

ΔE – геометрична різниця між ЕРС генератора $E_{d,z}^+$, зумовленою надперехідним індуктивним опором по поздовжній осі, і напругою мережі U_c ;

x_d^+ , x_c – відповідно надперехідний опір генератора і еквівалентний опір системи;

1,8 – коефіцієнт, який враховує наявність періодичної складової струму;

$\sqrt{2}$ – коефіцієнт, який визначає амплітудне значення періодичної складової струму;

δ_0 – кут зсуву фаз між $E_{d,z}^+$ і U_c .

При $E_{d,z}^+ = U_c$ (рис. 9.1.б) рівняння (9.1) запишеться:

$$i_{\text{зв}} = \frac{2\sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot E_{d,z}^+ \cdot \sin \frac{\delta_0}{2}}{x_d^+ + x_c}. \quad (9.2)$$

Найбільше значення зрівнювального струму спостерігається при замиканні контактів вимикача в момент, коли $\delta_0 = 180^\circ$, тоді $\sin \frac{\delta_0}{2} = 1$, а при значенні $x_c \approx 0$ рівняння (9.2) матиме вигляд:

$$i_{ya} = \frac{2\sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot E_d''}{x_d'} = 2i_{y0,z}, \quad (9.3)$$

де $i_{y0,z}$ – ударне значення струму к.з. на виводах генератора. Такий струм часто призводить до деформації і пошкодження обмотки статора генератора.

При **самосинхронізації** з допомогою первинного двигуна добиваються частоти обертання генератора, близької до синхронної (відхилення $\pm 2\%$), і його у незбудженому стані вмикають у мережу. Потім подають збудження, і генератор втягується в синхронізм. Переваги даного способу: більша швидкість вмикання, проста схема автоматизації, можливість вмикання генератора при значному зниженні і коливаннях напруги мережі, а також автоматичного відновлення подачі напруги. Недоліки: неминучий "поштовх" зрівнювального струму в момент вмикання незбудженої синхронної машини в мережу, короткочасне зниження напруги мережі під час вмикання генератора. Названі недоліки не відбиваються на електропостачанні споживачів.

Розглянемо фізичний процес, який відбувається при вмиканні незбудженого генератора в мережу з деяким ковзанням s .

Схема заміщення синхронного генератора (рис. 9.2) з ротором, замкнутим на гасильний опір R , еквівалентна схемі заміщення силового трансформатора, первинна обмотка якого включається на напругу U , а вторинна замкнута на активний опір R . Зі зменшенням ковзання s опір R збільшується. У початковий момент вмикання обмотки статора на напругу, внаслідок реакції контурів машини з умови постійності потокозчеплення у всіх замкнутих контурах, поряд з вимушеними струмами виникають рівні і протилежні їм за знаком вільні струми, які затухають з деякою постійною часу за експоненціальним законом. Величина початкового струму буде залежати від моменту вмикання обмотки статора на напругу.

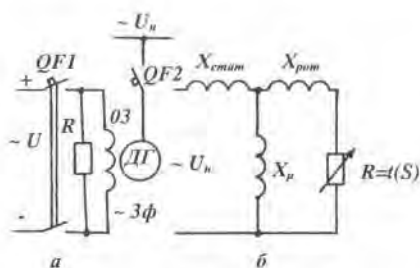


Рис. 9.2. Вмикання незбудженого синхронного генератора на паралельну роботу:

- а – схема вмикання;
б – схема заміщення

Таким чином, у замкнутих контурах машини, в обмотці статора і ротора появляються струми, які містять явно виражену постійну складову. Під її дією відбувається розмагнічування ротора, і як наслідок – збільшення магнітного опору. Струми в контурах ротора, як періодичні, так і аперіодичні, перешкоджають проникненню в ротор магнітних потоків, які збуджуються струмами статора, змушуючи їх замикатися по шляхах з великим магнітним опором. Це означає, що в перший момент вмикання магнітний потік статора майже повністю замикається по повітрю. Виходячи з цього, початкове значення періодичної складової струму статора при самосинхронізації, як і при к.з., теж буде визначатися надперехідним реактивним опором x_d'' . На схемі заміщення цьому моменту відповідає досить мале значення опору гілки намагнічування x_μ .

