

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

**ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ
Завідувач кафедри
електротехніки, електромеханіки
та електротехнологій**

ДОЦ., К.Т.Н. /ОКУШКО О.В./
вчене звання і ступінь підпис
” ” 2026 р.
число місяць рік

БАКАЛАВРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

**на тему: «ПРОЄКТНІ РІШЕННЯ З ПІДВИЩЕННЯ
ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ
СТАНЦІЇ РЕМОНТУ ТА ПІСЛЯРЕМОНТНИХ ВИПРОБУВАНЬ СИЛОВИХ
ТРАНСФОРМАТОРІВ»**

Спеціальність: 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Гарант освітньої програми

К.Т.Н., доцент Синявський О.Ю.
(науковий ступінь та вчене звання) (підпис) (ПІБ)

Виконав

Шацький Л.О.
(підпис) (ПІБ)

Керівник бакалаврської кваліфікаційної роботи

К.Т.Н., доцент Наливайко В.А.
(науковий ступінь та вчене звання) (підпис) (ПІБ)

КИЇВ – 2026

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

ЗАТВЕРДЖУЮ

**Завідувач кафедри
електротехніки, електромеханіки
та електротехнологій**

ДОЦЕНТ, К.Т.Н. _____ /ОКУШКО О.В./
вчене звання і ступінь підпис
”_____” 2026 р.
число місяць рік

З А В Д А Н Н Я

на виконання бакалаврської кваліфікаційної роботи студенту

Шацькому Леоніду Олександровичу

(прізвище, ім'я, по-батькові)

Спеціальність: 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Тема бакалаврської роботи: «Проектні рішення з підвищення енергоефективності системи електроспоживання станції ремонту та післяремонтних випробувань силових трансформаторів»

затверджена наказом ректора НУБіП України від «30» жовтня 2025 р. № 2607 „С”.

Термін подання завершеної роботи на кафедру 2026.05.30
(рік, місяць, число)

Вихідні дані до бакалаврської кваліфікаційної роботи:

- 1) Правила улаштування електроустановок (ПУЕ).
- 2) Правила будови електроустановок (електрообладнання спеціальних установок).
- 3) Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів.
- 4) Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.
- 5) Правила користування електричною енергією.

Перелік питань, які потрібно розробити:

- 1) Аналіз стану, перспектив і напрямків реалізації завдань, вирішуваних у роботі.
- 2) Технологічна частина.
- 3) Електротехнічна частина роботи.
- 4) Спеціальне завдання: «Діагностування та розробка технології ремонту трансформаторів».
- 5) Організація діяльності енергетичної служби і обслуговування енергетичного обладнання. Охорона праці.
- 6) Висновки. Список використаних джерел.
- 7) Додатки.

Перелік графічних документів (за потреби):

1. Станція ремонту. План приміщення з нанесенням силового електрообладнання.

2. Станція ремонту. План приміщення з нанесенням електричних освітлювальних мереж. 3. Будова силового масляного трансформатора потужністю 1000...6300 кВА напругою 35 кВ. Напря́м намотування обмоток. Відновлення пошкодженої ізоляції витка.
4. Типова структурно-технологічна схема ремонту трансформаторів. Несправність трансформаторів і можливі причини їх виникнення. Освітлювальна мережа.

Дата видачі завдання _____ 03 листопада 2025 р.

Керівник бакалаврської кваліфікаційної роботи

Наливайко В.А.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Завдання прийняв до виконання

Шацький Л.О.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Бакалаврська кваліфікаційна робота: 68 с., 18 рис., 25 табл., 32 джерела.

Об'єктом дослідження – система електрообладнання підприємства, технологічні процеси на станції ремонту та післяремонтних випробувань трансформаторів систем електропостачання, що забезпечують електроенергією установки агропромислового комплексу.

Предметом дослідження є фізико-механічні процеси, що відбуваються в системі електрообладнання і, які призводять до несправностей; фізико-хімічні процеси ремонту складових елементів трансформатора.

Метод дослідження – розрахунково-аналітичний. Теоретичні дослідження стану електрообладнання базуються на загальній теорії перехідних процесів та теорії математичного моделювання.

Мета роботи - розробити принципи обслуговування і ремонту трансформаторів та споживчих ТП в цілому та підвищити економічну ефективність їх використання.

В бакалаврській роботі проведено розрахунки обсягу робіт з обслуговування енергетичного обладнання, вибору апаратів керування і захисту та високовольтних комплектних пристроїв керування, зроблено перевірку основних параметрів електродвигунів приводу технологічного обладнання пункту, складено графіки технічного обслуговування і поточного ремонту енергетичного обладнання виробничих об'єктів та розроблено діагностування та технологічний процес ремонту трифазних масляних трансформаторів.

Ключові слова: станція ремонту, енергоефективність, трансформатор, системи електроспоживання, діагностування, випробування, магнітний потік, осердя, обмотка.

ЗМІСТ

Вступ	7
Розділ 1 Аналіз стану, перспектив і напрямків реалізації завдань	9
Розділ 2 Технологічна частина	13
2.1 Аналіз існуючої ремонтно-обслуговуючої бази станції ремонту	13
2.2 Обґрунтування і вибір проекту станції ремонту та післяремонтних випробувань силових трансформаторів	13
2.3 Визначення складу ділянок станції	16
2.4 Вибір технологічного обладнання	19
Розділ 3 Електротехнічна частина	20
3.1 Перевірка електродвигунів приводу технологічного обладнання на відповідність параметрам мережі живлення і умовам навколишнього середовища	20
3.2 Вибір пускозахисних апаратів та низьковольтних комплектних пристроїв керування	27
3.3 Розрахунок електричного освітлення та освітлювальної мережі	30
Розділ 4 Діагностування та розробка технології ремонту трансформаторів	36
4.1 Будова трифазного масляного трансформатора	36
4.1.1 Основні елементи трансформатора	36
4.1.2 Обмотки	38
4.2 Особливості магнітної системи трансформатора	43
4.3 Навантаження і магнітне поле. Основні втрати трансформатора	46
4.4 Капітальний ремонт трансформаторів без розбирання активної частини	48
4.4.1. Класифікація ремонтів трансформаторів	48
4.4.2 Підготовка до капітального ремонту трансформатора	51
4.4.3 Ремонт активної частини трансформатора	54
4.4.4 Завершальні операції при капітальному ремонті	60
4.5 Технологія ремонту трансформаторів	62
4.5.1 Структура цеху по ремонту трансформаторів	62
4.5.2 Основні несправності трансформаторів і можливі причини їх виникнення	64

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		5

4.6 Технічні засоби для тепловізійного контролю стану електрообладнання	64
4.7 Принципи тепловізійного контролю технічного стану трансформаторів	66
4.7.1 Тепловізійне обстеження поверхні ізоляторів, баків, вводів і систем охолодження силових трансформаторів	66
Розділ 5 Організація діяльності енергетичної служби і обслуговування енергетичного обладнання. Охорона праці	69
5.1 Загальні відомості	69
5.2 Розрахунок чисельності електромонтерів енергетичної служби	69
5.3 Вибір форми експлуатації енергетичного обладнання	71
5.4 Розрахунок річних затрат праці на виконання технічного обслуговування і поточного ремонту енергетичного обладнання	72
5.5 Визначення посади керівника енергетичної служби	73
5.6 Формування структури енергетичної служби господарства	74
5.7 Складання графіків ТО і ПР енергетичного обладнання виробничих об'єктів	75
5.8 Визначення категорії станції ремонту і кількості резервного електрообладнання і запасних частин	77
5.8.1 Визначення категорії станції ремонту	77
5.8.2 Знаходження кількості резервного електрообладнання і запасних частин	78
5.9 Аналіз стану безпеки праці в господарстві	79
5.10 Організаційні і технічні заходи щодо усунення небезпечних та шкідливих виробничих факторів	81
Висновки	83
Список використаних джерел	85
Додатки	86

ВСТУП

Основними причинами відмов є незадовільна експлуатація, відсутність або неточне регулювання захисту від аварійних режимів, неправильний вибір електрообладнання за ступенем захисту від впливу навколишнього середовища. Відмови у роботі електрообладнання ведуть до значних втрат (прямих і непрямих), одною з основних причин цього є незадовільне обслуговування обладнання в процесі експлуатації.

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

З усієї сукупності електрообладнання, встановленого в господарствах України, найбільша його частина використовується у виробничій сфері. За потужністю вона становить 70...80%, а за споживаною електроенергією - близько 80% і залежить від організації підприємства. Частка трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ за галузями відповідно дорівнює 45, 35, 20%. Практичний досвід функціонування вискоєфективних сільськогосподарських підприємств підтверджує, що забезпечення високого рівня експлуатаційної надійності електрообладнання безпосередньо пов'язане із впровадженням раціональної системи технічного обслуговування і ремонту. Така система охоплює комплекс організаційних та організаційно-технічних заходів, спрямованих на планування, підготовку, виконання та документальне супроводження робіт, необхідних для підтримання електротехнічного обладнання у працездатному та технічно справному стані протягом усього періоду його експлуатації.

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ									
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата										
Розроб.		Шацький Л.О.			Пояснювальна записка				Літ.		Арк.		Аркушів	
Перевір.		Наливайко В.А.									7		92	
Реценз.														
Н. контр.		Коробський В.В.												
Затверд.		Окушко О.В.												
					9 НУБіПУ, ЕЕЕ – 220016									

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ СТАНУ, ПЕРСПЕКТИВ І НАПРЯМКІВ РЕАЛІЗАЦІЇ ЗАВДАНЬ

Функціонування сучасних систем передачі, розподілу та використання електричної енергії неможливе без застосування силових трансформаторів, які є одними з ключових елементів електроенергетичної інфраструктури. Важливе місце в конструкції трансформатора займають струмопровідні частини, основними з яких є обмотки, що забезпечують процес електромагнітного перетворення енергії.

У розподільчих електричних мережах напругою 6–35 кВ, які забезпечують електропостачання сільськогосподарських споживачів, найбільш поширеними є комплектні трансформаторні підстанції, оснащені силовими масляними трансформаторами серій ТМ, ТМВМ та ТМГ. Їх широке застосування пояснюється високою надійністю, відносною простотою експлуатації та можливістю роботи в різних кліматичних умовах.

Технічні характеристики та вимоги до трансформаторів типу ТМ регламентуються чинними нормативними документами. Відповідно до встановлених стандартів передбачено виготовлення трансформаторів потужністю від 25 до 630 кВА з різними варіантами співвідношень напруг обмоток високої та низької сторін. Такі технічні рішення забезпечують можливість використання обладнання в електромережах різного призначення та конфігурації.

Залежно від умов експлуатації та вимог до режимів роботи трансформатори можуть виконуватися з різними схемами та групами з'єднання обмоток. Це дозволяє оптимізувати параметри роботи електричних мереж, забезпечити необхідний рівень симетрії напруг та підвищити надійність електропостачання споживачів.

Однією з важливих функцій силового трансформатора є регулювання напруги. Для цього використовуються пристрої перемикання відгалужень обмотки високої напруги без збудження (ПБЗ), які забезпечують ступінчасту

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						7
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

зміну коефіцієнта трансформації в межах $\pm 5\%$ від номінального значення. У випадках, коли необхідно здійснювати регулювання без відключення навантаження, застосовуються пристрої регулювання під навантаженням (РПН), що дають змогу змінювати коефіцієнт трансформації без переривання електропостачання споживачів.

Нормативною документацією також визначаються допустимі габаритні розміри, маса обладнання, вимоги до конструкції баків, вводів, систем охолодження та допоміжного обладнання. Особлива увага приділяється показникам надійності, оскільки саме вони визначають ефективність та безпечність тривалої експлуатації трансформаторів. Для сучасних силових трансформаторів встановлено високі вимоги щодо ймовірності безвідмовної роботи та нормативного терміну служби, який, як правило, перевищує 25 років.

Важливими експлуатаційними показниками силових трансформаторів є втрати холостого ходу та втрати короткого замикання. Значення цих параметрів зазначаються в технічній документації та використовуються для оцінювання енергоефективності обладнання. Постійне зростання вартості електричної енергії обумовлює необхідність зменшення зазначених втрат, що є одним із пріоритетних напрямів розвитку сучасного трансформаторобудування.

Зниження втрат холостого ходу досягається завдяки використанню високоякісної холоднокатаної електротехнічної сталі, удосконаленню конструкції магнітопроводів, оптимізації конфігурації стиків осердя та впровадженню сучасних технологій виготовлення магнітних систем. Водночас скорочення навантажувальних втрат забезпечується шляхом зменшення густини струму в обмотках за рахунок збільшення площі поперечного перерізу провідників. Однак такий підхід може призводити до збільшення масогабаритних показників трансформатора та додаткових втрат, пов'язаних із виникненням вихрових струмів.

Серед сучасних конструкцій особливе місце займають герметичні масляні трансформатори типу ТМГ, які відповідають міжнародним вимогам щодо енергоефективності та експлуатаційної надійності. Їх конструкція передбачає

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						8
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

використання гофрованих баків та повну ізоляцію трансформаторного масла від контакту з атмосферним повітрям. Завдяки цьому значно сповільнюються процеси старіння ізоляційного середовища, зменшується інтенсивність окиснення масла та практично усувається його зволоження. Компенсація температурних змін об'єму масла здійснюється шляхом застосування вакуумних технологій під час заповнення бака, що забезпечує видалення залишків повітря з активної частини трансформатора.

Останніми роками все більшого поширення набувають сухі силові трансформатори з ізоляцією типу «резіблок». Їх застосування є доцільним на об'єктах із підвищеними вимогами до пожежної та екологічної безпеки, а також у місцях, де використання масляних трансформаторів є небажаним або забороненим.

Порівняно з традиційними конструкціями сухі трансформатори з ізоляцією «резіблок» характеризуються підвищеною механічною міцністю обмоток, високою стійкістю до термічних перевантажень, електродинамічних впливів струмів короткого замикання та несприятливих факторів навколишнього середовища. Крім того, вони мають високі діелектричні характеристики, значну перевантажувальну здатність, стійкість до імпульсних перенапруг, а також відповідають сучасним екологічним вимогам завдяки відсутності токсичних продуктів горіння та здатності до самозатухання.

