

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

УДК 620.9:621.3:014.2.631.25

ПОГОДЖЕНО

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ

Директор Інституту Енергетики,
автоматики і енергозбереження

Завідувач кафедри електротехніки,
електромеханіки та
електротехнологій

Капдун В.В.

Жильцов А.В.

(підпис)

(ПІБ)

(підпис)

(ПІБ)

«__» _____ 2021 р.

«__» _____ 2021 р.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: «РОЗРОБЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ТА АПАРАТНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДЛЯ
ПРОВЕДЕННЯ ПОТОЧНИХ РЕМОНТІВ ТА ПІСЛЯРЕМОНТНИХ ВИПРОБУВАНЬ
СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ»

Спеціальність 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітня програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна

Керівник магістерської роботи

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

Виконав

Нормконтроль

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

Надівайко В.А.

(підпис)

(ПІБ)

Тимчик Д.С.

(підпис)

(ПІБ)

Коробський В.В.

(підпис)

(ПІБ)

Київ - 2021

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

Завідувач кафедри електротехніки,
електромеханіки та електротехнологій

Жильцов А.В.

(підпис)

(ПІБ)

2021 р.

ЗАВДАННЯ

ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ

Тимчику Дмитру Станіславовичу

(прізвище, ім'я, по-батькові)

Спеціальність 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

»

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна

Тема магістерської роботи: **«розроблення технологій та апаратного забезпечення для проведення поточних ремонтів та післяремонтних випробувань силових трансформаторів»**

керівник магістерської роботи: Наливайко Віталій Адамович, к.т.н., доцент.

Затверджена наказом ректора НУБіП України від 01.02.2021 р. № 175 „С”.

Термін подання завершеної роботи на кафедру 15.11.2021

Вихідні дані до магістерської роботи:

Завдання кафедри на дипломне проектування. Матеріали обстеження об'єкту дослідження.

Нормативні документи по проектуванню енергетичних об'єктів. Наукова література з тематики магістерських робіт

Передік/питання, що підлягають дослідженню:

1. Огляд літератури наукового-технічної літератури.
2. Метод акустичної локалізації точкових зарядів.
3. Вимірювання опору в обмотках постійного струму.
4. Тепловізійний контроль.
5. Перевірка коефіцієнту стану трансформатора.
6. Моніторинг стану трансформатора.
7. Проведення ремонтних робіт силових трансформаторів.
8. Техніко-економічні розрахунки.

Дата видачі завдання 26.04.2021 р.

Керівник магістерської роботи

(підпис)

(ПІБ)

Наливайко В.А.

Завдання прийнята до виконання

Тимчик Д.С.

РЕФЕРАТ

Тема дипломної роботи : «розроблення технологій та апаратного забезпечення для проведення поточних ремонтів та післяремонтних випробувань силових трансформаторів»

Робота складається з 65 сторінок, 12 картинок, 30 формул,

Магістерська робота складається з 4 розділів в яких описано:

У **першому розділі** проведено огляд науково-технічної літератури. Розглянуто структуру та основні види силових трансформаторів

У **другому розділі** розглянуто діагностування та випробування силових трансформаторів. Досліджено наступні питання:

- Метод акустичної локалізації точкових зарядів.
- Вимірювання опору в обмотках постійного струму .
- Тепловізійний контроль силових трансформаторів
- Перевірка коефіцієнту стану трансформатора
- Характеристики вібрацій
- Перевірка групи з'єднань обмоток трифазних трансформаторів

В **третьому розділі** проведений огляд на моніторинг та проведення ремонтних та післяремонтних випробувань.

В **четвертому розділі** розроблено питання електропостачання та економії енергетичних ресурсів і енергоносіїв.

У **висновку** було проведено узагальнення виконаної роботи.

Ключові слова: Силовий трансформатор, масляний та сухий трансформатор, моніторинг стану трансформатора, діагностичне випробування силових трансформаторів, проведення ремонтних робіт, огляд активної частини силового трансформатора, проведе

Зміст

ВСТУП..... 6

Розділ 1. Огляд літератури наукового-технічної літератури. Поняття силового трансформатора, огляд конструкції та особливості складових силових трансформаторів..... 8

Розділ 2. Діагностування та випробування силових трансформаторів..... 16

2.1 Методи контролю та діагностики трансформатора..... 16

2.2 Зовнішній огляд..... 17

2.3 Вимірювання опору ізоляції..... 18

2.4 Комплексне діагностичне випробування силових трансформаторів..... 22

2.4 Випробування міцності ізоляції трансформатора з підвищеною напругою промислової частоти..... 24

2.6. Вимірювання опору обмоток постійному струму..... 27

2.7 Перевірка коефіцієнта трансформації..... 28

2.8. Перевірка групи з'єднань обмоток трифазних трансформаторів..... 29

2.9. Вимірювання струму й втрат холостого ходу..... 30

2.10 Метод акустичної локалізації часткових розрядів..... 31

2.11 Характеристики вібрацій..... 33

2.12 Тепловізійний контроль..... 33

Розділ 3 . Перевірка стану силового трансформатора та проведення ремонтних робіт..... 36

3.1 Моніторинг стану трансформатора..... 36

3.2 Проведення ремонтних робіт..... 41

3.3 Огляд активної частини та складання трансформатора..... 42

3.4 Роботи на елементах активної частини силового трансформатора..... 43

3.5 Капітальний ремонт зі зміною обмоток трансформаторів напругою 6-110 кВ..... 47

Розділ 4 Розробка питань електропостачання та економії енергетичних ресурсів і енергоносіїв..... 54

4.1 Підрахунок електричних навантажень ПТО і РЕО..... 54

4.2 Розрахунок потужності та вибір споживчої трансформаторної підстанції. Розрахунок зовнішньої електричної мережі напругою 0,38 кВ..... 56

ВИСНОВКИ..... 63

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ..... 64

					Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Перелік умовних позначень

СТ-Силовий трансформатор
ВН-обмотка вищої напруги

НН-обмотка нижчої напруги

ЧР-частковий розряд

РПН-регулювання напруги під навантаженням
ТК-тепловізійний контроль

ЦДП- центральний диспетчерський пункт

МНІ-метод низьковольтного імпульсу

ПТО-пункт технічного обслуговування

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ВСТУП

З кожним роком розвиток промисловості та сільського виробництва стає більш енергоємним, тому важливим є автоматизація, електрифікація нових та ремонт і оновлення електромереж на старих підприємствах. Силкові трансформатори - це один із найважливіших елементів електричних мереж. Якщо з ладу виходить трансформатор, то це є загрозою для функціонування підстанції і це безпосередньо впливає на надійність всієї енергосистеми. Отже, важливим завданням для підтримки працездатності та підвищення довговічності силових трансформаторів є якість технічного обслуговування в процесі експлуатації.

У наш час планово-попереджувальні ремонти іноді є малоефективними і тому перехід до нової стратегії вимагає розробки нових технологій діагностування із застосуванням комп'ютерних технологій обробки та аналізу даних.

Метою роботи є удосконалення існуючих технологій та розробка нових для проведення поточних ремонтів та післяремонтних випробувань силових трансформаторів, що дозволить об'єктивно оцінити технічний стан усіх систем трансформатора, адже алгоритм роботи деяких технологій не завжди дає змогу достовірно оцінити технічний стан трансформаторів в умовах експлуатації технічних мереж, оскільки враховується тільки граничний контроль за вимірними діагностичними параметрами, крім того одним із головних завдань є мінімізація витрат, що пов'язані з виходом з ладу трансформатора за рахунок своєчасного виявлення виникаючих дефектів у процесі експлуатації.

Предметом дослідження є ремонтні роботи та післяремонтні випробування силових трансформаторів.

Об'єктом дослідження є силовий масляний та сухий трансформатор

Структура магістерської роботи :

У **першому розділі** проведено огляд науково-технічної літератури. Розглянуту структуру та основні види силових трансформаторів.

Арк.

