

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем



ТЕХНОЛОГІЇ ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТУ ЕНЕРГООБЛАДНАННЯ І ЗАСОБІВ АВТОМАТИЗАЦІЇ

Конспект лекцій

СУМИ – 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

ТЕХНОЛОГІЇ ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТУ ЕНЕРГООБЛАДНАННЯ І ЗАСОБІВ АВТОМАТИЗАЦІЇ

Конспект лекцій

для здобувачів 2 курсу освітньої програми
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
денної та заочної форм здобуття освіти
ступеню вищої освіти «Магістр»

Укладачі:

Савойський О. Ю., к.т.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем;

Вольвач Т. С., асистент кафедри енергетики та електротехнічних систем;

Лисенко В. В., завідувач навчально-методичним кабінетом кафедри енергетики та електротехнічних систем.

Т 38 Технології обслуговування та ремонту енергообладнання та засобів автоматизації: конспект лекцій / укл.: О. Ю. Савойський, Т. С. Вольвач, В. В. Лисенко. - Суми, 2025. – 106 с.

Конспект лекцій призначений для здобувачів 2м курсів освітньої програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної та заочної форм здобуття освіти ступеню вищої освіти «магістр» та надання методичної допомоги здобувачам під час вивчення. В конспекті лекцій викладені основні поняття технічної експлуатації енергообладнання та засобів керування, основні відомості про енергетичне обладнання, питання контролю технічного стану енергетичного обладнання. Конспект стане у нагоді здобувачам для підготовки до практичних занять, виконання курсових проєктів та кваліфікаційного (магістерського) проєкту, а також поглиблення знань у сфері енергетики.

Рецензенти:

Кравченко В. О., к.ф.-м.н., доцент, доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем СНАУ;

Тарельник Н. В., к.е.н., доцент, доцент кафедри проєктування технічних систем СНАУ.

Відповідальний за випуск:

Чепіжний А.В., к.т.н., доцент, завідувач кафедрою енергетики та електротехнічних систем СНАУ.

Рекомендовано до видання Радою із забезпечення якості освітньої діяльності та якості вищої освіти інженерно-технологічного факультету СНАУ.
Протокол №6 від « » травня 2025 року

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
ТЕМАТИЧНИЙ ПЛАН.....	8
Тема 1. Організація технічного обслуговування і ремонту енергообладнання та засобів автоматизації	9
1. Загальна характеристика системи планово-запобіжних ремонтів енергообладнання на підприємствах АПК.	9
2. Види і методи ремонту енергообладнання	10
Тема 2. Випробування електрообладнання.....	12
1. Види випробувань	12
2. Причини зміни стану ізоляції	13
Тема 3. Технічне обслуговування і ремонт повітряних ліній електропередачі напругою до і вище 1000 В.....	18
1. Загальні вимоги до улаштування повітряних ліній.....	18
2. Приймання повітряних ліній в експлуатацію	19
Тема 4. Технічне обслуговування і ремонт кабельних ліній	21
1. Загальні вимоги до будови кабельних ліній.....	21
2. Забезпечення надійності при експлуатації кабельних ліній.....	25
Тема 5. Обслуговування розподільних пристроїв напругою вище 1 кВ.....	30
1. Загальні вимоги. Приймально-здавальні випробування.....	30
2. Профілактичні випробування електрообладнання.....	31
Тема 6. Ремонт обладнання розподільних пристроїв напругою вищою ніж 1 кВ	35
1. Загальні вимоги	35
2. Несправність обладнання та їх усунення	37
Тема 7. Обслуговування силових трансформаторів	43
1. Загальні положення.....	43
2. Основні вимоги до трансформаторів	44
3. Технічне обслуговування трансформаторів	45
Тема 8. Ремонт силових трансформаторів	48

1. Несправності трансформаторів.....	48
2. Види і терміни ремонту трансформаторів.....	49
3. Ремонт деталей і складальних одиниць трансформатора.....	51
Тема 9. Обслуговування електродвигунів	56
1. Технічне обслуговування, поточний ремонт і діагностування електродвигунів.....	56
2. Особливості експлуатації занурювальних електродвигунів	59
Тема 10. Ремонт електродвигунів	63
1. Ремонт і виготовлення нових обмоток	63
2. Ремонт деталей і складальних одиниць електричних машин	65
Тема 11. Технічне обслуговування і ремонт внутрішніх проводок і електроустановок	68
1. Експлуатація внутрішніх електропроводок	68
2. Експлуатація світлотехнічного обладнання для опромінення і обігрівання	72
Тема 12. Технічне обслуговування і ремонт котлів і котельно-допоміжного обладнання.....	75
1. Типові обсяги робіт з технічного обслуговування і ремонту теплоенергетичного обладнання.....	75
2. Призначення котлів на підприємствах АПК	78
Тема 13. Експлуатація та ремонт пускової, захисної та регулювальної апаратури і розподільних пристроїв напругою до 1000 В.....	82
1. Загальні вимоги	82
2. Перевірка автоматичних вимикачів	83
Тема 14. Технічне обслуговування і ремонт засобів автоматизації	93
1. Призначення засобів автоматизації.....	93
2. Технологія обслуговування і ремонту. Технічна документація	95
Тема 15. Організація раціонального ремонту електрообладнання.....	97
1. Якість електроенергії і надійність електропостачання сільськогосподарських споживачів	97
2. Підвищення надійності електропостачання.....	103
СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	105

ВСТУП

Розвиток енергетичного сектору, автоматизованих технологій та електромеханічних систем супроводжується зростанням вимог до надійності, ефективності й безпеки роботи енергообладнання. В умовах інтенсивної експлуатації технічних засобів особливого значення набувають питання систематичного технічного обслуговування та кваліфікованого ремонту. Саме від якості виконання цих заходів залежать не лише техніко-економічні показники підприємств, а й загальна енергетична безпека та безаварійність виробничих процесів.

Даний конспект лекцій укладено для здобувачів другого курсу освітньої програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітнього ступеня «Магістр» як денної, так і заочної форм навчання. У навчально-методичному посібнику викладено базові принципи та сучасні підходи до технічної експлуатації енергетичного обладнання, засобів автоматизації та елементів систем керування. Значну увагу приділено організаційним та технічним аспектам виконання планово-попереджувальних ремонтів, діагностуванню стану обладнання, технічній документації, а також питанням модернізації і підвищення енергоефективності об'єктів енергетичної інфраструктури.

Матеріали цієї методички покликані забезпечити теоретичну підготовку здобувачів вищої освіти до практичної діяльності, сприяти формуванню професійних компетентностей у сфері експлуатації енергообладнання, а також стати надійною основою для самостійного вивчення дисципліни, виконання курсових і кваліфікаційних робіт.

ТЕМАТИЧНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва теми:	Кількість годин	
		Денна форма	Заочна форма
1	Організація технічного обслуговування і ремонту енергообладнання та засобів автоматизації	2	-
2	Випробування електрообладнання	2	-
3	Технічне обслуговування і ремонт повітряних ліній електропередачі напругою до і вище 1000 В	2	2
4	Технічне обслуговування і ремонт кабельних ліній	2	2
5	Обслуговування розподільних пристроїв напругою вище 1 кВ	2	-
6	Ремонт обладнання розподільних пристроїв напругою вищою ніж 1 кВ	2	2
7	Обслуговування силових трансформаторів	2	-
8	Ремонт силових трансформаторів	2	-
9	Обслуговування електродвигунів	2	-
10	Ремонт електродвигунів	2	-
11	Технічне обслуговування і ремонт внутрішніх проводок і електроустановок	2	2
12	Технічне обслуговування і ремонт котлів і котельно-допоміжного обладнання	2	-
13	Експлуатація та ремонт пускової, захисної та регулювальної апаратури і розподільних пристроїв напругою до 1000 В	2	-
14	Технічне обслуговування і ремонт засобів автоматизації	2	-
15	Організація раціонального ремонту електрообладнання	2	-
	Разом годин:	30	8

Тема 1. Організація технічного обслуговування і ремонту енергообладнання та засобів автоматизації

План

1. Загальна характеристика системи планово-запобіжних ремонтів енергообладнання на підприємствах АПК.
2. Види і методи ремонту енергообладнання.

1. Загальна характеристика системи планово-запобіжних ремонтів енергообладнання на підприємствах АПК.

Основні положення. Під системою планово-попереджувальних ремонтів (ППРЗсх) 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 (ППРЗсх) 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 ППРЗсх 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 ППРЗсх передбачається технічне обслуговування з періодичним контролем, під час якого контроль технічного стану електрообладнання виконується з установленою в ній періодичністю і обсягами.

2. Види і методи ремонту енергообладнання .

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 пускозахисну 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 очищають 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 (ремонту) - це інтервал часу або напрацювання між даним видом ТО (ремонту) і наступним таким же видом або іншим більшої складності.

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

Трудовісткість технічного обслуговування або ремонту визначається трудовими затратами на проведення одного технічного обслуговування або ремонту даного виду. Сумарна трудовісткість на проведення технічних обслуговувань або ремонтів за певний період експлуатації протягом року визначається трудовими затратами на проведення усіх ТО і ремонтів. Річна трудовісткість 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 трудовістокостей ТО і ремонту різних видів енергообладнання до річної трудовісткості ТО і ремонту базової енергоустановки, прийнятої за еталон.

Контрольні питання

1. Що таке система планово-попереджувальних ремонтів (ППРЗсх)?
2. Яке значення має класифікація електрообладнання у системі ППРЗсх?
3. У чому полягає суть технічного обслуговування з періодичним контролем?
4. Які роботи виконуються під час поточного ремонту енергообладнання?
5. Що передбачає капітальний ремонт з модернізацією?

Тема 2. Випробування електрообладнання

План

1. Види випробувань;
2. Причини зміни стану ізоляції;

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 пусконаладжувальних випробувань з даними вимірювань тих же величин, отриманих раніше, наприклад, при заводських випробуваннях або на підставі порівняння даних вимірювань, виконаних під час пусконаладжувальних робіт на однотипному обладнанні. Такими критеріями часто доводиться користуватись при аналізі характеристик електричних машин, трансформаторів, а також при кпмірюванні 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 підремонтувати слабші елементи електрообладнання.

Експлуатаційними випробування під час капітальних і поточних ремонтів, а також профілактичні випробування, не пов'язані з виведенням обладнання в ремонт (за графіком ППРЭСх). 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 устрою електроустановок"; експлуатаційні випробування проводяться відповідно до "Норм испытання электрооборудования" і "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей". У процесі приймально-здавальних і експлуатаційних випробувань необхідно додатково враховувати вимог заводських і відомчих інструкцій.

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 пробою, 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 найважливіших форм

такого контрольно-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 повинно 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.

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

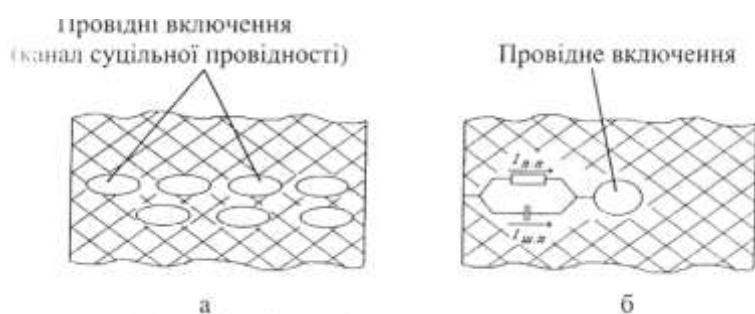


Рис. 2.1. Технічна ізоляція, до складу якої входять включення: а - розподіл включень в ізоляції при прокладанні напруги; б – розподіл струмів, які протікають до провідного включення: $I_{ш.п.}$ - струм повільної поляризації; $I_{п.п.}$ - струм швидкої поляризації

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 підновлення 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).

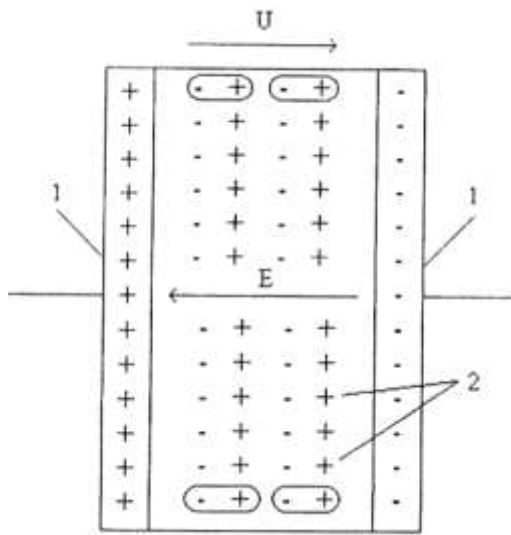


Рис. 2.2. Накопичення зарядів у діелектрику (конденсаторі) в електричному полі: 1 - металеві електроди (обкладки конденсатора); 2 - діелектрик, що розділяє електроди

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 u , 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 **попільної поляризації**.

Процес цей триває тим довше, чим більша провідність u і ємність C (розміри) провідних включень. Струм, пов'язаний з накопиченням і н і н розподілом 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

$$I_{np} = \frac{U}{R_{np}},$$

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 і 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:

$$I_{заг} = I_{зм} + I_{аб} + I_{np}$$

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

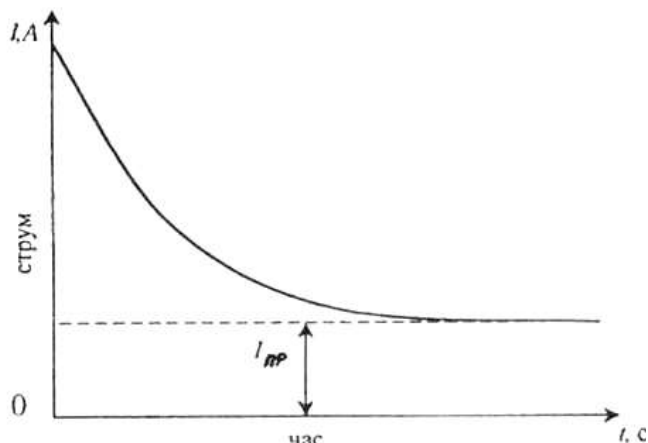


Рис. 2.3. Зміна струму в діелектрику при прикладанні до нього постійної напруги

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).

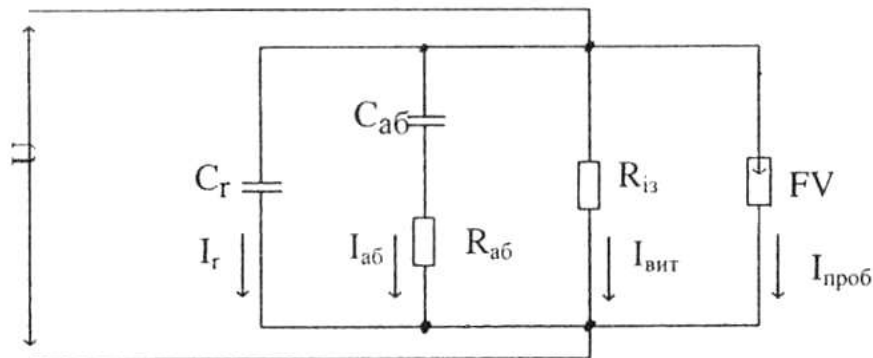


Рис. 2.4. Схема заміщення ізоляції електрообладнання U - напруга, прикладена до ізоляції при випробуванні; C_r - ємність, яка визначається геометричними розмірами ізоляції; $C_{аб}$ - абсорбційна ємність; I_r і $I_{аб}$ - струми у відповідних вітках; $I_{вит}$ і $I_{проб}$ - струми витікання і пробою; $R_{аб}$ — абсорбційний опір; $R_{із}$ - опір ізоляції постійному струму; FV- розрядник

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

- вітка, що містить ємність ізоляції C_r , яка визначається геометричними розмірами і діелектричною постійною ϵ . Під час прикладання до ізоляції напруги ця ємність заряджається практично миттєво з постійною часу $T_r=0,02$ с;

- вітка, що містить ємність $C_{аб}$ і опір $R_{аб}$ (абсорбційна вітка). Вона визначає початкове значення і постійну часу спадання поляризаційних струмів (струму абсорбції) та виражається формулою:

$$I_{аб} = \frac{U}{R_{аб}} e^{-\frac{t}{T_{аб}}},$$

де U - прикладена напруга, В;

t - час прикладання напруги;

$T_{аб}$ - постійна часу вітки ($T_{аб}=C_{аб} R_{аб}$).

Абсорбційна ємність $C_{аб}$, 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 і 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 $C_{ав}$ і однорідності ізоляції:

- вітка, що містить опір провідності $R_{пр}$, і визначає уставлений 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.

Контрольні питання

1. Які основні види випробувань електрообладнання розрізняють?
2. У яких випадках проводяться типові випробування електрообладнання?
3. Чим відрізняються контрольні випробування від типових?
4. Які завдання покладаються на профілактичні випробування ізоляції?
5. Що таке явище поляризації і які його види існують?
6. Чим відрізняється швидка поляризація від повільної?

Тема 3. Технічне обслуговування і ремонт повітряних ліній електропередачі напругою до і вище 1000 В

План

1. Загальні вимоги до улаштування повітряних ліній.
2. Приймання повітряних ліній в експлуатацію.

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 стояків 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 міми способами, які можуть виявитись більш економічними, зокрема)н і осуванням пристроїв автоматики (АВР, АПВ), тимчасовою роботою і 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 проектуються, а також експлуатуються:

- надійність і безпека при дотриманні певних правил роботи мережі;
- забезпечення повної безперебійності живлення (для споживачів 1-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 па 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.

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.

Контрольні питання

1. Що таке повітряна лінія електропередачі і які її основні елементи?
2. Які основні вимоги ставляться до повітряних ліній з точки зору електропостачання?
3. Чому важливо враховувати економічність під час проектування ПЛ?

4. Якими нормативними документами регламентується приймання ПЛ в експлуатацію?
5. У яких випадках дозволяється приймати ПЛ окремими ділянками?
6. Який склад робочої комісії з приймання ПЛ?

Тема 4. Технічне обслуговування і ремонт кабельних ліній

План

1. Загальні вимоги до будови кабельних ліній.
2. Забезпечення надійності при експлуатації кабельних ліній

1. Загальні вимоги до будови кабельних ліній

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 насипають шар дрібної землі або піску без каміння і будівельного сміття. У місцях можливих механічних пошкоджень (наприклад, там, де часто ведуть розкопки) кабель захищають, укладаючи в один ряд цеглу, як це показано на рис. 4.1.

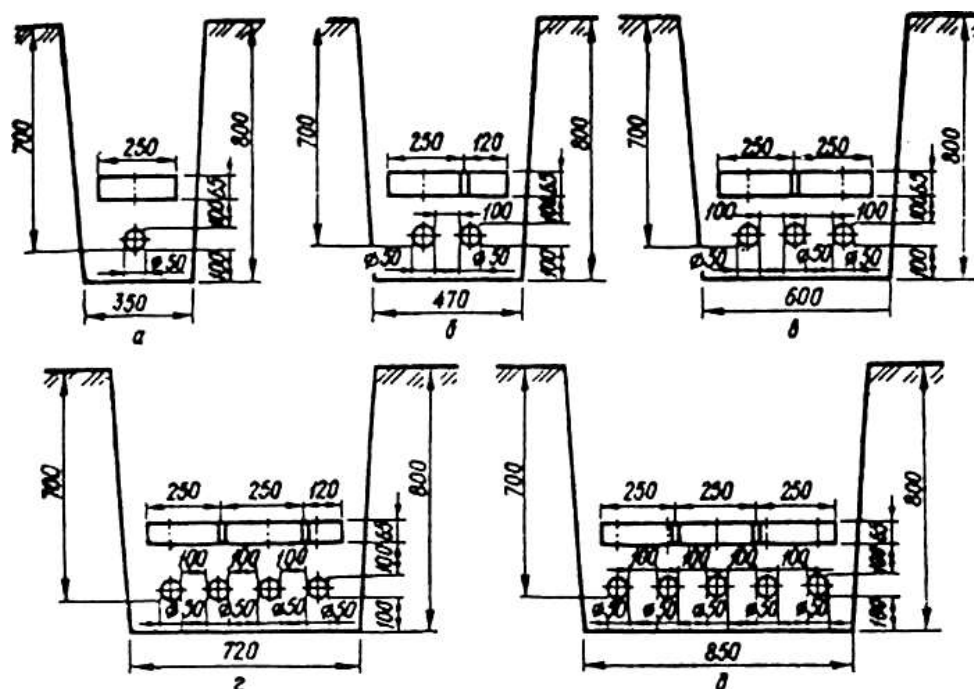


Рис. 4.1. Розміри траншей залежно від кількості кабелів, що прокладені, та їх захист від механічних пошкоджень: а, б, в, г, д- відповідно для одного, двох, трьох, чотирьох і п'яти кабелів в одній траншеї.

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	
T-1	1	350	350	а
1-2	2	470	350	б
T-3	3	600	600	в
T-4	4	720	650	г
T-5	5	850	750	д

На випадок можливих зміщень ґрунту і деформації кабель при прокладанні розташовують "змійкою" 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 ПУЗ, 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, простроченою нестікаючою сполукою. Багатожильні у свинцевій оболонці	15
Одножильні в алюмінієвій або свинцевій оболонці та багатожильні в алюмінієвій оболонці.	25

Конструкція кабелю	Кратність радіуса внутрішньої кривизни вигину відносно діаметра кабелю
Кабелі з пластмасовою ізоляцією в алюмінієвій оболонці	15
Кабелі з пластмасовою або гумовою ізоляцією	10
Одножильні	1,5
Багатожильні	

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 $3 \times 95 \text{ мм}^2$	4
до 10 кВ перерізом $3 \times 120 - 3 \times 240 \text{ мм}^2$	6
вище 10 кВ	
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, монтажною 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 ємностей (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	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	Плини місцевості і креслення із зазначанням наявних або спеціально встановлених орієнтирів та прив'язка до них кабельної лінії і муфт, а також розташування пікетних знаків на трасі
Акти схованих робіт	1. Акт огляду кабелю, прокладеного в траншеї, із зазначенням наявності і правильного виконання постелі, підсипки, 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	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	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 виміряних температур на оболонках, 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 протиаварійні 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 звітнього 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.

2. Забезпечення надійності при експлуатації кабельних ліній

Дотримання струмових і теплових режимів. Для кожної кабельної 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 0°C.

Через те, що при проектуванні кабельних ліній розрахунки і вибір перерізу кабелів проводиться за найгіршими умовами охолодження, тобто для температури ґрунту +15°C, 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, °C:

- 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 ПУЗ 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 15°C. Для кабелів, які прокладені в повітрі, температура навколишнього середовища становить -25°C. Якщо розрахункова температура навколишнього середовища v й відрізняється від номінальної, 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

$$I_{дон} = k_1 k_2 I_n,$$

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.

Поправочні коефіцієнти на температуру навколишнього середовища к

Для кабелів, які працюють з максимально допустимою температурою жил, °С	Значення поправочного коефіцієнта при температурі, °С													
	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
При прокладанні в повітрі														
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
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

$$\vartheta_{жс} = \vartheta_{об} + \Delta\vartheta_{каб},$$

де $\vartheta_{об}$ - виміряна температура металевої оболонки кабелю;

$\Delta\vartheta_{каб}$ - перепад температур від оболонки до жили кабелю, який визначають за формулою:

$$\Delta\vartheta_{каб} = I_{ом}^2 n \rho \frac{S_k}{100g},$$

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

0,6	у землі	1,35	1,3	1,15
0,6	у повітрі	1,25	1,15	1,10
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 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).