По мірі затухання в контурах ротора вільних аперіодичних і періодичних складових струму при зменшенні ковзання магнітний потік починає замикатися через сталь ротора, внаслідок чого періодичні складові струмів статора починають зменшуватися.

Величина x_μ схеми заміщення збільшується. Еквівалентний індуктивний опір генератора зростає і стає рівним приблизно перехідному індуктивному опору по повздовжній осі x_d' .

Вільний струм у контурах ротора затухає приблизно через 0,04–0,06 с. Враховуючи ці міркування, найбільше діюче значення струму статора в момент вмикання генератора описується виразом

$$I = \frac{1,05U_n}{x_d' + x_c} \leq 3,5I_n, \quad (9.4)$$

де U_n – номінальна напруга генератора, в.о.;

x_d' – відносний перехідний реактивний опір генератора;

x_c – зведений до виводів генератора реактивний опір мережі.

Напруга на виводах у перший період після вмикання генератора визначається

$$U_{gen}'' = U_c \left(1 - \frac{x_c}{x_d'' + x_c} \right), \quad (9.5)$$

після двох-трьох періодів вона буде рівною

$$U_{gen}' = U_c \left(1 - \frac{x_c}{x_d' + x_c} \right). \quad (9.6)$$

Величина допустимого зниження напруги при самосинхронізації не контролюється, вона залежить у кожному конкретному випадку не тільки від параметрів системи, а й від характеру навантаження.

Якщо в перший момент часу $x_2 = x_c$, то напруга на шинах знизиться до 50 відсотків номінального значення. По мірі втягування генератора у синхронізм напруга відновлюється. На рис. 9.3. показано характерні осцилограми, які ілюструють процес вмикання способом самосинхронізації генератора ДЕС на генератор рівної потужності при ковзанні $s=1$.

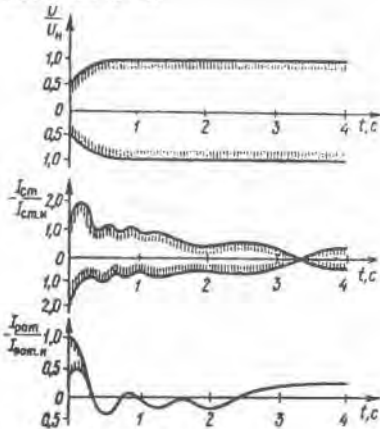


Рис. 9.3. Осцилограми процесу вмикання способом самосинхронізації генератора ДЕС на генератор рівної потужності при ковзанні $s=1$

З наведеної осцилограми видно, що в момент вмикання напруга на шинах різко зменшується приблизно до 50 відсотків номінальної, але по мірі затухання пускового струму вона відновлюється, досягаючи номінального значення через 0,8 с.

Процес втягування генератора в синхронізм відбувається таким чином. При обертанні генератора ДЕС з частотою обертання меншою за синхронну, після вмикання обмотки статора на напругу мережі виникає

асинхронний момент $M_{ас}$, який підтягує ротор генератора до малих значень ковзання. Після подачі в обмотку ротора напруги (збудження) виникає синхронний момент $M_{син}$, який забезпечує втягування генератора в синхронізм (після декількох коливань).

Наявність пристроїв форсування і автоматичного регулювання збудження зменшує час відновлення напруги в процесі самосинхронізації.

При паралельній роботі з мережею ввімкнений генератор бере на себе навантаження через додаткову подачу палива для його первинного двигуна. Для стійкості і надійності паралельної роботи необхідно розподіляти активну потужність між працюючими генераторами пропорційно їх номінальним потужностям.

9.3. Схема ДЕС з комплектом пристроїв КУ-67М

Призначення комплекту пристроїв. Пристрій КУ-67М призначений для керування дизель-електричними агрегатами АСДА-100 потужністю 100 кВт, АСДА-200 (200 кВт), ТМЗ ДЕ-104-СУ (100 кВт), укомплектованими трифазними синхронними генераторами зі статичною системою збудження, а також для регулювання напруги, захисту та розподілу навантаження. Комплекти пристроїв випускають на напругу 0,4 і 0,23 кВ, напруга кіл управління – 220 В (змінний струм), аварійної сигналізації і захисту – 24 В (постійний струм).