У другому розділі розглянуто діагностування та випробування силових трансформаторів. Досліджено наступні питання:

- Метод акустичної локалізації точкових зарядів.
- Вимірювання опору в обмотках постійного струму .
- Тепловізійний контроль силових трансформаторів
- Перевірка коефіцієнту стану трансформатора
- Характеристики вібрацій
- Перевірка групи з'єднань обмоток трифазних трансформаторів

В третьому розділі проведений огляд на моніторинг та проведення ремонтних та післяремонтних випробувань.

В четвертому розділі розроблено питання електропостачання та економії енергетичних ресурсів і енергоносіїв.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розділ 1. Огляд літератури наукового-технічної літератури. Поняття силового трансформатора, огляд конструкції та особливості складових силових трансформаторів.

Трансформатор- це пристрій, який використовується для зміни змінної напруги. В його основі лежить принцип електромагнітної індукції . До основних компонентів трансформатора відносяться первинна та вторинна котушка і магнітний сердечник. До основних функцій належать : перетворення напруги, перетворення імпедансу, регулювання напруги , перетворення струму.

Силовий трансформатор – це трансформатор, який використовується між генератором та розподільчим ланцюгом, потужність таких трансформаторів зазвичай 500кВА і вище. Система живлення підприємств, де використовуються силові трансформатори зазвичай складається з великої кількості генеруючи місць, взаємозв'язків та точок розподілу усередині системи та між сусідніми системами. У кожній з цих точок необхідно використовувати силові трансформатори , де відбувається перехід між рівнями напруги. В першу чергу силові трансформатори використовуються.

Силові трансформатори поділяються на :

1. Трансформатор загального призначення – це трансформатори, що підключаються в мережу, яка немає особливих умов роботи, характеру навантаженн чи режиму роботи

2. Однофазний/трифазний трансформатор- це трансформатор, в магнітній системі якого створюється однофазне або трифазне магнітне поле відповідно.

3. Підвищуючий трансформатор- це трансформатор, в якого первинна обмотка має меншу напругу.

4. Трансформатор, що регулюється під навантаженням- трансформатор, який дає змогу регулювати напругу обмоток, не відключаючи при цьому навантаження або одну з обмоток з мережі.

5. Трансформатор, перемикаючий без збудження трансформатор, дає змогу регулювати напругу, відключаючи при цьому обмотки з мережі.

За потужністю силові трансформатори поділяються на :

1. Трансформатори малої потужності: від 500 до 7500 кВА
2. Трансформатори середньої потужності: від 7500 до 100 МВА
3. Великі силові трансформатори: 100 МВА і вище

Номинальна потужність трансформатора базується на «звичайних» умовах експлуатації, що передбачаються в стандартах. Незвичних умови експлуатації можуть бути такими, щоб бажана продуктивність відповідала реальним умовам експлуатації. До незвичних умов експлуатації відносять наступне: високі (вище 40°C) або низькі (нижче -20°C) температури навколишнього середовища, висоти понад 1000 м над рівнем моря, сейсмічні умови та навантаження з повним гармонічним спотворенням вище 0,05 за одиницю.

Трансформатори сухого типу призначені для внутрішнього використання, для зовнішнього використання зазвичай використовують масляні трансформатори

Конструктивні схеми і позначення силових трансформаторів

Силовий трансформатор являє собою складний пристрій, що складається з великої кількості конструкційних елементів.

Арк.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

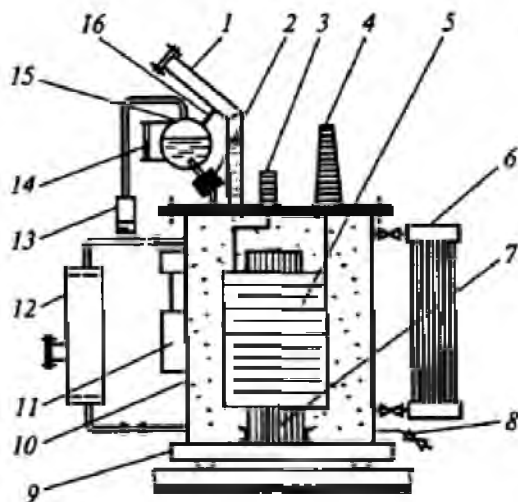


Рис. 1 Конструктивна схема масляного трансформатора

1-віс лопна туба; 2-газове реле; 3-ввід НН; 4-ввід ВН; 5- обмотка вищої і нижчої напруги; 6-радіатори системи охолодження; 7-магнітопровід; 8- кран для вливу масла; 9-візок з катками; 10-бак; 11- прилад для регулювання навантаження; 12-термоізофонний фільтр; 13-осушувач повітря; 14-показник рівня масла; 15- розширювач; 16-з'єднувальна трубка.

Магнітопровід є механічною та конструктивною основою силового трансформатора. Він створюється з окремих листів сталі, ізольованої між собою. Магнітопровід призначений для локалізації в ньому основного магнітного поля трансформатора.

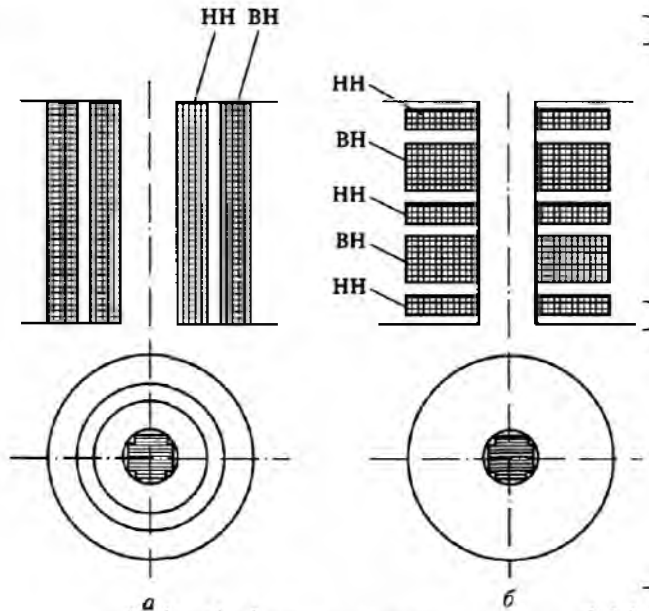
Обмотка-трансформатора- це сукупність витків, в яких сумуються електрорушійні сили для досягнення вищої, середньої або нижчої напруги трансформатора.

Обмотка трансформатора може бути:

1. Концентричною обмотки ВН та НН мають циліндричну форму і розташовуються концентрично одна відносно іншої (рис. 1.2,а). Зазвичай такий вигляд має основна частина силових трансформаторів.
2. Чергувальною обмотки ВН і НН мають вигляд однакових циліндрів, що розташовуються на стержні один над іншим (рис. 1.2,б). Така система використовується в основному в сухих трансформаторах, так як має краще охолодження обмоток.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

НУБІ



НИ

НУБІ

НИ

НУБІ

Рис. 1.2 Обмотка трансформатора
а-концентрична, б-чергувальна.

НИ

Дуже важливим аспектом в роботі трансформаторів є ізоляція. У масляних трансформаторах використовується масло з діелектриками: гетинакс, бумага, електрокартон. У сухих трансформаторах використовуються кремнійорганічні матеріали – це нові види ізолюючих матеріалів, що мають підвищену нагрівостійкість.

НУБІП УКРАЇНИ

Бак трансформатора- це посуд, в якому розміщується активна частина трансформатора з рідким діелектриком. До основних частин бака належать: кришка, що використовується для встановлення вводів (вихлопної труби, прикріплення термистрів та інших елементів), стінок бака, на них, зазвичай, закріплюють радіатори для охолодження пристрою та дно бака.

НУБІП УКРАЇНИ

Для локалізації коливань рівня масла використовують розширювач, що з'єднується з баком трансформатора. Так як бак трансформатора повністю залитий маслом, то охолодження або нагрів призводить до певних коливань рівня масла. Тому використовують осушувач повітря- це посуд, який з одного боку має атмосферне повітря та з внутрішнім об'ємом в розширювачі трансформатора.

НУБІП УКРАЇНИ

Осушувач повітря використовується для відділення вологи з повітря, що надходить в бак або розширювач повітря. Схема осушувача повітря зображена на рис.1.3.