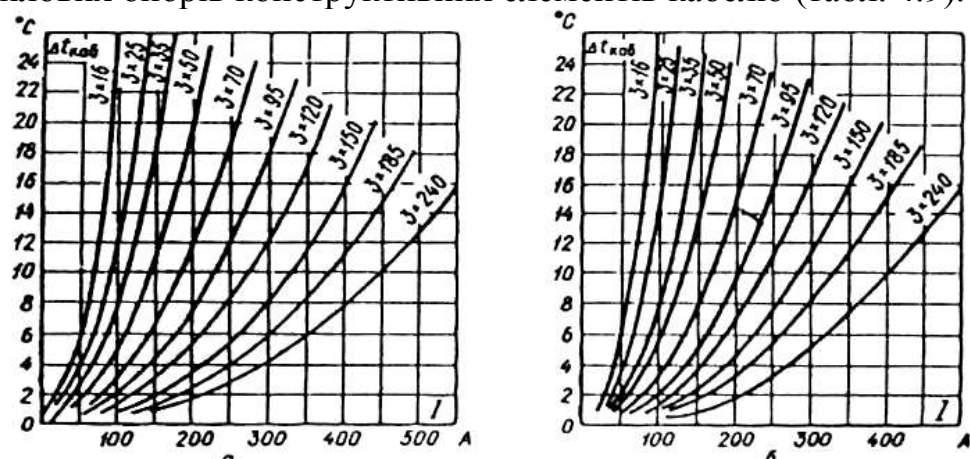


Рис. 4.2. Графіки теплових перепадів для трижильних кабелів з перерізом жил 16-240 мм: залежно від струму навантаження: а - для кабелів напругою 6 кВ; б - для кабелів напругою 10 кВ.

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
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

Примітка. Значення теплового опору ізоляції наведені для кабелів з поясною ізоляцією і з добре збереженою просочуванням. Для кабелів з підсушеною ізоляцією ($\rho = 1000 \text{ Ом-см}$) наведені значення теплових опорів повинні бути збільшені на 50 відсотків. За результатами вимірювань виконується перерахунок максимального струмового навантаження кабельної лінії за формулою:

$$I_{\text{доп}} = I_n \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{ж, доп}} - \vartheta_o}{\vartheta_{\text{ж}} - \vartheta_o}},$$

де ϑ_o - температура навколишнього середовища, $^{\circ}\text{C}$;

$\vartheta_{\text{ж, доп}}$ - допустима температура жили, $^{\circ}\text{C}$;

$\vartheta_{\text{ж}}$ - температура жили в умовах експлуатації, $^{\circ}\text{C}$.

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 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.

Контрольні питання

1. Що таке кабельна лінія і з яких основних елементів вона складається?
2. Які фактори враховуються під час проєктування кабельних ліній?
3. Де можуть прокладатися кабельні лінії? Наведіть приклади середовищ.
4. Чому важливо дотримуватись допустимих струмових навантажень на кабельні лінії?
5. Як температура навколишнього середовища впливає на допустимі струмові навантаження?
6. Які поправочні коефіцієнти враховуються при експлуатації кабельних ліній?

Тема 5. Обслуговування розподільних пристроїв напругою вище 1 кВ

План

1. Загальні вимоги. Приймально-здавальні випробування.
2. Профілактичні випробування електрообладнання.

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 проектується 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 ПУЗ;
- 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 покажчики 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.

2. 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.

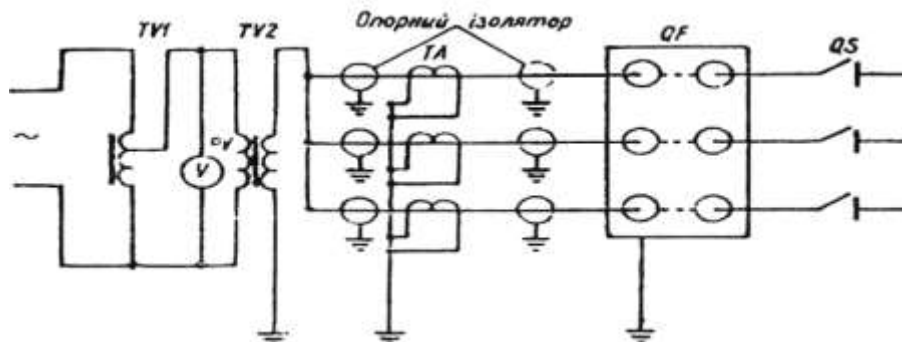


Рис. 5.1. Схема випробування ізоляції чарунки РП підвищеною змінною напругою: TV1 і TV2 - трансформатори напруги; ТА - трансформатор струму; QF - автоматичний вимикач; QS - роз'єднувач

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).

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.

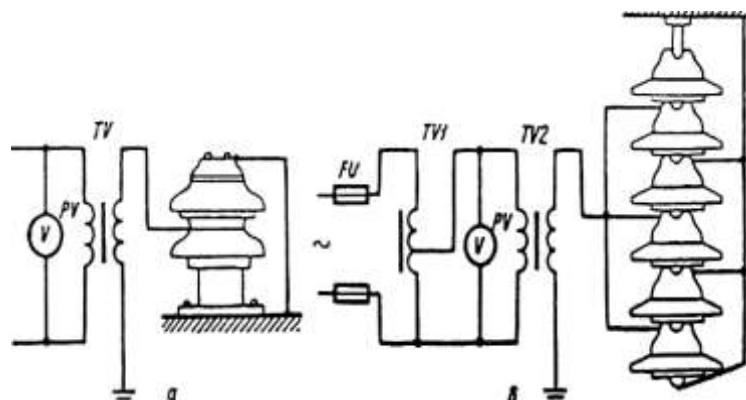


Рис. 5.2. Схеми випробування підвищеною змінною напругою: а - опорних ізоляторів; б - підвісної гірлянди ізоляторів

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).

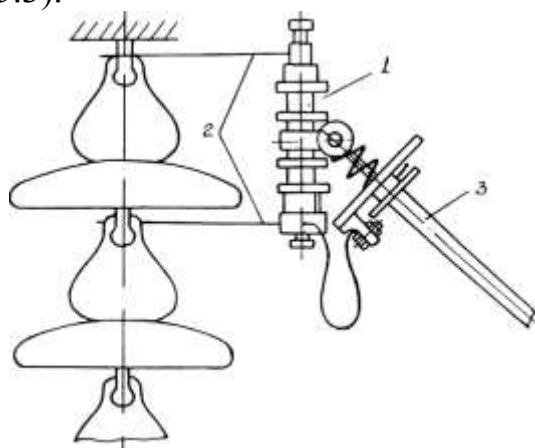


Рис. 5.3. Контроль стану ізолятора за допомогою вимірювальної штанги: 1 - коромисло (трубка з конденсатором); 2 - щупотримачі; 3 - ізолююча частина штанги

Якщо на гірлянті (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).

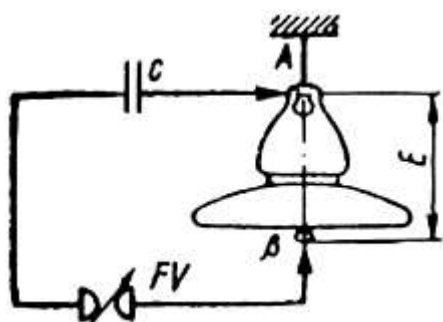


Рис. 5.4. Схема вимірювання напруги на ізоляторі за допомогою штанги: С - захисна ємність у штанзі 20-25 пФ; FU - регульований іскровий проміжок

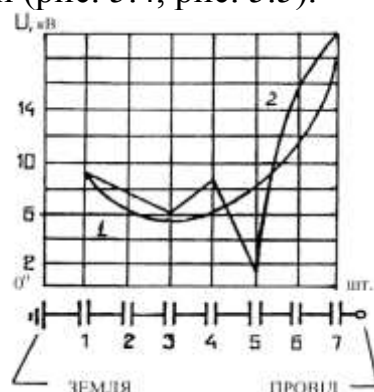


Рис. 5.5. Криві розподілу напруги по гірлянті: 1 - при відсутності дефектних ізоляторів; 2 - при наявності дефектних ізоляторів

Особливості випробування вентильних розрядників. Розрядники при експлуатації необхідно перевіряти кожен рік. Перед включенням у мережу і після ремонту обладнання, до якого розрядники приєднані 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. Різке 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 ПУЗ визначають опір ізоляції, внутрішній діаметр іскрових проміжків, перевіряють розташування зон випуску газів і завальцювання наконечників (під дією розтягуючих зусиль).

Контрольні питання

1. Які схеми використовуються при проектуванні КТП для сільськогосподарських споживачів?
2. Яке основне призначення розподільного пристрою (РП) у трансформаторній підстанції?
3. Які вимоги ставляться до електрообладнання РП щодо коротких замикань?
4. З якою метою проводять приймально-здавальні випробування розподільного пристрою?
5. Які основні завдання профілактичних випробувань?
6. Як проводяться випробування опорних і підвісних ізоляторів?

Тема 6. Ремонт обладнання розподільних пристроїв напругою вищою ніж 1 кВ

План

1. Загальні вимоги.
2. Несправність обладнання та їх усунення.

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 ПУЗ, 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 ПУЗ, 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 вілітових дисків (для вентильних), струм провідності і пробивні напруги відповідно до ПУЗ, 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 ножі: 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.

2. Несправність 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		
Перекриття опорних трансформаторів	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-УІ	КРН-10	К-УІ-У, 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

Примітка. 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 перебиття ізоляції 0,15 (10%)

Негрозові перебиття ізоляції трансформаторів струму, опорних ізоляторів 0,6 (40%)

Негрозові перебиття і пробій ізоляції вимикачів 0,2 (13,3%)

Перебиття при попаданні вологи через нещільності шаф 0,075 (5%)

Перебиття при попаданні в шафи дрібних тварин 0,075 (5%)

Вибухи випускних газів вимикачів 0,1 (6,7%)

Руйнування вимикачів при відмовах дугових пристроїв 0,15 (10%)

Порушення контактних з'єднань 0,1 (6,7%)

Перебиття 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 перебиттям ізоляції, 50 відсотків - несправностями введів у шафи. Основна причина перебиття - випадіння роси на поверхню ізоляторів. Аналіз аварій показує, що дуже часто бувають пошкоджені чарунки вводу силових трансформаторів власних потреб, у яких виникає перебиття прохідних ізоляторів та ізоляторів запобіжників, які встановлені в безпосередній близькості від жалюзі.

Ремонт масляних вимикачів. Перевіряють стан введів, 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 маслomorphicний 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 замикання і розмикання 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 замінені 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 щок 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° ножі повинні обертатися на 58°, а хід дугогасного контакту повинен бути 160 мм. Після регулювання приводу і змащення тертьових 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 вимірних 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 сталевією 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 нерухомий; 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 відокремлювані 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 $0,9U_{вум}$ 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 показчика 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 показчик 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 влітових розрядників типів РВП і РВО. Перевіряють цілість покришки і щільність укладання внутрішніх деталей. Розрядник розкривають тільки при незадовільних результатах випробувань. У цьому випадку перевіряють цілість влітових 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.

Контрольні питання

1. Які види ремонту передбачені для обладнання РП при правильній експлуатації?
2. У чому полягає основна мета поточного ремонту?
3. Які переваги має індустріальний метод ремонту?
4. Які несправності найчастіше виникають у масляних вимикачах?

Тема 7. Обслуговування силових трансформаторів

План

1. Загальні положення.
2. Основні вимоги до трансформаторів.
3. Технічне обслуговування трансформаторів.

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 оснащеністю, 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 кВА 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.

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 покладається 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 пожежобезпечність. 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.

3. 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 маслопоказнику; чистоту поверхні і цілість ізоляторів; тан 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 силікагелю 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 кімнат і камер для огляду допускається лише за умови, що відстань від підлоги до неогорожених 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 непрямими 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 10-30°C відношення R_{60}/R_{15} становить не менше ніж 1,3 для не зволжених обмоток і близьке до одиниці для зволжених 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 відбраковується 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.

Контрольні питання

1. Які основні функції виконує трансформатор в енергосистемі?
2. Чому необхідне застосування як підвищувальних, так і знижувальних трансформаторів?
3. Що означає забезпечення надійного електропостачання за допомогою трансформатора?
4. Які вимоги ставляться до економічності режиму роботи трансформатора?
5. Які правила безпеки діють при огляді трансформатора, що перебуває під напругою?
6. Які основні дії виконують під час поточного ремонту трансформатора?

Тема 8. Ремонт силових трансформаторів

План

1. Несправності трансформаторів.
2. Види і терміни ремонту трансформаторів.
3. Ремонт деталей і складальних одиниць трансформатора.

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, маслонаповнених 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 запресування 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: маслонаповнених - 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 приєднання 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.

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 утвориться 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 III 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 введів, при необхідності в них замінюють масло або проводять їх повне розбирання. Окремо від трансформатора виконують випробування введів.

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. пристрої захисту і автоматики трансформатора, контрольно-вимірювальні прилади та пристрої сигналізації, зокрема й ті, що відносяться до системи охолодження, регулювання і пожежогасіння; 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 кВА - 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.

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 прогорання 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 розпрасовують 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 105°C 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 смугою 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 припоєм 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 розшихтовують. 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 пособі видалення

пластини з лаковою або паперовою ізоляцією занурюють у 20-25-процентний розчин їдкого натру (каустичної соди) або три назрій фосфату, підігрітого до 60-80°C, перемішуючи його паром або гарячим повітрям. Потім пластини виймають з розчину, промивають в гарячій воді при температурі 90-95°C 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 350-500°C. Нанесення і запікання лакової плівки на пластини проводять на лакувальному верстаті. Товщина лакового покриття на два боки повинна бути не більше: при одноразовому покритті - $0,01 \pm 0,004$ мм; при дворазовому - $0,02 \pm 0,006$ мм.

Пластини сталі ізолюють сумішшю з 90 відсотків лаку КФ-965 і десяти відсотків чистого фільтрувального гасу або уайт-спіриту, сушать при температурі 450-600°C протягом 40-45 секунд. Незначні пошкодження лакової плівки відновлюють лакуванням гліфталеовим лаком 1154 із застосуванням розчинників - бензину або бензолу. Сушіння проводять при 25°C протягом семи годин. Після завершення процесу переізолювання пластин електротехнічної сталі приступають до складання магнітної системи трансформатора. На робоче місце доставляють повний комплект ізолюваних 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. Поступаючі 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 ізолюваний 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 80-90°C 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 багатошарових 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, обезжирюють ацетоном або бензином і заварюють 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 маслостійкою емаллю 624С, 1201, ВЛ-515 або ФЛ-ОЗК, сушать протягом п'яти годин при температурі 15-20°C. 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 зашпаклювавши 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 50-60°C, 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 140°C протягом восьми годин або до 300°C протягом двох годин. При необхідності внутрішню поверхню фільтра покривають нітроемаллю 624С.

Ремонт введів. 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 кришці трансформатора за допомогою чавунного фланця або обойми, у якій закріплено фарфоровий ізолятор. Як замазка використовується магнезіальна маса, яка після застигання захищається від зволоження нітроемаллю. Іноді застосовують чия цієї мети гліцеринові замазки. Старіння замазок і ущільнювальних і гумових прокладок є

найчастіше причиною ремонту введів. 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 введів, ущільнювальних гумових прокладок та інших деталей вже не потрібен підйом активної частини. При ремонті фарфорових покришок введів 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 55-60°C протягом однієї хвилини. Покриття і обробку повторюють два рази, останній шар оброблюють при температурі 80-90°C протягом однієї години. При усуненні дефектів різей 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.

Контрольні питання

1. Які основні причини виникнення дефектів і несправностей у трансформаторах під час їх експлуатації?
2. Наведіть приклади несправностей трансформаторів, при яких їх необхідно негайно виводити з роботи.
3. Які механічні пошкодження виткової ізоляції можуть виникнути при короткому замиканні у зовнішній мережі?
4. Через які причини можуть пошкоджуватися магнітопроводи трансформаторів?
5. Які ознаки, виявлені під час огляду трансформатора, є причиною для його виведення в ремонт?

Тема 9. Обслуговування електродвигунів

План

1. Технічне обслуговування, поточний ремонт і діагностування електродвигунів.
2. Особливості експлуатації занурювальних електродвигунів.

1. Технічне обслуговування, поточний ремонт і діагностування електродвигунів

Роботи з технічного обслуговування і поточного ремонту проводяться для всіх електричних машин, які знаходяться в експлуатації. Технічне обслуговування електричних машин проводять на місці їх установки, без демонтажу і розбирання. Поточні ремонти можна проводити на місці їх установки або на пункті технічного обслуговування, у майстерні тощо. Типові обсяги робіт з технічного обслуговування і поточного ремонту електричних машин та строки їх виконання регламентовані системою ППРЭсх.

Обсяги робіт при технічному обслуговуванні і періодичність їх проведення.

У процесі технічного обслуговування персонал, що виконує обслуговування електродвигунів, щодобово оглядає їх і усуває дрібні несправності, попередньо вимкнувши від мережі. При цьому необхідно:

- очистити корпус електродвигуна від пилу і бруду стиснутим повітрям або обтиральним матеріалом і впевнитися у відсутності тріщин у станині, підшипникових щитах і фланцях;
- перевірити, як затягнуті болти та гайки і чи надійно кріпиться електродвигун до фундаменту або робочої машини; підтягнути ослаблені болти і гайки;
- проконтролювати щільність посадки шківів, напівмуфти або зірочки, а якщо потрібно, закріпити їх;
- перевірити, чи надійно заземлений корпус електродвигуна; розібрати ослаблені контакти і ті, які окислились, зачистити їх поверхню до металевого блиску, змастити технічним вазеліном, зібрати і затягнути; замінити заземлюючий провід при обриві;
- зняти кришку коробки виводів і перевірити цілість ізоляційного покриття вивідних кінців обмоток електродвигуна та проводів, які підводять живлення; закріпити ослаблені контакти, а ті, що окислились і підгоріли, розібрати, зачистити їх поверхню, зібрати та ізолювати;
- прибрати із щіткового механізму та контактних кілець електродвигуна з фазним ротором пил і бруд сухим обтиральним матеріалом або стиснутим повітрям; оглянути щітковий механізм, щітки, контактні кільця, пусковий реостат і з'єднувальні проводи;
- перевірити, чи добре змащені підшипники; якщо потрібно, наповнити камеру мастильним матеріалом до 2/3 її об'єму;
- виміряти опір ізоляції обмотки статора між фазами і між фазами та корпусом (повинно бути не менше ніж 0,5 МОм), попередньо вимкнувши електродвигун від мережі; у випадку значного зниження опору підсушити обмотки будь-яким способом;
- перевірити, чи нема заїдання в підшипниках і чи не зачіпає ротор статор, обертаючи рукою ротор вимкненого електродвигуна;
- ввімкнути електродвигун і впевнитись у тому, що нема сторонніх шумів, які характерні для несправного двигуна або робочої машини; проконтролювати ступінь нагрівання корпусу і підшипникових щитів.

Під час технічних оглядів визначають стан електродвигунів і уточнюють обсяг підготовчих робіт, які треба виконати при черговому ремонті. Огляди проводять електромонтери (кваліфікаційна група не нижче III), як правило, в технологічні перерви роботи машин. Періодичність оглядів електродвигунів встановлюють залежно від умов їх експлуатації і виконання (табл. 10.6).

Обсяги і строки поточного ремонту електродвигунів. Електричні машини в основному ремонтують електромонтери ЕТС на пункті технічного обслуговування або в майстернях господарств.

Таблиця 1

Періодичність оглядів електродвигунів при експлуатації в різних умовах

Категорія приміщення	Найменування приміщення	Періодичність оглядів, міс
Сухі і вологі (відносна вологість до 75 %)	Гараж, майстерня, котельня, склади тощо	3
Сирі (відносна вологість перевищує 75%)	Кормокухня, кормоцех тощо	3
Особливо сирі (відносна вологість перевищує 98%)	Мийне і доїльне відділення, теплиця	1,5-3
Особливо сирі з хімічно активним середовищем (відносна вологість 100% при температурі до 30°C, вміст парів аміаку від двох до 140 мг/м ³)		
Пильні (вміст технологічного пилю в повітрі до 240 м/м ³)		

Перед поточним ремонтом електродвигун очищають від пилю і бруду, від'єднують від проводів живлення, робочої машини, заземлюючої шини і пускового реостата (двигун з фазним ротором), знімають з фундаменту і доставляють на ПТОРЕ. Там проводять дефекацію електродвигуна, розбирають його, очищають окремі збірні одиниці, обмотки і ремонтують їх; просочують і сушать обмотки, якщо це необхідно; ремонтують контактні кільця і щітковий механізм; перевіряють підшипники і замінюють несправні; ремонтують або замінюють деталі; збирають і випробовують електродвигун.

Згідно з системою ППРЭсх просочення обмоток електричних машин при поточному ремонті не передбачено. Однак необхідно пам'ятати, що в ізоляції обмоток тривало працюючих електричних машин з'являються мікротріщини. У них проникає і накопичується волога з навколишнього середовища, створюючи провідні або напівпровідні містки – ймовірні шляхи пробоя ізоляції. У процесі сушіння волога випаровується з мікротріщин, але самі вони залишаються. При роботі негерметизованого електродвигуна волога знову швидко накопичується в ізоляції. Просочуючи обмотки, ліквідують мікротріщини і таким чином попереджають проникнення вологи в ізоляцію. Після пофарбування двигун доставляють на місце, монтують і перевіряють його під навантаженням разом з робочою машиною.

У генераторах змінного струму із збудниками і в машинах постійного струму, розрахованих на низьку напругу та велику силу струму, крім названих операцій, проточують і шліфують колектор, перевіряють стан полюсів та їх обмоток і при необхідності ремонтують вентилятор машини.

Періодичність поточних ремонтів електродвигунів серій 4А, АІР, Д, А02СХ відповідно до ППРЗсх становить 24 місяці, за винятком електродвигунів, установлених на молочних вакуум-насосах і пастеризаторах в особливо сирих приміщеннях, у яких вологість перевищує 98 відсотків, у цьому випадку періодичність поточних ремонтів - 18 місяців.

Періодичність поточних ремонтів електродвигунів серій А02 становить 24 місяці для сухих, вологих (вологість до 75%) і сирих приміщень і 18 місяців - для пильних і особливо сирих приміщень (вологість до 98%) за винятком електродвигунів зернодробарок, молотарок, пресів, подрібнювачів кормів, для яких періодичність - 12 місяців. Таку ж періодичність поточного ремонту мають електродвигуни серії А02, які працюють на відкритому повітрі або під навісом.

Система ППРЭсх визначає періодичність обслуговування і ремонту стосовно приміщень і робочої машини, для яких електродвигун використовують. Вплив режиму роботи електродвигуна на зміну характеристик ізоляції обмотки при визначенні періодичності технічного обслуговування і поточного ремонту не враховується. Крім того, ППРЭсх не враховує термін експлуатації електродвигуна і передбачає однакову періодичність обслуговування як для тільки що встановлених, так і для двигунів, що неодноразово пройшли ТО і ПР, а також тих, що пройшли капітальний ремонт або модернізацію.

У цих умовах зростає значення діагностики електрообладнання і роль керівників електротехнічної служби господарства при складанні місячних та річних графіків ППРЭсх.