Пристрій КУ-67М забезпечує автономне функціонування дизель-електричного агрегата, паралельну роботу з аналогічним за характеристиками агрегатом, а також з електричною мережею; аварійно-попереджувальну сигналізацію і зупинку агрегата при зниженому тиску масла, перегріві води або масла, "розносі" двигуна; вимикання генератора від збірних шин при аварійних режимах роботи дизеля або к.з. на шинах; дистанційне керування регулятором частоти обертання двигуна.

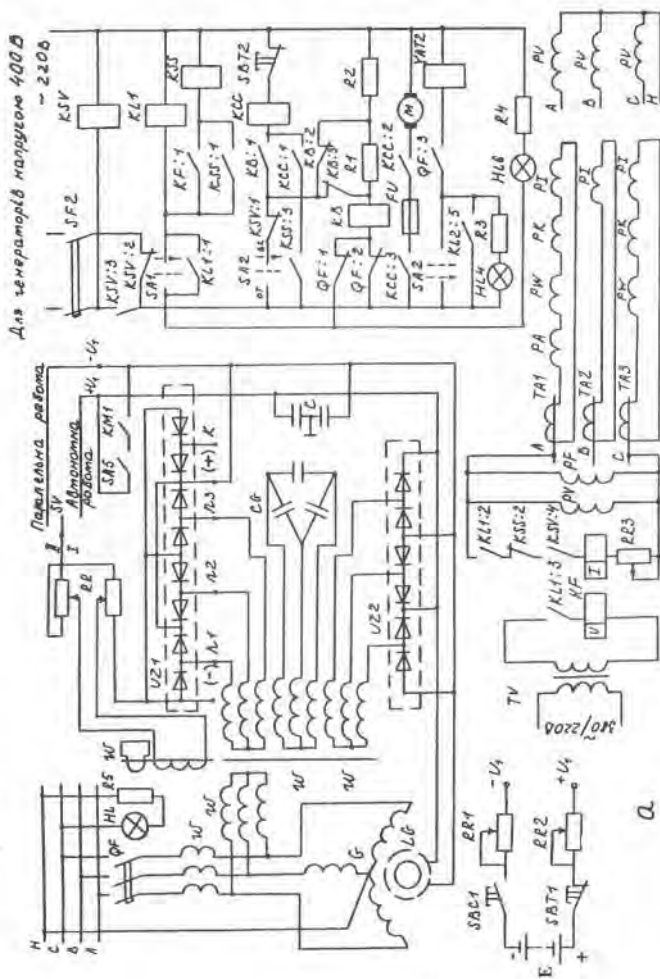
Пристрій КУ-67М складається з двох панелей закритого виконання: керування ПУ-2 і розподілу ПР-2. На панелі ПУ-2 встановлено автоматичний вимикач генератора, блоки захисту, сигналізації, синхронізації та керування, коректор напруги, комутаційна, вимірвальна і сигнальна апаратура: на панелі ПР-2 – ручні вимикачі силового кола, автоматичні вимикачі ліній, лампи сигналізації про наявність напруги на збірних шинах і лінійних автоматах, лічильники енергії. Розглянемо роботу електричної схеми ДЕС (рис. 9.4).

Нормальний пуск дизеля. Повернувши перемикач SA1 в положення "Більше", приводять в обертання електродвигун М1, який установлює рейку паливного насоса в положення, що відповідає