НУБІП УКРАЇНИ

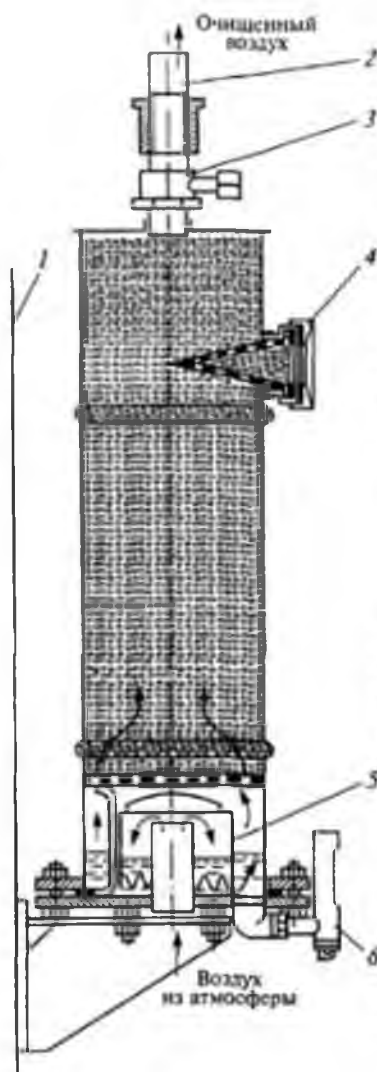
										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

НУБІП

НУБІП

НУБІП

НУБІП



аїни

аїни

аїни

аїни

Рис.1.3. Осушувач повітря

1-стінка бака; 2- труба для з'єднання осушувача повітря; 3- з'єднувальна гайка; 4- оглядове вікно патрона; 5- масляний затвор; 6- вказівник рівня масла в затворі.

Фільтри бувають.

1.адсорбційні- забезпечують примусову циркуляцію масла через фільтри їх основним призначенням є неперервна регенерація масла трансформатора в процесі його експлуатації.

2.термосифонні – це фільтри, в яких циркуляція масла відбувається тільки за рахунок різниці щільностей охолодженого та нагрітого масла.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

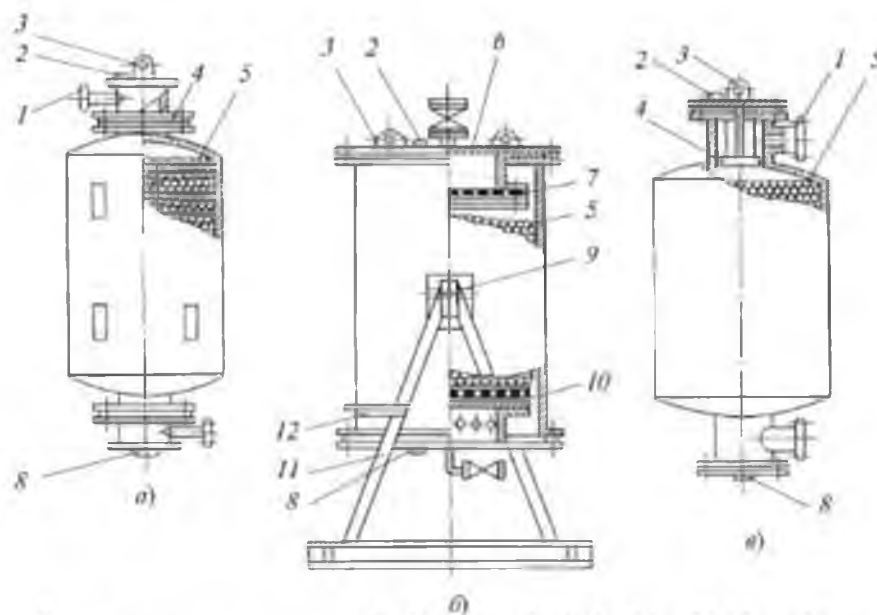


Рис. 1.4 Фільтр безперервної регенерації масла:
 а- для трансформаторів з системою охолодження типу Ш (адсорбційний фільтр); б- для трансформаторів з системою охолодження типу Ц (адсорбційний фільтр); в- для трансформаторів з системою охолодження типу М і Д (термосифонний фільтр); 1-патрубок; 2- пробка для спуску повітря; 3- прилад для підйому; 4-захисна сітка; 5-корпус; 6-кришка; 7- захисний прилад; 8-зливна пробка; 9-піввісь; 10-розширюючий прилад; 11-рама; 12-фіксуючий упор.

Фільтр заповнюється силікагелем, що при протіканні через нього масла поглинає вологу та кислоти, що утворюються в період експлуатації масла. Якщо жири речовини будуть осідати на обмотках трансформатора, то це може призвести до старіння обмоток трансформатора і самого масла.

Кількість адсорбента і абсорбера визначаються:

1. Для трансформаторів з кількістю масла до 30т- 1% маси масла при насиченій масі адсорбента $0,5 \text{ кг/дм}^3$
2. Вище 30т- 0,6% маси масла при насиченій масі адсорбента $0,5 \text{ кг/дм}^3$.

Влаштовані трансформатори струму- являють собою кільцевий магнітопровід з електротехнічної сталі з намотаною на ній вторинною обмоткою первинною обмоткою якого являється струмопровідний кабель

						Арк.
Змн.	Арк.	№ док.ум.	Підпис	Дата		

відводу що проходить через трубу вводу класів напруги 110-330кВ, і струмопровідної труби для вводів 500-750кВ.

Вбудовані трансформатори струму встановлюються в перехідних фланцях вводу 110-750 кВ по два на один ввід: (рис. 1.67). Один з них призначений для підключення вимірювальних блоків і максимального захисту, а інший для забезпечення диференціальних та інших захистів. Для силових трансформаторів номінальною напругою 110-500 кВ найчастіше використовують такі типи трансформаторів струму: ТВГ-110, табл. 1.12. Плоскі клапани

Внутрішній діаметр клапана, мм Діаметр осьової лінії отворів корпусу, мм Отвори під штифт Розміри, мм Мааса, кг Кількість Діаметр, мм довжина ширина висота

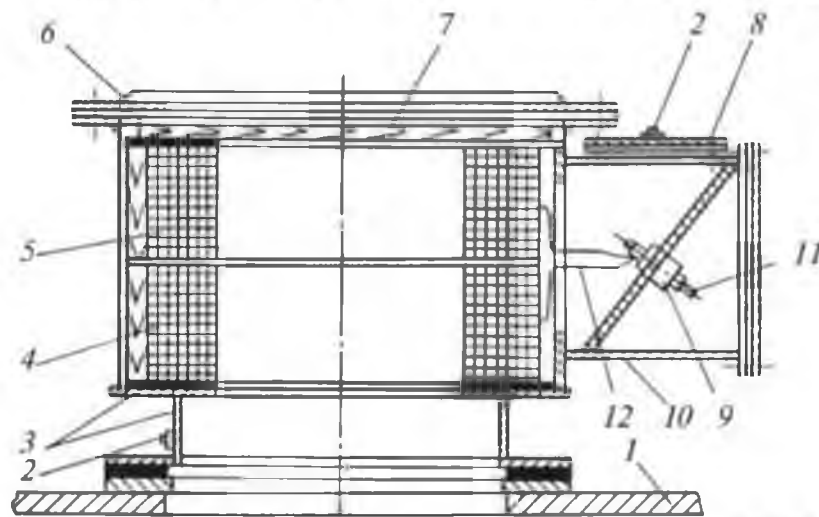


Рис. 1.5. Установка трансформаторів струму в перехідному фланці високовольтної вводу силового трансформатора: 1 - кришка бака трансформатора; 2 - проєчка для випуску повітря; 3 - перехідний фланець; 4 - обмотка диференціального захисту; 5 - обмотка для вимірювання струму; 6 - фланець для установки втулки; 7 - дерев'яний брусоч, встановлений під час транспортування; 8 - верхня пробка на розподільній коробці; 9 - композиційний ізолятор; 10 - клемна коробка; 11 - контактний штифт; 12 - крани від трансформаторів струму.