Діагностика електричних машин. Метою діагностики є визначення працездатності електричної машини в даний момент часу і виявлення дефектів окремих її вузлів, причому дуже важливим є визначення як характеру дефекту, так і точне місце його знаходження. Все це необхідно знати для виконання ремонтних робіт і для зміни характеру експлуатації машин. За результатами діагностування робиться висновок про відповідність даного електродвигуна технічним умовам, а також визначаються заходи, необхідні для відновлення двигуна. Таким чином, питання діагностики тісно пов'язані з критеріями працездатності вузлів електричних машин. На основі визначення цих критеріїв формується діагноз про їх технічний стан. У процесі діагностики необхідно встановити найбільш інформативні параметри з ряду критеріїв працездатності, а також такі величини як напруга, струми, моменти та інші електромагнітні і електромеханічні параметри електричних машин. Для кожного класу машин, а також залежно від напруг та потужностей інформативність тих чи інших параметрів змінюється і повинна спеціально визначатися в кожному конкретному випадку.

Прогнозування технічного стану виробу може здійснюватися як у процесі його розробки, так і під час експлуатації. В останньому випадку метою прогнозування є вчасне виявлення несприятливого стану виробу і розробка рекомендацій щодо підвищення його надійності. Можливість прогнозування стану виробів зумовлюється тією обставиною, що в більшості випадків їх відмови є наслідком поступового накопичення пошкоджень, старіння і зношування. Все це стосується як поступових відмов, так і раптових. Основоположним принципом прогнозування є використання минулого досвіду. Інформація про виріб є базою для реалізації процесу прогнозу, для отримання оцінок у майбутньому.

Враховуючи викладене вище, інститут ВНИИВИД запропонував ввести в систему ППРЭсх діагностування. В організаційному плані діагностування можна

застосовувати у двох варіантах. **Перший варіант** є перехідним і передбачає проведення робіт відповідно до строків, передбачених системою ППРЭсх, але при настанні строку ремонту електродвигун діагностують і встановлюють, чи слід проводити ремонт, чи він ще може пропрацювати без ремонту деякий час. При цьому нормативи ППРЭсх на планування робіт залишаються незмінними, а додаткові витрати на діагностування компенсуються за рахунок скорочення витрат на ремонт електродвигунів. **Згідно з другим варіантом** електрообладнання (зокрема електродвигуни) в процесі експлуатації підлягає технічному обслуговуванню і плановому діагностуванню, яке проводиться періодично за річним графіком. Залежно від кількості обслуговуваних електродвигунів і місцевих умов діагностування може проводитися діагностичною групою (бригадою), коли на підприємстві є велика кількість електродвигунів, або ремонтно-діагностичною групою (бригадою). Проведення діагностування ремонтно-діагностичною групою (бригадою) доцільно при наявності порівняно невеликої кількості двигунів.

2. Особливості експлуатації занурювальних електродвигунів

Спеціальні електронасосні установки, які занурюються в свердловину на глибину 20-250 м від поверхні землі, відкрили широкі можливості використання підземних вод для побутових потреб сільського населення і виробничих цілей. Майже в кожному господарстві є декілька свердловин, обладнаних занурювальними електронасосами. У деяких господарствах, особливо південних районів України, є в експлуатації до 50 і більше занурювальних електродвигунів.

Найбільше поширення отримали електродвигуни типу ПЗДВ (занурювальний електричний водонаповнений двигун потужністю 2-65 кВт). їх конструкція істотно відрізняється від конструкції асинхронного двигуна єдиної серії. Наприклад, обмотка виконана спеціальним проводом, який призначений для роботи у воді; ротор має підшипники ковзання, які змащуються водою; корпус повністю герметизований і заповнений водою.

Метою виробничої експлуатації занурювальних електродвигунів є забезпечення потрібного графіка водопостачання об'єкта і підтримання режиму найбільшого ККД насосної установки. Вона досягається за рахунок виконання таких заходів:

- контролю дебіту і динамічного рівня підземних вод у свердловині та підбору режиму роботи насосної установки, при якому виключається "сухий хід" насоса;
- підтримання гідравлічних параметрів мережі, при яких насос працює стійко і з найбільшим ККД;
- оснащення системи водопостачання запасними резервуарами і водонапірними баштами, які забезпечують резервування водоподачі при відмовах насосної установки;
- підтримання потрібної якості напруги на затискачах електродвигуна;
- вчасного та якісного виконання робіт з технічної експлуатації електродвигуна і станції керування.

Підготовка занурювального електродвигуна до роботи. Перед вмиканням внутрішню порожнину заливають чистою водою. Вимірюють опір ізоляції обмотки статора відносно корпусу - він повинен бути не меншим ніж 5 МОм при температурі води 20°C. З'єднують вивідні проводи з кабелем живлення, місця з'єднань занурюють у металевий резервуар з водою і після витримки протягом 1,5-2 год вимірюють опір цих з'єднань - він повинен бути не меншим ніж 500 МОм. Опускають насосну

установку в свердловину і через 1,5 год вимірюють опір ізоляції обмотки статора та кабеля живлення - він повинен бути не меншим ніж 5 МОм. Підготовляють водопровідну мережу і вмикають електродвигун. За амперметром визначають струм, який споживається в мережі. Він не повинен перевищувати номінального значення.

Технічне обслуговування виконують щомісячно без підняття електродвигуна із свердловини в такій послідовності. Виміряють струм і напругу електродвигуна. Збільшення струму на 20-25 відсотків (при номінальній напрузі) свідчить про зношення деталей установки і вказує на необхідність поточного ремонту. Вмикають двигун і після вистигання протягом 45 хв виміряють опір ізоляції обмотки та кабеля живлення відносно заземлених частин насосної установки. Зниження опору у два-три рази порівняно з попереднім результатом або його зменшення нижче ніж 5 МОм свідчить про дефекти в ізоляції.

Коливання напруги на затискачах занурювального електродвигуна істотно впливають на режим роботи електронасоса і призводять до підвищення струму, який споживає електродвигун, і, як наслідок, до підвищеного теплового зношення ізоляції проводів обмотки статора.

Для запобігання корозії металевих частин і старінню ізоляції обмоток рекомендується заливати електродвигун дистильованою інгібованою водою. Склад інгібітору: уротропін - 2,4 г/л, нітрат натрію - 0,6 г/л. При **такому** інгібіторі швидкість корозії деталей і вузлів електродвигунів значно сповільнюється. Інгібована дистильована вода менш активно діє на ізоляцію обмоток.

Діагностування занурювальних електродвигунів. Для контролю технічного стану занурювальних електродвигунів без підняття із свердловини розроблено ВНИИВИДом діагностичний пристрій КИ-6301.

За допомогою цього пристрою здійснюють автоматичний контроль за технічним станом занурювальних електродвигунів. Пристрій встановлюють біля станції керування і з'єднують з нею п'ятижильним кабелем. Додаткове прокладання проводів до електродвигуна непотрібне, оскільки контроль перед кожним пуском здійснюється по проводах, які підводять живлення до електродвигуна. З допомогою пристрою контролюють технічний стан ізоляції обмоток статора, зношення радіальних і упорних підшипників, згин вала, тобто технічний стан вузлів і деталей, які обмежують ресурс роботи електродвигунів. Технічний стан ізоляції контролюють вимірюванням струму витікання ізоляції. Через те, що при зношенні радіальних підшипників ротор зачіпає за активну сталь статора і внаслідок цього електродвигун виходить з ладу, допустиме значення зношення радіальних підшипників контролюють по асиметрії положення ротора в розточці статора. При зношенні упорного підшипника вал з ротором переміщується вниз відносно корпусу електродвигуна на величину зношення. У зв'язку з цим зношення упорного підшипника контролюють за переміщенням ротора електродвигуна.

При застосуванні пристрою КИ-6301 сигнал до станції керування на вмикання електронасоса поступає не на котушку магнітного пускача, як звичайно, а в блок контролю пристрою. При задовільному стані електродвигуна пристрій подає команду на вмикання електродвигуна в мережу. У випадку загрози аварії пристрій не дозволяє ввімкнути електронасос, при цьому загоряється сигнальна лампочка. Якщо електродвигун непристосований до діагностування, то пристрій контролює тільки технічний стан ізоляції його обмоток. Для контролю зношення радіальних і упорних підшипників в електродвигуні встановлюють датчик, який складається з двох

відрізків проводу ПЭВВП або ГВДП-1 діаметром 1,6 мм (2 мм з урахуванням товщини ізоляції), діода Д223Б і резистора МЛТ-1 опором від 2 до 3 кОм.

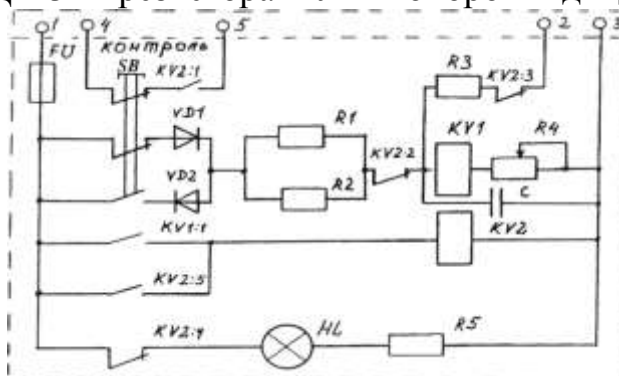


Рис. 1. Схема діагностичного пристрою КИ-6301 для занурювального електродвигуна

Схема діагностичного пристрою КИ-6301 зображена на рис. 1. Пристрій працює таким чином. При подачі автоматично або вручну сигналу на вмикання електродвигуна насоса напруга поступає на вивід 1. При задовільному стані ізоляції або механічної частини електродвигуна спрацьовує контрольне реле KV1 і своїми контактами KV1:1 замикає коло котушки проміжного реле KV2. Реле KV2 спрацьовує, при цьому його контакт KV2:3 у колі, яке йде до електродвигуна (вивід 2), розмикається. Одночасно розмикається контакт KV2:4 у колі сигнальної лампи HL. Замикаючий контакт KV2:1 вмикає пускач станції керування ШЭТ і електродвигун починає працювати.

При пошкодженні ізоляції обмотки статора електродвигуна в колі (вивід 1, кнопка SB "контроль", VD1, резистори R1 і R2, контакт KV2:2, резистор R3, контакт KV2:3, місце пошкодження обмотки) буде протікати струм і напруга на затискачах реле буде недостатньою для його спрацювання. Не спрацює також реле і не замкне свої контакти KV2:1 в колі магнітного пускача. Двигун насоса не запуститься, при цьому буде горіти сигнальна лампочка HL.

При роботі електродвигуна в результаті зношення радіальних підшипників асиметрія положення ротора в розточці статора досягає такого значення, коли ротор починає стирати ізоляцію закріпленого на тримачах відрізка провідника датчика і провідник датчика замикається на "землю". При зношенні упорного підшипника ротор опускається вниз і настає час, коли він стирає ізоляцію відрізка провідника датчика, який закріплений на нижньому підшипниковому щиті, і замикає провідник на "землю". При замиканні провідника датчика на "землю" в колі (вивід 1, кнопка SB "контроль", діод VD1, резистори і R1 і R2, контакт KV2:2, резистор R3, контакт KV 2:3, вивід 2, місце замикання провідника датчика на "землю") буде протікати струм. Реле KV1 не спрацює і не дасть ввімкнути в мережу електродвигун насоса. Контрольна лампочка не буде горіти.

Для визначення виду пошкодження (обмотки або підшипника) натискають кнопку БВ "контроль". Погасання сигнальної лампочки при натисканні кнопки свідчить про зношення радіальних і упорного підшипників, а якщо лампа продовжує горіти - пошкоджена ізоляція обмотки статора електродвигуна.

Зміною висоти установки датчика і величини опору R4 схему можна настроїти так, що сигнал про пошкодження ізоляції обмотки статора або зношення підшипників буде отриманий вчасно (150-200 год).

Контрольні питання

1. Які основні цілі технічного обслуговування та поточного ремонту електричних машин, що знаходяться в експлуатації?
2. Де зазвичай проводять технічне обслуговування електродвигунів і чи потрібен для цього їх демонтаж?
3. У чому полягає щоденний огляд електродвигуна персоналом під час технічного обслуговування? Наведіть конкретні приклади робіт.
4. Яка мета діагностики електричних машин і що необхідно визначити в процесі діагностування?
5. Як результати діагностування впливають на подальшу експлуатацію та ремонт електродвигунів?

Тема 10. Ремонт електродвигунів

План

1. Ремонт і виготовлення нових обмоток.
2. Ремонт деталей і складальних одиниць електричних машин.

1. Ремонт і виготовлення нових обмоток

Способи видалення пошкодженої обмотки. При механічному способі корпус електродвигуна з пакетом статора й обмоткою встановлюють на токарний або фрезерний верстат і різцем або фрезою обрізають одну з лобових частин обмотки. Потім за допомогою електро- або гідроприводу витягають із пазів частину, що залишилася. Іноді, зрізавши лобову частину обмотки, статор обпалюють у печі при температурі 300-350°C протягом декількох годин (4-6). Після цього обмотку, що залишилася, легко виймають із пазів. Такий спосіб називають термомеханічним.

Корпус статора встановлюють у печі горизонтально. Вертикальне розміщення неприпустиме, тому що може ослабнути посадка осердя в корпусі і статися його зміщення. Статор з алюмінієвим корпусом операції випалювання не піддають, тому що змінюються розміри корпусу, слабшає посадка сердечника. При випалюванні ізоляції ротора контактні кільця треба зняти. Підвищувати температуру більш ніж 350°C не можна, тому що можливе пошкодження ізоляції між листами сердечника і погіршення магнітних властивостей електротехнічної сталі.

Печі обладнуються витяжною вентиляцією для видалення шкідливих газів, що утворюються при обвуглюванні ізоляції. Після виймання виробу з печі його охолоджують до температури 50-60°C і тільки після цього видаляють обмотку.

Інший метод руйнування ізоляції полягає в тому, що сердечник поміщають на шість-вісім годин у ванну з 10-процентним розчином підігрітого до температури 80-90°C їдкого натру (каустична сода). Після видалення обмотки зі статора або ротора сердечники промивають у проточній воді і сушать. Цей метод трудомісткий і потребує великої витрати води та нейтралізації відпрацьованих розчинів, бо зливати їх у каналізацію не можна.

Найбільш прогресивним варто вважати метод ослаблення пазової ізоляції за рахунок високочастотного нагрівання сердечника. При цьому тепло від сердечника передається до пазової ізоляції через лак, що знаходиться між ними, а від пазової ізоляції через лак до провідників.

При інтенсивному нагріванні температура лаку між сердечником і пазовою ізоляцією буде вища, ніж між пазовою ізоляцією і провідниками, а цементуюча спроможність лаку - нижча. При витяганні обмотки з нагрітого сердечника остання виходить разом з пазовими коробочками, залишаючи паз чистим. Додаткове очищення пазів практично непотрібне.

Високочастотна установка типу ВЧИ-63/0,44 працює в діапазоні частот 429...451 кГц, її номінальна потужність 63 кВт, середня продуктивність 160 статорів за зміну. Перед початком роботи її настроюють на партію однотипних статорів, відповідно до внутрішнього діаметра і довжини сердечника вибирають індуктор. Проміжок між індуктором і сердечником повинен бути мінімальним.

Укладання нової обмотки. Після витягання з пазів старої обмотки та їх обробки (продування стисненим повітрям) в пази укладають заздалегідь підготовлену головну ізоляцію (гільзування пазів) і обмотку, одночасно вставляючи міжфазову ізоляцію та

пазові клини. Потім з'єднують обмотки статора відповідно до схеми, зварюють за допомогою графітового електрода і трансформатора (вторинна напруга 6...18 В, потужність 1 кВА) та ізолюють.

Обмотки статорів асинхронних електродвигунів, що складаються з котушок, укладають (всипають) у напівзакриті пази в один або два шари. Котушки з м'якого дроту намотують на універсальних шаблонах, а потім укладають у пази, формують лобові частини і бандажують вручну.

Щоб не пошкодити ізоляцію котушок при їх укладанні, потрібен спеціальний інструмент: дерев'яні молотки, фіброві або текстолітові дошки і клини.

В асинхронних двигунах з фазним ротором застосовують котушкові обмотки ("засипні" і з укладанням впротязь) і стержньові. У машинах невеликої потужності використовують "засипні" обмотки; технологія їх виготовлення така ж, як і статорних.

Перед дво- і триразовим просочуванням ізоляцію обмотки випробують підвищеною напругою відносно корпусу і між фазами, перевіряють, чи немає міжвиткових замикань і чи правильно зібрана схема. Обмотку сушать, потім просочують і знову сушать в електропечі з автоматичним регулюванням температури.

Температура і тривалість сушіння залежать від марки застосовуваних лаків і класу нагрівостійкості ізоляції електродвигуна.

Приблизний зразковий об'єм сушильної печі знаходять за її питомим об'ємом AU , що припадає на 1 кВт потужності електродвигунів ($\Delta V = 0,02-0,04$ м³/кВт). Потужність печі визначають за питомою потужністю AP , що припадає на 1 м³ її об'єму $\Delta P = 3-8$ кВт/м. Для прискорення сушіння в печі повинна бути циркуляція повітря.

Після укладки, з'єднання, просочування і сушіння проводять міжопераційний контроль обмоток.

Заміна застарілих матеріалів. При ремонті електродвигуни серій А(АО) і А2(АО2) необхідно модернізувати. Замінюючи матеріали, що раніше застосовувалися, новими, більш якісними, підвищують надійність, клас нагрівостійкості і, отже, потужність двигуна (до 30%).

Електрокартон і лакотканину (головна міжфазна ізоляція) замінюють плівкоелектрокартоном, плівкоазбокартоном, скло міканітом або синтетичними плівками (триацетатними або поліетилентерефталатними) типу ПЕТФ товщиною 0,2-0,35 мм з високими діелектричними та механічними характеристиками.

Замість обмотувальних проводів марок ПБД і ПЭЛБО з волокнистою і комбінованою ізоляцією використовують проводи марок ПЭВ2, ПЭМ2, ПЭТВ і ПЭТ 11. Вони мають високу електричну міцність і хорошу хімічну та вологостійкість при дуже малій товщині ізоляції (максимальна до 0,09 мм, а у проводі марки ПБД - 0,17-0,44 мм).

Для машин невеликої потужності плівкову ізоляцію застосовують навіть замість пазового клина (в електродвигунах з ізоляцією класу нагрівостійкості Е буковий пазовий клин, класів В і F — склотекстолітовий).

Обмотки бандажують електроізоляційними чулками типу АСЭЧ. Для вивідних кінців використовують високоякісний установочний провід марок ПТЛ200, РКГМ тощо; для ізоляції виводів котушок, внутрішніх з'єднань і місць паянь - електроізоляційні трубки ТЭ4 і ТКС. Замість масляно-бітумних просочувальних і покривних лаків № 447, 460 та інших застосовують високоякісні лаки МЛ-92, ПЭ-933

для просочування обмоток, а електроізоляційні емалі ГФ-92ХС, ГФ-92ГС, ЭП-91 - для захисного покриття. Це підвищує електричну і механічну міцність, хімічну, волого- і теплостійкість, теплопровідність обмоток.

2. Ремонт деталей і складальних одиниць електричних машин

Ремонт підшипникових щитів і станин зводиться в основному до заварювання тріщин і відновлення розмірів посадочних місць. Частіше всього тріщини з'являються в чавунних підшипникових щитах або станинах. Якщо товщина стінки, що ремонтується, більша ніж 5 мм, то перед ремонтом роблять два отвори діаметром 3-5 мм на початку та в кінці тріщини і знімають кромку під кутом 45-60° по всій її довжині. Існує декілька способів заварювання тріщин у деталях із чавуну.

Перший спосіб: заварюють тріщину при початковій температурі деталі 18-22°C мідним електродом, обгорненим смужкою білої жерсті, з обмазувальним матеріалом ООМ-5 або рідким склом. Наплавлену мідь посипають бурою й у процесі накладання шва кують.

Другий спосіб: по обидва боки тріщини вкручують сталеві шпильки (у шаховому порядку) так, щоб вони проходили через стінку деталі; далі шпильки зварюють між собою сталевим електродом по обидва боки **деталі**.

Третій спосіб: деталь в опоці з піском нагрівають до температури 700-800°C у печі або у ковальському горні і заварюють тріщину газовим царюванням; потім деталь повільно остигає в опоці з піском протягом .4 і од або більше. При цьому способі якість шва дуже добра.

Якщо в підшипниковому щиті змінилися розміри посадочного місця, його розточують і запресовують перехідне кільце з товщиною г і піки 1,5-2 мм.

При зміні розмірів замка зрізають його торцеву поверхню на 2-3 мм і на ту ж довжину проточують посадочну поверхню нового діаметра, а на палу електродвигуна роблять нове заточення в осьовому напрямку, що обмежує посадку підшипника.

Ремонт валів і заміна підшипників кочення. Вал може мати такі пошкодження: згин, пошкодження поверхні шийок, вироблення, конусність і овальність шийок. Зігнутий вал правлять на гвинтовому пресі. Подряпини, забоїни і шорсткості шийок вала усувають шліфуванням і поліруванням вручну або на верстаті. Зношені шийки палів наплавляють, а тріщини у валах заварюють, якщо вони поширені всередину не більше ніж на десять відсотків діаметра вала і займають не більше ніж десять відсотків його обводу (для поперечних тріщин). Після наплавлення вал проточують на токарному верстаті і шліфують. При необхідності роблять новий вал із сталі марки Ст45.

Шарико- і роликopідшипники, як правило, не ремонтують. При зносі робочих поверхонь кілець і тіл кочення підшипники замінюють новими.

Підшипник вважають зношеним, якщо зазор між кулькою (роликом) і обоймою перевищує такі розміри: 0,1 мм - для валів діаметром до 80 мм і 0,3 мм - для валів діаметром більшим ніж 80 мм.

Новий підшипник підбирають за номером старого або шляхом зіставлення їхніх розмірів. Шарико- і роликopідшипники знімають із вала знімачем. Захвати знімача накладають на внутрішнє кільце підшипника. Підшипники перед зніманням нагрівають, поливаючи їх гарячою олією температурою не більшою ніж 100°C, якщо вони не піддаються зніманню, а перед установленням попередньо розігрівають в олії до температури 95 °C.

Ремонт активної сталі статора і обмотки короткозамкнутого ротора. При пробі обмотки на корпус або між фазами активна сталь статора може бути оплавлена. У цьому випадку, видаливши стару обмотку, знімають наплавлений метал; іноді вирубують частину зубця і ставлять протез із твердого ізоляційного матеріалу.

Короткозамкнуті обмотки роторів виконують литими або зварними. Типові пошкодження литої обмотки - розкриття коротко замикаючих кілець і обрив стержня в пазу, а зварної - ослаблення або порушення контакту між стержнями і кільцем, обрив або підгоряння стержнів.

Ремонт литої обмотки полягає в усуненні тріщин паянням (число тріщин - не більше двох на кожному кільці). Пошкоджені місця очищають від бруду і промивають бензином. Місця тріщин розширюють і розробляють за формою ластівчиного хвоста, але не більше ніж $2/3$ товщини кільця. Ротор установлюють так, щоб дефектне місце розташовувалося горизонтально, нагрівають газовим пальником до температури $350...400\text{ }^{\circ}\text{C}$ і залуджують припоєм, що складається з 15 відсотків олова, 20 відсотків кадмію і 65 відсотків цинку або 63 відсотків олова, 33 відсотків цинку і чотирьох відсотків алюмінію. У процесі лудження протирають залуджувану поверхню щіткою з кардострічки. Полуджену тріщину заповнюють зазначеним припоєм, подаючи його з прутка. Надлишки припою знімають сталеною гладилкою в гарячому стані. Тріщини також можуть бути усунуті аргонодуговим зварюванням.