До складу споживчих трансформаторних підстанцій входять комплектні, кіоскові, щоглові, стовпові та закриті підстанції різних типів. Сучасна промисловість освоїла виробництво комплектних трансформаторних підстанцій модульного виконання в металевих та залізобетонних оболонках напругою 6(10)/0,4 кВ і потужністю до 1250 кВА. Конструктивні особливості таких підстанцій дозволяють за необхідності здійснювати їх модернізацію шляхом переходу від однотрансформаторної до двотрансформаторної схеми. Крім того, випускаються компактні мініпідстанції потужністю близько 10 кВА, призначені для електропостачання невеликих приватних аграрних господарств.

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						9
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

Аналіз сучасного стану розвитку трансформаторного обладнання свідчить про актуальність пошуку нових технічних рішень, спрямованих на підвищення його експлуатаційної надійності, довговічності та енергоефективності. У зв'язку з цим **метою даної бакалаврської роботи** є вдосконалення підходів до технічного обслуговування та ремонту силових трансформаторів і споживчих трансформаторних підстанцій з метою підвищення ефективності їх експлуатації.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити **такі завдання**:

- провести аналіз технічного стану та умов експлуатації електроустановок підприємства;
- дослідити особливості функціонування електротехнічного обладнання, процесів його технічного обслуговування та визначити шляхи їх удосконалення шляхом використання сучасних діагностичних і технічних засобів;
- вивчити фізичні, механічні та електротехнічні процеси, що супроводжують діагностування, технічне обслуговування і ремонт силових трансформаторів.

Об'єктом дослідження є система електрообладнання підприємства та технологічні процеси, що реалізуються на станції ремонту і післяремонтних випробувань силових трансформаторів, призначених для забезпечення електропостачання об'єктів агропромислового комплексу.

Предметом дослідження виступають фізико-механічні та фізико-хімічні процеси, які відбуваються в елементах електрообладнання під час експлуатації, призводять до виникнення несправностей, а також визначають особливості виконання ремонтно-відновлювальних робіт та відновлення експлуатаційних характеристик трансформаторів.

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						10
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 2

ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Аналіз наявної ремонтно-обслуговуючої бази станції

На підприємстві агропромислового комплексу функціонує енергетична служба, основним завданням якої є забезпечення надійної експлуатації, технічного обслуговування та ремонту електротехнічного обладнання. Проте аналіз її діяльності свідчить про наявність низки організаційних і технічних проблем, що негативно впливають на ефективність функціонування електрогосподарства підприємства.

До основних недоліків існуючої системи обслуговування належать:

- недостатній рівень розвитку матеріально-технічної бази для виконання ремонтних робіт;
- обмежене забезпечення запасними частинами, комплектуючими виробами та ремонтним фондом;
- дефіцит кваліфікованого персоналу та недостатній рівень трудової дисципліни.

Наявність зазначених проблем призводить до погіршення технічного стану електрообладнання, збільшення кількості відмов і несправностей, а також скорочення фактичного ресурсу його роботи порівняно з нормативним терміном служби, визначеним виробниками.

Крім того, недосконала організація ремонтно-експлуатаційних робіт спричиняє додаткові економічні витрати підприємства. Вони пов'язані зі збільшенням обсягів ремонтних робіт, зростанням тривалості простоїв технологічного обладнання та зниженням загальної ефективності виробничих процесів. У результаті підвищується собівартість продукції та погіршуються техніко-економічні показники господарської діяльності підприємства.

У зв'язку з цим актуальним завданням є модернізація існуючої ремонтно-обслуговуючої бази шляхом її оснащення сучасним технологічним обладнанням, що забезпечить підвищення якості технічного обслуговування,

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						11
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

скорочення тривалості ремонтних операцій та покращення експлуатаційної надійності електротехнічних засобів.

Метою даного розділу є обґрунтування вибору та розроблення пропозицій щодо впровадження необхідного технологічного обладнання для оснащення ремонтно-обслуговуючої бази станції ремонту та післяремонтних випробувань трансформаторів.

2.2 Обґрунтування вибору проєкту станції ремонту

Для забезпечення належного рівня технічного обслуговування та ремонту енергетичного обладнання спеціалізованими проєктними й науково-дослідними установами розроблено низку типових рішень щодо створення ремонтно-обслуговуючих пунктів і баз. Значна частина таких проєктів пройшла апробацію та рекомендована до практичного впровадження на підприємствах агропромислового комплексу.

Найбільш поширеними є типові проєкти пунктів технічного обслуговування і ремонту енергообладнання з річною продуктивністю 2100 та 4200 умовних ремонтів, що відповідає трудомісткості 9030 та 18060 люд.-год на рік відповідно.

Відповідно до виконаних розрахунків, річна трудомісткість робіт із технічного обслуговування та поточного ремонту електрообладнання на підприємстві становить 9083,74 люд.-год. З огляду на отримане значення для реалізації прийнято типовий проєкт ТП 816-1-19 «Пункт технічного обслуговування і ремонту енергообладнання на 2100 умовних ремонтів за рік», розрахований на нормативний обсяг робіт 9030 люд.-год на рік.

Запроєктована станція ремонту трансформаторів призначена для виконання комплексу робіт із технічного обслуговування, поточного ремонту та післяремонтних випробувань електротехнічного обладнання. Крім того, на станції передбачається проведення монтажних, налагоджувальних, зварювальних, сушильних, просочувальних і фарбувальних операцій, а також усунення аварійних пошкоджень обладнання.

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						12
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

Основними об'єктами ремонту є малогабаритні електротехнічні установки, силові трансформатори, автотрансформатори, окремі вузли та комплектувальні елементи електрообладнання.

З метою забезпечення оперативного обслуговування електроустановок у виробничих підрозділах господарства передбачається створення спеціалізованих постів електромонтера, які забезпечуватимуть виконання нескладних ремонтних та профілактичних робіт безпосередньо на місцях експлуатації обладнання.

До складу станції ремонту входять виробничі та допоміжні приміщення такого призначення:

Бокс для спеціалізованого автотранспорту. Призначений для зберігання, технічного обслуговування та виконання дрібного ремонту службового автомобіля. Передбачається обладнання приміщення оглядовою канавою, слюсарним верстаком, стелажми для інструменту та запасних частин, а також ручним гідравлічним підйомником.

Фарбувальна дільниця. Використовується для нанесення захисних і декоративних покриттів на електротехнічне обладнання після завершення ремонтних робіт. Оснащується фарбувальною камерою, обладнанням для розпилення лакофарбових матеріалів та шафами для зберігання інструменту.

Дільниця сушіння та просочування. Призначена для відновлення ізоляційних властивостей обмоток електродвигунів, трансформаторів та іншого електрообладнання шляхом їх просочування електроізоляційними матеріалами та подальшого сушіння. На дільниці встановлюються сушильна шафа, ванна для очищення деталей, витяжна шафа та спеціальні стелажі.

Складське приміщення. Використовується для зберігання запасних частин, матеріалів, інструменту, комплектуючих виробів, а також обладнання, яке перебуває в ремонті або підготовлене до введення в експлуатацію.

Ремонтно-монтажна дільниця. Є центральною виробничою зоною станції, де виконуються роботи з розбирання, дефектації, очищення, відновлення та складання електротехнічного обладнання. Проектом

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						13
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

передбачено встановлення спеціалізованих стендів для ремонту електродвигунів, пускорегулювальної апаратури, освітлювальних пристроїв та засобів автоматизації. Для переміщення вантажів використовується консольний підвісний кран.

Дільниця виготовлення та ремонту конструкцій. Тут виконуються механічна обробка деталей, зварювальні, свердлильні, шліфувальні та інші допоміжні операції, необхідні для відновлення окремих вузлів і конструктивних елементів обладнання.

Побутові приміщення. Призначені для забезпечення належних санітарно-побутових умов праці персоналу.

Кабінет майстра. Використовується для організації виробничого процесу, ведення технічної документації та контролю виконання ремонтних робіт.

Вентиляційна камера. Забезпечує видалення пилу, аерозолів і шкідливих випарів із виробничих приміщень шляхом роботи витяжної вентиляційної системи.

Електрощитова. Призначена для розміщення силових розподільчих пристроїв, комутаційної апаратури та щитів освітлення, необхідних для електропостачання всіх приміщень станції.

Технічні характеристики виробничих і допоміжних приміщень станції технічного сервісу електрообладнання наведено у таблицях 2.1 та 5.1.

2.3 Визначення складу секцій трансформаторної ремонтної станції

Станція ремонті трансформаторів повинні забезпечити:

- виконання планового ремонту електрообладнання відповідно до вимог системи технічного обслуговування та ремонту;
- зберігання матеріалів та запасних частин у необхідній кількості;
- зберігання технічної документації, засобів захисту, інструментів та приладів.

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						14
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

2.4 Вибір технологічного обладнання

На станції ремонт трансформаторів Планується встановлення технологічного обладнання, яке забезпечує проведення складних технічних робіт та регулярний ремонт електрообладнання.

Розміщення обладнання на об'єктах здійснюється з урахуванням послідовності технологічних операцій та забезпечення механізації транспортних процесів.

Для проведення пусконаладжувальних робіт, випробувань контрольно-вимірювальних приладів та засобів автоматизації використовується мобільна електротехнічна лабораторія типу ЕНЛ, на базі автомобіля «Таврія-Пікап» або «Ланос». Лабораторія живиться від зовнішньої мережі 380/220 В. Кількість оперативного персоналу – 2 особи.

Лабораторія оснащена інструментами та вимірювальними приладами для виконання наступних завдань:

- вимірювання опору ізоляції;
- випробування силових кабелів напругою до 10 кВ;
- Вимірювання опору постійному струму;
- випробування заземлювальних кіл;
- визначення груп з'єднань обмоток трансформатора;
- перевірка полярності обмоток електричних машин тощо.

Надаються специфікації обладнання та технологічних інструментів Додаток А.

2.5. Розрахунок кількості електриків в енергопостачальній компанії

Вихідними даними для визначення чисельності персоналу є результати інвентаризації електрообладнання, а також інформація з журналів обліку електрообладнання.

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						15
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

Загальна кількість електриків визначається як сума працівників, задіяних у планових роботах, та оперативно-обслуговуючого персоналу [13] - Нпл. та оперативно-обслуговуючих електриків - Кільк.

Тоді:

$$\text{Загальна кількість} = \text{Кількість} + \text{Кількість} \quad (2.2)$$

Кількість електриків, необхідних для проведення планових профілактичних заходів, визначається за формулою:

$$N_{pl} = (1,05 k Tr_{pl} - Tr_{pl} oper) / Mrchn., \quad (2.3)$$

де Tr_{pl} – річні витрати праці на всі види планових профілактичних заходів для всього парку електрообладнання;

Оперна середа- щорічні витрати на оплату праці за планові роботи, що виконуються електромонтажниками експлуатаційних служб;

K .- коефіцієнт, що враховує додатковий час роботи електромонтажників у дорозі; становить $k = 1,08$, якщо $L = 5$ км;

1.05 - коефіцієнт, що враховує розосередженість електрообладнання на фермі;

$Mrchn$ - кількість робочих годин на рік електрика, годин;

$$Tr_{pl} oper = Tr_{oper} - Tr_{oper} mix. \quad (2.4)$$

де Tr_{oper} суміщ – щорічні витрати праці на експлуатаційне обслуговування, якщо електромонтери поєднують цей вид робіт з виконанням планових робіт;

$$Зсувний Tr_{oper} = Змішувальний Tr_{oper} \cdot Nel dv, \quad (2.5)$$

де Tr_{oper} суміщ – трудомісткість експлуатаційного обслуговування електродвигуна; вона встановлюється залежно від відстані електрообладнання від ЕО СТС ($L_{сер}$ км); у нашому випадку

Комбінація діяльності $Tr = 3,09$ людино-годин при L_{mean} при 5 км,

Не два- кількість електродвигунів на фермі.

Отже: Tr на суміш $= 3,09 \cdot 98 = 302,9$ людино-годин.

Tr oper визначається згідно з даними, наведеними в таблицях [13], залежно від кількості електродвигунів ($N_{el\ dv} = 98$ шт.) та відстані електрообладнання від ЕО СТС ($L_{ser} < 5$ км). У нашому випадку $Tr\ oper = 2086$ людино-годин.

Тоді:

$$Робочі\ години = 2086 - 302,9 = 1783,1\ людино-години.$$

Тоді, підставляючи у формулу (2.3), отримуємо:

$$N_{пл} = \frac{1,05 \cdot 1,08 \cdot 9312,8 - 1783,1}{1842,2} = 4,76.$$

Максимальна кількість людей, що приймаються = 5 осіб.

Кількість електриків в експлуатаційній службі визначається за формулою:

$$N_{oper} = Tr\ oper / M_{richn} = 2086 / 1842,2 = 1,13.$$

Приймається $n_{пер} = 2$ особи.

Тоді загальна кількість електриків становить:

$$Всього = 5 + 2 = 7\ осіб.$$

2.6 Формування структури електротехнічної служби

Оскільки регулярне технічне обслуговування та ремонт виконуються економічно вигідним способом, у структурі компанії створюється спеціалізована служба електротехніки.

Електрики поділяються на окремі групи:

- оперативний;
- ремонт;
- складання;
- працездатні (рис. 2.1).

Оперативна група поділяється на бригади (частини), а всередині бригад - на секції. Така структура забезпечує раціональний розподіл функцій між працівниками, підвищує якість роботи та сприяє дотриманню вимог безпеки.

2.7 Підготовка програм технічного обслуговування та ремонту енергетичного обладнання виробничих об'єктів

Згідно з Технічним регламентом експлуатації, підприємство повинно мати систему технічного обслуговування та ремонту енергетичного обладнання. Обсяг та графік ремонтів і технічного обслуговування визначаються щорічними планами, які затверджуються особою, відповідальною за електроенергетику.



Рис. 2.1.- Структурна схема електротехнічної служби комунального підприємства.

Планування робіт здійснюється на основі:

- річна програма поточного ремонту;
- щоквартальний графік технічного обслуговування.