ТВГ-110, ТВ-160, ТВ-220, ТВ-220, ТВ-220, ТВ-220, ТВ-500 і ТВ-500.

Найпоширенішими видами трансформаторів для цієї мети є: ТВ – трансформатор передачі; буква Т - розподілена в силосному трансформаторі; D - трансформатор трансформатор, який використовується для диференціальних цілей і др. Цифра в типі трансформатора, для якого визначено номінальне позначення. Для об'єднання монтажу в перехідних фланцях вводів вторинної

Арк.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

обмотки трансформаторів тока розміщується на магнітопроводі роздільними ділянками, між якими укріплюються дерев'яні клин'я. Більшість додатків оснащені стрічковим трансформатором «трансформатор». Залежно від встановлення трансформаторів на землі, калічного заводу та клінік, з якими доводиться працювати кожному. Трансформатори для транспортування від заводу до заводу оснащені різноманітними рослинними матеріалами.

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Розділ 2. Діагностування та випробування силових трансформаторів

2.1 Методи контролю та діагностики трансформатора

Правильно організований технічний огляд стану трансформатора в цілому та його активної частини забезпечує безвідмовну роботу протягом усього терміну служби. Більшість випробувань і вимірювань проводяться з відключеним трансформатором. Але в останні роки багато уваги приділяється системі організованих заходів.

використання різноманітних нових технічних засобів для перевірки та оцінки стану трансформаторів під робочою напругою. Використовуються також найпростіші візуальні, механічні, фізичні, хімічні та інші методи контролю стану та їх комбінації. Зазвичай для практичних цілей з усіх можливих методів контролю того чи іншого параметра вибирають найпростіші, і лише для більш точної перевірки, визначення місця і характеру дефекту застосовують більш складні методи. Перевірка стану трансформатора складна.

Велика частина робіт з перевірки стану трансформаторів проводиться в процесі експлуатації і детально розглянута нижче. Порядок перевірки стану трансформаторів зазначений у багатьох директивно-методичних матеріалах.

Режим і періодичність перевірок трансформаторів визначаються правилами технічної експлуатації електростанцій і мереж (ПТЕ). Систему заходів діагностики стану трансформаторів під час експлуатації поділяють на чотири групи. Перша група заходів – це робота з моніторингу показань засобів вимірювальної техніки (амперметрів, вольтметрів, ватметрів, підігрівачів, лічильників, теплових сигналізаторів, манометрів та інших сигнальних приладів) та зовнішнього огляду трансформаторів. До другої групи належать роботи, які не потребують звільнення. Найважливішим тут є взяття проб нафти для перевірки електричних властивостей і хімічний або хроматографічний аналіз газів, розчинених у маслі. У цю ж групу входять вимірювання вібрації ковша або інших частин трансформатора, вимірювання рівня часткового розряду (ЧР) спеціальними приладами, відбір газу з спрацьовуваного сигналом газового реле,

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

тепловізійне керування тощо. До третьої групи належать роботи, що виконуються на відключеному трансформаторі. Це випробування та визначення стану ізоляції, обмоток, магнітної системи, високовольтних вводів, комутаційних та допоміжних пристроїв. Зокрема, вона включає майже всі види профілактичних оглядів, оглядів електронасосів, різного роду ревізій тощо. Четверта група – роботи на відремонтованому трансформаторі. Ось більш повний аналіз стану окремих деталей для визначення або уточнення обсягу ремонтних робіт, а також ті ж контрольні заходи, що і при виготовленні та складанні трансформаторів. Однак рішення про ремонт трансформатора приймається за результатами діагностичних операцій перших трьох груп.

2.2 Зовнішній огляд

При огляді трансформатора важливим чинником є наявність обслуговуючого персоналу. Якщо наявний постійний черговий персонал, то зовнішній огляд трансформатора, без його відключення, проводять раз на добу, якщо ж черговий персонал відсутній – то перевірка проводиться не рідше ніж один раз в шість місяців. Важливим аспектом також є умови, стан трансформатора та особливості його конструкції. В залежності від цього фактору строки огляду можуть змінюватися.

Проводячи зовнішній огляд трансформатора перевіряють:

- ізоляцію та масленаповненні вводи ;
- радіатори;
- кабелі, на відсутність нагрівання контактних з'єднань;
- відсутність підтікання масла;
- відповідність рівня масла та його кольору;
- маслоохолоджувальні та масло збірні пристрої ;
- заземлення бака;
- газового реле й відсутність у ньому повітря ,
- заземлення;

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

- термосифонний фільтр й осушувач повітря. Якщо в фільтрах силікагель змінює свій колір, то його замінюють на інший.
- загальний огляд приміщення, де встановлюється трансформатор.

2.3 Вимірювання опору ізоляції

Лише після 12 годин після того як трансформатор заливть маслом, можна перевірити опір ізоляції. Температура при цьому повинна бути не нижче ніж 10°C, що досягається попереднім нагрівом трансформатора до температури, яка перевищує необхідну для дослідження температуру на 10°C. Температуру ізоляції визначають до початку вимірів, необхідні досліди при цьому проводяться при відхиленні температури від необхідної не більш, ніж на 5°C

При нагріванні трансформатора за температуру ізоляції приймають температуру обмотки ВН фази В, обумовлену по опорі обмотки постійному струму. Опір обмотки при цьому необхідно виміряти приблизно через пів години після відключення зовнішнього нагрівання, або ж через годину після відключення підігріву обмотки струмом.

Температурою верхніх шарів масла називають температуру ізоляції, що не піддалася нагрівання.

Температуру обмотки ϑ_x розраховують за методом вимірювання опору постійному струму за формулою:

$$\vartheta_x = \frac{R_x - R_0}{R_0} \cdot (235 + \vartheta_0) + \vartheta_0 \quad (2.1)$$

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

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

Проводячи виміри слід уникати вологи, а також забезпечити чистоту поверхні ввводів. Якщо неможливо виконати ці умови, то слід застосувати екрани.

Вимірювання опору ізоляції проводяться за допомогою мегомметра з номінальною напругою 2500В. Схема та послідовність вимірювання вказана у

							Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

табл.2.1.3 технікою безпеки заземлення обмоток необхідно проводити, щонайменш на дві хвилини, перед кожним вимірюванням, а перед початком необхідно заземлити всі обмотки щонайменш на 5 хвилин.

У ході вимірювань використовують мегаомметри типу Ф4102/2, підготовку до замірів виконують в наступній послідовності.

1) увімкнути прилад, натиснувши кнопку “ВКЛ”, попередньо підключивши мегомметр в джерело живлення. Для коректної роботи приладу, необхідно зачекати доки він прогріється.

2) увімкнути кнопку “2500 В” та провести калібрування приладу. Для цього коли виводи “ T_x ” і “—” мегомметра розімкнуті, шляхом обертання ручки “Уст. ∞ ” необхідно встановити стрілку на відмітку “ ∞ ”. Якщо ж виводи замкнуті, то обертанням ручки “Уст.0” необхідно встановити стрілку на нульову відмітку;

3) відключають мегомметр від мережі поверненням кнопки “ВКЛ.” у вихідне положення, приєднують до виводів “ T_x ” і “—” за допомогою гнучких проводів з опором ізоляції більшими за 100 МОМ;

4) від’єднують виводи трансформатора від загальної схеми електроустановки й збирають схему вимірювання опору ізоляції відповідно до табл.4.1;

5) приєднують провід від виводу “ T_x ” мегомметра до вводу обмотки, опір ізоляції якої вимірюють, а провід від виводу “—” до заземлення бака трансформатора;

6) вмикають живлення мегометра кнопкою “ВКЛ.” Прогрівать прилад, після натискають і втримують у такому положенні кнопку “ІЗМЕР” протягом 60 с. Після закінчення 15 і 60 секунд фіксують значення опору ізоляції R_{15} і R_{60} ;

7) після проведення необхідних вимірювань необхідно повернути кнопку вимикача “ВКЛ” у вихідне положення. Потім слід від’єднати мегомметр від виводів трансформатора;

8) температура не повинна відрізнятись, від тої що замірялася під час проведення заводських вимірювань, більш ніж на $\pm 10^\circ C$, значення опору, отримані

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

внаслідок вимірювання, необхідно привести до температури при заводських випробуваннях, використовуючи значення коефіцієнта K_1 з табл. 2.2.