Литі обмотки, що мають обриви стержнів, не відновлюються. При обривах стержнів можна виплавити алюміній із пазів і залити новий. Однак такий ремонт навіть на великих електроремонтних підприємствах не роблять через те, що для заливання обмотки потрібна велика кількість оснастки (на кожний тип ротора - свій ливарний кокіль), первинного алюмінію і немає гарантії в одержанні високої якості заливання. При ремонті зварної обмотки внаслідок ослаблення або порушення контакту стержня та кільця необхідно зачистити і пропаяти це місце мідно-фосфористим припоєм. При паянні бажано не допускати перегріву міді. При ослабленні стержня в пазу виконують розкарбування.

Тріщини стержнів, розташовані на виступаючій із сердечника частині, усувають зварюванням, якщо глибина не більша ніж $1/4$ товщини стержня. Якщо тріщина глибша, то ремонт ускладнюється. Відремонтовані ротори необхідно динамічно балансувати.

Ремонт колекторів і контактних кілець. Найчастіше зустрічаються такі дефекти: подряпини, виробка і підгоряння контактних пластин, тріщини в пластмасі, місцеве вигорання пластмаси, електричний пробій ізоляції, замикання пластин на корпус і між собою, відпаювання пластин від обмотки.

Ремонт колекторів ділять на два види - без розбирання і з розбиранням. Колектори на пластмасі, як правило, ремонтують без розбирання, а на сталевій втулці при необхідності розбирають й у них заміняють окремі контактні та ізоляційні пластини.

У першому випадку колектор обточують, фрезерують канавки, шліфують і полірують. Обточуванням усувають значні нерівності, що з'явилися через зношення або пошкодження колектора. При малих нерівностях його досить прошліфувати. Проточують колектор звичайно на токарних верстатах при низькій частоті обертання вала і малій подачі різця.

Після проточування ізоляцію між пластинами фрезерують на глибину $0,5...2\text{ мм}$ залежно від діаметра колектора. У деяких випадках канавки між пластинами роблять

вручну ножівковим полотном або спеціальним шкребком. На бічних поверхнях канавок не повинно залишатися лусочок слюди: грані пластин колектора обробляють шабером або тонким напилком. Канавки впорядковують при будь-якому ремонті колектора, навіть якщо його не проточували.

Шліфують колектор найчастіше на токарному верстаті за допомогою дрібнозернистої шкурки, натягнутої на дерев'яну колодку. Після обточування і шліфування колектор та машину продувають стиснутим повітрям і протищують.

Для полірування поверхні пластин колектора використовують дрібнозернисту шліфувальну шкурку (№ 100), змащуючи її технічним вазеліном. Шліфувати і полірувати грубозернистою шкуркою неприпустимо. При обточуванні, шліфуванні та поліруванні необхідно стежити за тим, щоб пил не потрапляв в обмотку машини.

Після полірування колектор протирають чистою серветкою, злегка змоченою бензином. Поверхня повинна бути дзеркальною, ексцентриситет не більше ніж 0,05 мм.

При замиканні між пластинами або їх вигорянням колектор розбирають, попередньо відпаявши кінці обмотки і надівши на нього хомут. Відкручують гайку, що кріпить колектор, зсувають натискний конус із манжетою і знімають комплект пластин із хомутом. Оглядають колектор і усувають виявлені пошкодження: обпилюють гострі кути "ластівчиного хвоста" або натискного конуса, замінюють вигорілі пластини, ремонтують прокладки між ними або міканітову манжету.

Бажано збирати колектор, використовуючи прес. Деталі колектора запресовують повторно після його нагрівання до температури 170-180°C.

Технологія обробки поверхні колектора аналогічна першому випадку і після перевірки, чи немає замикань, колектор направляють на складання з машиною.

При ремонті контактних кілець їх звичайно проточують і полірують, якщо вони мають відхилення від циліндричної форми або значне підгоряння, раковини або вибоїну. Підсилюють або замінюють ізоляцію, що складається з просоченого лляною оливою електрокартону, мікафолію або гнучкого міканіту.

Нагріті контактні кільця за допомогою преса насаджують на ізольовану втулку і сушать. Потім зовнішні поверхні ізоляції кілець покривають сірою емаллю і знову сушать у печі. Після сушіння опір ізоляції кілець повинен бути не меншим ніж 1 МОм, він повинен витримувати пробивну напругу не меншу ніж 2,5 кВ при робочій напрузі двигуна 220...380 В.

Контрольні питання

1. Які основні механічні способи видалення пошкодженої обмотки статора електродвигуна?
2. У чому полягає термомеханічний спосіб видалення обмотки і які температурні обмеження слід враховувати при цьому?
3. Як налаштовують високочастотну установку для видалення обмоток статорів різних розмірів?
4. Опишіть основні етапи укладання нової обмотки в пази статора після видалення старої та її підготовки.

Тема 11. Технічне обслуговування і ремонт внутрішніх проводок і електроустановок

План

1. Експлуатація внутрішніх електропроводок.
2. Експлуатація світлотехнічного обладнання для опромінення і обігрівання.

1. Експлуатація внутрішніх електропроводок

Внутрішня проводка - це сукупність проводів і кабелів, які знаходяться всередині сільськогосподарських будівель і споруд, з гумовою та пластмасовою ізоляцією і з кріпленнями, які відносяться до них, підтримуючими та захисними конструкціями, а також установочною арматурою. Проводка поділяється на силову, яка призначена для живлення електроприводу та електронагрівальних установок, і освітлювальну - для живлення ламп розжарювання та люмінесцентних.

Вона може бути виконана відкрито - безпосередньо по стінах, на роликах, на ізоляторах, за допомогою ізолюючих кілець на тросах, тросовим проводом, у пластмасових або сталевих трубах, у лотках або сховано - під штукатуркою, у підлозі або на стінах з використанням пластмасових або сталевих труб. При виборі виду електропроводки, проводів і кабелів, способу їх прокладання необхідно враховувати вимоги електро- і пожежної безпеки.

Для стаціонарних проводок (крім випадків, зазначених в ПУЕ) застосовують в основному алюмінієві проводи і кабелі, а для живлення переносних і пересувних електроприймачів - кабелі з мідними жилами.

Допустимо тривалі струмові навантаження на проводи і кабелі приймають з урахуванням температури навколишнього середовища і способу прокладання. Мінімальні поперечні перерізи проводів і жил кабелів, зазначені в ПУЗ, вибирають залежно від способу прокладання і категорії електроприймачів.

Технічна експлуатація внутрішніх проводок полягає в систематичному проведенні технічного обслуговування і поточного ремонту з метою підтримання високої експлуатаційної надійності обладнання.

Технічне обслуговування і поточний ремонт проводять у плановому порядку за нормативами ППРЭСх (табл. 1).

Таблиця 1

Періодичність технічного обслуговування і поточного ремонту внутрішніх проводок, силових зборок та освітлювальних щитків

Спосіб виконання проводки	Вид приміщення	Періодичність, міс.	
		Технічне обслуговування	Поточний ремонт
Кабелем у трубах, коробах, лотках, по стінах, фермах тощо	Сухі та вологі	6	24
	Запилені та сирі	6	24
	Особливо сирі з хімічно активним середовищем	4	18

Ізольованими проводами в трубах, коробках, лотках, по стінах, фермах тощо	Сухі та вологі	4	18
	Запилені та сирі	4	18
	Особливо сирі, з хімічно активним середовищем	3	12
Схована проводка мережі освітлення	Всі види приміщень	6	24
Силові зборки і щитки освітлення	Сухі, вологі, запилені та сирі	3	24
	Особливо сирі, з хімічно активним середовищем	1,5	12

В обсяг технічного обслуговування внутрішніх проводок входить огляд і очищення електропроводки; перевірка заземлення; перевірка стану ізоляції; перевірка стану кріплення проводки, перевірка іскричних з'єднань, перевірка натягу проводки.

Огляд і очищення електропроводки. Визначають загальний технічний стан проводки. При цьому впевнюються у відсутності обривів, та збільшенні стріли провисання проводів, перевіряють стан кріплення тощо. Волосяною щіткою очищають від пилу і бруду проводи та кабелі, зовнішні поверхні труб з електропроводкою, а також коробки розгалуження. В особливо сирих і сирих приміщеннях при очищенні застосовують обтиральний матеріал.

Перевірка заземлення. Оглядають заземлюючі проводки та їх з'єднання з несучим тросом або струною, металевими коробками, лотками, металевими оболонками кабелів, трубами, а також перевіряють наявність з'єднання заземлюючого провідника з контуром заземлення або заземлюючою конструкцією. Рознімні з'єднання розбирають, зачищають до металевого блиску, збирають і затягують. Пошкоджені не рознімні з'єднання приварюють або припаюють.

Перевірка стану ізоляції. Мегомметром на 1000 В вимірюють опір ізоляції між струмоведучими провідниками, провідниками і заземленими елементами конструкцій електропроводки. Опір ізоляції при температурі 20°C повинен бути не менший ніж 0,5 МОм. При опорі ізоляції меншому ніж 0,5 МОм ділянки проводки з низьким опором підлягають заміні.

Якщо при огляді ізоляції проводів і кабелів виявлено пошкоджені ділянки, їх ізолюють бавовняною або полівінілхлоридною липкою стрічкою ПВХ, залежно від середовища (сирі або особливо сирі приміщення).

Перевірка кріплення проводки. Оглядають ізолятори і ролики, пошкоджені заміняють. Перевіряють анкерні пристрої кінцевого кріплення тросової проводки до будівельних елементів будинків, натяжні пристрої і трос. Ділянки, покриті корозією, зачищають сталеві щіткою або шліфувальною шкіркою і покривають емаллю. Допускається зачищені поверхні змащувати технічним вазеліном. Перевіряють надійність кріплення труб з електропроводкою, лотків, коробів, а також пристосувань, які захищають кабелі від механічних пошкоджень. Ослаблені кріплення підтягують, а при необхідності заміняють.

Перевірка електричних з'єднань. Відкривають кришки коробок розгалуження, витирають пил і вологу з контактів та проводів, перевіряють і, при необхідності, відновлюють ущільнення кришки на вводах в коробку. З'єднання, які мають сліди окислення або обпалення, розбирають, зачищають і після збирання змащують технічним вазеліном. Особливу увагу звертають на з'єднання, виконані методом скрутки, зварювання, паяння і опресовування. У з'єднаннях, які мають обгорілий або

пошкоджений шар ізоляції, її знімають, усувають причину порушення контакту і знову ізолюють ізоляційною стрічкою. У сирих і особливо сирих приміщеннях ізолювання з'єднань проводять покриттям поліхлорвініловим лаком з наступним намотуванням трьох-чотирьох шарів поліхлорвінілової липкої ізоляційної стрічки.

Перевірка натягу. Оглядом виявляють ослаблені (з великою стрілою провисання) ділянки проводки. Перевіряють стрілу провисання, яка для тросових і струнних проводок повинна бути при прогоні 6 м не більшою ніж 100...150 мм, а при прогоні 12 м - 200-250 мм. При необхідності ділянки з великою стрілою провисання перетягують.

Натягування сталевих тросів проводять до мінімально можливої стріли провисання. При цьому зусилля натягу не повинно перевищувати 75 відсотків розривного зусилля, допустимого для даного перерізу троса.

Обсяг поточного ремонту. При проведенні поточного ремонту силових і освітлювальних електропроводок виконують всі операції технічного обслуговування. Ділянки електропроводки з обривом струмоведучих жил і пошкодженнями ізоляції, які не можна усунути при технічному обслуговуванні, підлягають заміні.

Всі роботи з поточного ремонту електропроводок виконуються при знятій напрузі з дотриманням заходів безпеки. При заміні відкритих електропроводок застосовують такі способи прокладання проводів і кабелів: безпосередньо по поверхні стін і стель, на струнах, тросах, роликах, ізоляторах, у трубах, коробах, гнучких металевих рукавах тощо.

При схованій електропроводці застосовується прокладання проводів і кабелів у трубах, закритих каналах і пустотах будівельних конструкцій будинків, а також у заштукатурених борозенках. У місцях з'єднання, відгалуження і приєднання жил проводів та кабелів необхідно передбачати запас проводу або кабелю, який забезпечує можливість повторного з'єднання. З'єднання, відгалуження і окінцювання жил проводів потрібно робити за допомогою опресовування, зварювання, паяння або стискання.

Розглянемо деякі особливості ремонту електропроводок.

Заміна проводів відкритих електропроводок. Ділянку проводки з розтрісканою оплавленою ізоляцією проводів або з оголеною струмоведучою жилою від'єднують у коробках відгалуження, розподільних і освітлювальних щитках. Провід звільняють від кріплення і видаляють, а для заміни вибирають тієї ж марки, що й пошкоджений. Спосіб кріплення проводу вибирають залежно від марки (дотримуються існуючого способу кріплення). Прокладений провід підключають до місць, де проводилося від'єднання пошкодженого.

Ролики з тріщинами і відколами замінюють. При цьому ролик попередньо звільняють від кріплення на ньому.

Для кріплення роликів при їх заміні використовують металеві спіралі, дерев'яні пробки. Тепер поширений спосіб закріплення деталей електропроводки за допомогою відрізків поліетиленових трубок. Для цього в стіні за допомогою електродриля просвердлюють отвір під діаметр шурупа і глибиною на 1/4 більше за його довжину. Потім в отвір вставляють 2-3 відрізки з поліетилену або кусок поліетиленової трубки вихідного діаметра, установлюють ролик і закріплюють його шурупом.

Ремонт тросових і струнних проводок. При поточному ремонті виконують зачищення і фарбування троса, відтяжок і кінцевих кріплень, а при необхідності їх заміну.

Якщо тросові і струнні проводки не мають серйозних пошкоджень, то поверхню троса та розвантажувальних відтяжок, які мають корозію, очищають наждачною шкуркою і протирають ганчіркою, а потім покривають лаком ПХВ. Кінцеві кріплення зачищають від корозії сталевую щіткою, протирають ганчіркою, змоченою в бензині, і покривають лаком ПХВ.

Якщо потрібно замінити трос (струну), то роботи виконують у такій послідовності. Вибирають діаметр троса залежно від навантаження.

Допускається застосовувати сталевий канат з оцинкованих дротин або сталевий оцинкований дріт діаметром 6-8 мм. Допустиме навантаження на трос: діаметром 5,1 мм - 5189,5 Н; 5,4 мм - 5817,3 Н; 6 мм - 7190,7 Н; 6,6 мм - 8603,4 Н; 7,2 мм - 10447,7 Н. Відповідно для дроту діаметром 6 мм - 3305 Н; 7 мм - 5032,5 Н; 8 мм - 6572,7 Н.

Вибраний трос або дріт розтягують на підлозі приміщення і відрізають потрібну довжину. На кінцях загинають петлі і закріплюють їх за допомогою спеціальних затискачів. Від пошкодженого троса від'єднують заземлення, проводять необхідні від'єднання від мережі, трос з проводкою знімають з анкерних пристроїв і опускають на підлогу приміщення поряд з підготовленим тросом. Проводи і коробки відгалуження знімають з пошкодженого троса і прикріплюють до нового троса. Одночасно проводять ревізію з'єднань у коробках.

Підняття до анкерних пристроїв і натягування тросової проводки проводять за допомогою поліспада або лебідки. Трос закріплюють на анкерних пристроях, під'єднують до заземлення. Заземлення виконують на обох кінцях троса. Проводку, дотримуючись фазування, підключають до мережі.

Операції щодо заміни троса можна виконати, не знімаючи проводки і анкерних пристроїв. Для цього трос, підготовлений до заміни, піднімають на рівень проводки і з одного боку прикріплюють до анкерного пристрою, а з другого боку утримують за допомогою **поліспада**.

Проводку і освітлювальні коробки звільнюють від кріплення на пошкодженому тросі. Перенос проводки починають з боку закріпленого кінця троса. По закінченні операцій переносу проводки закріплюють другий кінець троса на анкерному пристрої і натяжною муфтою проводять підтягання. Пошкоджений трос знімають, звільнивши від кріплення.

Проводку з обірваними або оплавленими жилами замінюють таким чином. Пошкоджену проводку звільняють від кріплення до троса і прибирають. Заготовлюють нові проводи, за довжиною рівні замінюваній проводці, залишаючи запас на підключення. Потім проводи кріплять до і роса (за допомогою клиць або на металевих підвісках з фарфоровими роликами чи ізоляторами, або за допомогою бандажів з перфорованої полівінілхлоридної стрічки. Відстань між точками кріплення для незахищених ізольованих проводів з перерізом до 6 мм² повинна бути не більша: при підвішуванні на клицях або роликах - 1,5 м, при кріпленні бандажами - 0,5 м, при використанні захищених проводів в усіх випадках - 0,5 м.

Ремонт проводок, прокладених у сталевих трубах. При обриві і струмоведучих жил проводки або пробої її ізоляції на корпус проводку видаляють з труб. При необхідності трубу додатково закріплюють, очищають від іржі та бруду ззовні. Для очистки зсередини в трубу вставляють сталевий дріт діаметром 1-1,5 мм, на одному з кінців якого прикріплюють тампон з ганчірок. Витягуючи дріт, протягують крізь трубу тампон. При необхідності цю операцію повторюють 2-3 рази до повної очистки труби. Провід, призначений для прокладання в трубі, відміряють, підрізають і вирівнюють. Заправляти провід у трубу необхідно з боку її найдовшого

прямолінійного відрізка, застосовуючи сталевий дріт. Для з'єднання електропроводки, прокладеної в трубі, з корпусом струмоприймача, застосовують гнучкі вводи типів К900-К908 або з полімерним покриттям типів К1080-К1088. При відсутності стандартних гнучких вводів застосовують гумові, поліетиленові або полівінілхлоридні і рубки. Їх одягають на кінці проводів так, щоб вони входили всередину і руби на глибину не меншу ніж 100-120 мм. Для захисту від механічних пошкоджень проводів, що виходять з труби, використовують відрізок металорукава, один кінець якого прикріплюють до труби за допомогою муфти ТР, а на другий одягають муфту ШВМ для під'єднання до струмоприймача. За допомогою гнучкого провідника обидва кінці труби з'єднують з контуром заземлення. Проводи окінцьовують і під'єднують до струмоприймача.

При глибоких вм'ятинах, сплюсненнях і тріщинах на трубі вся проводка підлягає демонтажу і заміні.

2. Експлуатація світлотехнічного обладнання для опромінення і обігрівання

У сільському господарстві застосовують установки для ультрафіолетового та інфрачервоного опромінення тварин і птахів, для іонізації повітря в тваринницьких і птахівницьких приміщеннях, а також для додаткового опромінення (освітлення) розсади в теплицях. Всі ці установки чутливі до якості напруги; поводитися з ними потрібно дуже обережно.

Перед початком експлуатації опромінювачів і установок для опромінення та обігрівання необхідно виконати нижчезазначене.

- Очистити опромінювачі та установку від пилу щіткою і протерти обтиральним матеріалом.

- Зняти мастило із законсервованих деталей обтиральним матеріалом, змоченим уайт-спіритом.

- Впевнитися у відсутності пошкоджень деталей і проводів.

- Виміряти мегомметром на 500 В опір ізоляції проводів та ізоляційних конструкцій відносно корпусу; він повинен бути не меншим ніж 0,5 МОм при температурі 15°C.

- Перевірити наявність і надійність заземлення корпусу шляхом вимірювання омметром перехідного опору між корпусом та магістральною шиною заземлення; він повинен бути не більшим ніж 0,1 Ом.

- Перевірити відповідність щитків, вимикачів, застосовуваних ламп напрузі мережі.

- Перевірити надійність кріплення вимикачів, щитків, ламп та інших електричних приладів і пристроїв.

- Перевірити роботу автомата і вимикача мережі шляхом їх вмикання і вимкнення. Вимикач і автомат повинні вмикати і вимикати силове коло без заїдань.

- Перевірити рівень і при необхідності долити масло в редуктор приводної станції; перевірити і при необхідності додати мастило в підшипники натяжних роликів та коліс.

- Підготувати електродвигун приводної станції до роботи.

- Ввімкнути опромінювач (установку) і впевнитися в його справності.

- Виміряти фітофотометром опроміненість на поверхні рослин, вона повинна відповідати нормативам.

• Виміряти уфіметром ультрафіолетову опроміненість на рівні {находження тварин і розрахувати тривалість роботи установки за формулою:

$$t = \frac{H_{e.p.}}{E_{e.p.}}$$

де t - тривалість роботи установки, год;

$H_{e.p.}$ - добова доза опромінення, мер.год/м²;

$E_{e.p.}$ - опроміненість, виміряна приладом, мер/м².

• Виміряти температуру повітря на рівні знаходження тварин (птахів), при необхідності відрегулювати її шляхом зміни висоти розміщення опромінювача над рівнем підлоги.

Висоту підвішування опромінювача і режим опромінення визначають відповідно до зоо- і агротехнічних норм.

Обслуговувати опромінюючі та іонізуючі установки дозволяється тільки спеціалістам-електромонтерам з кваліфікаційною групою не нижче III, а вмикати і вимикати - з групою II. Перед початком кожного сезону персонал інструктують стосовно правил поводження з електроустановками. Працівникам тваринницьких ферм категорично забороняється виконувати технічне обслуговування і ремонт установок. Про всі несправності вони повинні повідомляти електромонтера.

Для живлення опромінювачів застосовують напругу до 220 В; всі металеві частини установок з'єднують із заземленим нульовим проводом.

Навантаження опромінювачів повинно бути симетрично розподілене по фазах мережі. Для вмикання світильників з лампами інфрачервоного і ультрафіолетового опромінення в приміщеннях монтують (на висоті 1,2 м від підлоги) штепсельні розетки в герметизованому виконанні із спеціальним гніздом для занулення.

Виробнича експлуатація опромінювальних установок інфрачервоного обігрівання (ССПО1, ЛитвІКО, ОРИ, ЭО, ОРК-2, ОУ-4 тощо), бактерицидної дії (ОБУ, ОБИ, ОБНУ тощо), а також комбінованих опромінювачів (ИКУФ, "Луч" тощо) має свої особливості. Для кожної установки відповідно до наявних інструкцій складають графік і режим роботи. Опроміненість контролюють за допомогою уфіметра. Випромінювана ультрафіолетова радіація залежить від підведеної до лампи напруги, при відхиленні її більше ніж на п'ять відсотків вносять поправки в режим опромінення. Звичайно це роблять експериментально, тобто за показами уфіметра підбирають раціональний режим роботи конкретної установки.

По мірі старіння променистий потік ламп знижується і через це пропорційно збільшується тривалість щодобового опромінення. Якщо інтенсивність опромінення, створюваного лампою, знизилась більше ніж на 30 відсотків, її слід замінити новою.

При роботі з опромінювальними установками слід дотримуватися спеціальних застережних заходів: скорочувати опроміненість на рівні до 2 м від підлоги, екранувати лампи, періодично провітрювати приміщення для усунення надлишків озону і окислів азоту, захищати відкриті ділянки тіла обслуговуючого персоналу від опромінення, застосовувати захисні окуляри з димчастого скла.