Під час складання планів уроків враховуються такі фактори:

- сезонність використання обладнання;
- експлуатація електроустановок;
- можливість поєднання ремонту електротехнічного та технологічного обладнання;
- рекомендації виробника.

РОЗДІЛ 3

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Випробування електродвигунів, що приводять в дію технологічне обладнання, на відповідність параметрам мережі електроживлення та умовам навколишнього середовища

Вибір електроприводів здійснюється відповідно до вимог чинних нормативних документів [4–10] з урахуванням режиму роботи, умов експлуатації та параметрів технологічного обладнання.

Для розрахунку взято електропривод вентиляційного обладнання, а саме електродвигун витяжного вентилятора С4-70 № 5, встановленого в зоні фарбування.

Технічні дані вентилятора:

- витрата подачі $L = 4055,2 \text{ м}^3/\text{год}$;
- тиск $p = 58,5 \text{ кг/м}^2$;
- швидкість обертання $n = 1420 \text{ об/хв}$.

Оскільки швидкість обертання вентилятора $n = 1420 \text{ об/хв}$, необхідно вибрати двигун із синхронною швидкістю $n_s = 1500 \text{ об/хв}$. З урахуванням умов експлуатації, ступінь захисту електродвигуна від впливу навколишнього середовища вважається не нижче IP54.

Навантаження електродвигуна практично постійне, а його режим роботи – тривалий, що відповідає режиму S1.

Конструкція електродвигуна згідно з ДСТУ 2883-93 прийнята як тип ІМ1001 - електродвигун на лапах з двома опорами підшипників та циліндричним кінцем вала. Під час монтажу допускається будь-яке просторове положення.

Встановлена потужність двигуна вентилятора з урахуванням коефіцієнта безпеки дорівнює:

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						19
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

$$P_{ts} = (K_z \cdot L_d \cdot r \cdot 9,8 \cdot 10^{-3}) / (3600 \cdot \eta_{\text{всередині}} \cdot \eta_n); \quad (3.2)$$

де K_z – коефіцієнт запасу пускової потужності для електродвигунів потужністю до 2 кВт; $K_z = 1,2$ [22];

c – знижений тиск, $p = 58,2$ мм рт.ст. води;

L_d – номінальна продуктивність вентилятора, $L_d = 4055,2$ м³/год;

$\eta_{\text{всередині}}$ – коефіцієнт корисної дії вентилятора, $\eta_{\text{всередині}} = 0,6$ [22];

η_n – ефективність передачі, $\eta_n = 1$ оскільки вентилятор розташований на валу двигуна.

Тому

$$R_c = (1,2 \cdot 4055,2 \cdot 58,2 \cdot 9,8 \cdot 10^{-3}) / 3600 \cdot 0,6 \cdot 1 = 1,29 \text{ кВт}.$$

Номінальна потужність вибирається з умови: $R_{\text{ном}} \geq R_k$.

Двигун живиться від трифазної мережі змінного струму частотою 50 Гц.

Швидкість двигуна вибирається залежно від швидкості, яка повинна становити 930...1420 об/хв для забезпечення необхідного тиску та витрати.

Вибрано електродвигун загального призначення з найближчою номінальною потужністю – 5МХ80В4У3.

Паспортні дані електродвигуна: $R_{\text{н.дв.}} = 1,5$ кВт; $V_{\text{х.}} = 3,6$ А; $\eta = 77\%$; коефіцієнт ізоалгії $\phi = 0,83$; $N_n = 1395$ об/хв.

Отже, для двигуна потужністю $P_n = 1,5$ кВт маємо:

- коефіцієнт пускового моменту $M_{\text{start}} / M_n = 2,0$;
- мінімальна кратність моменту $M_{\text{min}} / M_n = 1,6$;
- множення максимального моменту $M_{\text{max}} / M_n = 2,2$;
- кратність пускового моменту $I_{\text{start}} / I_n = 5$;
- момент інерції ротора двигуна $J_{\text{дв}} = 0,0033$ кгм².

Обраний електродвигун перевіряється на сумісність з робочою машиною, тобто відцентровим вентилятором Ц 4-70 № 5.

Вибраний електродвигун випробовується на пускові умови зі зниженою напругою – 7,5% та розподілом його параметрів відповідно до ДСТУ 2883-93.

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						20
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

Час пуску електродвигуна визначається за допомогою графічного аналітичного методу, а нагрівання електродвигуна перевіряється під час пуску.

Механічні властивості вентилятора отримують розрахунком за формулою:

$$M_s = M_{so} + (M_{sn} - M_{so}) \cdot (\omega / \omega_n) \cdot x \quad (3.3)$$

де M_{so} – момент тертя, що не залежить від зміни швидкості, Нм;

M_{sn} – момент статичного опору вентилятора за номінальної швидкості, Нм;

ω – поточне значення кутової швидкості, 1/с;

ω_n – номінальне значення кутової швидкості, 1/с;

x – коефіцієнт, що характеризує ступінь залежності моменту статичного опору від швидкості вентиляторів $x=2$ [22].

$$M_{sn} = 9550 \cdot P_n / n_n = 9550 \cdot 1,32 / 1395 = 9,0 \text{ Нм}; \quad (3.3)$$

$$\omega_n = (2\pi n) / 60 = (3,14 \cdot 1395) / 60 = 146 \text{ 1/с}; \quad (3.4)$$

$$M_s = 0,15 \cdot M_{sn} = 0,15 \cdot 9,0 = 1,35 \text{ Нм}; \quad (3.5)$$

Результати розрахунків занесені до таблиці 3.1.

Таблиця 3.1

Розрахунок механічних характеристик вентилятора

$\omega, 1/\text{с}$	0	3.14	62,8	94.2	125,6	148,7	157
$P_{\text{ані}}, \text{Нм}$	1.34	1.68	2.7	4.37	6.73	8.9	9.8

Для розрахунку механічних властивостей двигуна критичне ковзання визначається за формулою:

$$s_{kp} = \frac{s + \sqrt{s_n \frac{\mu_{kp} - 1}{\mu_1 - 1}}}{1 + \sqrt{s_n \frac{\mu_{kp} - 1}{\mu_1 - 1}}}, \quad (3.6)$$

де μ_{kr} – максимальна кратність моменту, $\mu_{kr}=2,2$;

μl – співвідношення кратного максимального крутного моменту та кратного пускового крутного моменту: $\mu l = \mu_{кр} / \mu_{п} = 2,2 / 2,0 = 1,1$;
 s_n – номінальне значення ковзання, $s_n = 0,08$.

Тоді значення критичного ковзання дорівнює:

$$s_{кр} = \frac{0,08 + \sqrt{0,08 \cdot \frac{2,2 - 1}{1,1 - 1}}}{1 + \sqrt{0,08 \cdot \frac{2,2 - 1}{1,1 - 1}}} = 0,45.$$

Використовуючи дані з каталогу електродвигунів [22], побудовано природну механічну характеристичну криву $M_{dv} = f(\omega)$ для п'яти характерних точок (рис. 3.1):

1 бал — нефункціональний хід: $M_1 = 0$; $s_1 = 0$;

Другий пункт - номінальний режим роботи $M_2 = M_n$; $s_2 = s_n$;

$$M_n = 9550 \cdot P_n \cdot dv / n_n, \quad (3.7)$$

де M_n – номінальний крутний момент електродвигуна, Нм;

$P_n \cdot dv$ - номінальна потужність електродвигуна, кВт;

n_n - номінальна швидкість електродвигуна, об/хв.

$$s_n = (n_c - n_n) / n_c, \quad (3.8)$$

де s_n – номінальне ковзання двигуна;

n_c - синхронна швидкість, об/хв

Підставляючи дані у формули (3.7) та (3.8), отримуємо:

$$M_n = 9550,15 / 1395 = 10,1 \text{ Нм};$$

$$s_n = (1500 - 1395) / 1500 = 0,08.$$

3 точки - точка з максимальним моментом: $M_3 = M_{max}$; $s_3 = s_{max} = s_{кр}$:

$$M_{max} = \mu_k \cdot M_n = 2,2 \cdot 1,92 = 4,22 \text{ Нм}; \quad (3.9)$$

$$M_{max} = 4,22 \text{ Нм}; \quad s_{кр} = 0,45.$$

Точка 4 — точка мінімального моменту; $M_4 = M_{min}$; $s_4 = 0,7$:

$$M_{min} = \mu_{x6} M_n = 1,6 \times 10,1 = 16,16 \text{ Нм}; \quad (3.10)$$

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						22
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

5 точок — точка початкового крутного моменту: $M_5 = M_{\text{start}}$; $s_5 = 1$:

$$M_{\text{start}} = 2 \cdot 10,1 = 20,2 \text{ Нм.}$$

Дані, необхідні для побудови штучної механічної характеристичної кривої $M'_{dv} = f(\omega)$, визначаються при зменшенні напруги на клемі споживача на $-7,5\%$ $U_{\text{ном}}$ згідно зі стандартом. Використовується формула:

$$M' = (0,925)^2 M \quad (3.11)$$

де M – відповідні значення крутного моменту електродвигуна, виражені в Нм.

Ми отримуємо:

$$M'_{\text{ном}} = (0,925)^2 2,10,1 = 8,7 \text{ Нм}; M'_{\text{max}} = (0,925)^2 2,22,22 = 19,1 \text{ Нм};$$

$$M'_{\text{мін}} = (0,925)^2 16,16 = 13,9 \text{ Нм}; M'_{\text{сила тяги}} = (0,925)^2 20,2 = 17,3 \text{ Нм.}$$

Друга штучна механічна характеристика $M''_{dv} = f(\omega)$ визначається відхиленням моменту. Згідно з ДСТУ 2883-93:

$$\Delta M_{\text{кр(макс.)}} = -10\%; \Delta M_{\text{мін}} = -20\%; \Delta M_{\text{pass}} = -15\%.$$

Тоді:

$$M''_{\text{макс.}} = 0,9 \cdot M_{\text{макс.}} = 0,9 \cdot 22,22 = 17,2 \text{ Нм};$$

$$M''_{\text{мін}} = 0,8 \cdot M_{\text{мін}} = 0,8 \cdot 16,16 = 11,12 \text{ Нм};$$

$$M''_{\text{сила тяги}} = 0,85 \cdot M'_{\text{сила тяги}} = 0,85 \cdot 20,2 = 14,7 \text{ Нм};$$

$$M''_n = M_n = 10,1 \text{ Нм.}$$

Розрахункові дані для проектування механічних характеристик електродвигуна 5AMX80B4Y3 наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2

Розрахункові дані для проектування механічних характеристик електродвигуна

$\omega, \text{с}^{-1}$	78,5	72,2	43,1	23,5	0	Назва характеристики
C	0	0,08	0,45	0,7	1	
$M, \text{Нм}$	0	10,1	22,22	16,16	20,2	натуральний $M = f(\omega)$
$M', \text{Нм}$	0	8,7	19,1	13,9	17,3	штучно, з $\Delta U = -7,5\%$
$M'', \text{Нм}$	0	6,3	17,2	11,12	14,7	штучно, коли моменти відхиляються ΔM .

На основі цих властивостей будується значення динамічної властивості $M_{din} = f(\omega)$:

$$P_{ani} = P_{ani} - P_{ani} \quad (3.12)$$

Використовуючи динамічну характеристику $M_{din} = f(\omega)$ (рис. 3.1), визначається тривалість пуску t_p електродвигуна.

Для досягнення цього характеристику розділяють вздовж осі ординат на рівні частини, і для кожної частини графічно визначають середнє значення динамічного моменту.

Тривалість запуску електродвигуна в цьому випадку:

$$t_n = \sum_{i=1}^n \Delta t_i, \quad (3.13)$$

де Δt_i - час запуску двигуна на i -й ділянці, с.

$$\Delta t_i = j_{np} \frac{\Delta \omega_i}{\Delta M_{i\text{сеп}}}, \quad (3.14)$$

де j_{np} – приведений момент інерції вала електродвигуна, виражений у кгм^2 ;

Δ Інтеграція- частота обертання в i -й секції, рад/с;

Δ Господи, Господи- середній динамічний момент в i -му перерізі, Нм (рис. 3.1).

Момент інерції, пов'язаний з валом двигуна, визначається за формулою:

$$J_{np} = J_{dv} + J_{вент}, \quad (3.15)$$

де J_{dv} – момент інерції двигуна, кгм^2 ; для двигуна AIR80V4U3 - $J_{dv} = 0,0033 \text{ кгм}^2$;

Молодь – момент інерції вентилятора, кгм^2 ; $J_{вент} = 0,009 \text{ кгм}^2$.

$$J_{np} = 0,0033 + 0,009 = 0,0123 \text{ кгм}^2 = 0,123 \text{ Нм}^2.$$

Результати розрахунку наведено в таблиці 3.3. Час пуску електродвигуна становить: $t_p = \sum \Delta t_i = 1,12 \text{ с}$.

Клас термічного опору ізоляції двигуна В [22], що відповідає допустимій температурі нагрівання обмотки статора 130°C. Прогрів двигуна під час запуску визначається за формулою:

$$Q = Q_{navk} + V_t \cdot t_n, \quad (3.16)$$

де Q_{navk} – температура навколишнього середовища, °C.

Вермонт– швидкість підвищення температури, $V_t = 5,9^\circ\text{C}$.

$$Q = 25 + 5,9 \cdot 2,323 = 38,7^\circ\text{C}.$$

Виходячи з цього значення, нагрівання електродвигуна під час запуску не становить небезпеки для ізоляції.

Таблиця 3.3

Розрахунок часу запуску електродвигуна

<i>Дж., Нм.</i>	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123
<i>$\Delta\omega$, 1/с</i>	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
<i>Мдін., Н</i>	11.1	9.9	11.3	10.9	4.5
<i>Δt, с</i>	0,16	0,18	0,16	0,16	0,46

3.2 Вибір автоматичних вимикачів та низьковольтного обладнання керування

Якщо проект ремонту трансформаторної підстанції прийнято до реалізації, передбачені в ньому пристрої керування та захисту електрообладнання повинні відповідати вимогам чинних нормативних документів [8–10].