Величина опору R_{60} , що була виміряна при температурі близькій або рівній тій, що проводилась при заводських випробуваннях, або опір приведений до цієї температури має повністю відповідати інструкції на трансформатор, що подається заводом-виробником. Якщо ці дані відсутні опір повинен відповідати величинам, що наводяться в табл. 2.3.

Якщо температура ізоляції нижче від заводських значень, то вимірюваний опір ізоляції R_x необхідно порівняти із заводським, використовуючи формулу:

$$R_x = R_{зав} \cdot K_1, \quad (2.2)$$

якщо ж температура при виміряних значеннях вище при заводських, то слід використовувати формулу:

$$R_x = \frac{R_{зав}}{K_1}. \quad (2.3)$$

Наприклад, у заводському протоколі зазначено, що при $\theta = 61^\circ\text{C}$ $R_{зав} = 450 \text{ МОм}$. При випробуваннях $\theta = 21^\circ\text{C}$. Таким чином, різниця температур становить 40°C .

Відповідно до табл.20 $K_1 = 5.1$, отже

$$R_{зав} = 450 \cdot 5.1 = 2300 \text{ МОм}$$

Якщо опір ізоляції знижується більш ніж на 30%, тобто буде набагато нижче норми, слід використовувати коефіцієнт абсорбції.

$$K = \frac{R_{60}}{R_{15}}, \quad (2.4)$$

Значення якого при температурі $10-30^\circ\text{C}$ повинна бути щонайменше 1.3

Випробування та необхідні виміри для визначення опору ізоляції прееуючи кілець або ярмових балок, що проводяться для виявлення стяжних шпильок необхідно проводити мегомметром з напругою 1000а бо 2500В.у силових

трансформаторах масляного типу, такі вимірювання проводяться лише тоді, коли виникає потреба капітального ремонту, в сухих трансформаторах- як

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

при капітальному, так і при поточному ремонтах, адже величина опору цієї ізоляції ніяк не нормується.

Схеми, що використовуються для вимірювання опору ізоляції силових трансформаторів

Послідовність вимірювання	Двохмоточні 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

Таблиця 2.2

Параметри коефіцієнта K_1 , що використовується для перерахування значень 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

Якщо необхідно розрахувати значення K_1 , що необхідно для знаходження різниці температур, які не зазначаються у табл. 2.2, використовують множення коефіцієнтів, що наведуться в таблиці. Наприклад, K_1 , що відповідає різниці температур 8°C , визначають як добуток значень K_1 при температурах 3° і 5°C

$$K_{8^\circ} = K_{3^\circ} \cdot K_{5^\circ} = 1,13 \cdot 1,22 = 1,38 ; \quad (2.5)$$

Таблиця 2.3.

Опор ізоляції R_{60} обмоток масляних силових трансформаторів

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

Арк.

Опір ізоляції R_{60} обмоток, що використовуються в сухих силових трансформаторах

Номинальна напруга трансформаторів, кВ	Опір ізоляції, МОм
до 1	100
Від 1 до 6	300
більше 6	500

2.4 Комплексне діагностичне випробування силових трансформаторів

Основні етапи комплексного діагностичного випробування силових трансформаторів:

I етап - підготовчий На етапі підготовки експертного висновку проводиться аналіз відмов і характерних несправностей трансформаторів подібної конструкції, а також збір і аналіз експлуатаційних інформація (режими роботи трансформаторів, рівні струмів короткого замикання, результати вимірювань електричних параметрів трансформаторів, динаміка змін) у фізико-хімічних аналізах мастила, впусків, контактора РГН тощо).

II етап - «польові» випробування На етапі польових випробувань робота ведеться у двох режимах: номінальне навантаження (або близьке до неї) і навантаження на холостому ходу, на відключеному трансформаторі. На відключеному трансформаторі проводять традиційні електричні вимірювання: характеристики ізоляції обмотки та вводу; втрати холостого ходу; опір короткого замикання; стійкість обмоток до постійного струму та ряд інших залежно від запланованої та узгодженої програми випробувань, а також допустимого часу вимірювань у вимкненому стані.

У режимі навантаження та холостого ходу трансформатора проводяться такі вимірювання та перевірки: локалізація ЧР, іскрових та дугових розрядів у баку за допомогою акустичних приладів; тепловізійний огляд бака, впусків, охолоджувачів, охолоджувачів, термосифонних та адсорбційних фільтрів, масляних насосів, контактів апаратних клем тощо, вібранійні випробування для

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

визначення стану зтягування обмоток і магнітопроводу; загальний стан трансформатора, а також масляних насосів системи охолодження; випробування проб масла з бака, масляних проходів і контакторів РПН в хімічній лабораторії організації, що проводить випробування.

III етап - лабораторні випробування На лабораторному етапі проводять такі аналізи масла з резервуара, входів, контакторів РПН: хроматографічний аналіз високої чутливості газів, розчинених в маслі з бака та входів; аналіз вологості трансформаторних масел з ковшів і втулок; аналіз ступеня старіння твердої ізоляції трансформатора за вмістом фурану в трансформаторному маслі методом високоефективної рідинної хроматографії; вимірювання тангенса кута діелектричних втрат ($\tan \delta$) і провідності масла з бака; оцінка експлуатаційних властивостей трансформаторних олив та природи домішок (механічних домішок) за класом промислової чистоти; визначення вмісту антиоксидантних добавок, ароматичних вуглеводнів та продуктів старіння методом інфрачервоної спектроскопії; визначають напругу пробної, кислотне число, температуру спалаху та інші параметри.

IV етап – підготовка звіту На початку етапу підготовки звіт готується та звітується. Звітність складається за результатами вашої роботи; Зміни умов, їх зміни містять висновки про стан трансформатора; включає: перелік дефектів, виявлених у конденсації; Додаткова інформація зі списком інформації про режими та додатковою інформацією про параметри параметрів; перелік робіт під час поточного ремонту та програма ремонту трансформаторів; це ще одна перспектива польоту-трансформера, який повинен бути виведений з експлуатації. Останніми роками інженери-дослідники проводять дослідження за допомогою досліджень потужності, серйозного досвіду та обладнання в новітні часи.

2.4 Випробування міцності ізоляції трансформатора з підвищеною напругою промислової частоти.

Для контролю за електричною міцністю ізоляції трансформатора проводять необхідні виміри та випробування за допомогою підвищеної напруги промислової частоти. При проведенні необхідних вимірювань наругу однієї з обмоток замикають накоротко, а виводи обмоток, що контролюються, підключають до досліджуваної установки. Решту обмоток, включаючи бак трансформатора, необхідно заземлити. В силових трансформаторах сухого типу заземлюють також і магнітопровід. Тривалість випробування 1 хв.

Параметри, що були отримані внаслідок проведення випробувань на заводі-виробнику трансформатора, для випробувань ізоляції 35 кВ до менше, для напруги промислової частоти наведені в табл.2.4.

Після проведення необхідних ремонтних робіт, трансформатор необхідно випробувати, за допомогою напруги промислової частоти, яка рівна або наближена до тої, що надає завод-виробник, якщо відбувається часткова заміна обмоток, наругу промислової частоти, що отримали внаслідок випробування, приймають за 90% напруги, що була отримана внаслідок заводських випробувань. Якщо ж ремонт відбувається без заміни обмоток, то 85% від напруги, що була отримана на заводі.

Перед початком всіх необхідних вимірювань та випробувань, потрібно перевірити випробувальну установку на справність. Якщо випробування проводяться за допомогою приладу АИД-70 слід дотримувати, наступних кроків:

1) Налаштування приладу до роботи. Для цього необхідно встановити джерело випробувальної напруги біля трансформатора, який буде випробовуватися. Наступним кроком є розміщення пульта керування біля джерела напруги. Відстань повинна бути не менш ніж 3м від джерела. Потім необхідно встановити заземлюючий провідник, що прикладається до апарату, до заземлюючого контуру, та встановлюють клеми заземлення та кабелі джерела до пульта керування

Арк.