Технічна експлуатація світлотехнічного і опромінювального обладнання полягає в систематичному проведенні технічного обслуговування та поточного ремонту з метою підтримання високої надійності обладнання.

Технічне обслуговування світлотехнічного обладнання проводять у плановому порядку на місці установки обладнання один раз на три-шість місяців, як правило, у періоди технологічних пауз. Типовий обсяг робіт включає в себе такі спільні для всіх

установок операції: вимірювання освітленості (опроміненості) в контрольних точках; очистку від пилу і бруду; перевірку працездатності установки; перевірку відповідності ламп типу світильника (опромінювача); заміну скла, яке має тріщини або сколи; перевірку стану патрона і зачистку його контактів; підтяжку ослаблених затискачів; перевірку стану ізоляції проводів у місці вводу в арматуру, а також надійність приєднання нульового проводу до затискачів на корпусі світильника (опромінювача).

В установках з газорозрядними лампами додатково виконують технічне обслуговування пускорегулювальної апаратури.

Поточний ремонт світлотехнічного обладнання здійснюють у плановому порядку один раз на 12-24 місяці на місці розташування обладнання або в майстерні. Для всіх видів опромінювачів і світильників поточний ремонт включає такі спільні операції: очистка установки; розбирання світильників (опромінювачів); виявлення несправностей та їх усунення; при необхідності виправлення і фарбування корпусу світильника (опромінювана); фарбування відбивачів (емальованих) і екрануючих ґрат білою емаллю; збирання схеми установка; перевірка і нюру ізоляції проводів і працездатності ламп; установка їх у світильник (опромінювач); перевірка працездатності установки і створюваної нею освітленості (опромінення).

В установках з газорозрядними лампами додатково перевіряють стан захисного скла або ґрат; справність резисторів, конденсаторів і дроселя; при необхідності відновлюють працездатність пускорегулювальної апаратури.

Для своєчасного усунення відмов світлотехнічного обладнання потрібно мати запасні частини відповідно до нормативів.

Контрольні питання

1. Що таке внутрішня електропроводка і на які основні види вона поділяється за призначенням?
2. Які існують способи виконання внутрішньої електропроводки? Які фактори необхідно враховувати при виборі способу прокладання?
3. Які основні операції входять до обсягу технічного обслуговування внутрішніх електропроводок?
4. Опишіть процес огляду та очищення електропроводки під час технічного обслуговування.

Тема 12. Технічне обслуговування і ремонт котлів і котельно-допоміжного обладнання

План

1. Типові обсяги робіт з технічного обслуговування і ремонту теплоенергетичного обладнання.
2. Призначення котлів на підприємствах АПК.

1. Типові обсяги робіт з технічного обслуговування і ремонту теплоенергетичного обладнання

Поточний ремонт. При поточному ремонті котлів і котельно-допоміжного обладнання передбачено такий типовий обсяг ремонтних робіт.

Поверхні нагрівання котла, пароперегрівника й обмуровування - огляд екранних, кип'ятильних, перепускних і сполучних труб, пароперегрівника, колекторів, барабанів і сухопарників під робочим піском. Очищення зовнішніх поверхонь від сажі, золових відкладень і шлакового напливу, перевірка труб на наявність золотого зносу і на збільшення їхнього діаметра, усунення на трубах свищів і ум'ятин, очищення внутрішньої поверхні барабана і сухопарника. Огляд зварних швів і заклепкових з'єднань, перевірка стану металу в живильних та інших штуцерах, перевірка і очищення штуцерів та труб до водовказівних колонок, часткове розбирання всередині барабанних се парувальних пристроїв. Ремонт або заміна окремих деталей, підвальцювання і заміна окремих труб, часткова заміна кріплень екранних труб і труб пароперегрівника. Усунення дефектів на колекторах із заміною окремих лючків, хвостовиків, шпильок і прокладок. Часткове розбирання обмуровування котла і його відновлення. Ремонт зовнішньої обшивки і цегляної кладки котла, східців та площадок, оглядових люків, топкових дверцят і лазів із заміною петель, болтів, шпильок та прокладок. Перевірка вибухових клапанів із заміною дефектних мембран. Розбирання, усунення дефектів і збирання шиберів та заслінок на повітряному і газовому тракті. Ремонт трубопроводів обв'язування котла, запірної арматури, теплоізоляції, трубопроводів і місткостей.

Після закінчення ремонту поверхонь нагрівання котла, пароперегрівника і барабана провадиться попереднє опресування та усунення виявлених дефектів. Після цього проводиться остаточне опресування і здача інспектору Держтехнагляду.

Економайзери - зовнішній огляд стану каркаса, обшивки й обмурівки; очищення труб і газоходів від сажі, часткова заміна змійовиків, чавунних труб, калачів, фланців і прокладок; очищення і промивання внутрішньої поверхні від шламу та накипу, ремонт сажообдувного пристрою, перевірка золозахисту і стану опор змійовиків та усунення дрібних дефектів; гідравлічне випробування економайзера окремо від котла.

Повітропідігрівники - випробування на щільність до ремонту з розбиранням перегородок заглушок у повітряних коробах; перевірка труб на наявність корозійних роз'їдань і золотого зносу; перевірка компенсаторів, ущільнювальних смуг, насадок, обшивки, повітряних коробів і усунення виявлених дефектів; ущільнення труб у трубному штахеті і часткова заміна їх або заглушення; ремонт напрямних лопаток у повітряних коробах, ремонт сажообдувних пристроїв і перевірка повітропідігрівника на щільність після ремонту.

Газомазутні пальники - розбирання, чищення і перевірка повітряних реєстрів, тяг, повітряної труби та інших елементів пальника, при можливості заміна або ремонт окремих деталей, ремонт умонтованої мазутної форсунки із заміною зношених деталей, заміна регулювальних пристроїв подачі повітря, лопат, завихрювачів, ручок, тяг.

Дуттьові та млинові вентилятори і димососи - перевірка стану підшипників і при необхідності перезаливання вкладишів або заміна шарико-роликових підшипників, заміна дефектних лопаток робочого колеса, проточування і шліфування шийок вала, ремонт кожуха, ремонт охолодних пристроїв, перевірка осьового і радіального биття півмуфти, заміна еластичних чопів на пальцях півмуфти, балансування ротора, ремонт ізоляції та шибєрів.

Фільтри: натрій-катіонітові та механічні - скресання фільтра для огляду поверхні фільтруючої маси з досипанням та вирівнюванням її, перевірка стану дренажного пристрою і заміна дефектних ковпачків, усунення несправностей в арматурі та трубопроводах, гідро випробування фільтра на робочий тиск.

Солерозчинники - часткова заміна арматури і труб, усунення нещільностей і перезарядження фільтруючого прошарку.

Деаераторні колонки - перевірка стану кріплень трубопроводу, арматури; внутрішній огляд колонки і резервуару; усунення витікань і нещільностей в арматурі та фільтрах; ревізія і налагодження регуляторів подачі води та пари, частковий ремонт термоізоляції.

Витратні мазутні баки - видалення залишків мазуту; перевірка міцності вертикальних і горизонтальних зварних швів та усунення виявлених дефектів; ремонт люка, механізму показчика рівня мазуту, запірної арматури, змієвиків трубчастого підігрівника і його гідравлічне шіїробування. Ремонт поворотного розігрівного пристрою, зливних ютків із заміною дефектних ділянок, труб, фарбування.

Підігрівники теплообмінників - зовнішній огляд корпусу, усунення ми і ікання у зварних швах, скресання кришки і перевірка трубних дощок, підвальцювання окремих трубок, заміна прокладок, виправлення пошкоджень теплоізоляції, ремонт усієї запірної арматури.

Фільтри мазутні - очищення корпусу від пилу і бруду, зовнішній огляд, часткове розбирання фільтра, заміна прокладок.

Форсунки мазутні - зовнішній огляд, очищення сопел і випробування.

Капітальний ремонт. В обсяг капітального ремонту входять роботи поточного ремонту та усунення несправностей, виявлених при експлуатації. Крім того, провадиться ремонт у такому обсязі.

Поверхні нагрівання котла, пароперегрівника й обмурівки - повний зовнішній огляд поверхонь нагрівання котла і пароперегрівника, а також барабана і колекторів з частковим зняттям ізоляції та розбиранням обшивки котлоагрегата, усунення виявлених дефектів, заміна більш ніж Л5 відсотків зношених екранних, кип'ятильних, перепускних і сполучних груб та змієвиків пароперегрівника, промивання змієвиків хімічно очищеною водою або конденсатом, скресання барабана котла, повне розбирання сепараційних пристроїв, заміна або ремонт окремих вузлів, підновлення трубних отворів наплавленням електрозварюванням з наступним їх розточуванням, заміна прокладок на люках ладу, підновлення ізоляції барабана, скресання люків колекторів для огляду вальцювання труб, фрезерування дзеркал люкових отворів, заміна секційних коробок і колекторів, заміна шибєрів і заслінок на повітряному га газовому тракті, ремонт і заміна гарнітури котлоагрегата,

трубопровідного обв'язування арматури, ремонт обшивки котла із заміною ділянок, що вийшли з ладу, ремонт обмурівки із застосуванням поліпшеного ізоляційного матеріалу. У процесі ремонту виконуються розпорядження інженера-контролера Держтехнагляду, виявлені при черговому обстеженні котлоагрегата. Після ремонту котел підлягає гідравлічному випробуванню і здачі Держтехнагляду.

Економайзери - повне розбирання обшивки, заміна більш ніж 25 відсотків поверхні нагрівання економайзера або окремих блокових кубів, демонтаж зношеного і монтаж нового золозахисту, заміна дефектних опор, підвісок і зв'язків у змійовик, вибіркова заміна чавунних груб і калачів у чавунних економайзерах, заміна шпильок, прокладок, ущільнення зазорів між фланцями труб економайзера шнуровим азбестом і промазування ущільнювальним розчином, заміна прокладок фланцевих з'єднань, що підводять, що відводять і перепускних труб, ремонт обшивки із заміною окремих елементів, відновлення обмурівки.

Повітропідігрівники - розбирання обшивки, заміна більш ніж 25 відсотків поверхні нагрівання або окремих блоків повітропідігрівника, усунення нещільностей у стінках обшивки, компенсаторах і повітряних коробах, усунення нещільностей пластинчастих кубів, заміна газорегулювальних заслінок, ремонт сажообдувних пристроїв із заміною деталей.

Газомазутні пальники - повне розбирання, комплектна заміна регулювальних пристроїв, усунення нещільностей електрозварюванням.

Дуттьові та млинові вентилятори і димососи – повне розбирання, заміна робочого колеса, вкладишів підшипників, електронаплавлення зносостійким сплавом лопаток робочого колеса, ремонт або заміна кожуха вентилятора і димососа, ремонт прямого апарата, заміна шиберів, балансування робочого колеса.

Фільтри: натрій-катіонітові та механічні - заміна комплекту арматури і приладів, заміна окремих елементів або всієї системи трубопроводів, відновлення внутрішнього антикорозійного покриття, перезарядження фільтруючої маси та її підстилкових прошарків, заміна комплекту дренажного пристрою, ремонт корпусу і його фарбування.

Солерозчинники - заміна внутрішніх пристроїв і фільтруючого прошарку, ремонт корпусу і горловини, гідровипробування на робочий тиск і фарбування.

Деаераторні колонки - заміна арматури й окремих дефектних ділянок труб, ремонт колонки із заміною окремих водонапірно-розподільних пристроїв, перевірка щільності резервуара і колонки гідровипробуванням на робочий тиск, усунення нещільностей, ремонт термоізоляції, фарбування.

Витратні мазутні баки - повне очищення стін бака від мазуту і корозійних відкладень, заварювання раковин і отворів, посилення стяжних конструкцій, повна або часткова заміна трубчастого підігрівника і запірної арматури, заміна окремих частин поворотного розігрівального пристрою і зливних лотків.

Підігрівники, теплообмінники - повне розбирання з вивозом трубного пучка з корпусу, очищення підігрівника від накипу механічним або хімічним способом, часткова або повна заміна трубок, збирання підігрівника, гідравлічне випробування.

Фільтри мазутні - повне розбирання, промивання всіх деталей, заміна сіток і збирання, ремонт або заміна запірної арматури, гідравлічне випробування.

Тривалість ремонтного циклу для котлів визначається залежно від сезонності роботи котлоагрегата та виду палива, а котельно-допоміжного устаткування - залежно від його функції в системі котлоагрегата, конструктивних особливостей та умов експлуатації. Для котлів, що працюють на твердому паливі, тривалість

ремонтного циклу наведено в табл. 1. Тривалість ремонтного циклу і міжремонтного періоду

Обладнання	Тривалість ремонтного циклу, р	Тривалість міжремонтного періоду, міс
Котельні агрегати, що працюють в осінньо-зимовий період	2	12
Котельні агрегати, що працюють більше 6000 год у рік	1	6
Котли водогрійні	3	12
Котли вертикальні циліндричні	5	12
Котли опалювальні чавунні та сталеві	2	6
Обладнання паливоподачі	5	12
Вентилятори дуттьові	3	12
Димососи	2	6
Підігрівники і теплообмінники	4	12
Обладнання хімічного очищення води	4	12
Витратні мазутні баки	15	24
Фільтри мазутні	5	6

Для котлів, що працюють на газоподібному і рідкому паливі, наведена в табл. 1 тривалість ремонтного циклу повинна бути збільшена в два рази.

Адміністрація підприємства зобов'язана самостійно робити огляд котлів, пароперегрівників і економайзерів у таких випадках:

а) внутрішній огляд - після кожного очищення внутрішніх поверхонь або ремонту елементів котла, але не рідше ніж через 12 місяців, його можна поєднати з внутрішнім оглядом, проведеним інспекцією котлонагляду, за умови, що перерва між термінами оглядів не перевищує трьох місяців;

б) внутрішній огляд - безпосередньо перед пред'явленням котла до огляду інспектору котлонагляду;

в) гідравлічне випробування робочим тиском - щоразу після очищення внутрішніх поверхонь або ремонту елементів котла, пароперегрівника та економайзера, якщо характер і обсяг робіт не потребують дострокового огляду.

2. Призначення котлів на підприємствах АПК

Сільськогосподарське виробництво потребує значної кількості гарячої води та пари. Головними її споживачами є кормоприготувальні цехи та кухні, установки термохімічної обробки соломи, теплової обробки і сушіння продуктів, миття та стерилізації посуду, тваринницькі ферми і птахофабрики, переробні цехи та ремонтно-механічні майстерні, комунально-побутові заклади тощо. Основним джерелом тепlopостачання в сільському господарстві є котельні установки.

Котельна установка призначена для отримання водяної пари або гарячої води потрібних параметрів. Вони можуть працювати на різних видах палива: твердому, рідкому та газоподібному. Основні технологічні схеми котельних установок наведено на рис. 1 (для твердого палива) і 2 (для рідкого та газоподібного палива).

Виробництво пари в котельних установках, які працюють на твердому паливі, здійснюється таким чином (рис. 1). Паливо, яке подається у верхню бункерну

галерею, надходить у бункер 7, забезпечуючи необхідний запас вугілля. З бункера паливо рукавом подається в приймальну лійку 5 топки 6 і попадає на колосникову решітку 4. Повітря вентилятором 14 подається в повітропідігрівник 13, а звідти - у топку 6. Тверде паливо горить у шарі, що знаходиться на колосниковій решітці. Зола та шлак виводяться в бункер 2.

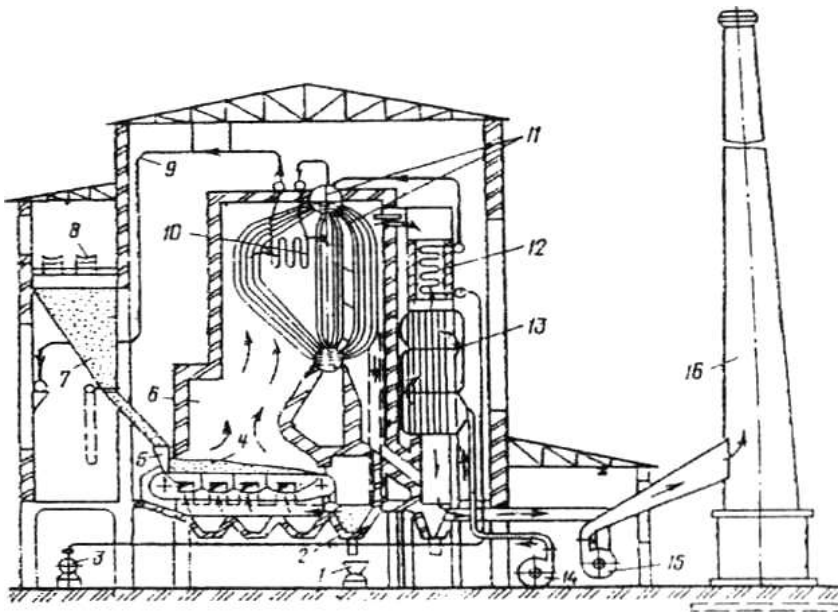


Рис. 1. Схема котельної установки, що працює на твердому паливі: 1 - вагонетка; 2 - шлаковий бункер; 3 - живильний насос; 4 - колосникова решітка; 5 - приймальна лійка; 6 - топка; 7 - паливний бункер; 8 - паливоподавальний пристрій; 9 - паропровід; 10 - пароперегрівник; 11 - вертикально-водотрубний котел; 12 - водяний економайзер; 13 - повітропідігрівник; 14 - дуттєвий вентилятор; 15 - димосос; 16 - димова труба

Продукти згоряння (температурою 900-1200°C) виходять із топкового простору в газоходи, омиваючи по ходу кип'ятильні труби і пароперегрівник 10. Віддавши частину тепла через стінки труб воді та перегрітій парі, гази проходять донизу по вертикальному газоходу, омиваючи поверхню нагріву водяного економайзера 12 і повітропідігрівника 13. Далі гази виводяться димососом 15 у димову трубу 16. Живильна вода подається через водяний економайзер 12 у котел 11 за допомогою насоса 3.

Технологічний процес виробництва пари в котельних, які працюють на рідкому та газоподібному паливі (рис. 2), йде в такій послідовності.

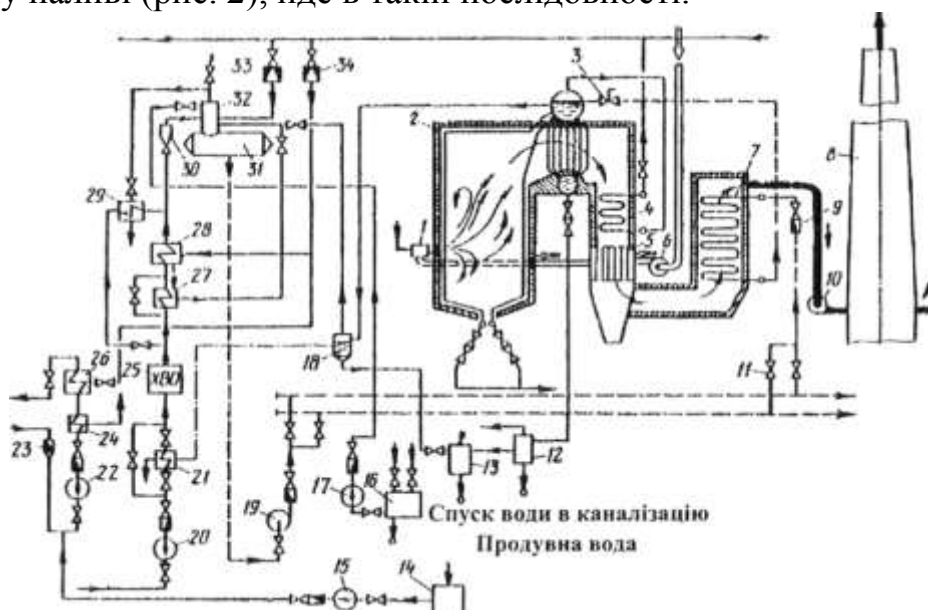


Рис. 2. Схема котельні з паровими котлами, що працюють на рідкому та газоподібному паливі: 1 - газомазутний пальник; 2 - пароводяний котел; 3 -

живильний клапан; 4 - пароперегрівник; 5 - повітропідігрівник; 6 - дуттьовий вентилятор; 7 - водяний економайзер; 8 - димова труба; 9 - зворотний клапан; 10 - димосос; II - вентиль; 12 - розширник періодичної продувки; 13 - барботер; 14 – бак підживлювальної води; 15 - підживлювальний насос; 16 - бак для збирання дренажів; 17 - дренажний насос; 18 - сепаратор безперервної продувки; 19 - живильний насос; 20 - насос сирої води; 21 - водяний підігрівник; 22 - системний насос; 23 - брудник; 24 - охолодник конденсатора; 25 - хімоводоочищення; 26 - пароводяний підігрівник системної води; 27 - охолодник конденсату; 28 - пароводяний підігрівник; 29 - охолодник випару; 30 регулювальний клапан; 31 - бак-акумулятор; 32 - деаератор; 33,34 - регулювальні пристрої.

За допомогою газомазутних пальників 1 паливо подається в топку. Необхідне для горіння палива повітря подається в неї дуттьовим вентилятором 6. Перед надходженням у топку повітря спочатку підігрівається продуктами горіння палива в повітропідігрівнику 5, що поліпшує процес горіння і підвищує економічність роботи котлоагрегата. Гарячі продукти горіння палива, віддавши частину тепла радіаційним поверхням нагріву, що розташовані в топковій камері, надходять до конвективних поверхонь нагріву котлоагрегата і димососом відводяться в димову трубу.

Вода для живлення котлів забирається з бака-акумулятора 31 і живильними насосами подається через водяний економайзер 7, який служить для підігрівання води за рахунок тепла відхідних газів, у верхній барабан котла. Бак-акумулятор служить для зберігання запасу живильної води. Над ним розміщений деаератор 32, призначений для виходу з живильної води розчиненого в ній кисню та вуглекислоти, які • причиняють корозію металу поверхні нагріву. Насичена пара перед подачею в пароперегрівник проходить через сепараційний пристрій, де краплини води відділяються від пари.

Для відведення з котла солі, яка попадає з живильною водою, передбачена система із сепаратора постійної продувки 18 і розширника (барботера) 12 періодичного продування для приймання продувної води. Пара із сепаратора відводиться в деаератор, а з барботера вода подається в каналізацію. Для відведення конденсату, який виникає в паропроводах-підігрівниках, передбачена дренажна система, яка має дренажний бак 16 для збору конденсату та дренажний насос 17, що подає конденсат у деаератор.

У сільськогосподарському виробництві щиро використовуються парові та водогрійні котли таких марок:

- парові:

- а) на твердому паливі: ДКВР; Е-1/9-1; КВ-100; КВ-200; КВ-300М; котли "КИВИИЛИ";

- б) на рідкому паливі: ДКВР; Е(КЕ); Е(ДЕ); Е-1/9-ІМ; МЗК-7Ж; МЗК-8Ж; КВ-100; КВ-300М; Д-721А; КПА-500Ж; котли "КИВИИЛИ";

- в) на газоподібному паливі: ДКВР; Е(КЕ); Е(ДЕ); Е-1/9-1Г; МЗК-7Г; МЗК-8Г; Д-721Г; КПА-500Г;

- водогрійні:

- а) на твердому паливі: ДКВР; АК-1; "Братск"; котли "НИИСТУ"; мКВМ-0,63; КВ-ТС-10-150;

- б) на рідкому паливі: ДКВР; ВКВ-1-115; КВ-1М-35-150М; мПТВМ-50-1;

- в) на газоподібному паливі: ДКВР; "Братск-1Г"; "Факел-Г"; котли "НИИСТУ"; КВГ-4,65; КВГ-7,56; ВКВ-1-115; ПТВМ-50-1.