проміжній частоті обертання вала дизеля; при цьому загоряється лампочка HL1. Коли рейка досягне заданого положення, мікрореле SQ2 спрацьовує і двигун М1 зупиняється, а лампочка HL1 гасне. Натиснувши кнопку SBC2, замикають коло контактора КМ2, у результаті чого вмикається маслоперекачувальний насос М2. Коли тиск масла в магістралі стане рівним значенню, на яке настроєний датчик тиску масла SP1:2, останній спрацьовує, замикаючи кола лампочки HL2 і реле КМ1, яке своїми контактами замикає коло вмикання стартера; відбудеться пуск дизеля. За імпульсом від зарядного генератора замикається коло реле КВ1, при цьому лампочка HL2 гасне, а HL3 загоряється. Двигун прогрівається при проміжній частоті обертання. При робочій температурі води датчик ВК1:1 розмикає коло лампочки HL3 і вона гасне, а замикаючи контакти ВК1:2 шунтують мікрореле SQ2. Повернувши перемикач SA1 в положення "Більше", повторно включають електродвигун М1, при цьому лампочка HL1 загоряється. Двигун М1 вмикається при замиканні контактів мікрореле, настроєного на максимальну частоту обертання холостого ходу агрегата, лампочка HL1 гасне.

Під'єднання генератора до обезструмлених шин. При вмиканні вимикача SF2 спрацьовує реле блокування КВ, контакт КВ1:1 замикається і схема підготовляється до вмикання електродвигуна. Перемикач SV ставлять у положення "Автономна робота". Стабілізація напруги передбачена схемою статичної системи збудження генераторів. Після розгону генератора і досягнення ним номінальної частоти обертання натискають кнопку SBC1 (на 2-3 с) і подають початкове збудження від акумуляторної батареї на обмотку ротора. Резистором RR1 встановлюють необхідну напругу. Повернувши перемикач SA2 в положення "Ввімкнено", замикають коло реле КСС; спрацьовуючи, воно замикає своїми контактами коло електродвигуна приводу автомата, який вмикається; лампочка HL4 загоряється.

Автомат живлення кіл керування змінного струму	Реле перемикання живлення з шин на генераторну напругу і контролю напруги на шинах	Вмикання реле самосинхронізації	Моторний привід генераторного автомата	Вимикання генераторного автомата вручну та від захисту
--	--	---------------------------------	--	--



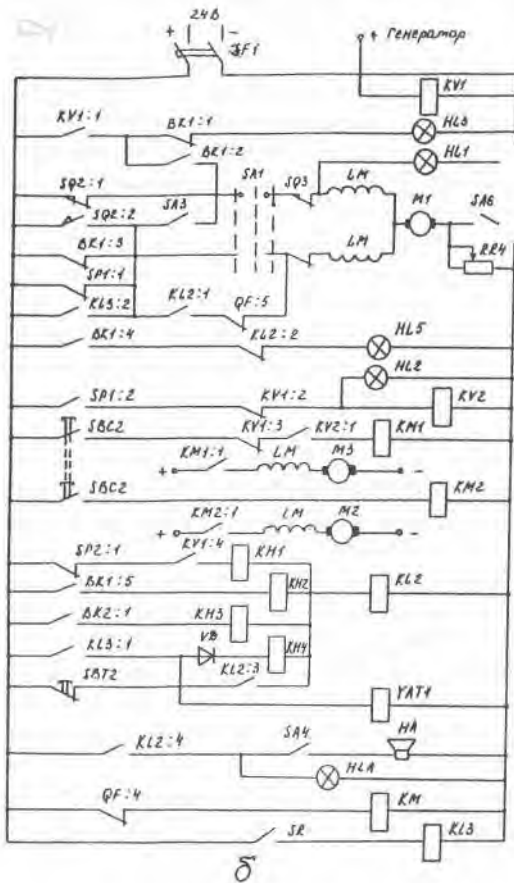


Рис. 9.4. (продовження). Принципові електричні схеми ДЕС: б – автоматизації

Клемник дизеля
Автомат кіл керування, синхронізації та захисту
Реле вдального запуску
Сигналізація прогріву дизеля
Керування двигуном приводу рейки паливного насоса
Сигналізація робочої температури води дизеля
Реле пускового тиску масла
Вмикання стартера
Вмикання масла перекачувального насосу
Захист дизеля від зниження тиску масла, перегріву води, масла та від розносної частоти обертання
Деблокування захисту
Автоматичний стоп-пристрій
Звукова сигналізація
Світлове табло "Аварія"
Вимикач гасіння поля
Реле розносу