2) Перевірка захисту випробувального апарату на надійність. Для цього необхідно заземлити високовольтний вивід джерела. Якщо захист відсутній або несправний то проводити випробування категорично забороняється.

3) встановлення вихідного положення регулятора випробувальної напруги, для цього потрібно крутити ручку регулювання проти годинникової стрілки до упору. Наступним кроком є послаблення гвинтів клем "3" і "4"- ця процедура виконується шляхом зняття задньої шторки пульта керування. Гвинти клем розташовуються на колодці регулятора. До клем необхідно приєднати вольтметр, який повинен мати клас точності не менше ніж 0,5 та межею виміру до 75В – це виконується за допомогою спеціальних проводів, які мають спеціальні наконечники.

4) підключення пульта керування до мережі живлення. Пульт керування обов'язково необхідно заземлити за допомогою мережевого кабелю, прикладеного до апарата. За допомогою спеціального ключа, переводять перемикач у положення "⚡" – це позначення відповідає змінній випробувальній напрузі. Якщо все виконано правильно, то повинна загорітися зелена лампа. Для того щоб ввімкнути змінну випробувальну напругу використовують кнопку "●". При вірному виконанні загоріться червона лампа. За допомогою регулятора напруги, використовуючи покази вольтметра, збільшують напругу до 33 В – це граничне значення, тому якщо вмикати напругу в межах від 32 до 33В, то повинен спрацьовувати захист. Випробувальна напруга промислової частоти, що була досліджена при заводських випробування вказана в табл. 2.5

Після закінчення випробувань, регулятор необхідно встановити в вихідне положення, шляхом його обертання проти годинникової стрілки, зменшивши напругу мінімального значення. За допомогою кнопки "●" вимикається випробувальну напругу. Після чого вимикають живлення

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

апарата з мережі. Знімають вольтметр з гвинтових клеєм, та затягують їх.
Знімають заземлення з випробувального апарату.

Послідовність випробування повинна мати наступний вигляд:

- 1) Випробування нижчої напруги ;
- 2) Випробування середньої напруги;
- 3) Випробування вищої напруги.

Якщо в ході випробувань не було пробою або часткових розрядів, різкого падіння напруги або струму витoku, а також виникнення газу або диму – тоді таке випробування вважається успішним.

Якщо ж все ж таки виник пробій ізоляції, то перевіряють чи знизилась величина пробивної напруги, шляхом підвищення випробувальної напруги. Зниження пробивної напруги вказує на пробій масла. Важливим є також характер звуку пробою. В пробі масла - дзвінкий, а в пробі твердої ізоляції – глухий.

Таблиця 2.5.

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	—

Для випробування ізоляції стяжних шпильок, яромових балок, а також пресуючи кілець проводять за допомогою підвищеної напруги. В нормах заводу цю напругу називають виготовлюючи. Якщо ці дані відсутні, то силовий трансформатор перевіряють напругою 1кВ. Цю напругу подають протягом однієї хвилини. Це випробування можна замінити випробуванням мегомметром з номінальною напругою 2500 В. Дослідження мегомметром також становить одну

Арк.

хвилину. Для такого дослідження слід використовувати методику вимірювання опору ізоляції.

2.6. Вимірювання опору обмоток постійному струму

Для того щоб провести вимірювання використовують метод амперметра-вольтметра. Клас точності приладів, що використовуються у вимірах повинен бути 0,2-0,5. Межі вимірів амперметрів повинні бути до 30 А, вольтметрів - від 45 мВ до 3 ВВ якості джерела живлення використовують акумулятори, напруга яких не повинна перевищувати 15 В. Якщо необхідно підвищити точність вимірювання використовують міст Р-333, або подібний йому. Опір проводів не повинен перевищувати 0,5% опору обмотки.

Величина струму, при підключенні батареї до обмоток, встановлюється не одразу, приблизно за 20-60с в залежності від індуктивності. Проте при випробуваннях не повинен перевищувати 20% від номінального значення струму. Як тільки струм вирівнюється і з'являється стаде значення, вольтметр підключають до схеми. Відключити його необхідно до розриву струму електричного кола.

Між лінійними виводами на всіх відгалуженнях обмоток вимірюють лінійні опори. Щляхо вимірювання фазних опорів, можна контролювати якість приєднання. Одночасно також вимірюють температуру обмоток. Якщо температура відрізняється від тої, що зазначена в паспортних даних, її приводять до необхідної, тобто такої, як була при заводських випробуваннях. Для розрахунку приведенного опору необхідно використовувати формули:

$$\text{При обмотці з міді} \quad R_2 = R_1 \frac{235 + \vartheta_2}{235 + \vartheta_1}, \quad (2.6)$$

$$\text{При обмотці з алюмінію} \quad R_2 = R_1 \frac{245 + \vartheta_2}{245 + \vartheta_1}, \quad (2.7)$$

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

R_1 - опір, виміряний при температурі ϑ_1 , Ом.

Якщо необхідно розрахувати фазовий опір обмотки:

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

— для обмоток, з'єднаних у зірку — $R_{\phi} = \frac{R_{\text{вимір}}}{2}$; (2.8)

— для обмоток, з'єднаних у трикутник — $R_{\phi} = \frac{3}{2} R_{\text{вимір}}$ (2.9)

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

Результат випробування для опір не може відрізнятись більш ніж на 2% від тих значень, що вказуються в паспортних даних або тих, що були зроблені при попередніх дослідженнях.

2.7 Перевірка коефіцієнта трансформації

Для того щоб перевірити коефіцієнт трансформації застосовують метод двох вольтметрів. Суть цього методу заключається в тому, що вольтметри

підключають до однойменних виводів обмоток вищої та нижчої напруги, для вимірювання коефіцієнту трансформації. Його виконують на всіх відгалуження обмоток силових трансформаторів та для всіх фаз. Клас точності приладів повинен становити 0,5.

Опір з'єднувальних проводів у колі виміру повинне бути не менш 0,001 величини внутрішнього опору обмотки. Значення вимірної напруги може бути довільним, але не менше $0,02 U_{\text{ном}}$

Для трифазних силових трансформаторів використовують симетричну напругу та вимірюють фазні або лінійні напруги. Якщо обмотки напруг (вищої та нижчої) з'єднанні однаково, тоді для розрахунку коефіцієнта трансформації використовують формулу:

$$n_T = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad (2.10)$$

Якщо обмотки з'єднанні за схемою “зірка-трикутник” використовують формулу:

$$n_T = \sqrt{3} \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \quad (2.11)$$

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

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$n_T = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \quad (2.12)$$

Коефіцієнт трансформації визначають як середнє арифметичне трьох лінійних коефіцієнтів трансформації

$$n_T = \frac{n_{AB} + n_{BC} + n_{CA}}{3} \quad (2.13)$$

Коефіцієнт трансформації, отриманий внаслідок розрахунків не повинен відрізнятися більш ніж на 2% від того, що була при заводських випробуваннях.

2.8. Перевірка групи з'єднань обмоток трифазних трансформаторів

Для перевірки групи з'єднань обмоток трифазних трансформаторів використовують метод постійного струму. В якості джерела живлення використовують акумулятори з напругою 2 - 12 В.

Для проведення випробувань застосовують вольтметр або гальванометр. Виміряні значення повинні бути в межах 10% від номінальних величин.

При проведенні кожного з вимірів вводи А, В, С підключаються послідовно до плюсу джерела постійного струму, а мінус до ввідів В, С, А. До ввідів нижчої обмотки напруги а, б, с підключають плюс гальванометра. Коли коло замикають, проводять фіксацію напрямку відхилення стрілки. Потім, використовуючи результати всіх вимірів, необхідно скласти таблицю відхилення напрямків стрілки. Після чого необхідно порівняти результати із таблицею з номінальними значеннями. Покази приладів, що для з'єднання обмоток силових трансформаторів Ц і 12 груп наведені в табл. 2.6.