Контрольні питання

1. Які дії проводяться після закінчення ремонту поверхонь нагрівання котла, пароперегрівника та барабана?
2. Опишіть типовий обсяг робіт при поточному ремонті економайзерів.
3. Опишіть типовий обсяг робіт при поточному ремонті підігрівників теплообмінників.
4. Які роботи входять до поточного ремонту мазутних фільтрів та форсунок?
5. Чим відрізняється обсяг капітального ремонту від поточного?
6. Для чого призначена система безперервної та періодичної продувки котла?
7. Яке призначення дренажної системи в котельних установках?

Тема 13. Експлуатація та ремонт пускової, захисної та регулювальної апаратури і розподільних пристроїв напругою до 1000 В

План

1. Загальні вимоги.
2. Перевірка автоматичних вимикачів.

1. Загальні вимоги

Обсяг випробувань. Згідно з ПУЕ обсяг пусконаладжувальних випробувань для апаратів напругою до 1000 В такий:

- вимірювання опору ізоляції;
- випробування підвищеною напругою промислової частоти, перевірка дії максимальних, мінімальних або незалежних розчіплювачів автоматів;
- перевірка роботи контакторів і автоматів при зниженій та номінальній напрузі оперативного струму;
- перевірка релейної апаратури.

При періодичних перевірках роботу виконують за тією ж програмою, окрім перевірки схем керування, сигналізації та блокування.

Перевірка стану ізоляції. Всі електричні апарати напругою до 1000 В перед вводом в експлуатацію повинні пройти ревізію (огляди) механічної частини і перевірки стану електричної ізоляції. При цьому опір ізоляції перевіряють мегомметром на напругу 500-1000 В, а електричну міцність ізоляції - підвищеною напругою змінного струму промислової частоти 1000 В протягом однієї хвилини. Перевірку опору ізоляції і випробування її підвищеною напругою треба проводити на повністю підготовленому до роботи обладнанні. Ізоляцію, як правило, випробують одночасно на всій групі електрично зв'язаних апаратів зі з'єднувальними проводами. Опір ізоляції одного приєднання повинен бути не меншим ніж 1 МОм, у противному разі необхідно роз'єднати випробуване приєднання на більш дрібні групи для виявлення слабого вузла.

Вторинні кола керування, захисту, вимірювання тощо, а також шини постійного струму і шини напруги на щиті керування (при від'єднаних колах) при здачі в експлуатацію повинні мати опір ізоляції не менший ніж 10 МОм. Опір ізоляції апаратів з номінальною напругою 24 і 48 В вимірюють мегомметром на напругу 250 В: опір ізоляції блоків з напівпровідниковими приладами перевіряють мегомметром на напругу 100 В.

При виявленні елементів апаратури зі зниженим опором ізоляції, наприклад, котушок контакторів, пускачів тощо, їх, як правило, замінюють. Якщо ізоляція зволожена, її сушать гарячим повітрям або струмом, який пропускають через котушку.

При вводі в експлуатацію нової апаратури вибірково вимірюють опір котушок апаратів постійному струмові. Порівнюють результати вимірювань опорів котушок однакових апаратів. Відхилення від номіналу не повинно перевищувати десять відсотків.

Перевірка автоматичних вимикачів. Установочні автомати, які ви пускаються промисловістю і знаходяться в експлуатації, за видами захисту діляться на:

- з електромагнітним розчіплювачем, призначені для захисту від коротких замикань;
- з тепловим розчіплювачем, призначені для захисту від перевантажень;
- з комбінованим (електромагнітним і тепловим розчіплювачем; з розчіплювачем мінімальної напруги).

Автомати з електромагнітним розчіплювачем характеризуються струмом уставки електромагнітного розчіплювача:

$$I_{уст} = (7 - 10)I_{нр},$$

де $I_{нр}$ - номінальний струм розчіплювача.

Сила струму уставки електромагнітного розчіплювача при захисті електродвигунів з короткозамкненим ротором повинна мати від 1,5 до 1,8 значення пускового струму електродвигуна. Якщо від спільного автоматичного вимикача подається напруга на декілька двигунів, то струм уставки електромагнітного розчіплювача розраховується за формулою:

$$I_{уст} \geq (1,5 - 1,8) \left[\sum I_n + (I_n' - I_n') \right],$$

де $\sum I_n$ - сума номінальних струмів одночасно працюючих електродвигунів;

I_n' - різниця між пусковим і номінальним струмами для електродвигуна, у якого вони мають найбільше значення.

Для автоматів з тепловими розчіплювачами струм уставки теплового розчіплювача $I_{уст}$ вибирають залежно від температури навколишнього середовища. Звичайно він дорівнює номінальному струму двигуна I_n або менший за нього:

$$I_{уст} = \frac{I_n}{\alpha_1}$$

де $\alpha_1 = 1 + 0,006(35 - v)$.

При температурі навколишнього середовища $v=25^\circ\text{C}$ $I_{уст} = 0,91 I_n$ при $v=0^\circ\text{C}$ $I_{уст} = 0,8 I_n$. Цих вимог необхідно дотримуватись при виконанні налагоджувальних робіт і здачі автоматів в експлуатацію.

2. Перевірка автоматичних вимикачів

Автоматичні вимикачі серії АЗ700. За родом максимального захисту вони мають струмообмежувальне і селективне виконання.

Розчіплювачі струмового захисту виконують: для струмообмежувальних вимикачів - на напівпровідникових, біметалевих і електромагнітних елементах; для селективних вимикачів - на напівпровідникових елементах.

Крім того, вимикач може мати розчіплювач мінімальної напруги і незалежний вимикальний розчіплювач для дистанційного вимкнення вимикача.

При перевірці і налаштуванні автоматичних вимикачів серії АЗ700 перевіряють відповідність за проектними даними таких параметрів:

- номінальна напруга і вид струму дистанційного приводу;
- уставки електромагнітних елементів.

Для вимикачів з напівпровідниковими розчіплювачами необхідно перевірити:

- номінальну напругу мережі;
- номінальний струм розчіплювача;
- кратність струму спрацювання в зоні к.з.;
- час спрацювання в зоні перевантаження;
- час спрацювання в зоні к.з. - для вимикачів селективного виконання;

- напруга живлення дистанційного розчіплювача і блока керування при живленні його від стороннього джерела.

Для перевірки працездатності вимикачів з напівпровідниковими розчіплювачами необхідно подати оперативну напругу, опробувати вручну і дистанційно вмикання і вимикання вимикача.

Теплові і електромагнітні розчіплювачі калібрують на заводі-виробнику, тому в процесі налагодження і експлуатації вони не підлягають регулюванню. При налагодженні проводиться перевірка їх працездатності. Працездатність теплових розчіплювачів перевіряють трикратним однофазним змінним номінальним струмом розчіплювача по полюсах. Час роботи теплового розчіплювача до вимкнення вимикача повинен відповідати оптимальному часу, який вказано в табл. 14.1.

Якщо за максимально допустимий час вимикач не вимкнувся, то він підлягає заміні або ремонту.

Таблиця 14.1

Характеристики теплових розчіплювачі серії А3700 при полісній перевірці трикратним номінальним струмом

Тип вимикача	Номінальний струм теплового розчіплювача, А	Переріз кабелю, мм ²	Оптимальний час спрацювання, с, при температурі навколишнього середовища 40°C	Максимально допустимий час протікання струму, с, не більше
А 3710	16	1,5	22-25	70
	20	2,5	44,51	100
	25	2,5	61,68	130
А 3710	32	4,0	50-58	130
	40	6,0	37-49	100
	50	10	49-54	100
	63	10	38-45	100
	80	16	31-38	70
	100	25	50-57	130
	125	35	32-39	70
	160	50	69-75	130
Л 3720	160	50	50-57	130
	200	70	45-51	130
	250	95	55-73	130
Л 3730 Л 3740	250	95	23-28	100
	320	70	30-35	100
	400	95	50-55	100
	500	70	65-75	190
	630	95	65-75	190

Перевірку працездатності електромагнітних розчіплювачів проводять по полюсах змінним або постійним струмом (залежно від того, їли якого струму призначений вимикач). Перевірку проводять таким чином: пристроєм регулювання швидко збільшують струм до значення, ікс перевищує на 15 відсотків струм спрацювання електромагнітного розчіплювача, при цьому вимикач повинен

вимкнутися. Потім вимикають струм пристрою навантаження, вмикають вимикач і, не змінюючи положення ручок пристрою регулювання, вмикають поштовхом струм від пристрою навантаження; при цьому вимикач повинен вимкнутися. Не змінюючи значення струму, перевіряють працездатність електромагнітних розчіплювачів інших полюсів. Спрацювання електромагнітного розчіплювача кожного полюса і вимкнення вимикача повинно проходити при струмі уставки, вказаному на щитку, з допустимими відхиленнями ± 33 відсотки для нових вимикачів за час не більший ніж 0,04 с. Для вимикачів, які були тривалий час в експлуатації, відхилення струму спрацювання може досягати ± 30 відсотків.

Для настроювання напівпровідникових розчіплювачів вимикачів змінного струму збирають схему випробування (рис. 14.1). Резистор R у схемі підбирається так, щоб при його шунтуванні струм у вимикачі, який перевіряється, збільшився від значення $(0,7-1,0) I_{нр}$ до значення, яке перевищує не менше ніж на 20 відсотків уставку струму спрацювання відсічки.

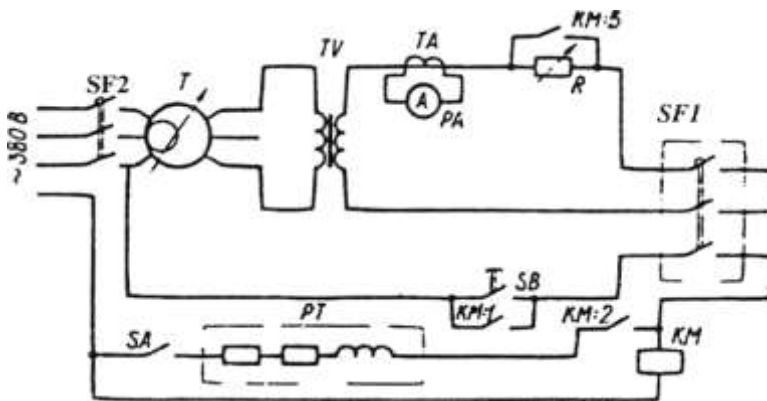


Рис. 14.1. Схема для перевірки вимикачів серії АЗ700 з напівпровідниковим розчіплювачем: ВР1 і 8Р2 - автоматичні вимикачі (випробувальний і для подачі живлення); Т - трифазний індукційний регулятор; ТУ і ТА - трансформатори напруги (навантажувальний) і струму; РТ - секундомір; К - резистор; БА - ручний вимикач; БВ - кнопка вимикання; КМ - контактор змінного струму

Уставку струму спрацювання в зоні перевантаження визначають за електронним осцилографом. При подачі на вимикач струму, який дорівнює $1,25 I_{нр}$ на екрані осцилографа повинні з'явитися різнополярні імпульси з частотою 50-150 Гц (рис. 14.2а). Повертаючи ручку "Номінальний струм" проти годинникової стрілки, добиваються зникнення різнополярних імпульсів на екрані осцилографа. Таке положення свідчить про те, що уставка відповідає потрібному струму в зоні перевантаження. Але при цьому на екрані осцилографа можуть і являтися одиничні однополярні імпульси з інтервалом 8-15 с (рис. 41.2б). У випадку відсутності осцилографа перевірку проводять так. (вертанням ручки "Номінальний струм" у бік зменшення або збільшення номінального струму добиваються такого її положення, щоб при струмі $1,2 I_{нр}$ вимикач не спрацював за час не менший ніж 800 с, а при струмі $1,3 I_{нр}$ - спрацював за час не більший ніж 800 с.

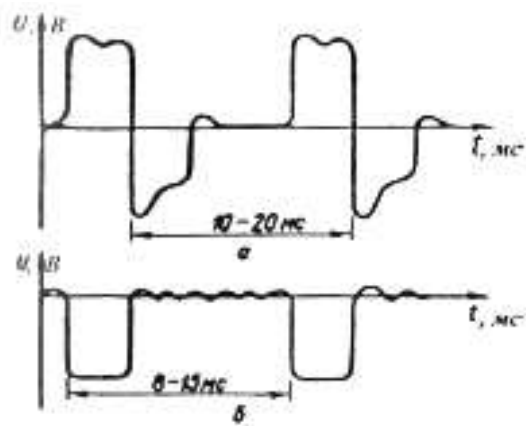


Рис. 14.2. Осцилограми, одержані при струмі уставки напівпровідникового розчіплювача: а - менший за заданий; б - рівний заданому в зоні перевантаження

Зняття характеристик витримки часу в зоні перевантаження проводять у такій послідовності: встановлюють ручку "Час спрац. перевантаження" $1,6 I_{нр}$ у положення, яке відповідає потрібній уставці часу спрацювання, а ручку " $I_{нр}$ Коротке замикання" - у граничне положення за годинниковою стрілкою; вмикають вимикач, який перевіряють, і пристроєм навантаження встановлюють струм, рівний $1,6 I_{нр}$; вмикають пристрій навантаження і потім повторно вмикають вимикач разом із секундоміром.

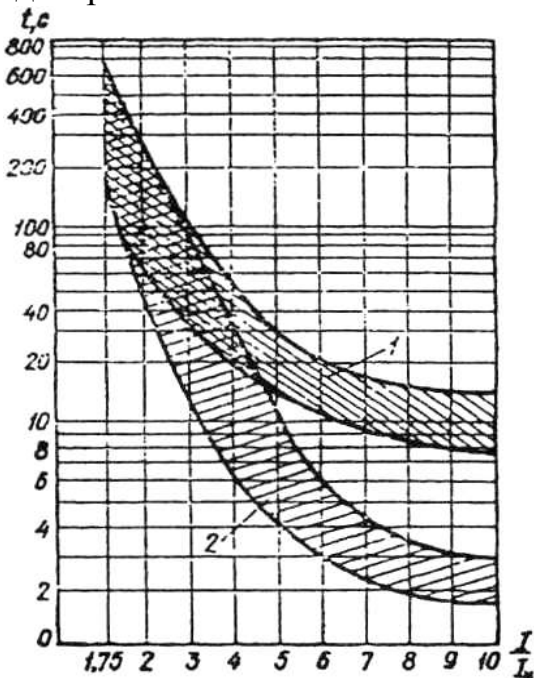


Рис. 14.3. Часоструміві характеристики вимикачів серії А3700 з напівпровідниковим розчіплювачем: 1,2 - відповідно до уставки за часом спрацювання 16 і 4 с при $I_{уст} = 6 I_{нр}$.

Час, який вимірюють від моменту подачі струму до моменту спрацювання вимикача, повинен бути в межах часострумової характеристики (рис. 14.3). Змінюючи кратності струму по відношенню до номінального, знімають повну характеристику часу спрацювання вимикача і встановлюють задану уставку за часом в зоні перевантаження.

Перевірку уставки струму спрацювання в зоні короткого замикання проводять таким чином. Встановлюють ручку " $I_{нр}$ Коротке замикання" на кратність спрацювання, близьку до заданої, і подають струм на головні контакти вимикача. Обертаючи її, добиваються вимкнення вимикача.

Цю операцію проводять дуже швидко, тому, що тримати вимикач під струмом, який дорівнює $5-6 I_{нр}$, дозволяється не більше ніж 20 с з наступною перервою протягом 20 хвилин. Розкид уставки струму в зоні короткого замикання може знаходитися в межах $0,9-1,1$ від заданого при перевірці одночасно двох полюсів вимикача і $0,8-1,2$ - при перевірці одного або трьох полюсів (для змінного струму).

Перевірку уставки витримки часу спрацювання в зоні короткого замикання визначають методом послідовного наближення при подачі струму, який перевищує уставку струму в зоні короткого замикання на 20-25 відсотків.

Розкид часу спрацювання повинен бути не більшим ніж і 10 відсотків заданого часу спрацювання вимикача при короткому замиканні. При випробуванні дистанційного приводу перевіряють час вмикання і вимикання вимикача при номінальній напрузі в колі дистанційного приводу. Час вмикання і вимикання повинен бути не більшим ніж 0,3 с. Привід повинен забезпечувати надійну роботу при коливаннях напруги на затискачах його котушок від 0,85 до 1,1 номінальної. Умовою правильної роботи розчіплювача мінімальної напруги є забезпечення надійного вимкнення вимикача без витримки часу при напрузі на котушці нижчій ніж 0,3 номінальної при змінному і нижчій ніж 0,2 номінальної при постійному струмі; вимикач не повинен вимикати при напрузі на котушці 0,55 номінальної і вищій; не повинен перешкоджати вмиканню при напрузі на котушці 0,85 номінальної і вищій.

Автоматичні вимикачі серії АЗ100. В обсяг робіт для цих автоматів входить перевірка теплових і електромагнітних розчіплювачів, а також випробування ізоляції вимикачів.

Уставки розчіплювачів автоматів серії АЗ 100 регулюються. Після калібрування розчіплювача на заводі-виробнику їх кришки опечатують. На місці установки автоматів перевіряють відповідність фактичних уставок розчіплювачів їх номінальним даним для оцінки придатності автоматів в умовах експлуатації.

Струми спрацювання електромагнітного розчіплювача автоматів ЛЗ100 перевищують струми теплового розчіплювача в 9-11 разів. Якщо автомат відкалібровано так, що при нормальній температурі повітря він спрацює за певний час, то при температурі, відмінній від цієї, він буде спрацьовувати за інший час або не спрацює зовсім. Відносну зміну струму розчіплювача при різних значеннях іємператури середовища можна визначити так:

$$K_{(\vartheta)} = K_{(25)} \sqrt{\frac{\Theta + 25 - \vartheta_{\text{навк}}}{\Theta}}, \quad K_{(\vartheta)} = \frac{I_{\text{розч}}(\vartheta)}{I_{\text{н.роз}}}; \quad K_{(25)} = \frac{I_{\text{розч}}(25)}{I_{\text{н.роз}}},$$

де $K_{(v)}$ — кратності струму розчіплювача при 25°C (беруться з таблиць)

$v_{\text{навк}}$ - температура навколишнього середовища, °C;

0 - перевищення температури.

Якщо умовно прийняти за одиницю, то відносні зміни струму розчіплювача залежно від температури біметалевої пластинки і навколишнього середовища можна представити графічно (рис. 14.4). З рисунка бачимо, що при температурі навколишнього середовища 15°C автомати АЗ 100 можуть загрублюватися до 38 відсотків. Отже, при настроюванні захисту необхідно враховувати як температурні залежності, так і характеристики апаратів.

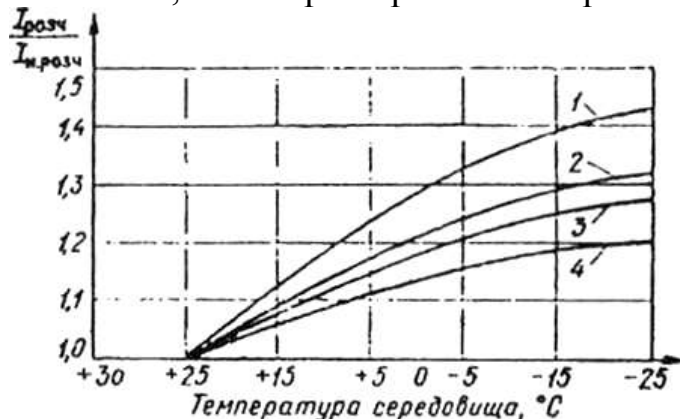


Рис. 14.4. Графік відносного збільшення струму розчіплювача залежно від температури біметалевої пластинки:

$$1 - \vartheta = 50^{\circ}\text{C}; 2 - \vartheta = 70^{\circ}\text{C}; 3 - \vartheta = 90^{\circ}\text{C}; 4 - \vartheta = 120^{\circ}\text{C}$$

Перевірку теплових елементів розчіплювачів автоматів рекомендується проводити в такій послідовності:

- перевіряють кожен тепловий елемент окремо на спрацювання при навантаженні дво- або трикратним номінальним струмом, залежно від типу вимикача;
- перевіряють характеристики теплових елементів при одночасному навантаженні всіх полюсів двократним струмом (для вимикачів АЗ 160 і АЗІ 10) і трикратним (для вимикачів АЗ120, АЗ130 і АЗ140);
- перевіряють початковий струм спрацювання вимикачів, у яких час спрацювання не співпадає з даними заводської інструкції.

Перевірку електромагнітних елементів випробувальним струмом проводять для кожного автомата окремо. При перевірці електромагнітних розчіплювачів випробувальний струм від пристрою навантаження встановлюють на 30 відсотків нижчий за струм уставки автоматів АЗ110 і на 15 відсотків нижчий за струми уставки інших автоматів. При цьому струмі автомат не повинен вимикатися. Потім випробувальний струм підвищують до вимикання автомата. Струм спрацювання не повинен перевищувати струм уставки більше, ніж на 30 відсотків для автоматів АЗ110 і 15 відсотків - для інших автоматів.

Електромагнітні елементи комбінованих розчіплювачів відповідно до рекомендацій заводу-виробника перевіряють таким чином. До пристрою навантаження під'єднують еквівалентний опір, який дорівнює повному опору (сумарному опору теплового, електромагнітного розчіплювача і контактів комутації) одного полюса автомата, який випробовують; пристроєм регулювання встановлюють струм на 30 % нижчий уставки для автоматів АЗ110 і на 15 відсотків нижчий - для інших автоматів. Не змінюючи значення встановленого випробувального струму від пристрою навантаження, вимикають еквівалентний опір. Замість нього один за одним вмикають всі полюси автомата, при цьому автомат не повинен вимикатися. Після цього еквівалентний опір знов приєднують до пристрою навантаження і встановлюють значення випробувального струму на 30% вище за струм уставки для автомата АЗІЮ і на 15 відсотків - для інших автоматів. Потім, не змінюючи встановленого і випробувального струму, вимикають від пристрою навантаження еквівалентний опір і один за одним вмикають всі полюси автомата. У цьому випадку автомат вимикається під дією електромагнітних елементів. Щоб впевнитися в цьому, після кожного вимкнення необхідно (поки не остигли теплові елементи) спробувати ввімкнути автомат вручну. Якщо автомат вмикається нормально, це означає, що від був від'єднаний від електромагнітного елемента. При спрацюванні теплового елемента повторне вмикання автомата не відбувається. Схема випробування розчіплювачів автоматів наведена на рис. 14.5. Дистанційний розчіплювач автомата повинен чітко спрацьовувати при напрузі в межах від 0,75 до 1,05 номінальної

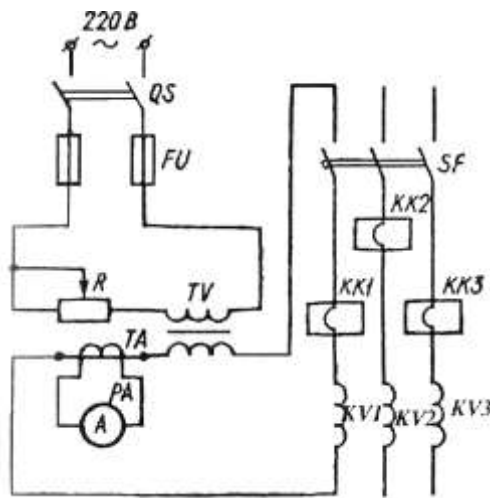


Рис. 14.5. Схема для перевірки теплових і електромагнітних розчіплювачів автоматів: (QS - ручний вимикач; ТА і TV - відповідно трансформатори струму і напруги (навантажувальний); SF — автоматичний вимикач, який випробовується; KK1...KK3 - теплові розчіплювачі; KV1...KV3 - електромагнітні розчіплювачі

При температурі навколишнього середовища $+40^{\circ}\text{C}$ і відносній вологості 60-80 відсотків опір ізоляції вимикача в холодному стані повинен бути не меншим ніж 10 МОм, а в прогрітому (номінальним струмом розчіплювача) - не меншим ніж 5 МОм.