Для підтвердження правильності вибору електрообладнання проводиться перевірка та вибір пристроїв захисту від пуску одного з електроприводів, а саме приводу витяжного вентилятора, встановленого в ремонтно-монтажній зоні.

При виборі обладнання враховуються такі основні параметри:

- номінальна потужність електродвигуна;
- робочий струм електроприводу;
- режим роботи електродвигуна;
- умови навколишнього середовища;
- категорія розташування обладнання;
- необхідний ступінь електричного та теплового захисту.

Для забезпечення надійної та безпечної роботи електроприводу планується використовувати комплекс пускових засобів захисту, що включає:

- автоматичний вимикач;
- електромагнітний стартер;
- теплове реле;
- станція керування з кнопкою;
- допоміжне захисне та комутаційне обладнання.

Паспортні дані електродвигуна 5MX80B4Y3: $P_{н.дв.} = 1,5 \text{ кВт}$; $V_{х.} = 3,6 \text{ А}$;

$\eta = 77\%$; коефіцієнт ізоалгії $\phi = 0,83$; $n_n = 1395 \text{ об/хв.}$

Умови вибору автоматичного вимикача в колі живлення двигуна:

1) Безпілотний літальний апарат $\geq$ Мережі;

2) Під час автоматичного вимкнення $\geq Enter_{dv}$;

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						27
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

3) Довідка $\geq$ Enter.dv;

4) Лімітні бали (Iel.m.disc.) $\geq$ Inеспр;

У наведених вище нерівностях:

Плече, плече- номінальні напруги вимикача та мережі відповідно, В;

In.auto.vt, In.dv- номінальні струми вимикача та електродвигуна відповідно, А;

Це.r- струм теплового вимкнення, А;

Inеспр- струм короткого замикання електромагнітного відключаючого пристрою, А;

I перерви- струм спрацьовування електромагнітного відключаючого пристрою, А.

Дані обраного автоматичного вимикача VA47G29-34. Uавтоматична напруга = 500 В; Вхідний струм автокола = 16 А; Вхідний струм = 4 А.

Тоді: $I_{u.er} = 1,1 \cdot 1,15 \cdot 1,2 \cdot 5 \cdot 3,6 = 27,3 \text{ A}$;

$Ключі = 12 \cdot V_{x.p} = 12 \cdot 4 = 48 \text{ A}$.

Перевірка умов вибору:

1. $U_{авт} = 500 \text{ В} > \text{Плече} = 380 \text{ В}$;

2. Автоматичний вхід/вихід = 16 А $> I_{роб} = 3,6 \text{ А}$;

3. Вхідний струм = 4 А $> I_{роб} = 3,6 \text{ А}$;

4. Тобто, $v_{т} = 48 \text{ А} > 27,3 \text{ А}$.

5. Автоматичний вимикач має триполюсне виконання, з електромагнітним розрядником перевантаження; без допоміжних контактів. Ступінь захисту корпусу автоматичного вимикача – IP30.

Повна назва комутатора: VA47G29-34U3V.

Для дистанційного керування роботою двигуна вибирається електромагнітний стартер серії PML, який відповідає наступним умовам вибору:

1. Випускний $\geq$ Мережі;

2. Стартер $\geq$ Enter.dv;

3. Довідка $\geq$ Enter.dv;

$I_{nagr.sl} \geq I_{nui3}$ подальшим регулюванням струму короткого замикання до $I_{n.dv}$.

4. За дизайном;

5. $U_{cat} = U_k \cdot k$;

де $U_{кушк}$ – номінальна напруга пускача, В;

$I_{стартер}$ – номінальний струм пускача, А;

$I_{це.r}$ – номінальний струм теплового реле, А;

$U_{кота}$, Велика Британія - напруга котушки та кола керування відповідно, В.

Давайте розглянемо умови відбору:

1. $U_{start} = 660 \text{ В} > U_{meter} = 380 \text{ В}$;

2. $I_{пуск} = 10 \text{ А} > I_{привід} = 3,6 \text{ А}$;

3. $I_{тр.} = 10 \text{ А} > I_{n.dv} = 3,6 \text{ А}$.

4. Пускач з електротермічним реле, незворотний; ступінь захисту IP54, з кнопками "Пуск" та "Стоп"; кліматичне виконання О.

5. $U_{кот} = 220 \text{ В} = U_k$, $k = 220 \text{ В}$.

Повна назва стартера PML - 1220.04V.

Електротеплове реле RTL 1007.06 з діапазоном регулювання номінального струму спокою 2,6...4 А. Номінальний струм реле становить 25 А.

Отже, умови відбору виконані.

Розрахунок внутрішніх електричних мереж зводиться до вибору поперечного перерізу провідників проводів та кабелів залежно від допустимого постійного струму. Розрахунковий струм становить 3,6 А. Розподільна мережа виготовлена проводом AVRГ 1(4х2,5). Допустимий постійний струм проводу AVRГ перерізом 2,5 мм² становить 19 А.[20].

Тоді виконується умова $I_{тр.adv.} = 19 \text{ А} > I_{с.r.} = 3,6 \text{ А}$.

За умов допустимих безперервних лінійних струмів з номінальними даними захисних пристроїв:

$$I_{тр.дон} / I_{н.ср} > 1.$$

Для розподільчої мережі електродвигуна та автоматичного вимикача
VA47G29-34U3V:

$$19 / 4 = 4,75 \gg 1.$$

Тобто, умова виконана.

Для інших споживачів електроенергії внутрішні розподільчі мережі вибираються аналогічно, а результати вибору зводяться до розрахунково-монтажної таблиці, яка наведена на сторінці 1 графічної частини проекту.

Виходячи з умов навколишнього середовища, вибирається кількість груп електроприймачів, їхня потужність, головний розподільчий пункт та групові розподільчі пункти. Як головний розподільчий пункт вибирається комплектний розподільчий пункт PR 8501-096IP21U3 з шістьма автоматичними вимикачами VA47G29-34; групові розподільчі пункти - PR8501-067IP21U3 з шістьма автоматичними вимикачами VA 47G29-34 на відхідних лініях.

Дані про вибір точок розподілу заносяться в таблицю розрахунку та монтажу.

3.3 Розрахунок електричного освітлення та освітлювальної мережі

Використання штучного освітлення забезпечує створення необхідних умов для ефективної та безпечної роботи персоналу в умовах недостатнього природного освітлення. Для приміщень станції технічного обслуговування та для регулярного ремонту електрообладнання передбачено кілька видів освітлення:

- робоче освітлення (загальне та місцеве);
- портативне освітлення.

Номінальна напруга мережі робочого освітлення становить 220 В, напруга живлення ламп освітлення – 220 В, а напруга живлення переносного освітлення – 36 В, що відповідає вимогам електробезпеки під час проведення ремонтних робіт.

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						30
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

Систему освітлення приміщень реалізовано відповідно до чинних нормативних вимог. Робоче освітлення реалізовано за допомогою світильників зі світлодіодними та люмінесцентними лампами. Для переносного освітлення використовуються світильники типу РП 6-2/36, які живляться від розподільного щита зі знижувальним трансформатором типу ЯТП-0,25.

Блискавкозахистний екран типу ОШВ 25-6, оснащений сімома автоматичними вимикачами ВА47-29-12 для захисту групової лінії освітлення.

Групові освітлювальні мережі формуються кабелем марки **AVRG**, який прокладається вздовж будівельних конструкцій на кронштейнах та тросах. Кабель марки **APV** прокладається у сталевих трубах, що забезпечує необхідний рівень механічного захисту та пожежної безпеки.

Усі приміщення обладнані робочим освітленням. У ремонтно-монтажній зоні використовується комбінована система освітлення, яка поєднує загальне та місцеве освітлення робочих зон. Для інших приміщень використовується загальна єдина система освітлення.

Вибухобезпечні світильники зі світлодіодними лампами використовуються для просочення, сушіння та фарбування приміщень, що належать до категорії приміщень з підвищеною пожежо- та вибухонебезпекою.

У ванній кімнаті, душовій, вентиляційній кімнаті, коридорі, передпокої та розподільній шафі планується встановити подовжені світильники OPAL-SL зі світлодіодними стрічковими лампами G13.

Для решти кімнат використовуються подовжені незахищені світильники OPAL-SL зі світлодіодними лампами, які характеризуються оптимальним співвідношенням ціни та якості.

Розрахунки освітлення проводяться для ремонтно-монтажної зони. Основний розрахунок проводиться методом коефіцієнта використання світлового потоку, а потім результати перевіряються точковим методом.

Для розподільчої електричної шафи, гардеробної, ванної кімнати, душової, коридору та вестибюля освітлення розраховується за методом спеціального електропостачання.

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						31
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

Розрахунковий світловий потік для всієї кімнати визначається за формулою:

$$\Phi = \frac{E \cdot k \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta}, \quad (3.17)$$

де F – розрахунковий світловий потік лампи, лм;

IC - нормалізоване освітлення, розкіш;

S - площа кімнати, м²;

z - коефіцієнт нерівномірності освітлення, $z = 1,15$;

κ - коефіцієнт безпеки для ламп розжарювання $\kappa = 1,15$;

$Пн.$ - кількість ламп, шт.;

η - коефіцієнт використання світлового потоку.

У виробничих приміщеннях рекомендується розміщувати світильники рядами паралельно довгій стороні приміщення. Враховуючи передбачуваний конічний розподіл світла світильників, припускаємо, що відносна відстань між рядами світильників становить $\lambda=1,4$.

Тоді отримуємо відстань між рядами ламп, м.

$$L = \lambda \cdot Hi, \quad (3.18)$$

де L – відстань між лампами, м;

$Година$ - очікувана висота, м.

$$H_p = H - (h_p p + h_{sv}), \quad (3.19)$$

максимальна висота = 2,2 м;

$HP = 0,8$ м.

Тоді $H_p = 6 - (0,8 + 2,2) = 3,0$ м; $L = 1,4 \cdot 3,0 = 4,2$ метра.

Кількість рядів ламп:

$$N_p = (B - 2l) / L + 1, \quad (3.20)$$

де B – ширина приміщення, м; $B = 5,7$ м;

$що$ – довжина від торцевого світильника до стіни, м;

$$l=(0,8-0,5)\cdot L=0,3\cdot 4,2=1,26\text{ м};$$

$$\text{Число} = ((5,7 - 2\cdot 1,26) / 4,2) + 1 = 1,76 \text{ штуки.}$$

Вважається, що $N_p = 2$ ряди. Кількість ламп у ряду:

$$N_c = ((A - 2l) / L) + 1, \quad (3.21)$$

де A – довжина кімнати в метрах; $A = 14,7$ м.

$$N_c = ((14,7 - 2\cdot 1,26) / 4,2) + 1 = 3,9 \text{ шт.}$$

Не приймається = 4 шт.

Фактична відстань між фарами визначається:

$$L_{fs} = (A - 4\cdot 10) / 4 = ((14,7 - 4\cdot 1,24) / 4) = 2,43.$$

де 10 – довжина світильника, м; $10 = 1,24$ м.

Загальна кількість ламп: $N = N_p \cdot N_0 = 2 \cdot 4 = 8$ шт.

Коефіцієнт використання світлового потоку розраховується на основі типу світильника, коефіцієнтів відбиття та індексу приміщення:

$$i = A \cdot B / (Ar(A+B)) = 14,7 \cdot 5,7 / (3 \cdot (14,7 + 5,7)) = 1,36. \quad (3.22)$$

З урахуванням матеріалів, з яких виготовлені стеля, стіни та підлога, приймаються такі значення коефіцієнта відбиття: $\rho_1 = 70\%$ - стеля, $\rho_2 = 50\%$ - стіни, $\rho_3 = 30\%$ - підлоги;

Згідно з таблицями [18], існують η - коефіцієнт використання світлового потоку: $\eta = 0,43$.

Підставивши дані у формулу (3.17), отримаємо:

$$\Phi = \frac{300 \cdot 1,3 \cdot 67,3 \cdot 1,7}{8 \cdot 0,43} = 8392,9 \text{ лм.}$$

Лампи приймаються OPAL-SL з двома світлодіодними лампами зі світловим потоком $F_l = 4650$ лм.

Загальний світловий потік лампочок:

$$F_s = 2 F_l = 2 \cdot 4650 = 9300 \text{ лм.}$$

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						33
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

Згідно з вимогами [18], освітленість, що забезпечується додатковим місцевим освітленням на столах та робочих поверхнях, повинна становити 300 лк, а люмінесцентними лампами – 2600 лк.

Для локального освітлення використовуються лампи ML-2x80. Вони монтуються на стіну та створюють освітленість 800 люкс з розміром світлової плями 600x1000 мм.

Для підсобних приміщень розраховуємо освітлення методом питомої потужності за формулою:

$$P = \omega T_{ak} / H_i, \quad (3.23)$$

де P – потужність лампи, виражена у Вт;

ω – питома потужність загального рівномірного освітлення, Вт/м²;

T_{ak} – кількість ламп, шт.;

S – площа кімнати, м².

Розраховується освітлення вентиляційного приміщення.

3 лампи попередньо підтримані E.NEXT NSP 20U-60-213 Стандарт освітлення вентиляційного приміщення $E=40$ люкс[19 років] Коефіцієнт відбиття стелі, стін та підлоги відповідно становить: $\rho_1=50\%$, $\rho_2=30\%$, $\rho_3=10\%$; площа поверхні - $S=32$ м².

Індекс камери визначається:

$$i = A \cdot B / (Ar(A + B)) = 5,8 \cdot 5,5 / (2,5 \cdot (5,8 + 5,5)) = 1,13.$$

Значення визначається відповідно до даних таблиці 1, знаючи площу кімнати, висоту освітлювальних приладів, освітленість робочої поверхні та коефіцієнти робочої поверхні: $\omega=11$ Вт/м² Тоді:

$$P = 11,32 / 1,3 = 117,3 \text{ Вт}.$$

Приймаються світлодіодні лампи типу MEGALAMP потужністю 12 Вт. Розрахунок освітлення для решти приміщень виконується аналогічним чином. Результати розрахунку заносяться до технічної інформації про освітлення (таблиця 3.4).