Вмикання генератора на паралельну роботу. Перемикач SV переводять у положення "Паралельна робота". Пускають дизель і резистором RR1 встановлюють на генераторі напругу, рівну напрузі мережі. Генератор повинен бути незбудженим. Для цього вмикають

вимикач SA5, який шунтує обмотку збудження генератора. Після того, як напруга генератора знизиться до значення, близького залишковому, повертають перемикач SA1 у положення "Більше" і подають імпульс на вмикання автоматичного вимикача генератора QF. Реле KL1 спрацьовує, самоблокується і замикає коло реле KF різниці частот. Коли частота обертання генератора стає близькою до синхронної, реле KF спрацьовує і вмикає проміжне реле самосинхронізації KSS. Своїми контактами реле KSS замикає коло приводу електродвигуна автоматичного вимикача генератора, який вмикається в мережу незбудженим, оскільки його обмотка збудження замкнена накоротко контактами контактора KM автомата гасіння поля (АГП). Після вмикання АГП контактор KM обезструмлюється і розмикає свої контакти, які шунтують обмотку збудження генератора. Він збуджується і входить у синхронізм. Лампочка HL4 загоряється. Вимикач SA6 перемикають у положення "Швидко" і навантаження генератора збільшується.

Нормальна зупинка ДЕС. Повернувши перемикач SA2 в положення "Вкл.", вимикають автоматичний вимикач QF генератора; встановивши перемикач SA1 в положення "Менше", замикають коло обмотки лівого обертання електродвигуна M1; при цьому рейка паливного насоса переміщується в положення, що відповідає проміжній частоті обертання дизеля. Двигун охолоджується до температури, на яку настроєний контакт, датчик BK1:4, який, спрацьовуючи, розмикає коло лампочки HL5 і шунтує перемикач SQ2:2. Повторним перемиканням перемикача SA1 рейка виводиться в положення, що відповідає нульовій частоті обертання первинного двигуна. Електродвигун M1 вимикають вимикачем SQ1. Дизель зупиняється.

Захист і сигналізація. Живлення подається на схему за допомогою автоматичного вимикача QF1. При спрацьовуванні датчика контрольованого параметра замикається коло вихідного реле захисту KL2 і спрацьовує відповідне вказівне реле. Контакт KL2:4 замикає коло, у якому знаходиться табло "Аварія" і звуковий сигналізатор (при замкнутому вимикачі SA4), а контакт KL2:3 – коло незалежного розчіплювача автоматичного вимикача, який вмикається.

Контроль за роботою ДЕС. Під час роботи дизеля необхідно:

- слідкувати за показами приладів (температурою масла і води, тиском масла тощо), наявністю охолоджуючої рідини в системі, подачею масла до частин двигуна, які обертаються, і роботою різних датчиків, не рідше двох разів на зміну перевіряти кількість масла в маслянках і підшипниках з кільцевим змащуванням і при необхідності доливати його;
- поповнювати витратні баки паливом;

- не рідше одного разу за зміну спускати з них воду і бруд, що відстоялися;
- контролювати відсутність у двигуні сторонніх шумів або стуків;
- очищати паливні фільтри не рідше одного разу в квартал, а масляні фільтри низького тиску – відповідно до інструкції заводу-виробника;
- систематично слідкувати (якщо немає автоматичних пристроїв) за частотою обертання двигуна і, якщо необхідно, регулювати її.

При експлуатації генератора необхідно:

- спостерігати за показами амперметрів, вольтметрів, ватметрів; несиметрія навантаження по струму (протягом 1 год) допускається не більше 25 відсотків номінального струму статора, а перевантаження – не більше десяти відсотків;
- контролювати температуру активної сталі і обмоток генератора, яка не повинна перевищувати температури навколишнього середовища більше ніж на 65°C ;
- перевіряти температуру підшипників; перевищення її над температурою навколишнього середовища допускається не більш ніж на 45°C ;
- періодично спостерігати за роботою щіткового апарата збудника і контактних кілець ротора;
- рівномірно розподіляти навантаження (якщо немає автоматичних пристроїв) між паралельно працюючими генераторами;
- стежити за показами приладів контролю ізоляції, аварійними і попереджувальними сигналами, усувати відхилення в режимі роботи генератора;
- перевіряти (на дотик) ступінь вібрації генератора. Під час роботи ДЕС необхідно оглядати щити і панелі генератора власних потреб, апаратуру збудження і силове електрообладнання станції.