Автоматичні вимикачі серії АЕ2000. Широке розповсюдження в сільському господарстві знайшли вимикачі серії АЕ2000. Вони виготовляються з тепловим, електромагнітним, комбінованим і незалежним розчіплювачем, з розчіплювачем мінімальної напруги, з регулюванням струму неспрацювання в умовах експлуатації, з температурною компенсацією.

Регулювання струму неспрацювання знаходяться в межах 0,9-1,15 номінального. Електромагнітні розчіплювачі максимального струму мають уставки струму в зоні короткого замикання, 12-кратні номінальному струму теплового розчіплювача.

Розчіплювач мінімальної напруги вимикає автомат при напрузі від 70 до 35 відсотків номінальної, дозволяє вмикання при напрузі розчіплювача не меншій ніж 85 відсотків і не дозволяє при 35 відсотках номінальної напруги розчіплювача. Незалежний розчіплювач повинен чітко спрацювати при напрузі від 70 до 120 відсотків номінальної.

Випробування вимикачів серії АЕ2000 аналогічне вимикачам серії АЗ 100. Допустимий діапазон спрацювання вимикачів з комбінованими розчіплювачами повинен відповідати часо-струмовій характеристиці, наведеній на рис. 14.6, і даним табл. 14.2.

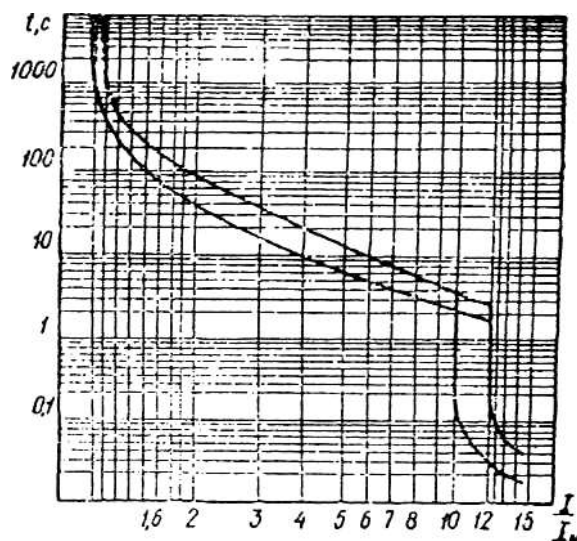


Рис. 14.6. Часо-струмова характеристика вимикачів серії АЕ2000 з комбінованими розчіплювачами

Електромагнітні розчіплювачі максимального струму перевіряють аналогічно вимикачам серії АЗ100, але випробувальний струм встановлюють на 20 відсотків нижчим за струм уставки - для перевірки неспрацювання вимикача і на 20 відсотків

вищим за струм уставки - для фіксації чіткого спрацювання електромагнітного розчіплювача.

Таблиця 14.

Технічні дані вимикачів АЕ-2000

Номінальний струм вимикача, А	Номінальний струм розчіплювача, А	Усереднений час спрацювання вимикача при кратності струму, с					
		1,25	2	3	4	5	6
25	0,6-1,6; 2,0-6,0; 8,0-12,5; 16,0-25,0	1200	40-90	20-40	12-20	8-16	6-10

Автоматичні вимикачі серії **АП-50** і **АП-50Б**. Вимикачі випускають з тепловими, електромагнітними або комбінованими розчіплювачами. Є можливість регулювання уставок струму одночасно в усіх полюсах від 100 до 60 відсотків номінального значення. Фактична уставка може мати відхилення ± 25 відсотків. Вимикачі типу АП-50 і АП-МБ серії ВА та інші перевіряють аналогічно вимикачам серії АЗ 100. Струми спрацювання електромагнітних розчіплювачів і межі регулювання номінального струму уставки розчіплювачів вимикачів наведено в табл. 14.3.

Допустимий діапазон струмів спрацювання максимальних розчіплювачів для вимикачів АП-50 із струмами відсічки 3,5 А повинен бути ± 15 відсотків, із струмами 8А - ± 20 відсотків і з 11А від 15 до 30 відсотків. Для вимикачів АП-50Б із струмами 3,5 А - ± 15 відсотків, з і групами 10А - від 15 до 30 відсотків.

Розчіплювачі максимального струму, встановлені в нульовому проводі на номінальні струми 16, 25, 40, 50 і 63 А, повинні спрацювати з допусками від 20 до 40 відсотків номінального струму розчіплювача.

Теплові розчіплювачі не спрацьовують протягом однієї години при струмі навантаження, який становить 1,1 струму уставки, спрацьовують не більше ніж через 30 хв при струмі навантаження 1,35 струму уставки, і за 1... 10 с, якщо струм навантаження в шість разів більший за струм уставки.

Теплові розчіплювачі в умовах налагодження повинні перевірятися аналогічно вимикачам серії АЗ 100 трикратним струмом уставки теплового розчіплювача. Час спрацювання повинен знаходитися відповідно до часо-струмової характеристики, наведеної на рис. 14.7. Уставку автомата регулюють важелем на механізмі вільного розчеплення автомата.

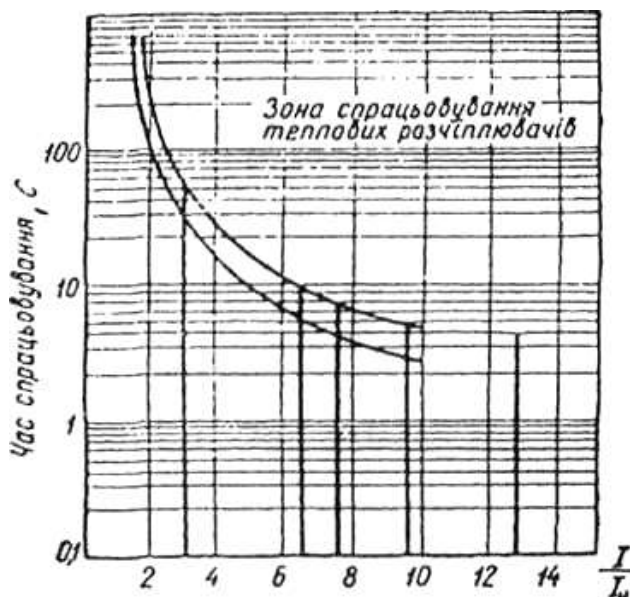


Рис. 14.7. Часо-струмова характеристика вимикачів серії АП-50 і АП-50Б

Час остигання теплового елемента після спрацювання не більший ніж дві хвилини. Опір ізоляції автомата в холодному стані при відносній вологості середовища 75 відсотків повинен бути не менший ніж 20 МОм, у прогрітому стані номінальним струмом - не менший ніж 6 МОм.

Таблиця 14.3

Технічні дані вимикачів АП-50 і АП-50Б

Номінальний струм установки розчіплювача, А	Межа регулювання номінального струму установки теплового розчіплювача, А	Струм миттєвого спрацювання, А	
		змінний при частоті 50 Гц	постійний
1,6	1,0-1,6	11,0	14
2,5	1,5-2,5	17,5	22
4,0	2,5-4,0	28	36
6,4	4,0-6,4	45	57
10	6,4-10	70	90
16	10-16	110	140
25	16-25	175	320
40	25-40	280	352
50	30-50	350	440

Таблиця 14.4

Технічні характеристики автоматичних вимикачів серії ВА

Тип вимикача	Кількість полюсів, шт	К вимикача, А	Ін максимального розчіплювача, А	Тип розчіплювача	Кратн. струму Котс максим. розччпл	Л, кА
МЛ13-25-32	3	25	3,15/5/16/25	ЕМР	7	
НА 13-29-22	2	63	0,6/0,8/1/1,25/1,6/2,0/2,5/3,15	ЕМР	3,12	12
НА 13-29-22	3	63	4/5/6,3/8/10	ЕМР	3,12	12
НА 13-29-23	2	63	12,5/16/20/25	ЕМРГ	12	12
НА 13-29-33	3	63	31,5/40/50/63 ТУ 166-88 641152.021 ТУ	ЕМГР	12	12

Контрольні питання

1. Який обсяг пусконаладжувальних випробувань передбачено ПУЕ для апаратів напругою до 1000 В?
2. Чим відрізняється програма періодичних перевірок від програми пусконаладжувальних випробувань?

3. Як визначається уставка витримки часу спрацювання в зоні короткого замикання? Який допустимий розкид часу спрацювання?
4. Як перевіряється час вмикання та вимикання вимикача при випробуванні дистанційного приводу? Які вимоги до надійної роботи при коливаннях напруги?
5. За якої напруги повинен чітко спрацьовувати дистанційний розчіплювач автомата?

Тема 14. Технічне обслуговування і ремонт засобів автоматизації

План

1. Призначення засобів автоматизації.
2. Технології обслуговування і ремонту. Технічна документація.

1. Призначення засобів автоматизації

Організація обслуговування і ремонту. У сільськогосподарському виробництві все ширше застосовують засоби автоматизації, які встановлюють у різних технологічних лініях (наприклад, для приготування кормів, роздавання кормів, прибирання гною, доїння, первинної обробки молока, очищення зерна, у системах вентиляції, водопостачання, холодильних пристроях, тепличному господарстві, парниках тощо).

За призначенням засоби автоматизації поділяють на декілька груп. Це засоби вимірювання, контролю і регулювання температури; тиску, розрідження і перепаду тиску; витрати і кількості рідин та газів; рівня рідин; для визначення складу і властивостей газів, рідин, твердих і сипких речовин; для вимірювання і дозування мас.

У кожній з груп можна використовувати типові або спеціальні вимірювальні перетворювачі-датчики, підсилювачі і регулятори, виконавчі механізми та регулювальні органи, вторинні прилади, сигналізатори, датчики-реле тощо.

Елементна база засобів автоматизації різноманітна. Це реле, радіолампи, діоди і тріоди, мікросхеми і мікропроцесори, елементи пневмоавтоматики та гідравліки. Для їх експлуатації і ремонту необхідні різні прилади та пристрої, орієнтовний склад яких може бути визначений відповідно до рекомендацій у розд. 2.

Технічне обслуговування засобів автоматизації проводять на місці їх установлення, поточний ремонт - на місці або в майстерні, капітальний - тільки в майстерні з ремонту КВПіА. Засоби автоматизації обслуговують спеціально підготовлені слюсарі з КВПіА. Після поточного і капітального ремонту обов'язкові контрольні та типові випробування.

Технічне обслуговування і поточний ремонт виконують відповідно до планів-графіків ППР, які складають на рік, квартал, місяць. При технічному обслуговуванні, залежно від умов експлуатації, конструктивних особливостей апаратури і характеру відмов можуть бути використані три принципи: календарний, напрацювання і змішаний (комбінований).

Календарний принцип полягає в тому, що обслуговування планують і проводять після певного календарного терміну незалежно від інтенсивності роботи засобів автоматизації та їх напрацювання. Це відноситься до засобів автоматизації, які застосовуються не постійно (наприклад, для вимкнення освітлення), тобто ті, які знаходяться на тривалому зберіганні або в резерві. У цьому випадку можна чітко і централізовано планувати обслуговування засобів автоматизації на тривалий період.

Принцип напрацювання полягає в тому, що строки обслуговування встановлюють при досягненні апаратурою певного напрацювання (воно може бути виражено в годинах роботи, числі вмикань, циклах тощо). Цей принцип використовують у тих випадках, коли відмови зумовлені зносом деталей, апаратура працює в поганих умовах, в агресивних середовищах (свиноферми, комплекси крупної рогатої худоби тощо) або тривалий час без перерви.

Змішаний принцип застосовують для засобів автоматизації, у яких відмови виникають у результаті зношування або старіння.

При організації обслуговування засобів автоматизації можна виділити такі етапи: підготовчий, основний, налагодження і заключний.

На підготовчому етапі планують роботи, ставлять завдання перед виконавцями і навчають обслуговуючий персонал (знайомлять з інструкціями, технічними описами, правилами і заходами безпеки, відпрацьовують практичні навички на тренажерах); готують пристрої до обслуговування, а також контрольно-вимірювальні прилади, інструменти і матеріали; проводять організаційні заходи (контролюють знання обслуговуючого персоналу, перевіряють стан приладів тощо).

На основному етапі відповідно до плану (сітьового графіка, технологічних карт тощо) проводять всі роботи з даного виду обслуговування і контролюють його завершеність та якість.

На етапі налагодження регулюють параметри засобів автоматизації відповідно до заданих режимів роботи. Спочатку налагоджують окремі пристрої, а потім систему в цілому. Якщо пристрій монтують вперше, то попередньо проводять контрольні випробування (передмонтажну перевірку).

На заключному етапі запускають налагоджений пристрій (систему) і контролюють його роботу; складають акт про налагодження; вносять у документацію обліку записи про виконані роботи, виявлені несправності і параметри, які виміряні при випробуваннях і налагодженні; прибирають приміщення, збирають і укладають на місця контрольно-вимірювальні прилади та інструменти; підбивають підсумки обслуговування.

Важливий фактор, який впливає на якість обслуговування – чітке планування, при якому керівник може ефективно керувати процесом, а виконавець детально вивчити операції, які виконуються, та їх взаємозв'язок з іншими роботами.

Основні завдання планування: визначити строки, тривалість і склад робіт при технічному обслуговуванні та поточному ремонті; встановити послідовність проведення робіт та їх взаємозв'язок.

Для розв'язання першого завдання використовують план-графік ППР електрообладнання і засобів автоматизації, а для розв'язання другого розробляють лінійні (стрічкові) або сітьові графіки. Періодичність, трудомісткість і склад робіт визначають згідно з системою ППРЭсх. Строки проведення обслуговування і поточного ремонту залежать від умов експлуатації пристроїв (табл. 1).

Строки технічного обслуговування і поточних ремонтів засобів автоматизації залежно від умов

Місце установки	Періодичність, міс	
	технічне обслуговування	поточний ремонт
Сухі і вологі приміщення	3	12
Сухі і запилені приміщення	2	9
Приміщення особливо сирі з хімічно агресивним середовищем	1	6
На відкритому повітрі і під навісом	1	6

2. Технологія обслуговування і ремонту. Технічна документація

Залежно від оснащення господарств засобами автоматизації та контрольними приладами обслуговування і ремонт виконують або на спеціальній дільниці підприємства, або за договором з іншими організаціями.

У першому випадку на підприємствах створюють лабораторії з обслуговування і ремонту електричних, теплових, вторинних приладів, регуляторів тощо. Дільницею керує інженер з КВПіА, а лабораторіями - майстри. Штатний розклад складають, враховуючи номенклатуру засобів автоматизації, які експлуатуються, і обсяг робіт.

Основна мета роботи на даній дільниці - забезпечити справність і працездатність КВПіА, своєчасно виконувати обслуговування і ремонт засобів автоматизації, перевіряти їх, проводити атестацію і представляти прилади і засоби у встановлені строки в органи державної перевірки.

Зміст робіт з обслуговування, ремонту і зберігання залежить від виду засобів автоматизації і визначається згідно з інструкцією з експлуатації і системою ППРЗсх.

При типових роботах з технічного обслуговування необхідно оглянути пристрій і елементи його монтажу; очистити корпус і з'єднання від пилу та бруду; усунути дрібні несправності, перевірити і очистити контакти, проконтролювати герметичність з'єднань, підтягнути деталі кріплення або замінити їх новими; змастити з'єднання кінематичних вузлів; перевірити працездатність пристроїв і відрегулювати їх параметри.

При типових роботах з поточного ремонту слід виконати всі операції технічного обслуговування, а також:

- зняти апарат або пристрій, розібрати його і усунути пил та бруд, які накопичились на внутрішніх елементах; замінити пошкодженні неосновні деталі; змастити рухомі з'єднання або замінити змащувальний матеріал; вибрати пристрій і, якщо треба, пофарбувати його; перевірити працездатність і налагодити пристрій.

Перед монтажем і після ремонту проводять контрольні та типові випробування. Встановивши засоби автоматизації на об'єкті, виконують їх налагодження з урахування властивостей об'єкта керування (вибирають оптимальні параметри настроювання систем керування і налагоджують їх; контролюють і регулюють прилади залежно від параметрів об'єкта керування; перевіряють, як функціонує система в цілому).

У процесі налагодження засобів і системи автоматизації при введенні їх в експлуатацію необхідно:

- ознайомитися з проектом автоматизації процесу;
- перевірити правильність і якість виконання монтажу кіл, оглянути апарати;
- виміряти опір ізоляції апаратів та проводок і випробувати її підвищеною напругою;
- перевірити, чи правильно вибрана апаратура захисту і керування (запобіжники, автоматичні вимикачі, теплові реле, перемикачі, магнітні пускачі тощо); вибрати і відрегулювати параметри засобів та систем автоматизації;
- випробувати визначені засоби автоматизації (виконавчі механізми і регульовальні органи, реле, регулятори);
- перевірити взаємодію всіх елементів керування і роботи апаратури захисту та керування;
- провести комплексне налагодження засобів і систем автоматизації, перевірити їх працездатність протягом 72 год.

Роботи, проведені спеціалізованою налагоджувальною організацією, приймає персонал, який обслуговує дані пристрої.

При здаванні об'єкта в експлуатацію повинна бути представлена така документація: проектна, скоригована при монтажі і налагодженні (креслення, пояснювальні записки, кабельний журнал тощо); протоколи налагодження і випробувань засобів автоматизації, пристроїв захисту та керування.

Крім того, на об'єкті для кожного засобу автоматизації, який знаходиться в експлуатації, повинні бути представлені: паспорт-протокол; інструкція з експлуатації і програма з налагодження та перевірки; карти або таблиці уставок і характеристик апаратури захисту.

Паспорт-протокол - основний документ обліку стану кожного пристрою релейного захисту, електроавтоматики, телемеханіки. Його складають на основі даних налагодження і приймальних випробувань, а потім у нього записують результати планових та післяаварійних експлуатаційних перевірок.

За вищезазначеними документами можна перевірити, чи допустимий той або інший режим роботи технологічного обладнання та ліній електроживлення після налагодження засобів автоматизації і підстроювання їх параметрів у процесі експлуатації.

Контрольні питання

1. У яких галузях сільськогосподарського виробництва широко застосовуються засоби автоматизації, наведені в тексті? Наведіть приклади.
2. На які основні групи за призначенням поділяються засоби автоматизації? Наведіть приклади засобів, що входять до кожної групи.
3. Які основні елементи входять до елементної бази засобів автоматизації?
4. Які основні етапи можна виділити при організації обслуговування засобів автоматизації?
5. Опишіть основні дії, що виконуються на підготовчому етапі обслуговування.
6. Які види випробувань проводяться перед монтажем та після ремонту засобів автоматизації?
7. Які основні етапи налагодження засобів автоматизації виконуються після їх встановлення на об'єкті?

Тема 15. Організація раціонального ремонту електрообладнання

План

1. Якість електроенергії і надійність електропостачання сільськогосподарських споживачів.
2. Підвищення надійності електропостачання.

1. Якість електроенергії і надійність електропостачання сільськогосподарських споживачів

Вимоги до якості електроенергії. Під терміном "якість електричної енергії" розуміється відповідність основних параметрів електричної енергії установленим нормам при її виробництві, передачі та розподілі. Ці параметри визначають сукупність споживчих властивостей електричної енергії, її придатність задовольняти визначені потреби електроприймачів відповідно до їхнього призначення.

Якість електроенергії в її приймачів нормується ГОСТ 13109-67 та ДСТУ і стосується частоти, напруги, несиметрії напруг і несинусоїдності форми кривої напруги.

Частота змінного струму в нормальних режимах повинна знаходитися в межах $50 \pm 0,1$ Гц. Допускається тимчасова робота енергосистеми з відхиленням частоти $\pm 0,2$ Гц від допустимих значень.

Якість електроенергії за напругою оцінюється відхиленнями і коливаннями напруги.

Відхилення напруги - це зміни напруги зі швидкістю менше ніж один відсоток у секунду, що викликана змінами втрат напруги у зв'язку зі змінами навантаження. ГОСТ та ДСТУ допускає такі відхилення напруги на затискачах електроприймачів:

- приладів робочого освітлення, встановлених у виробничих приміщеннях і громадських будівлях, у межах від - 2,5 до +5 відсотків номінальної;
- електродвигунів і апаратів для їхнього пуску та керування в межах від -5 до +10 відсотків номінальної;
- інших електроприймачів у межах +5 відсотків номінальної;
- у післяаварійних режимах, а також при планово-попереджувальних ремонтах при їхній тривалості не більше доби допускається додаткове зниження напруги на п'ять відсотків.

Для споживачів, приєднаних до мереж сільськогосподарських районів, і мереж, що живляться від шин тягових підстанцій, допускаються такі відхилення напруги:

- електродвигунів і апаратів для їхнього пуску та керування в межах від -7,5 до +10 відсотків номінальної;
- на затисках інших приймачів від -7,5 до +7,5 відсотка номінальної.

При зазначених відхиленнях не менше 50 відсотків електроенергії, переданої з шин живильних підстанцій 35-110/6-10 кВ, буде споживатися протягом року з відхиленнями напруги в межах ± 5 відсотків.

Коливання напруги - це зміни напруги зі швидкістю не менше ніж пів відсоток у секунду. Такі коливання виникають при вмиканнях і вимиканнях великих електроприймачів. Розмір допустимих коливань напруги $U_t\%$ понад допустимі залежно від частоти їхнього повторення визначається за формулою:

$$U_t = 1 + \frac{\Delta t}{n} = 1 + \frac{\Delta t}{10},$$

де n - число коливань у годину;

Δt - середній за годину інтервал між наступними коливаннями, хв.

При коливаннях, що не перевищують 1,5 відсотка, частота коливань не обмежується, при коливаннях від 1,5 до 4 відсотків - не більше ніж десять разів у годину, при коливаннях вище чотирьох відсотків – не більше ніж один раз у годину.

Пуск електродвигуна потужністю до 30 кВт від шин трансформаторної підстанції супроводжується зниженням напруги на затискачах на 10-20 відсотків, при цьому час запуску не перевищує три-чотири секунди.

При під'єднанні до мережі напругою до 1000 В великих електродвигунів необхідно перевіряти можливість їхнього запуску при зниженій напрузі.

Несиметрія напруг характеризується значеннями напруг зворотної і нульової послідовності. Напруга зворотної послідовності не повинна перевищувати два відсотки номінальної. Напруга нульової послідовності ГОСТом не нормована, але в усіх випадках діюче значення напруги в електроприймачів не повинно виходити за допустимі межі.

Якість напруги забезпечується зустрічним регулюванням напруги, що здійснюється на підстанціях 35 кВ і вище. У години найбільших навантажень на шинах вторинної напруги цих підстанцій підтримується напруга, підвищена на п'ять відсотків і більше, у години спаду навантажень - номінальна напруга.