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						34
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

Живлення світильників здійснюється від розподільчого пункту ОШВ 25-6 лінійними вимикачами в групах ВА47-29-12.

Вибір перерізу дроту здійснюється для групи 4, яка живить лампи.ОРАL-SLДля групи іржі = 0,86 кВт.

Номінальний струм групи (з урахуванням втрат у баласті люмінесцентних ламп):

$$IЧ=1000\cdot0,9\cdot P/U\cdot\cos\varphi = 860\cdot0,9/220\cdot0,85 = 3,7\text{ A.} \quad (3.24)$$

Розрахунок внутрішніх електричних мереж зводиться до вибору перерізу проводів і кабелів виходячи з допустимого постійного струму:

$$I_{\text{мр.доп}} > I_{\text{н.}}$$

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						35
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 4. ДІАГНОСТУВАННЯ ТА РОЗРОБЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ РЕМОНТУ ТРАНСФОРМАТОРІВ

4.1. Основні несправності трансформаторів та причини їх виникнення

У процесі експлуатації силових трансформаторів можуть виникати різноманітні дефекти як електричного, так і механічного характеру. Найбільш поширеними є пошкодження обмоток високої напруги, рідше — обмоток низької напруги.

Основною причиною виходу обмоток з ладу є погіршення електроізоляційних властивостей ізоляційних матеріалів під впливом теплових, електродинамічних та механічних навантажень. Зниження електричної міцності ізоляції призводить до міжвиткових замикань, пробоя між шарами обмоток або замикань на магнітопровід.

До найбільш характерних несправностей силових трансформаторів належать:

- міжвиткові короткі замикання в обмотках;
- пошкодження головної ізоляції;
- обриви провідників обмоток;
- послаблення пресування обмоток;
- перегрівання контактних з'єднань;
- порушення роботи пристроїв перемикання відгалужень;
- зниження електричної міцності трансформаторного масла;
- пошкодження введів;
- порушення герметичності бака та арматури;
- дефекти магнітопроводу;
- вихід з ладу системи охолодження.

Зовнішні пошкодження, такі як протікання масла, корозія, руйнування ізоляторів або несправність арматури, зазвичай виявляються під час візуального огляду. Внутрішні дефекти встановлюються за результатами електричних

вимірювань, діагностичних випробувань, аналізу трансформаторного масла та інших методів технічного контролю.

Своєчасне виявлення дефектів дозволяє запобігти розвитку аварійних процесів, знизити витрати на ремонт та підвищити надійність роботи електрообладнання.

Для діагностування трансформаторів тепловізійний контроль є особливо ефективним, оскільки дозволяє виявляти локальні перегрівання контактних з'єднань, дефекти вводів, порушення циркуляції масла, перевантаження обмоток, несправності систем охолодження та інші відхилення від нормального режиму роботи.

Застосування сучасних тепловізійних комплексів у поєднанні з традиційними методами контролю забезпечує підвищення експлуатаційної надійності силових трансформаторів, скорочення кількості аварійних відмов і збільшення терміну служби електрообладнання.

Таблиця 4.1

Несправність трансформаторів і можливі причини їх виникнення

Елемент трансформатора	Несправність	Причини несправності
1. Обмотки	Виткове замикання	Старіння ізоляції, постійні перевантаження, динамічні зусилля при коротких замиканнях
	Замикання на корпус (пробій), міжфазне коротке замикання	Старіння ізоляції, зволоження масла або зниження його рівня, внутрішні і зовнішні перенапруги, деформація обмоток внаслідок проходження великих струмів короткого замикання
	Обрив	Підгоряння вивідних кінців обмоток внаслідок низької якості з'єднань або електродинамічних зусиль при короткому замиканні
2. Перемикач регулювання напруги	Відсутність контакту	Порушення регулювання перемикача
	Оплавлення контактної поверхні	Термічна дія на контакти струмів короткого замикання
3. Вводи	Електричний пробій на корпус	Тріщини в ізоляторах вводів, зниження рівня масла в трансформаторі
4. Магнітопровід	"Пожежа сталі"	Порушення ізоляції між листами або стягнутими болтами
5. Бак і арматура	Протікання масла із зварних швів, фланців і крану	Порушення цілісності зварних швів, щільність фланцевих з'єднань, пошкодження прокладки крану в місці з'єднання з фланцем

4.2 Капітальний ремонт трансформаторів

На відміну від електричних машин, будь-яке втручання в конструкцію масляного трансформатора, пов'язане з розгерметизацією бака, належить до категорії капітального ремонту. До цього виду робіт також відноситься ревізія трансформатора, яка виконується відповідно до встановленої номенклатури ремонтних операцій. Для потужних силових трансформаторів технологія ремонту розробляється індивідуально з урахуванням конструктивних особливостей конкретного обладнання.

4.2.1 Класифікація ремонтів трансформаторів

Залежно від обсягу виконуваних робіт ремонти силових трансформаторів поділяються на кілька категорій. До них належать поточний ремонт, капітальний ремонт без заміни обмоток, капітальний ремонт із заміною обмоток без втручання в магнітопровід, а також капітальний ремонт із відновленням або заміною обмоток і частковим чи повним ремонтом магнітної системи.

Окреме місце займає ревізія трансформатора, яка проводиться відповідно до типової програми ремонтних робіт. Під час її виконання активну частину вилучають із бака або піднімають знімну частину конструкції для проведення детального огляду. При цьому магнітопровід та обмотки не розбираються. Основною метою ревізії є оцінка технічного стану внутрішніх вузлів і виявлення можливих дефектів.

До комплексу обов'язкових операцій, які виконуються під час ревізії, належать очищення та регенерація трансформаторного масла, заміна сорбентів, ущільнювальних елементів, перевірка стану ізоляції, проведення контрольних випробувань і, за необхідності, сушіння активної частини.

За характером проведення ремонти поділяються на планово-попереджувальні та післяаварійні. Планові ремонти виконуються з метою запобігання виникненню пошкоджень і підтримання необхідного рівня надійності обладнання. Їх періодичність визначається результатами діагностичних випробувань, технічних оглядів та фактичним станом трансформатора. Післяаварійні ремонти проводяться після виникнення

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						38
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

пошкоджень або аварійних режимів роботи та спрямовані на відновлення працездатності обладнання.

Особливі вимоги встановлюються для головних трансформаторів електростанцій і підстанцій, через які передаються значні обсяги електричної енергії. Такі агрегати підлягають обов'язковому розкриттю та внутрішньому огляду через встановлений термін експлуатації незалежно від кількості проведених ремонтів. Аналогічні заходи виконуються після тривалого транспортування трансформатора до місця встановлення.

Тривалість планових капітальних ремонтів, як правило, є обмеженою та визначається нормативною документацією. У випадку післяаварійного відновлення строки виконання робіт залежать від характеру пошкодження, наявності резервного обладнання, категорії споживачів та інших експлуатаційних чинників. Найбільш трудомісткими вважаються ремонти, що передбачають заміну обмоток, відновлення ізоляції та переізолювання елементів магнітної системи.

Залежно від поставленої мети розрізняють відновлювальний ремонт, реконструкцію та модернізацію. Відновлювальний ремонт спрямований на повернення трансформатору початкових технічних характеристик без зміни його конструкції. Під час реконструкції окремі вузли та конструктивні елементи зазнають удосконалення за умови збереження основних параметрів обладнання. Модернізація передбачає зміну як конструктивних рішень, так і технічних характеристик трансформатора з метою підвищення його ефективності та надійності.

Важливим фактором успішного проведення капітального ремонту є забезпечення належних умов під час розгерметизації бака та вилучення активної частини. За відсутності зволоження ізоляції необхідність додаткового сушіння може бути відсутньою, що дозволяє скоротити тривалість ремонту.

Сучасні ремонтні технології передбачають використання осушеного повітря для запобігання зволоженню ізоляції під час проведення ремонтних робіт. Під час зливання масла та розкриття бака всередину трансформатора

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						39
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

подається повітря з відносною вологістю не більше 20 %. Для його підготовки використовуються спеціальні установки з адсорбційними осушувачами та системами підігріву. Така технологія дозволяє збільшити допустимий час перебування активної частини поза маслом до 100 годин без істотного погіршення ізоляційних характеристик.

Силові трансформатори класифікуються за габаритними групами, які враховують їх потужність, клас напруги та масогабаритні показники. Поділ на відповідні групи дає змогу уніфікувати технології ремонту, транспортування та технічного обслуговування.

Для трансформаторів великої потужності та високих класів напруги витрати на транспортування до спеціалізованих ремонтних підприємств можуть перевищувати вартість самого ремонту. У таких випадках доцільність проведення ремонтних робіт визначається на основі детального техніко-економічного аналізу з урахуванням конкретних умов експлуатації та організації ремонтного процесу.

Таблиця 4.2

Класифікація трансформаторів за габаритами

Габарит	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
S_n , кВА	< 100	100... 1000	1000... 6300	> 6300	< 32000	32000... 80000	80000... 200000	>200000
ВН, кВ	< 35				< 110	< 330		> 330

Як правило, ремонт силових трансформаторів великої потужності здійснюється безпосередньо на місці їх експлуатації. Для цього на підстанціях використовуються спеціально обладнані ремонтні майданчики з вантажопідіймальними баштами, а на електростанціях ремонтні роботи виконуються в машинних залах, оснащених мостовими кранами необхідної вантажопідйомності. Такий підхід дозволяє уникнути значних витрат,

пов'язаних із транспортуванням великогабаритного обладнання до ремонтних підприємств.

Виконання ремонтних операцій покладається на спеціалізовані ремонтні організації, працівники яких прибувають безпосередньо до місця встановлення трансформатора. При цьому значна частина складних технологічних процесів, що потребують спеціального оснащення та високоточного обладнання, здійснюється в умовах спеціалізованих ремонтних майстерень. До таких робіт належать виготовлення та перемотування обмоток, відновлення головної ізоляції, переізолювання пластин магнітопроводу, а також інші операції, пов'язані з капітальним відновленням активної частини трансформатора. Виконання зазначених робіт у спеціалізованих виробничих умовах забезпечує належну якість ремонту, дотримання технологічних вимог і підвищення експлуатаційної надійності відремонтованого обладнання.

4.2.2 Ремонт активної частини трансформатора. Відновлення та контроль стану обмоток

Під час виконання ремонту активної частини трансформатора особливу увагу приділяють технічному стану обмоток. У процесі огляду перевіряють ступінь їх пресування, відсутність механічних деформацій, надійність паяних та болтових з'єднань відводів, а також якість ізоляції обмоток і струмовідних елементів.

Оцінювання придатності ізоляції до подальшої експлуатації здійснюють за її фізико-механічними характеристиками. До основних критеріїв належать еластичність, пружність, твердість та зовнішній вигляд ізоляційного матеріалу. Ізоляція вважається працездатною за умови збереження достатньої гнучкості, відсутності тріщин і руйнувань під час згинання на кут до 90°, а також за наявності характерного світлого забарвлення без ознак термічного старіння.

Сучасні методи діагностування передбачають застосування хімічного аналізу целюлозної ізоляції, що не просочена лаком. Такий підхід базується на дослідженні змін структури целюлози, які виникають під впливом підвищених

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						41
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

температур, механічних вібрацій та електродинамічних навантажень у процесі тривалої експлуатації.

Однією з поширених проблем силових трансформаторів є послаблення осьового стискання обмоток. Основною причиною цього явища є усадка паперової ізоляції внаслідок її висихання під час роботи обладнання. Крім того, зменшення осьових розмірів обмоток може бути спричинене дією електродинамічних сил під час коротких замикань або порушеннями технології складання трансформатора.

Недостатній рівень пресування становить серйозну загрозу для надійності роботи обладнання, оскільки при виникненні аварійних режимів значні механічні навантаження можуть викликати зміщення витків та руйнування обмоток. Виявлення такого дефекту здійснюють шляхом контролю положення ізоляційних деталей і дистанційних прокладок. Якщо під час перевірки вони легко зміщуються, це свідчить про ослаблення стискання.

У трансформаторах невеликої та середньої потужності відновлення необхідного зусилля пресування здійснюють шляхом підтягування гайок вертикальних стяжних шпильок, що з'єднують ярмові балки магнітопроводу. У випадках значного послаблення стискання допускається часткове розвантаження верхніх ярмових балок із подальшим коригуванням осьових розмірів обмоток. Для компенсації нерівномірності висоти обмоток високої та низької напруги використовують додаткові ізоляційні кільця та прокладки. Після завершення регулювання проводять остаточне стягування конструкції та контрольний вимір опору ізоляції стяжних елементів за допомогою мегаомметра.

Для трансформаторів, конструкцією яких не передбачені спеціальні пресувальні механізми, застосовується метод розклинювання. Суть цього способу полягає у встановленні додаткових клиноподібних ізоляційних вставок між вирівнювальною та ярмовою ізоляцією. Такі елементи виготовляють із попередньо висушеного електроізоляційного картону підвищеної механічної міцності. Розміщення клинів виконують рівномірно по всьому периметру

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						42
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

обмотки, забезпечуючи однаковий розподіл стискального зусилля. При значних ослабленнях пресування роботи виконують одночасно у верхній та нижній частинах обмотки, починаючи з нижньої зони.

У сухих трансформаторах потужністю понад 160 кВА, а також у масляних трансформаторах великих габаритів осьове пресування реалізується за допомогою спеціальних натискних пристроїв. До їх складу входять сталеві пресувальні кільця, натискні гвинти та ярмові балки. Для запобігання утворенню короткозамкнених контурів пресувальні кільця виконують розрізними та ізолюють від металевих конструкцій трансформатора за допомогою текстолітових, пластмасових або електрокартонних прокладок.

З метою рівномірного розподілу механічного навантаження між натискними гвинтами та ізоляційними деталями використовують спеціальні сталеві опорні елементи. Для запобігання самовільному послабленню різьбових з'єднань під впливом вібрацій або транспортних навантажень конструкцією передбачено встановлення контргайок, які забезпечують надійну фіксацію всіх пресувальних вузлів протягом усього терміну експлуатації трансформатора.