Таблиця 2.6

Номінальні покази гальванометра при визначенні групи з'єднання обмоток трансформатора

Відхилення стрілки гальванометра, Живлення підведене приєднаного до виводів

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

до виводів	ab	bc	Ca	ab	bc	ca
	для групи-12			для групи-11		
AB	+	-	-	+	0	-
BC	-	+	+	0	+	0
CA	-	-	+	0	-	+

2.9. Вимірювання струму й втрат холостого ходу

Випробування та дослідження струму та втрат холостого ходу необхідно проводити до подачі на обмотки силового трансформатора постійної напруги.

Вимірювання необхідно проводити при розімкнутих виводах вищої напруги. Для досягнення цього результату, на обмотку нижчої напруги необхідно подати симетричну напругу. Ця напруга повинна дорівнювати величині напруги для цих обмоток.

Струм холостого ходу, визначають за допомогою середнього арифметично значення трьох амперметрів, що включаються в кожну з трьох фаз. Значення холостого ходу виражається у відсотках, та знаходиться за формулою:

$$I_0 = \frac{I_a + I_b + I_c}{3I_{\text{HH ном}}} \cdot 100\%, \quad (2.14)$$

Втрати холостого ходу визначаються при номінальних значеннях по сумі двох ватметрів, що підключаються до вводів ab і bc, а обмотки їх підключаються послідовно обмоткам силового трансформатора. При цьому напруга повинна бути симетричною до обмоток.

Для визначення втрат холостого ходу необхідно використовувати знижену напругу при $(0.05 - 0.1)U_{\text{HH ном}}$. Для цього використовують наступну послідовність:

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

– визначають втрати в приладах ($P_{\text{пр}}$), від'єднав вимірювальну схему від вводів трансформатора;

– розрахунком визначають втрати холостого ходу за формулою

$$P_{0\text{розр}} = P_{\text{вимір}} - P_{\text{пр}} \quad (2.15)$$

— приводять отримане значення втрат до номінальної напруги за формулою

$$P_0 = P_{0\text{розр}} \left(\frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{вимір}}} \right)^n, \quad (2.16)$$

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

Струм і втрати холостого при дослідженнях ніяк не нормуються. Результати випробувань не повинні відрізнятись від заводських досліджень на 30%- для струму холостого ходу та на 15% для втрат потужності.

2.10 Метод акустичної локалізації часткових розрядів

Всі види руйнування ізоляції, що розвивається, починаються з часткових розрядів (ЧР). Цілі вимірювання часткових розрядів в експлуатації: виявлення розрядів та іскор в маслі, визначених за результатами хроматографічного аналізу газів, розчинених у маслі; появлення стану обладнання з симптомами зниження діелектричної міцності ізоляції (волога, забруднення тощо); визначення необхідності ремонту після багаторічної експлуатації; оцінка якості утеплення після ремонту, реконструкції, модернізації; оцінка стану особливо пошкодженого обладнання; оцінка стану особливо критичного обладнання.

Характеристики ЧР — це значення «видимого» заряду, частоти повторення ЧР, середнього струму ЧР, середньої потужності ЧР, квадратного параметра. Під час експлуатації методи діагностики можуть істотно відрізнятись від методів оцінки стану ізоляції на заводі, де головною контрольною ознакою є максимальне значення уявного заряду. Під час операції також необхідно визначити локалізацію ПД та оцінити їх ризик. Часткові розряди можуть виникати в ізоляції активної частини трансформатора, ізоляції ввводів і комутаційних пристроїв. При ізоляції активної частини необхідно розділити заряди, що виникають або виникають під робочою напругою безпосередньо в основній і поздовжній ізоляції, і розряди під дією напруги, індукованої основним магнітним потоком або потоком витoku в замкнутих колах, а також іскріння, викликане плаваючим потенціалом.

Арк.

Досвід експлуатації показує, що більшість пошкоджень трансформатора, викликаних ЧР, пов'язані з помилками ізоляції обмотки, і в багатьох випадках трансформатор може продовжувати працювати після виявлення джерела ЧР. Критерієм нормальної ізоляції під час внутрішньозаводських випробувань є відсутність часткових розрядів 300-500 пКл. Очевидно, що для руйнування матеріалу потрібно достатньо енергії. Якщо енергія розряду становить мікроджоулі (мкДж) *, можна очікувати утворення газу (водень, метан, ацетилен). Енергія розряду в діапазоні мілджоулів може руйнувати папір, виділяючи ненасичені вуглеводні.

Для виявлення часткових розрядів і вимірювання їх характеристик використовується акустичний метод, що дозволяє визначити геометричне розташування джерела сигналу. Акустичне виявлення зазвичай виконується, коли симптоми ЧР виявлені на основі аналізу розчиненого газу. Цей метод менш чутливий до джерел всередині теплоізоляційної конструкції. Значний вплив на поширення сигналу має розташування основних ізоляційних бар'єрів. Ефективність методу значно зростає в поєднанні з електричним методом і синхронізацією сигналів ЧР. Реєстрацію часткових розрядів здійснюють із застосуванням широкосмугових датчиків частотою від 30 до 150, а іноді і 500 кГц, а також із застосуванням резонансних датчиків частотою 125-150 кГц. Навколо резервуара на різній висоті встановлені 8-24 датчики.

У деяких випадках датчики розміщуються всередині бака трансформатора, що може забезпечити чутливість до 100 пКл з рівнем шуму до 10,0 пКл. У країнах СНД широко застосовуються акустичні індикаторні прилади типу AIR, які забезпечують чутливість не менше 10 поділок /мВ в смужі частот 40-500 кГц. Імпульсний метод низької напруги. Для постійного або періодичного контролю механічного стану обмоток трансформатора під час роботи з метою визначення початкового зміщення елементів обмотки, при цьому деформація обмоток не призводить до діелектричних або теплових проблем, використовується метод низьковольтного імпульсу (МНІ).

Арк.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

Навіть при дуже малих механічних переміщеннях в обмотках можуть істотно змінюватися ємності окремих елементів (міжвиткова і міжвиткова ємності, ємності сусіднього концентратора або магнітопровода), а при значних деформаціях може змінюватися і індуктивність деформованих елементів.

Це призводить до зміни власної частоти, що проявляється в осцилограмах імпульсних струмів і напруг.

Метод контролю МНІ має більш високу чутливість, ніж вимірювання опору короткого замикання. До недоліків методу МНІ можна віднести те, що висока повторюваність результатів вимірювань можлива лише при повній ідентичності вимірювань, інтервал часу може становити роки: схема і порядок вимірювання, використовувані кабелі та роз'єми, їх взаємне розташування під час випробування, висококваліфікований експлуатаційний персонал.

2.11 Характеристики вібрацій.

Метою вібраційного контролю трансформаторного обладнання є оцінка стану механічної системи, виявлення та усунення дефектів зовнішніх пристроїв (наприклад, резонансні вібрації трубопроводу, знос підшипників) і внутрішні системи відпалених обмоток, магнітопровод, переміщення коливань магнітних пунктів тощо. Коливання трансформаторів мають форму полігармонічних коливань з частотами, кратними 100 Гц. Джерелом коливань є магнітопроводи, що викликано явищем магнітострижії.

Крім того, електродвигуни масляних насосів і вентиляторів є незалежними джерелами вібрації, але їх енергія значно менша. Частота ударів аксесуарів пов'язана зі швидкістю обертання електродвигунів (720-1440 об/хв). Вібрації від джерел передаються на інші вузли та елементи трансформатора. Під час огляду спочатку вимірюють вібрацію бака.

2.12 Тепловізійний контроль

За другим методом діагностики був взятий «тепловізійний контроль», який дозволяє виявити дефекти трансформатора шляхом визначення температури його різних ділянок.

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

При роботі трансформатор нагрівається. Підвищена температура окремих частин, свідчить про дефекти.