Для контролю за якістю напруги в електричних мережах треба вимірювати напругу в режимах найбільших і найменших навантажень не менш ніж два рази на рік. У найближчих до трансформаторів і найбільш віддалених характерних точках мережі виміри треба також робити на вимогу споживачів електроенергії.

Результати вимірювань використовуються для перевірки правильності робочого положення регулювальних відгалужень трансформаторів, заданих значень напруги на шинах живильних підстанцій 35-110 кВ і уставок пристроїв автоматичного регулювання напруги.

Процес зміни навантажень і напруг у мережі є випадковим. Тому однієї реєстрації факту відхилення напруги недостатньо для прийняття рішення про конкретні заходи. Необхідно з'ясувати причини відхилення і встановити, наскільки таке відхилення стійке в часі.

Несинусоїдність форми кривої напруги - це відношення діючого значення напруги усіх вищих гармонік до діючого значення напруги основної гармоніки, воно не повинно перевищувати 0,05.

Вплив якості електроенергії на роботу електрообладнання Розглянемо вплив окремих показників якості електроенергії на роботу електроприймачів (ЕП) і апаратів.

Частота змінного струму в електричній системі визначається швидкістю обертання генераторів електростанцій. Номінальне значення частоти, рівне 50 Гц, в електричній системі може бути забезпечене за умови наявності резерву активної потужності. У кожний момент часу в електричній системі повинна забезпечуватись рівність між потужністю генераторів електростанцій і потужністю, споживаною навантаженням, з урахуванням втрат потужності в електричних мережах. У випадку збільшення навантаження вона повинна покриватися за рахунок наявного резерву потужності. При вичерпанні резерву активної потужності частота в електричній системі буде менша за номінальну.

Зниження частоти в системі веде до зменшення частоти обертання усіх ввімкнених електродвигунів. При цьому знижується продуктивність з'єднаних з ними механізмів, що в багатьох випадках погіршує економічні показники їхньої роботи.

При значному підвищенні частоти, що може мати місце, наприклад, у випадку різкого зменшення навантаження, можливо пошкодження устаткування.

Відхилення напруги. При аналізі режимів напруги в електричних мережах звичайно мають справу з відхиленнями фактичних значень від номінальної напруги.

Робота електроприймачів при значеннях напруги, відмінної від номінальної, характеризується зміною техніко-економічних показників.

Розглянемо деякі приклади. У ламп розжарювання при відхиленні напруги $\Delta U = +10$ відсотків світловий потік, а, отже, і освітленість робочої поверхні зростає приблизно на 30 відсотків. Однак при цьому термін служби лампи скорочується в три рази. При відхиленні $\Delta U = -10$ відсотків термін служби зростає приблизно в два рази, але зате світловий потік знижується в середньому на 30 відсотків. У результаті різко знижується освітленість робочої поверхні, а отже, і продуктивність праці робітників.

Обертаючий момент і ковзання асинхронних двигунів залежать також від відхилення напруги на затискачах. При зниженні напруги хоча б на десять відсотків у порівнянні з номінальним значенням може понизитися продуктивність робочої машини. При значному зниженні напруги двигуни можуть зупинитися.

Підвищення напруги на затискачах двигуна призводить до збільшення споживаної ним реактивної потужності. У середньому на кожний відсоток чинення напруги реактивна потужність збільшується на три відсотки і більше.

У випадку зниження напруги на затискачах двигуна при тій же поливаній потужності збільшується його струм. При цьому відбувається більш інтенсивне нагрівання ізоляції двигуна і, відповідно, знижується термін її служби. Розрахунки показують, що при тривалій роботі цілком навантаженого двигуна з відхиленням напруги на затискачах $\Delta U -10$ відсотків термін його служби скорочується приблизно вдвічі.

Для електричних апаратів, що приєднані до електричної мережі, значення напруги обмежуються умовами роботи ізоляції, а також нагріванням сталі знижувальних трансформаторів. Для трансформаторів розмір допустимого перевищення напруги визначається більш складно. Як орієнтовний показник можна вважати, що допустимим є перевищення магнітної індукції в сталі на п'ять відсотків понад значення, одержане в режимі холостого ходу при номінальній напрузі даного регульовального відгалуження трансформатора. Трансформатори при виготовленні розраховуються на роботу з максимальною індукцією в сталі 1,4-1,7 Тл. Це значення відповідає точці 1 насичення на характеристиці (рис. 1). При незначному збільшенні ΔU , а, отже, і ΔB , різко збільшується струм і втрати холостого ходу трансформатора (точка 2).

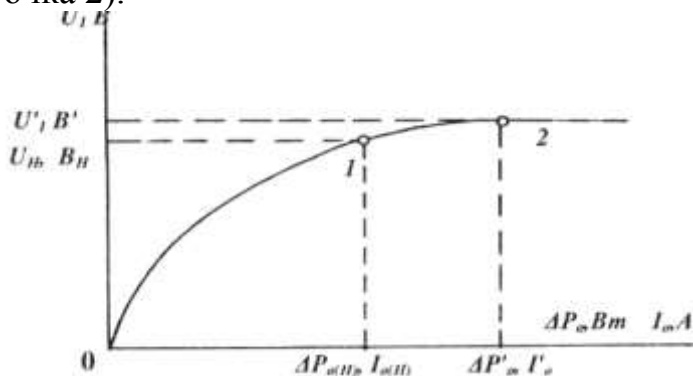


Рис. 1. Залежність втрат (P_0) в осерді трансформатора від напруги

Для генераторів і синхронних компенсаторів допускається робота номінальною потужністю при відхиленнях від номінальної напруги в межах $-5 \dots +5$ відсотків. При цьому варто мати на увазі, що номінальні напруги генераторів на 5 відсотків вищі, ніж для електричних мереж.

Електронагрівальні установки також чутливі до відхилень напруги їхня потужність зв'язана з напругою квадратичною залежністю. Негативні відхилення сильно знижують продуктивність, а позитивні – термін служби. Вибір оптимального режиму робиться регулюванням потужності-м електронагрівника.

Реактивні опори в елементах сучасних електричних мереж і трансформаторів переважно більші за активні. Тому режим напруг в електричних мережах в основному визначається значеннями реактивної потужності. Крім того, необхідний режим напруг може бути забезпечений тільки за умови наявності резерву балансу реактивної потужності. Це означає, що у всіх основних вузлах системи наявна потужність джерел повинна бути більша за сумарну реактивну потужність навантаження споживачів з урахуванням втрат її в елементах мережі.

Несиметрія напруг характеризується збільшенням напруг зворотної і нульової послідовності, у результаті чого збільшується сумарне відхилення від номінальної напруги і, отже, погіршується режим напруг в ЕП. Дуже несприятливо впливає напруга зворотної послідовності навіть невеликого значення на роботу обертових електричних машин. У них струми зворотної послідовності стають значними. При цьому виникає обертове магнітне поле зворотної послідовності, ЕРС, струми подвійної частоти в колах роторів, що призводить до додаткового нагрівання відповідних частин машини. При несиметрії напруг, коли $i/i_2 \gg 1$, двигун обертається відповідно до чергування векторів прямої послідовності, а зворотна робить на нього гальмуючу дію. Відомо, що опір двигунів залежить від ковзання ротора відносно статора s і виражається залежністю, показаною на рис. 2.

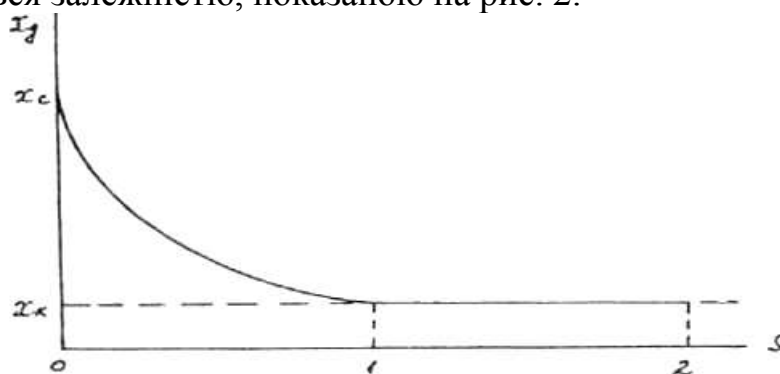


Рис. 2. Залежність опору двигуна від ковзання

При нормальній роботі асинхронного двигуна ковзання мале ($s \ll 1$), а для синхронного $s = 0$, тому опір двигуна x_d близький або дорівнює x_c . Для загальмованого двигуна $s=1$ і опір різко падає до x_k . Відношення x_c / x_k визначає кратність пускового струму (звичайно береться 4-7). При збільшенні ковзання до $s=2$ (поле статора обертається в один бік, а і •тра в інший), що має місце для струмів зворотної послідовності, значення x_d практично не змінюється в порівнянні з $s=1$, тому можна приймати опір зворотної послідовності двигуна $x_2=x_k$. А це значить, що і пі струмів зворотної послідовності опір двигуна в k_i разів менший, ніж і іч прямої. Наприклад, при виникненні на введенні двигуна з $k_i=7$ напруги зворотної послідовності $U_2 \sim 5$ відсотків, струм зворотної послідовності в його обмотках становитиме 35 відсотків струму прямої послідовності, що викличе їх додаткове нагрівання. Тому для дотримання нормованого перегріву при п'яти відсотках несиметрії рекомендується шокувати навантаження електродвигуна на п'ять-десять відсотків проти номінального. Якщо несиметрія досягає десяти відсотків, то зниження навантаження повинно бути на 25-30 відсотків.

Найчастішою причиною несиметрії напруг на практиці є нерівність • ірумових навантажень фаз. При цьому розрізняють два види несиметрії: симетричну та імовірнісну. Характерною ознакою систематичної несиметрії є постійне перевантаження однієї з фаз. У цьому випадку вирівнюють навантаження фаз перемиканням частини навантаження з перевантаженої на недовантажену фазу. Імовірнісна несиметрія характеризується мінливістю навантажень фаз і, як правило, змінним навантаженням то однієї, то іншої фази (переміжна несиметрія). У цьому випадку необхідно застосовувати автоматичні симетруючі пристрої. У сільських мережах 0,38 кВ несиметрія напруг в основному зумовлена тим, що до них під'єднуються однофазні електроприймачі.

При наявності струмів зворотної та нульової послідовності збільшуються сумарні струми в окремих фазах елементів мережі, що призводить до збільшення втрат потужності й енергії. Це недопустимо з огляду на нагрівання. Струми нульової послідовності постійно протікають через заземлювачі. При цьому додатково висушується ґрунт і збільшується опір заземлюючого контура.

Для запобігання появі зазначених негативних явищ ГОСТом та ДСТУ для усіх ЕП допускається напруга зворотної послідовності до двох відсотків номінальної.

Для зниження або усунення несиметрії напруг чи струмів на якійсь ділянці мережі застосовують спеціальні симетруючі пристрої.

Несинусоїдність напруг характеризується наявністю, крім гармоніки основної частоти U , складових гармонік U_n інших вищих частот.

У цілому несинусоїдним режимам властиві ті ж недоліки, що й несиметричним. Однак через вищі частоти несинусоїдні струми призводять до додаткового нагрівання обертових машин, а також до нагрівання і збільшення діелектричних втрат у конденсаторах. Можливе також виникнення резонансних явищ у мережах на вищих частотах. При цьому різко зростають значення струмів та напруг на окремих ділянках мережі. Для зниження або усунення вищих гармонік застосовують спеціальні фільтри, що створюють замкнуті кола для відповідних гармонік. При цьому виключається їх поширення в іншій частині мережі.

Основні заходи щодо поліпшення якості електричної енергії. Як зазначалося вище, відхилення параметрів електричної енергії від установлених стандартів погіршують умови експлуатації електроустаткування системи та споживачів і можуть призвести до народногосподарських збитків. Економічний ефект заходів щодо поліпшення якості електроенергії визначається за виразом:

$$E_{ef} = \sum_{i=1}^m Y_i - \sum_{i=1}^m Z_{nki}$$

де $i = 1, 2, 3 \dots m$ - кількість розглянутих показників якості електроенергії;

При значенні $E_{ef} = 0$ заходи щодо поліпшення якості електроенергії неефективні.

Для забезпечення показників якості електроенергії за частотою і напругою необхідно виконати такі умови: по-перше, наявна активна потужність повинна бути достатньою для покриття всього активного навантаження споживачів і втрат активної потужності в мережах при номінальній напрузі та частоті; по-друге, наявна реактивна потужність генераторів, СК та інших компенсуючих засобів енергосистеми і споживачів повинна бути достатньою для покриття реактивного навантаження енергосистеми і втрат реактивної потужності в мережах при нормальній напрузі та частоті; по-третє, розподіл наявної реактивної потужності генераторів, СК та міх компенсуючих засобів в енергосистемі повинен бути таким, щоб реактивне

навантаження всіх споживачів разом із втратами реактивної потужності в мережах в основному було покрите.

Недотримання цих умов веде до зниження частоти і напруги в мережах енергосистеми.

Для організації контролю якості електроенергії необхідно: визначити методи і способи вимірювання, що дозволять одержати необхідну інформацію про якість електроенергії; визначити допустимі значення або допустимі діапазони зміни контрольованого показника якості у вибраному пункті контролю; визначити тривалість і періодичність контрольних вимірів.

На вибір методу і, відповідно, способів вимірювань у першу чергу впливає характер зміни контрольованого параметра, що в свою чергу в основному визначається характером зміни навантаження. Зміна всіх показників, установлених стандартом, носить переважно імовірнісний характер і, отже, вимагає використання статистичних методів контролю і, відповідно, статистичних або реєструючих приладів. Пристрої для підвищення якості електроенергії можуть впливати як на один із її показників, так і на декілька. В останньому випадку вони називаються багатофункціональними. Пристрої можуть змінювати свої параметри в процесі роботи під впливом керуючого сигналу (регульовані пристрої), а можуть зберігати їх незмінними незалежно від режиму роботи мережі (нерегульовані пристрої).

Регулювання може бути плавним або ступінчастим. Вмикання і вимикання окремих частин пристрою може здійснюватися за допомогою контакторів або безконтактним способом - перемиканням кіл тиристором у момент переходу струму через нуль.

Регулювання напруги здійснюють за допомогою трансформаторів із РПН і регульованих К.У. Останні більш ефективні для цього в мережах 0,38 кВ, де їхній регульовальний ефект найбільш суттєвий. Існують дослідні розробки трансформаторів з безконтактним перемиканням РПН (ВИЭСХ) і секцій НУ (МЭИ). Обидва пристрої розроблені в двох варіантах - з плавним і ступінчастим регулюванням.

Зниження коливань напруги можна здійснити за рахунок споживання реактивної потужності, зміни параметрів зовнішньої мережі, усунення взаємних впливів спокійних і різко змінних навантажень. Для зниження коливань напруги доцільно застосовувати автоматичне регулювання збудження синхронних двигунів із $\cos\phi$, що випереджає (для зменшення накидів реактивної потужності), обмежувати струми пуску і самозапуску двигунів. Вибір того чи іншого способу зниження коливання напруги повинен визначатися техніко-економічним розрахунком.

Зменшення впливу вищих гармонік досягається за допомогою фільтрів вищих гармонік, що являють собою послідовно з'єднані реактор і БК. Параметри реактора з БК підбираються таким чином, щоб їхній результуючий опір був рівним нулю. У загальному випадку на кожен гармоніку потрібен свій фільтр.

Фільтри вищих гармонік різного типу були розроблені Жданівським металургійним інститутом. Усть-Каменогорським заводом у 1982 р. випущені дослідні установки фільтрів 5, 7, 11 і 13-ї гармонік. Зниження несиметрії напруг можна досягнути двома способами: зниженням опору мережі струмам зворотної та нульової послідовності; зниженням значень самих струмів.

Опір струмам нульової послідовності може бути знижений за рахунок застосування трансформаторів 10/0,4 кВ із схемою з'єднання обмоток "трикутник-зірка з нулем" або "зірка-зигзаг" - замість схеми "зірка-зірка з нулем", що

застосовується зараз. У діючих трансформаторах опір нульової послідовності можна зменшити, установивши шунтовий пристрій, що симетрує, розроблений в Інституті електродинаміки АН України.

Зниження систематичної несиметрії в мережах 0,38 кВ здійснюють перерозподілом навантажень між фазами, а імовірнісної - за допомогою пристроїв автоматичного перерозподілу навантажень, розроблених також у цьому ж інституті.

Підсумовуючи вищевикладене, для контролю якості електроенергії можна рекомендувати такі прилади: для вимірювання відхилення частоти - частотомір Ф-205; несиметрії напруги - АНЕС (аналізатор несиметрії), з'єднаний із самописцем, а також реєструючі вольтметри несинусоїдності - АН (аналізатор несинусоїдності), з'єднаний із самописцем С5-3 або СМ-44; коливань напруги - осцилографічну апаратуру.

2. Підвищення надійності електропостачання.

Особливу увагу необхідно приділяти електропостачанню сільськогосподарських споживачів першої категорії - тваринницьких комплексів, птахофабрик, великих тепличних комбінатів та інших об'єктів, відключення яких призводить до хвороб і навіть загибелі тварин, птиці, рослин і великого матеріального збитку. Досвід показує, що навіть подвійне живлення об'єктів від різних підстанцій не забезпечує необхідної надійності постачання. Тому такі об'єкти повинні мати невеликі дизельні резервні електростанції (бажано з автоматичним пуском), від яких можна жити найбільш відповідальні електроприймачі, щоб у такий спосіб звести до мінімуму збиток від вимикання основного живлення. Забезпечення високої надійності електропостачання може бути досягнуте шляхом удосконалення експлуатації розподільних електричних мереж, поліпшення їхнього технічного стану при одночасному підвищенні продуктивності праці обслуговуючого персоналу.

Радикальне рішення проблеми надійності сільських електричних мереж - заміна повітряних ліній електропередачі підземними кабельними. Ці лінії приблизно при тій же вартості на порядок надійніші, прокладання їх цілком механізоване, не потребує деревини або залізобетону на опори і, крім того, вони не заважають виконанню сільськогосподарських робіт на полях. На жаль, потреба в кабелі для тих цілей настільки велика, що в найближчі роки промисловість задовольнити її не зможе навіть для районів із складними кліматичними умовами.

В останні роки енергозабезпечувальними організаціями здійснюються такі організаційно-технічні заходи щодо підвищення надійності електропостачання сільських споживачів:

- підвищення надійності ПЛ шляхом скорочення протяжності ліній 10 кВ, збільшення кількості відхідних від ТП 35-110 кВ ліній до п'яти-шести, будівництва ПЛ 6-20 кВ для здійснення резервного живлення споживачів;

- підвищення надійності трансформаторних підстанцій шляхом забезпечення резервним живленням, створення двотрансформаторних підстанцій, заміна перевантажених трансформаторів на підстанціях 35-110 і 6-20/0,4 кВ;

- впровадження автоматизації і телемеханізації розподільних мереж - секціонування ліній 6-20 кВ масляними вимикачами і автоматичними віддільниками й оснащення їх пристроями АПВ і АВР;

- впровадження диспетчеризації - створення й устаткування диспетчерських пунктів РЕМ, обслуговування електромереж шляхом створення бригад

централізованого ремонту (ЦР), оперативно-експлуатаційних бригад (ОЕБ) і оперативно-виїзних бригад (ОВБ).

Здійснення цих заходів, спрямованих на підвищення надійності електропостачання сільського господарства, дозволить істотно знизити аварійність і кількість пошкоджень у розподільних мережах, підвищити рівень технічного стану мереж, зменшити збиток від перерв в електропостачанні.

Контрольні питання

1. Що розуміється під терміном "якість електричної енергії"? Які основні параметри якості електроенергії нормуються стандартами?
2. Які допустимі межі відхилення частоти змінного струму в нормальних та тимчасових режимах?
3. Як оцінюється якість електроенергії за напругою? Чим відрізняються відхилення напруги від коливань напруги?
4. Як часто і в яких точках електричної мережі необхідно проводити вимірювання напруги для контролю її якості?
5. Для чого використовуються результати вимірювань напруги?
6. Які основні умови необхідно виконати для забезпечення показників якості електроенергії за частотою і напругою?
7. Які основні етапи організації контролю якості електроенергії?

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Єрмолаєв, С. О., Яковлєв, В. Ф. (2006). Експлуатація, і ремонт електрообладнання та засобів автоматизації. Київ: Урожай, 334 с.
2. Петренко А. В. Технології обслуговування та ремонту електричних установок. Частина 1 / А. В. Петренко, С. С. Макаревич // К.: ЦП "Компринт", 2017 – 360 с.
3. Експлуатація електроустановок: Навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл. / Г.Г. Півняк, А.В. Журахівський, Г.А. Кігель, Б.М. Кінаш, А.Я. Рибалко; Нац. гірн. ун-т, Нац. ун-т "Львів. політехніка". - Д.: НГУ, 2005. - 446 с. — Бібліогр.: с. 438-440.
4. Буряк, В. М. Експлуатація електрообладнання систем електропостачання [Текст] : навчальний посібник / В. М. Буряк. – 2-ге вид., переробл. та випр. – Х. : Тимченко А.М., 2008. – 496 с.
5. Експлуатація повітряних ліній електропередачі: Навч. посіб. для студ. / М.О. Головатюк; Вінниц. держ. техн. ун-т. — Вінниця, 2001. — 129 с
6. Експлуатація кабельних ліній електропередачі: навч. посіб. / М.О. Головатюк, В.О. Леонтєв, В.А. Видмиш; Вінниц. нац. техн. ун-т. — Вінниця, 2009. — 108 с.
7. Трансформатори. Монтаж, обслуговування та ремонт: навч. посіб. / М.В. Принц, В.М. Цимбалістий. — Л.: Оріяна-Нова, 2007. — 184 с..
8. Експлуатація та діагностування електричних машин і трансформаторів: Навч. посіб. для студ. електромех. спец. вищ. навч. закл. / М.А. Яцун; Нац. ун-т "Львів. політехніка". — Л., 2003. — 179 с.
9. Єрмолаєв С.О., Мунтян В.О., Яковлєв В.Ф. Експлуатація енергообладнання та засобів автоматизації в системі АПК: Підручник / За ред. С.О. Єрмолаєва. – К.: Мета, 2003. – 543с
10. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. ГДК 34.20.507- 2003: Правила / І.П. Гарбузов (кер.розроб.). — 1.вид., офіц. — К. : ОЕП "ГРІФРЕ", 2003. — 628с.
11. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: ДНАОП 0.00-1.21-98: Затв. 09.01.98 №4 / Державний комітет України по нагляду за охороною праці / І.Д. Сорокін (ред.), В.М. Ясинський (відп.викон.). — К., 2004. — 381с.
12. СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 "Норми випробування електрообладнання".
13. СОУ-Н ЕЕ 04.404:2006 "Організація експлуатації релейного захисту та автоматики в енергокомпаніях і їх структурних одиницях".
14. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Х.: Форт, 2013. — 375с.
15. Правила улаштування електроустановок. - Х.: «Форт», 2009. - 704с.

Савойський Олександр Юрійович
Вольвач Тетяна Сергіївна
Лисенко Віта Василівна

Технології обслуговування та ремонту енергообладнання та засобів автоматизації

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

Суми, РВВ, Сумський національний аграрний університет, вул.Г. Кондратьєва, 160

Підписано до друку: травень 2025 р. Формат А5: Гарнітура Times New Roman

Тираж: ____ примірників Замовлення _____ Ум. друк. арк. 4,4