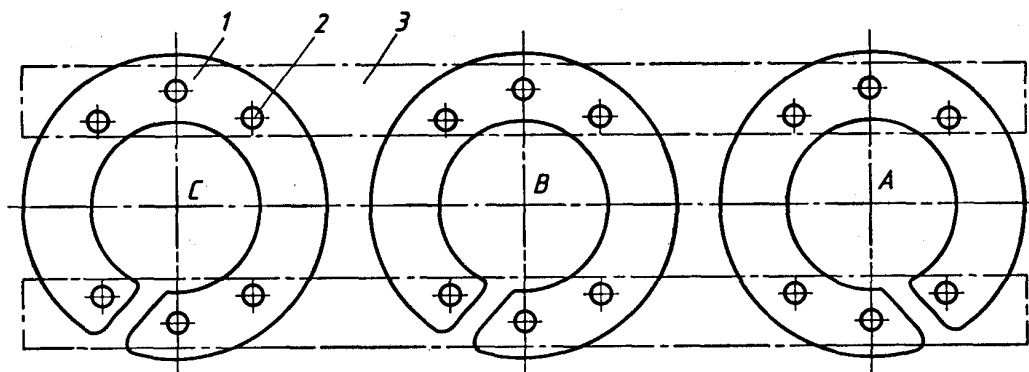


Рис. 4.8. Розташування пресуючих кілець в трифазному трансформаторі при загальному пресуванні:

1 — кільце; 2 — місця установки натискних гвинтів; 3 — контур розташування ярмових балок

З метою зменшення витрат металу, удосконалення конструктивного виконання та зниження додаткових втрат енергії в сучасних трансформаторах

застосовуються пресувальні кільця, виготовлені з деревинно-шаруватих пластиків. Такі матеріали забезпечують достатню механічну міцність при зниженій електропровідності та дозволяють підвищити загальну ефективність магнітної системи.

Перед виконанням ремонтних робіт заземлювальні перемички попередньо від'єднують від ярмових балок. Після цього здійснюють вимірювання опору ізоляції пресувальних кілець відносно ярм та магнітопроводу, що дозволяє оцінити стан ізоляційних елементів і виявити можливі дефекти.

Ремонт магнітної системи розпочинають із контролю стану вентиляційних каналів та перевірки відсутності ознак локального перегрівання. Основними індикаторами перегріву є зміна кольору електротехнічної сталі (жовтий, фіолетовий, синій, сірий відтінки), а також наявність продуктів термічного розкладання трансформаторного масла у вигляді щільних вуглецевих відкладень.

Очищення вентиляційних каналів у сухих трансформаторах виконується шляхом продування стисненим повітрям, тоді як у масляних трансформаторах застосовується промивання гарячим трансформаторним маслом. Після очищення проводять комплексну перевірку: оцінюють якість пресування ярм, стан міжлистової ізоляції електротехнічної сталі, опір ізоляції стяжних шпильок, ізоляцію ярмових балок відносно магнітопроводу, а також справність заземлювальних перемичок і відсутність механічних дефектів.

Вимірювання опору ізоляції здійснюється за допомогою мегаомметра. У випадку, коли опір ізоляції однієї або кількох стяжних шпильок суттєво знижений або дорівнює нулю, виконується демонтаж відповідних елементів разом з ізоляційними паперово-бакелітовими трубками для подальшого огляду. За наявності ознак термічного ушкодження або виявлення міжлистових замикань у магнітопроводі верхнє ярмо розбирають з метою усунення дефектів, а пошкоджені пластини за необхідності піддають переізоляції. Несправні шпильки та ізоляційні трубки замінюють новими.

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						44
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

Перед завершальним етапом пресування ярма від'єднують заземлювальну стрічку від пресувальної балки та повторно вимірюють опір ізоляції ярмових балок відносно активної сталі. Додатково контролюють стан і якість ізоляції прокладок, розташованих між магнітопроводом та елементами пресувальної конструкції.

У магнітних системах безшпилькової конструкції підпресування ярм виконується шляхом регулювання натягу зовнішніх стяжних елементів (напівбандажів). При цьому особливу увагу приділяють контролю цілісності їх ізоляції, відсутності замкнених електричних контурів, а також вимірюють опір ізоляції підйомних пластин, розташованих уздовж стрижнів магнітопроводу, відносно активної сталі.

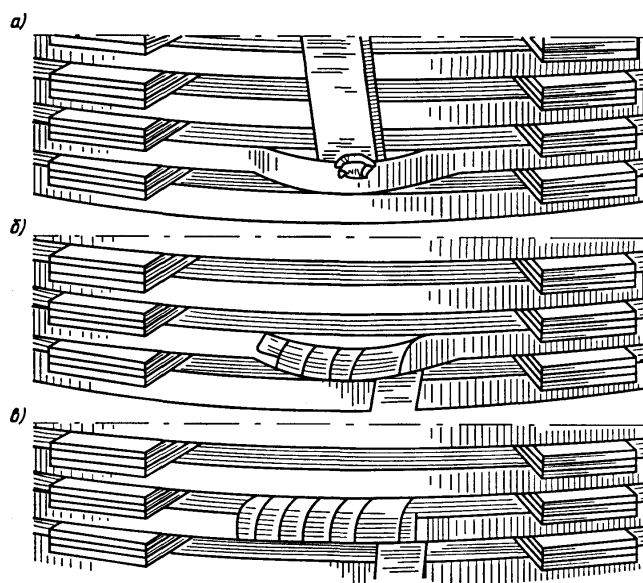


Рис. 4.9. Відновлення пошкодженої ізоляції витка:

а — забивання клину; б — ізолювання витка; у — накладання бандажу на котушку

4.2.3 Ремонт перемикальних пристроїв, введів та допоміжних вузлів трансформатора

Ремонт перемикальних пристроїв

Під час технічного обслуговування пристроїв перемикання без збудження (ПБЗ) особливу увагу приділяють контролю стану контактних з'єднань

перемикача та відводів обмоток. Виконується перевірка щільності прилягання контактів шляхом контролю зазорів між ламелями за допомогою щупів, а також вимірювання перехідного опору контактних з'єднань. Оцінюється стан контактних поверхонь; у разі виявлення підгоряння, оплавлення або значного зношення контактних елементів перемикальній пристрій підлягає заміні. За незначних пошкоджень допускається відновлення окремих елементів.

Для видалення продуктів окиснення та масляних відкладень контактні поверхні очищують технічними серветками, змоченими ацетоном або бензином. Інші вузли перемикача промивають очищеним трансформаторним маслом.

Під час ремонту пристроїв регулювання напруги під навантаженням (РПН), крім стандартних операцій очищення та промивання, перевіряють стан контактів вибірника ступенів, контактора і електричних елементів привідного механізму. Пошкоджені або підгорілі контактні поверхні очищують, перевіряють якість їх прилягання та встановлюють причини виникнення дефектів з подальшим їх усуненням.

Особливу увагу приділяють приводу РПН, несправності якого можуть бути спричинені проникненням вологи через негерметичність шафи керування або надмірними люфтами в механічних з'єднаннях валів. Виявлені зазори в елементах кінематичної схеми усувають шляхом регулювання або заміни зношених деталей. Після зливання масла з бака контактора ретельно видаляють осад та продукти зносу, що накопичилися на дні, а також виконують інші регламентні операції відповідно до вимог експлуатаційної документації на пристрої РПН.

Ремонт вводів

Конструкція та порядок ремонту вводів залежать від потужності й габаритів трансформатора. У трансформаторах I–III габаритів ізолятори кріпляться до кришки за допомогою кулачків і шпильок, приварених безпосередньо до її поверхні. Під час складання на ущільнювальну прокладку встановлюють ізолятор, після чого монтують кулачки, стопорний фланець і затягують кріпильні гайки.

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						46
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

У трансформаторах IV габариту та більшої потужності застосовується фланцеве кріплення ізоляторів болтами через проміжний фланець. Під час ремонту контролюють стан фарфорових деталей, відсутність механічних пошкоджень, тріщин, відколів та надійність кріплення струмоведучих елементів.

Ремонт бака

Ремонт бака необхідно завершити до закінчення робіт з активною частиною трансформатора. Для цього повністю зливають масло, демонтують арматуру та допоміжні пристрої, очищують внутрішні й зовнішні поверхні бака.

У разі виявлення течі або пошкоджень зварних швів дефектні ділянки відновлюють електрозварюванням із суворим дотриманням вимог пожежної безпеки. Перед виконанням зварювальних робіт поверхні ретельно очищують від залишків масла.

Зношені ущільнювальні прокладки замінюють новими, а посадкові поверхні очищують від залишків старих ущільнень і забруднень. Для герметизації з'єднання кришки з баком застосовують гумові прокладки, конструкція встановлення яких повинна запобігати їх видавлюванню всередину бака під час затягування кріпильних болтів.

Ремонт розширника

У процесі ремонту розширника проводять огляд його внутрішньої поверхні, яка під час експлуатації зазнає впливу теплого та вологого повітря і тому є найбільш схильною до корозії. За незначних ознак корозійного ураження виконують промивання внутрішніх поверхонь і багаторазове ополіскування чистим трансформаторним маслом.

При значному пошкодженні корозією поверхню очищують металевими щітками та покривають спеціальними маслостійкими емалями. Для виконання цих операцій використовують технологічні люки, передбачені в конструкції розширника.

Усі пробки, відстійники та покажчики рівня масла очищують, промивають гасом і комплектують новими гумовими ущільненнями. Із відстійника

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						47
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

видаляють забруднене масло, після чого його промивають і герметизують новими прокладками.

Ремонт радіаторів та допоміжних пристроїв

Одночасно з ремонтом бака виконують технічне обслуговування радіаторів охолодження, запобіжної труби, повітроосушувача, термосифонного фільтра та запірної арматури. Основними операціями є очищення, промивання, усунення пошкоджень, фарбування, заміна ущільнювальних елементів та перевірка герметичності.

Після проведення зварювальних робіт радіатори та термосифонні фільтри піддають випробуванню під надлишковим тиском масла. У повітроосушувачах і термосифонних фільтрах, як правило, здійснюють повну заміну силікагелю.

4.2.4 Завершальні операції після капітального ремонту

Монтаж активної частини в бак

Після завершення ремонтних робіт та встановлення вводів і допоміжної арматури активну частину трансформатора очищують, виконують остаточний огляд та проводять контрольні вимірювання опору ізоляції обмоток і стяжних елементів. Додатково здійснюють попередні електричні випробування для оцінювання технічного стану ізоляції.

У випадку відповідності отриманих результатів нормативним вимогам активну частину встановлюють у бак і закріплюють відповідно до конструкції трансформатора. Для трансформаторів різної потужності застосовують різні способи фіксації: від кріплення косинцями та скобами до використання спеціальних стопорних гвинтів і розпірних пристроїв.

Після монтажу активної частини бак заповнюють очищеним і висушеним трансформаторним маслом. Заповнення виконують за допомогою центрифуг або фільтр-пресів при температурі масла не нижче 10 °С. Для забезпечення виходу повітря один із технологічних отворів залишають відкритим до завершення заливання.

Монтаж зовнішніх вузлів

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						48
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

Після заповнення бака маслом встановлюють розширник, газове реле, запобіжну трубу та інші допоміжні пристрої. Усі ущільнювальні елементи при складанні замінюють новими.

Перед монтажем газове реле перевіряють в лабораторних умовах на працездатність і герметичність. Також контролюють справність крана маслопроводу між баком трансформатора та розширником.

Випробування на герметичність

Після повного складання трансформатор доливають маслом до нормативного рівня та проводять перевірку герметичності. Для видалення повітря відкривають усі передбачені конструкцією повітряні пробки та вентиляційні отвори. Після появи масла отвори герметизують.

Контроль герметичності здійснюють шляхом створення додаткового гідростатичного тиску за допомогою спеціальної труби з воронкою. Випробування триває не менше трьох годин. Результат вважається позитивним за відсутності витоків масла через ущільнення, зварні шви та інші з'єднання.

Фарбування та заключні випробування

Після успішного завершення перевірки герметичності зовнішні поверхні трансформатора покривають антикорозійними та маслостійкими емалями світлих відтінків. Перед фарбуванням вводи, контрольно-вимірювальні прилади та інші чутливі елементи захищають від потрапляння фарби.

Завершальним етапом капітального ремонту є проведення комплексу контрольних випробувань, який включає:

- перевірку електричної міцності трансформаторного масла;
- вимірювання характеристик ізоляції;
- визначення коефіцієнта абсорбції та тангенса кута діелектричних втрат;
- випробування головної ізоляції підвищеною напругою;
- вимірювання активного опору обмоток постійному струму.

Результати випробувань є підставою для введення трансформатора в експлуатацію після ремонту.

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						49
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

4.3. Вимірювання опору ізоляції

Опір ізоляції допускається вимірювати не раніше, ніж через 12 годин після заливання трансформатора маслом.

Опір ізоляції вимірюють при її температурі не нижче 10°C. Для забезпечення зазначеної температури трансформатор піддають нагріванню до температури, що перевищує необхідну на 10°C. Вимірювання проводять на спаді температури при відхиленні її від необхідного значення не більш, ніж на 5°C. Визначають температуру ізоляції до початку вимірів.

При нагріванні трансформатора за температуру ізоляції приймають температуру обмотки ВН фази В, обумовлену по опорі обмотки постійному струму. Цей опір вимірюють не раніше чим через 60 хв. після відключення підігріву обмотки струмом або через 30 хв послу відключення зовнішнього нагрівання.

За температуру ізоляції трансформатора, що не піддавався нагріванню, як правило, приймається температура верхніх шарів масла.

При визначенні температури обмотки ϑ_x по методу вимірювання опору постійному струму рекомендується температуру обмотки обчислювати за формулою:

$$\vartheta_x = \frac{R_x - R_0}{R_0} \cdot (235 + \vartheta_0) + \vartheta_0, \quad (4.1)$$

де: R_x – виміряна величина опору обмотки постійному струму при температурі ϑ_x ;

R_0 – опір обмотки, що був вимірянний на заводі при температурі ϑ_0 .

Перед вимірюванням опору ізоляції поверхню вводів трансформатора необхідно протерти. При вимірах у вологу погоду або при неможливості забезпечити чистоту поверхні вводів рекомендується застосовувати екрани .