9.4. Технічне обслуговування і ремонт ДЕС

Технічні огляди і перевірки обладнання. Обслуговуючий персонал повинен постійно контролювати обладнання ДЕС, оглядаючи, перевіряючи і випробовуючи його. Вчасно провівши технічні огляди, підтримують готовність ДЕС до роботи, що максимально продовжує міжремонтний термін служби електростанції, дозволяє усунути помічені несправності і визначити потребу в черговому ремонті.

Періодичний плановий огляд резервної електростанції проводять не рідше одного разу в 15-30 днів, а готовність резервного агрегата до пуску

перевіряють один раз у два місяці. Одночасно контролюють стан і роботу засобів автоматизації.

Генератор і збудник оглядають через кожні 300 год роботи, але не рідше одного разу на три місяці. Під час планового огляду генератора перевіряють стан робочої поверхні колектора; правильність установки щіток на колекторі і щільність прилягання до нього; здатність змащувального мастила до подальшої експлуатації; стан і надійність контактів з мережею.

Опір ізоляції обмоток статора, ротора і збудника перевіряють через 100-150 год роботи, але не рідше одного разу на шість місяців, а також після тривалих зупинок (не більше 20 днів).

Про стан підшипників збудника і генератора можна судити за шумом при їх роботі і температурі нагріву не вищій ніж 80⁰С. Щоб продовжити термін служби підшипників, через кожні 500 год, але не рідше одного разу в шість місяців, контролюють якість мастила в них.

Комутаційні з'єднання і апаратуру всередині розподільного щита електростанції оглядають не рідше одного разу в шість місяців. При черговому огляді витирають пил, перевіряють щільність контактів, з'єднань шин і проводів: по мірі потреби замінюють плавкі вставки і сигнальні лампочки. Ослаблені контакти підтягують, а місця з'єднань зі слідами підгоряння і окислення зачищають, залуджують тощо.

Кола керування і сигналізації силових автоматичних вимикачів, схеми АВР та синхронізації перевіряють після чищення і ревізії апаратури.

Елементи захисту (теплові і електромагнітні розчіплювачі, релейний струмовий захист) перевіряють на надійність спрацювання і відповідність уставок проектним значенням один раз у рік. Пристрої захисту автоматичних вимикачів контролюють поелементно під дією первинного струму.

Електровимірвальну апаратуру перевіряють не рідше одного разу в два роки, як правило, при поточному або капітальному ремонті.

Профілактичні випробування синхронних генераторів ДЕС. Періодичність, обсяг і норми профілактичних міжремонтних випробувань установлюють з урахуванням комплексної оцінки стану кожного генератора і особливостей його конструкції. Їх проводять не пізніше ніж через три роки після капітального ремонту або попередніх профілактичних випробувань (крім тих випадків, коли періодичність ремонтів не перевищує чотирьох років).

Обов'язково випробовують ізоляцію обмоток статора підвищеною напругою частотою 50 Гц або випрямленою (вибирають найбільш

ефективну форму для даного генератора, тобто ту, при якій краще виявляються основні дефекти). Допускається знижувати випробувальну напругу порівняно з напругою, що підводиться, при перевірці ізоляції під час останнього капітального ремонту не більше ніж на $0,2U_n$ (частота 50 Гц) і $0,5U_n$ (випрямлена напруга). Такі випробування проводять додатково до випробувань і вимірювань, передбачених при поточному ремонті генератора.

Перш ніж приступити до випробувань обмоток статора і ротора генератора підвищеною напругою, вимірюють опір ізоляції мегомметром (напруга 1000 В) при температурі 10-30⁰С. При вимірюваннях знімають криві абсорбції. Для сухої ізоляції коефіцієнт абсорбції $R_{аб} = \frac{R_{60}}{R_{15}} = 1,2-2;$

для зволоженої – близький до одиниці.

Опір ізоляції обмоток статора не нормується, його треба порівнювати із значеннями попередніх вимірювань. Опір ізоляції обмоток ротора повинен бути не нижчий ніж 0,5 МОм, кіл збудження – 1 МОм, обмоток якоря і його бандажів – 0,5 МОм.

Обмотку статора генератора потужністю до 1000 кВт і напругою до 1 кВ випробовують підвищеною змінною напругою промислової частоти, рівною $1,6U_n + 800$ В (не менше ніж 1200 В) протягом однієї хвилини, зразу ж після зупинки генератора. Обмотку ротора при експлуатації підвищеною напругою не випробовують.

Під час профілактичних випробувань, капітальних і поточних ремонтів вимірюють опір обмоток статора, ротора і збудника на постійному струмі. Якщо опір обмотки якоїсь фази статора відрізняється від виміряного раніше опору обмоток інших фаз більше ніж на два відсотки (при однакових зведених температурних умовах), то це, як правило, свідчить про неякісне паяння в лобових частинах. Опір обмоток ротора і збудника не повинен відрізнятися від раніше виміряного більше ніж на два відсотки.

Крім того, необхідно випробувати обмотки і активну сталь на нагрівання; визначити реактивні опори; перевірити електричну міцність контактних кілець і автомата гасіння поля (АГП); виміряти залишкову напругу генератора після його вимкнення, знайти виткові замикання в обмотці ротора, струми і напруги при допустимих несиметричних режимах. Основні несправності генераторів зі статичною системою збудження, їх причини та способи усунення наведено в табл. 9.2.

Ремонт синхронних генераторів ДЕС. Встановлено таку періодичність планово-попереджувальних ремонтів: поточний ремонт

генераторів пересувних електростанцій, що працюють на відкритому повітрі, виконують кожні шість місяців, а стаціонарних – щорічно; капітальний ремонт генераторів пересувних ДЕС – не рідше одного разу в чотири роки, стаціонарних – по мірі потреби, але не рідше одного разу в п'ять років.

Таблиця 9.2

Основні несправності генераторів, їх причини і способи виявлення

Несправність	Причина	Спосіб виявлення
1	2	3
Підвищена вібрація генератора, яка зникає при знятті збудження. Напруга генератора нижча за номінальну	Міжвиткове замикання в обмотці збудження	До кілець підводять змінну напругу 200 В і вимірюють напругу на окремих котушках обмотки збудження (на пошкоджених вона значно менша, ніж на справних)
	Подвійне замикання на корпус обмотки збудження	Генератор розбирають. Перевіряють мегомметром, чи є замикання на корпус
Знижений опір ізоляції (менше ніж 0,5 МОм)	Відволожені обмотки статора, збудження, трансформатора або з'єднувальних кінців, які торкаються корпусу	Вимірюють опір мегомметром
	Забруднення обмотки і з'єднувальних кінців. Утворилися провідні "мостики"	Від'єднують елементи схеми і перевіряють мегомметром опір їх ізоляції. Визначивши несправність, прочищають і продувають генератор стиснутим повітрям (при необхідності, розбирають)

Продовження табл. 9.2

1	2	3
<p>Генератор не збуджується</p>	<p>Поганий контакт або коротке замикання в колі збудження генератора</p>	<p>Перевіряють коло збудження, натискання щіток, чистоту поверхні контактних кілець</p>
	<p>Пробій або обрив у плечі силового випрямляча</p>	<p>Від'єднують випрямляч від затискачів "+" і "-" і перевіряють омметром опір плечей. При пробіі опір плеча значно нижчий, а при обриві вищий, ніж у справних. Замінюють пошкоджений випрямляч.</p>
	<p>Коротке замикання в одній з обмоток трансформатора</p>	<p>Від'єднують трансформатор і під'єднують його до джерела змінного струму, виявляють пошкоджену обмотку за допомогою вольтметра</p>
	<p>Обрив у вторинній, первинній або додатковій обмотці трансформатора</p>	<p>Підводять напругу 200 В до первинної обмотки трансформатора. Перевіряють симетрію фазних напруг на всіх обмотках (у несправних трансформаторів несиметричність фазних напруг не повинна перевищувати 20%)</p>