Вимірювання опору ізоляції обмоток виконують по схемах і в послідовності, зазначених у табл. 4.1, за допомогою мегаомметра з номінальною напругою 2500 В. Перед початком вимірювання всі обмотки заземлюють на час

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						50
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

не менш 5 хв. У процесі випробування заземлення обмоток слід проводити перед кожним вимірюванням на термін не менш двох хвилин.

У випадку, коли опір ізоляції виявився нижче норми або знизився більш ніж на 30% у порівнянні із заводськими даними, то треба визначити коефіцієнт абсорбції

$$K = \frac{R_{60}}{R_{15}}, \quad (4.4)$$

величина якого при температурі 10—30° С повинна бути не менш 1,3.

Таблиця 4.3

Схеми вимірювання опору ізоляції трансформаторів

Послідовність вимірювання	Двохобмоточні трансформатори		Триобмоточні трансформатори	
	Обмотки, на яких проводять вимірювання	Частини трансформатора, що заземлюють	Обмотки, на яких проводять вимірювання	Частини трансформатора, що заземлюють
1	НН	Бак, ВН	НН	Бак, СН, ВН
2	ВН	Бак, НН	СН	Бак, НН, ВН
3	(ВН+НН)*	Бак	ВН	Бак, НН, СН
4	—	—	(ВН+СН)*	Бак, НН
5	—	—	(ВН+СН+НН)*	Бак

* вимірювання обов'язкові тільки для трансформаторів потужністю 1600 кВА й більше.

Таблиця 4.4

Значення коефіцієнта K_1 для перерахування величин опору ізоляції

Різниця температур $\vartheta_2 - \vartheta_1, ^\circ\text{C}$	Значення K_1	Різниця температур $\vartheta_2 - \vartheta_1, ^\circ\text{C}$	Значення K_1
1	1,04	10	1,5
2	1,08	15	1,84
3	1,13	20	2,25
4	1,17	30	3,4
5	1,22	40	5,1

Примітки:

1. Значення K_1 для різниці температур, що не зазначені у табл. 4.2, визначають множенням коефіцієнтів, наведених в таблиці. Наприклад, K_1 , що відповідає

різниці температур 8°З , визначають як добуток значень K_1 при температурах 3° і 5°С

$$K_{8^{\circ}} = K_{3^{\circ}} \cdot K_{5^{\circ}} = 1,13 \cdot 1,22 = 1,38 ; \quad (4.5)$$

Таблиця 4.5.

Найменші допустимі величини опору ізоляції R_{60} обмоток масляних трансформаторів з напругою до 35 кВ включно

Потужність трансформа- тора кВА	Величина R_{60} , МОм, при темп. обм., $^{\circ}\text{С}$						
	10	20	30	40	50	60	70
До 6300 включно	450	300	200	130	90	60	40
10000 і більше	900	600	400	260	180	120	80

Примітка: Величина R_{60} відноситься до всіх обмоток відповідного трансформатора.

4.4. Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти

Контроль електричної міцності головної ізоляції проводять випробуванням підвищеною напругою промислової частоти. При випробуваннях виводи обмоток однієї напруги замикають накоротко. Виводи обмоток, ізоляцію яких контролюють, підключають до випробувальної установки. Інші обмотки разом з баком трансформатора заземлюють. У сухих трансформаторів заземлюють і магнітопровід.

Значення заводської випробувальної напруги промислової частоти для випробування ізоляції обмоток 35 кВ і нижче разом з вводами наведені в табл. 4.4. Тривалість випробування 1 хв.

Після ремонту з повною заміною обмоток ізоляцію трансформаторів випробовують підвищеною напругою промислової частоти, рівною заводській випробувальній напрузі. При частковій заміні обмоток найбільшу випробувальну напругу приймають рівною 90% напруги, прийнятої заводом. При ремонті без заміни обмоток і ізоляції або із заміною ізоляції, але без заміни обмоток випробувальна напруга приймається рівною 85% заводської випробувальної напруги.

Таблиця 4.6.

Заводська випробувальна напруга промислової частоти для обмоток силових трансформаторів

Обсяг випробування	Випробувальна напруга, кВ, при номінальній напрузі обмотки, що випробують, кВ				
	до 0,69	3	6	10	35
Трансформатори з нормальною ізоляцією й вводами на номінальну напругу	5	18	25	35	85
Трансформатори з полегшеною ізоляцією, у тому числі сухі	3	10	16	24	—

Випробування ізоляції доступних для випробування стяжних шпильок, пресуючих кілець і ярмових балок трансформаторів проводять підвищеною напругою промислової частоти по нормах заводу - виготовлювача. При відсутності таких даних випробують напругою 1 кВ протягом однієї хвилини.

Випробування ізоляції змінною напругою 1 кВ може бути замінене на випробування за допомогою мегаомметра з номінальною напругою 2500 В з тривалістю такого випробування 1 хв. У цьому випадку при проведенні випробувань варто керуватися методикою вимірювання опору ізоляції.

4.5. Вимірювання опору обмоток постійному струму

Для вимірювання опору обмоток постійному струму використовують метод амперметра-вольтметра. Як джерело живлення застосовують акумуляторну батарею з напругою не більше 15 В. При необхідності підвищеної точності вимірювання застосовують міст постійного струму типу Р-333.

Для вимірювання використовують прилади магнітоелектричної системи класу точності 0,2 - 0,5: вольтметри з межами вимірів від 45 мВ до 3 В, амперметри з межами до 30 А.

Опір з'єднувальних проводів до вольтметра, не повинен перевищувати 0,5% опору обмотки. Приєднання цих проводів до виводів обмоток повинне проводитися роздільно від проводів струмового кола.

Струм при вимірах не повинен перевищувати 20% номінальної величини струму обмотки. При підключенні батарей до обмотки варто враховувати, що необхідна величина струму встановлюється не відразу, а залежно від індуктивності обмотки за час 20-60 с.

Вольтметр підключають до схеми виміру тільки при сталому значенні струму, а відключають до розриву кола струму.

Лінійні опори обмоток вимірюють на всіх відгалуженнях обмоток між лінійними виводами. Якість приєднання нульового проводу контролюють вимірюванням одного з фазних опорів.

Одночасно з вимірюванням опору проводять вимірювання температури обмоток. При відмінності її від температури при заводських випробуваннях результати вимірів приводять до температури, зазначеної в паспорті на даний трансформатор. Для приведення опору використовують наступні формули:

$$\text{При обмотці з міді} \quad R_2 = R_1 \frac{235 + \vartheta_2}{235 + \vartheta_1}; \quad (4.6)$$

$$\text{При обмотці з алюмінію} \quad R_2 = R_1 \frac{245 + \vartheta_2}{245 + \vartheta_1}, \quad (4.7)$$

де R_2 – опір, що приводять до температури ϑ_2 , Ом

R_1 – опір, виміряний при температурі ϑ_1 , Ом.

При необхідності визначення фазного опору обмоток використовують наступні формули:

$$\text{– для обмоток, з'єднаних у зірку} \quad R_\phi = \frac{R_{\text{вимір}}}{2}; \quad (4.8)$$

$$\text{– для обмоток, з'єднаних у трикутник} \quad R_\phi = \frac{3}{2} R_{\text{вимір}}, \quad (4.9)$$

де $R_{\text{вимір}}$ – виміряний опір між лінійними виводами.

Результати вимірювання опорів на різних відгалуженнях не повинні відрізнятися більш ніж на 2% від заводських значень або від результатів попередніх вимірювань, якщо немає особливих застережень у паспорті на даний трансформатор.

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						54
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

4.6. Перевірка коефіцієнта трансформації

Перевірку коефіцієнта трансформації виконують для всіх фаз і на всіх відгалуженнях обмоток трансформаторів. Для перевірки використовують метод двох вольтметрів при якому вольтметри підключають до однойменних виводів обмоток вищої й нижчої напруг

Для виміру напруги застосовують вольтметри астатического типу із класом точності 0,5.

Опір з'єднувальних проводів у колі виміру повинне бути не менш 0,001 величини внутрішнього опору обмотки.

Напруга при вимірах підводять до обмоток вищої напруги. Його величина може бути довільної, але не менш $0.02U_{ном}$ обмотки вищої напруги.

У трифазних трансформаторах на введення вищої напруги подають симетричну напругу від трифазної мережі змінного струму й вимірюють або фазні або лінійні напруги. При однаковому з'єднанні обмоток вищої й нижчої напруг (Y/Y , Δ/Δ) коефіцієнт трансформації обчислюють за формулою

$$n_T = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}. \quad (4.10)$$

При з'єднанні обмоток трансформатора за схемою “зірка-трикутник” лінійний коефіцієнт трансформації визначають за формулою:

$$n_T = \sqrt{3} \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}, \quad (4.11)$$

а при з'єднанні обмоток за схемою “трикутник-зірка” - за формулою

$$n_T = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}. \quad (4.12)$$

Коефіцієнт трансформації визначають як середнє арифметичне трьох лінійних коефіцієнтів трансформації

$$n_T = \frac{n_{AB} + n_{BC} + n_{CA}}{3}. \quad (4.13)$$

Отриманий коефіцієнт трансформації на всіх відгалуженнях обмоток не повинен відрізнятися більш ніж на 2% від величини наведеної в паспорті трансформатора.

Для трансформаторів із РПН різниця коефіцієнтів не повинна перевищувати значень ступеню регулювання.

4.7. Вимірювання струму й втрат неробочого ходу

Вимірювання струму й втрат холостого ходу проводять до початку проведення інших випробувань тобто до подачі на обмотки постійної напруги (при вимірі опору ізоляції, опору обмоток постійному струму, прогріву трансформатора постійним струмом і т.п.)

Вимір струму й втрат холостого ходу проводять при розімкнутих виводах обмоток вищої напруги. Для цього від джерела живлення на обмотки нижчої напруги подають симетричну напругу, рівну номінальній величині напруги цих обмоток і вимірюють величину струму в кожній із трьох фаз.

Струм холостого ходу трансформатора визначають як середнє арифметичне показань трьох амперметрів включених у кожену із трьох фаз, виражений у відсотках від номінального значення струму обмотки нижчої напруги:

$$I_0 = \frac{I_a + I_b + I_c}{3I_{\text{HH н ом}}} \cdot 100\%, \quad (4.14)$$

Визначення втрат холостого ходу проводять при номінальній напрузі обмотки нижчої напруги по сумі показань двох ватметрів обмотки напруги яких підключені до введів *ab* і *bc*, а їх обмотки струму послідовно з обмотками трансформатора. Напруга, що підводиться до обмоток повинна бути симетричною по фазах.

Визначення втрат холостого ходу можна проводити на зниженій напрузі при $(0.05 \text{ — } 0.1)U_{\text{HHном}}$. Визначення проводять у наступній послідовності:

– фіксують величину напруг ($U_{вимір}$), що подані у схему й сумарну виміряну потужність втрат ($P_{вимір}$);

– визначають втрати в приладах ($P_{пр}$), від’єднав вимірювальну схему від введів трансформатора;

- розрахунком визначають втрати холостого ходу за формулою

$$P_{0\text{ розр}} = P_{вимір} - P_{пр}; \quad (4.15)$$

- приводять отримане значення втрат до номінальної напруги за формулою

$$P_0 = P_{0\text{ розр}} \left(\frac{U_{ном}}{U_{вимір}} \right)^n, \quad (4.16)$$

де n – показник ступеня, що залежить від марки стали (для гарячекатаної — $n = 1.8$; для холоднокатаної — $n = 1.9$).

Величини струму й втрат холостого ходу не нормують. Результати вважають задовільними якщо вони відрізняються від паспортних даних не більше ніж на 15% для втрат потужності й не більше ніж на 30% - для струму холостого ходу.

4.8. Тепловізійне обстеження ізоляторів, баків, введів та систем охолодження силових трансформаторів

Одним із напрямків застосування тепловізійної діагностики є контроль стану ізоляційних конструкцій трансформаторів. Аналіз температурного поля поверхні ізоляторів дозволяє виявляти дефекти, пов’язані зі старінням ізоляції, появою струмів витоку та розвитком поверхневих розрядів.

Під час тепловізійного обстеження силових трансформаторів ефективно виявляються такі дефекти:

- порушення роботи систем охолодження;
- несправності радіаторів та охолоджувачів;
- дефекти термосифонних фільтрів;
- локальні перегрівання стінок бака;
- нерівномірність температурного поля трансформатора;

- несправності показчиків рівня масла;
- порушення циркуляції трансформаторного масла;
- перегрівання контактних з'єднань вводів.

Аналіз температурного розподілу на поверхні бака дозволяє оцінити ефективність роботи системи охолодження, виявити перевантаження окремих фаз або локальні внутрішні дефекти активної частини трансформатора. Завдяки цьому тепловізійний контроль є важливим елементом системи технічної діагностики сучасного силового трансформаторного обладнання.

Чітко виявляються деякі дефекти вводів. В ряді випадків тільки тепловізійний контроль дозволяє виявити причину зростання газовмісту в маслі трансформатора. Такими причинами можуть бути як утворення короткозамкнутих витків при неправильній збірці екранованих струмопроводів, так і будь які інші дефекти, що призводять до перегрівання окремих елементів бака від вихрових струмів [14].

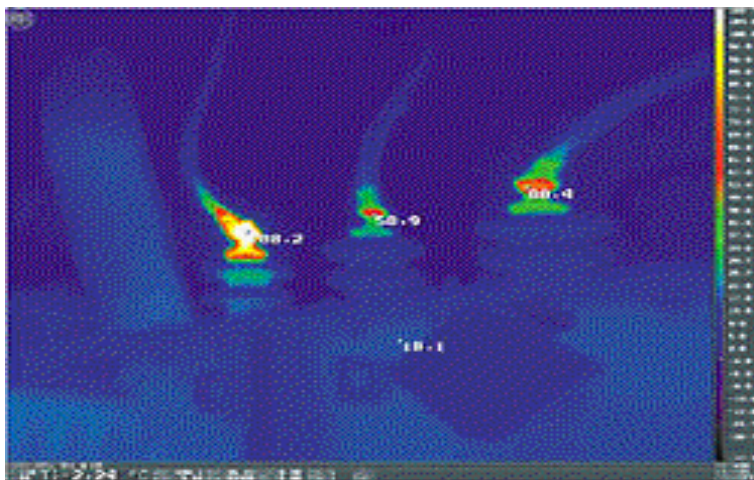


Рис. 4.1. Тепловізійний контроль вводу силового трансформатора

РОЗДІЛ 5
ОРГАНІЗАЦІЯ ДІЯЛЬНОСТІ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СЕРВІСІВ.
БЕЗПЕКА НА ПРАЦІ

5.1 Загальна інформація

Вихідними даними для розрахунків, пов'язаних з визначенням обсягу робіт з технічного обслуговування електрообладнання в умовних одиницях, річних витрат на оплату праці та витрат на технічне обслуговування (ТО) та планово-поточний ремонт (ППР), є результати інвентаризації обладнання, а також інформація з журналів обліку енергетичного обладнання, освітлювального обладнання, опромінювального обладнання та внутрішніх електроустановок.

Регулярне технічне обслуговування та ремонт енергетичного обладнання проводиться на окремих виробничих об'єктах.

5.2 Визначення категорії електрообладнання та кількості запасного електрообладнання та запасних частин

5.2.1 Визначення категорії електро- та теплового обладнання. Для визначення категорії електро- та теплового обладнання та теплового обладнання необхідно з'ясувати кількість звичайних ремонтних одиниць основних видів електрообладнання, що використовуються в домашньому господарстві. Для цього використовується таблиця коефіцієнтів переведення фізичних одиниць електро- та теплового обладнання в звичайні одиниці технічного обслуговування та ремонту (табл. 5.3).

Виходячи з кількості ремонтних одиниць, планується будівництво на фермі пункту технічного обслуговування та ремонту електрообладнання за 21 000 одиниць річного ремонту та поста електромонтера за 600 одиниць річного ремонту. Спочатку, коли рівень відмов електрообладнання буде високим,

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						59
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

планується ремонт частини обладнання на спеціалізованих ремонтних базах. Частина обладнання або окремі об'єкти (ферми, комбикормові заводи тощо) будуть передані на технічне обслуговування підрядній організації. Створення пункту технічного обслуговування на фермі значно покращить рівень експлуатації та технічний стан електрообладнання. Всі роботи з технічного обслуговування та ремонту будуть проводитися працівниками електрослужби на фермі.

Станцію буде побудовано в центральному комплексі. Планується будівництво посад електриків на тваринницькому комплексі та комплексі з переробки кормів. Посади електриків призначені для профілактичного обслуговування електрообладнання на важливих виробничих об'єктах.

Таблиця 5.3

Таблиця коефіцієнтів перерахунку фізичних одиниць вимірювання енергетичного обладнання в умовні одиниці вимірювання

Назва пристрою	Номер умовний ремонт обладнання	Номер фізичний єдність	Номер умовний єдність ремонт
1. Електродвигуни всі види, шт.	7.0	98	2218
2. Електротермічний обладнання, установки	25	30	250
Всього			2468

5.2.2 Визначення кількості запасного електрообладнання та запасних частин. Планування матеріалів для потреб ремонту та обслуговування електромеханічних служб здійснюється з урахуванням норм витрат матеріалів на технічне обслуговування та поточний ремонт електрообладнання в колгоспах та сільськогосподарських підприємствах інших форм власності, затверджених Міністерством сільського господарства і

продовольства України. Норми розробляються для кожного обраного виду електрообладнання та в цілому.

Кількість запасних частин, необхідних для нормальної роботи електрообладнання, складається з витрат на запобігання випадковим несправностям та проведення планових регулярних ремонтів.

Для скорочення простоїв у виробничих процесах та заміни пошкодженого електрообладнання господарства повинні мати резервний фонд (експлуатаційний резерв). Його норми встановлені в системах ПЗР та ТО. Розмір резервного фонду для кожного конкретного господарства слід визначати на основі статичних даних про пошкодження електрообладнання.

Нормативи щодо резервного запасу побутового електрообладнання наведено в додатку (таблиця Б.2).

5.3 Аналіз стану охорони праці на фермі

Безпека виробничого персоналу та сільськогосподарських тварин залежить від рівня кваліфікації та ретельності електриків у виконанні вимог електробезпеки під час монтажу та експлуатації електроустановок.

Пожежна безпека та блискавкозахист тісно пов'язані з охороною праці, оскільки пожежі на виробництві, а також розряди блискавок, загрожують не лише матеріальним цінностям, а й людським життям.

З урахуванням стану охорони праці в господарстві, в рамках проекту були розроблені заходи щодо запобігання небезпечним та шкідливим виробничим факторам, підібрані необхідні засоби індивідуального захисту, розрахований заземлювальний пристрій трансформаторної підстанції споживача, блискавкозахист підстанції та трансформаторної підстанції, підібрані засоби пожежогасіння.

Наразі господарство приділяє значну увагу питанням безпеки праці, створенню оптимальних умов праці та відпочинку.

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						61
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

На кожному виробничому майданчику призначаються особи, відповідальні за дотримання правил техніки безпеки.

Люди, які працюють зі шкідливими речовинами, проходять регулярні медичні огляди. Працівники забезпечуються спеціальним одягом та засобами захисту. Однак правила техніки безпеки все одно порушуються, що часто призводить до травм та зниження працездатності.

Тому господарству слід приділяти більше уваги безпеці праці, навчанню персоналу, посиленню контролю з боку відповідальних осіб за дотриманням правил охорони праці.

Центр технічного обслуговування та ремонту енергетичного обладнання (ЦТО і РРО) має житлові та виробничі приміщення, які загалом забезпечують комфортні умови праці та відпочинку персоналу.

Характеристики виробничих приміщень щодо вибухо- та пожежонебезпеки, вогнестійкості та ймовірності ураження електричним струмом наведено в таблиці 5.4.

Згідно з технологією виконуваних робіт, персонал ВОМ та РЕО працює з агресивними речовинами, такими як кислота, луг, сульфат свинцю (під час обслуговування та ремонту акумуляторних батарей), а також розчинниками, лаками та емалями (під час ремонту електродвигунів та запуску захисних засобів).

Характеристики окремих виробничих об'єктів щодо потенційного впливу шкідливих та небезпечних факторів на людину представлені в таблиці 5.5.

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						62
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

Таблиця 5.4

Характеристика основних та допоміжних приміщень станції

Ім'я	Площа, м2	Категорія простору			
		щодо навколишній навколишнє середовище	за ступенем враження електричний струм	стопа вогнестійкіст ь	заради надійності постачання електроенергії
Паркування	54.1	сухий	без посиленої безпеки	ВСЕРЕДИНІ	третій
Зона фарбування	11.5	сухий	без посиленої безпеки	I	II.
Зона замочування та сушіння	17.6	сухий	з підвищеною небезпекою	I	II.
Склад	34,7	сухий	без підвищеної небезпеки	ВСЕРЕДИНІ	II.
Зона ремонту та монтажу	67,3	сухий	з підвищеною небезпекою	ВСЕРЕДИНІ	II.
Зона підготовки до будівництва	35,5	сухий	з підвищеною небезпекою	ВСЕРЕДИНІ	II.
Офіс магістра	9.3	сухий	без посиленої безпеки	Д.	третій
Приміщення господарського господарства:					
- приміщення для робочого обладнання	18.0	сухий	без посиленої безпеки	Д.	третій
- душ	5.25	особливо вологе	з підвищеною небезпекою	Д.	третій
- вестибюль	10.4	сухий	без посиленої безпеки	Д.	третій
- ванна кімната	9.0	мокрый	без посиленої безпеки	Д.	третій
Вентилятор	56,0	сухий	з підвищеною небезпекою	ВСЕРЕДИНІ	II.
Електрична панель	10.0	сухий	з підвищеною небезпекою	ВСЕРЕДИНІ	II.

5.4 Організаційно-технічні заходи щодо усунення небезпечних та шкідливих виробничих факторів

Організаційно-технічні заходи, розроблені в рамках проекту для усунення небезпечних та шкідливих виробничих факторів, спрямовані на:

- захист від проникнення в обертові частини машин - передбачені захисні кожухи;
- запобігання вибухам у разі виникнення небезпечних концентрацій парів у зонах просочення, сушіння та фарбування - передбачається встановлення вибухобезпечних ламп та прокладання електричних кабелів у сталевих трубах;
- видалення шкідливих газів з приміщення та забезпечення свіжим повітрям – передбачена система вентиляції, що складається з витяжних та припливних вентиляторів;

Таблиця 5.5

Можливий вплив шкідливих та небезпечних виробничих факторів на людину

Найменування приміщень	Небезпечні та шкідливі виробничі фактори						
	рухомі машини та механізми	висока загазованість	високий рівень шуму	висока вологість повітря	хімічні та токсичні речовини	фізичні перевантаження персоналу	високий рівень напруги в електромережі
Зона замочування та сушіння	-	+	-	+	+	+	+
Зона фарбування	-	+	-	+	+	+	+
Майданчик ремонту та монтажу	+	+	+	-	-	+	+
Споживчий склад	-	-	-	-	-	-	-
Зона підготовки до будівництва	+	+	+	-	-	+	+

- захист конструкції від прямих ударів блискавки - планується встановлення сітки блискавкоприймача на даху конструкції;
- захист від дотику до струмопровідних частин електрообладнання – забезпечується захисне заземлення та нейтралізація металевих частин, а також використання захисних засобів;

- забезпечення пожежної безпеки – передбачено встановлення гідрантів та вогнегасників;
- забезпечення робочих місць місцевим освітленням.

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						65
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

Згідно з ліцензійним проектом, проведено аналіз роботи енергообладнання ферми, розроблено основні правила організації електропостачання ферми, розроблено питання електрифікації технологічних процесів на основі типового проекту "Пункт технічного обслуговування та ремонту енергообладнання на 2100 умовних ремонтів на рік", включаючи вибір пристроїв керування та захисту: електромагнітного пускача типу ПМЛ, з електротепловим реле типу РТЛ, автоматичного вимикача ВА 47Г-2934 та комплектних пристроїв керування типу ПР8501.

Було перевірено параметри електроприводних двигунів технологічного обладнання ВОР та РЕО та обрано асинхронний електродвигун серії AIR.

Освітлювальна проводка виконана кабелем АВРГ на тросі, освітлювальний екран типу ОШВ 25-6 з вимикачами ВА 47-2914.

Розроблено технологію ремонту та діагностики трифазних масляних трансформаторів, яка передбачає створення майстерні з ремонту трансформаторів. Впровадження цієї технології обслуговування дозволить продовжити термін служби трансформаторів на 10...15% та підвищити надійність електропостачання в сільській місцевості на 8...10%.

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						66
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1 Закон України «Про ринок електричної енергії». В редакції від 29 грудня 2019 року, підстава №394-IX. Відомості Верховної Ради, 2017, № 27-28, ст.312.

2 Закон України «Про енергозбереження». (Відомості Верховної Ради України (ВВР), 2006, №15, ст.126).

3 Закон України №555-IV від 20.02.2003 р. «Про альтернативні джерела енергії».

4 ДБН А.2.2. –1 – 2003 Проектування. Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище(ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд.

5 ДБН А.2.2. –3 – 2012 Склад та зміст проектної документації.

6 ДБН В.2.5. – 23 – 2003. Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. Державний комітет України з будівництва та архітектури. – К.: 2004. – 128 с.

7 ДБН В.2.5-27-2006 Інженерне обладнання будинків і споруд. Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд.

8 Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Харків: Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

9 ДНАОП 0.00.–1.32–01. Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних електроустановок.–К.: ПП «Фірма Гранмна», 2001.–117 с.

10 Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕЕС). Затверджено наказом Міністерства палива та енергетики 25.07.2006 № 258 (у редакції наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості № 91 від 13.02.2012 та № 905 від 16.11.2012) Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 2 березня 2012 р. за № 350/20663.

11 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. Затверджено Наказ Держнаглядохоронпраці від 09.01.98 №4. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 10.02.98 за № 93/2533ДНАОП 0.00.–1.32–01.

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						67
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		

12 Правила користування електричною енергією. Затверджено постановою НКРЕ 31.07.1996 №28 у редакції постанови НКРЕ від 17.10.2005 №910. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 18 листопада 2005 р. за №1399/11679.

13 Дипломне проектування енергетичних та електротехнічних систем в агропромисловому комплексі : навч. посіб. для студентів вищих навчальних закладів. 2-е вид., перероб. і доп. / Г.Б.Іноземцев, В.В.Козирський, М.Т.Лут, І.П.Радько, О.Ю. Синявський. – К.: Вид – во ТОВ «АграрМедіаГруп», 2014. – 526 с.

14 Лут М.Т. Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК.: Підручник для студентів ВНЗ / М.Т.Лут, О.В.Мірошник, І.М.Трунова. – Харків, Факт, 2008. – 438 с.

15 Безпека праці в сільських електроустановках: Навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів / М.Т.Лут, І.П.Радько, В.Г.Тракай, А.І.Чміль. – К.: Вид – во ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2012. – 430 с.

18 Червінський Л.С. Електричне освітлення та опромінення: Посібник / Л.С.Червінський, Л.О.Сторожук. – К.: Вид–во ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2011. – 214с.

20 ДСТУ EN 60076-3:2017. Силові трансформатори. Частина 3. Рівні ізоляції, діелектричні випробування та зовнішні повітряні проміжки. – Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2017.

22 IEC 60076-1:2021. Power Transformers – Part 1: General. – Geneva: International Electrotechnical Commission, 2021.

23 IEC 60076-3:2018. Power Transformers – Part 3: Insulation Levels, Dielectric Tests and External Clearances in Air. – Geneva: IEC, 2018.

24 IEC 60076-18:2022. Measurement of Frequency Response. – Geneva: IEC, 2022.

25 IEC 60567:2023. Oil-filled Electrical Equipment – Sampling of Gases and Analysis of Free and Dissolved Gases. – Geneva: IEC, 2023.

					02.02-КР.2025«С».2025.10.30.027.ПЗ	Лист
						68
Зм.	Лист	№ докум	Підпис	Дата		