Метою тепловізійних випробувань є оцінка теплового стану діючих трансформаторних пристроїв. Основними завданнями випробування є: перевірка роботи компонентів системи охолодження, адсорбційного та термосифонного фільтрів, запірної арматури на основі різниці температур на вході та виході з елемента; виявлення дефектів, пов'язаних із появою «застійних» масляних зон або «теплових мішків», спричинених, наприклад, неправильним розташуванням труб системи охолодження; виявлення повітряних «мішок» у верхній частині бака, на входах масляного буєтера, охолоджувачів (охолоджувачів), температурна діагностика стану охолоджувачів, масляних насосів і вентиляторів; виявлення аномального нагріву циркулюючими струмами з'єднань баків і болтових з'єднань сильноточових вводних коробок; ідентифікація локального опалення бака; виявлення несправних з'єднань у місцях підключення до зовнішнього електричного кола; оцінка температурного режиму високовольтних вводів; виявлення аномального нагріву корпусів шин, виявлення пошкоджених контактів низьковольтного обладнання; визначення рівня масла та придатності показників масла.

Контрольними параметрами є: підвищення температури - різниця температур між об'єктом і навколишнім повітрям; різниця температур між заданими точками (зонами); градієнт температури в заданій області; надмірна температура - перевищення температури об'єкта над температурою подібних об'єктів за тих самих умов; коефіцієнт дефектності (для стикового з'єднання) - відношення вимірюваного підвищення температури стикового з'єднання до температури, що перевищує температуру всієї ділянки шини на відстані не менше 1 м від стику.

Тепловізор - прилад, що вимірює температуру. Сучасний тепловізор має досить простий пристрій: об'єктив, тепловізійна матриця і електронний блок обробки сигналу. Інфрачервоне (теплове) випромінювання проходить через об'єктив, потрапляє на тепловізійну матрицю, і після обробки в електронному блоці

Арк.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

виводиться на екран, як видиме випромінювання. Сучасні тепловізори достатньо компактні



Рис. 2.1— Тепловізор. Зовнішній вигляд.

На рис.2.2,2.3 показані термограми, які отримані за допомогою тепловізора.

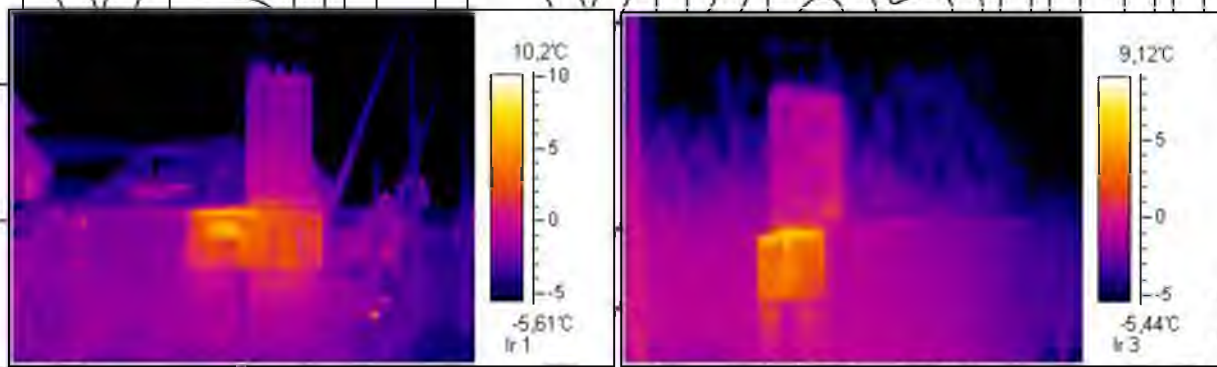


Рис.2.1, 2.2. - Термограми

Аналіз отриманих термограм.

По отриманих термограмах видно, що значних змін температури немає, а отже, серйозні дефекти відсутні.

										Арж.
Змн.	Арж.	№ докум.	Підпис	Дата						

Розділ 3. Перевірка стану силового трансформатора та проведення ремонтних робіт.

3.1 Моніторинг стану трансформатора

Систему моніторингу можна представити у вигляді таких блоків: вимірювання первинних параметрів; обробка вимірюваних параметрів; складання архіву, обробка та візуалізація параметрів; управління системами; обмін з системами вищого рівня.

До складу блоку вимірювання первинних параметрів входить набір датчиків і пристроїв контролю параметрів, які необхідні для подальшого аналізу технічного стану трансформатора, візуалізації та складання архіву. Вибір датчиків, приладів і систем залежить від потужності, класу напруги трансформатора, його віку та технічного стану.

Для контролю температурного режиму трансформатора вимірюють температуру верхніх шарів масла, температуру масла на вході і виході з охолоджувачів, температуру навколишнього середовища і температуру найбільш гарячої точки обмотки. Вимірювання температури масла та навколишнього середовища проводяться за допомогою датчиків РТ 100. Температуру найбільш гарячої точки обмотки визначають опосередковано за допомогою приладу АКМ Oil або індикатора температури обмотки Qualitrol. Зараз розроблено метод для обчислення температури найгарячішої точки з даних вимірювань у реальному часі, як рекомендовано IEC 354-91.

За спеціальним замовленням можлива установка волоконно-оптичних датчиків температури LUXTRON WTS-22 для прямого вимірювання температури найбільш гарячої точки обмотки трансформатора.

Ці датчики можна встановлювати під час виробництва обмотки, а також під час ремонту трансформатора. Пристрій РМ (Power Monitor) використовується для контролю електричних параметрів робочого трансформатора (струму, напруги, потужності, енергії тощо), необхідних для аналізу роботи трансформатора виробництва Аллен Бредлі. Цей мікропроцесорний пристрій, що випускається в

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

декількох модифікаціях (в залежності від замовленої функціональності), дозволяє вимірювати, контролювати, збирати і передавати інформацію про електричні параметри трансформатора.

Контроль вологості масла в даний час виконується системою Domino (виробництва Doble Engineering Company), яка оснащена датчиками вологості і температури масла і дозволяє проводити безперервні вимірювання, перетворюючи ці дані в абсолютні значення, доведені до нормальної температури $+20^{\circ}\text{C}$. Система має можливість впливати на задані значення вологості масла.

Одним з найефективніших способів перевірки стану трансформатора під час роботи є аналіз газів, розчинених у трансформаторному маслі. Багато внутрішні пошкодження можна визначити, перевіряючи стан трансформаторного масла.

Внутрішні пошкодження, такі як місцевий перегрів, часткові розряди (в маслі або твердій ізоляції), невеликі дуги на контактних стиках впливають на стан трансформаторного масла. В даний час для аналізу газів, розчинених у трансформаторній олії, використовуються Hydran (виробництво General Electric) і Calisto (виробник Morgan Shaffer). Система контролю трансформаторного масла Hydran 201R оснащена датчиком H201Ti для визначення кількості розчинених газів у трансформаторному маслі (водень, чадний газ, ацетилен, етилен). Датчик являє собою пристрій, виготовлений за мембранною технологією і встановлений на зворотному трубопроводі охолоджувача в місці ефективного конвективного потоку масла в спеціальній трубі, ввареній в трубопровід.

Датчик підключається до контролера Hydran201Cil, який встановлений на бічній поверхні бака трансформатора. Програмне забезпечення контролера дозволяє налаштувати вихідні контакти для певної концентрації газу в маслі. Система Calisto (вимірювання концентрації водню, розчиненого в маслі, і вологості масла) заснована на безперервному витягуванні частини трансформаторного масла з бака трансформатора, прокачуванні його через внутрішню систему пристрою, в якому визначають концентрацію газу та вологість нафти. Результати вимірювань обробляються в контролері пристрою з вбудованим програмним забезпеченням. Вже оброблені дані про концентрацію

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

водню і води виводяться на екран або в інформаційну підсистему. Система R1500 від «Вібро-Центр» використовується для контролю прямих струмів і тангенса діелектричних втрат в масляних вводах під робочою напругою. Система складається з датчиків DV-1, встановлених на вводах, мікропроцесорного модуля R1500 в захисному корпусі та з'єднувальних кабелів.

Тангенс кута діелектричних втрат і ємність визначаються як справжнє значення, якщо опорна напруга подається на вхід обладнання; дисперсія значень тангенціальних кутів діелектричних втрат різних фаз один до одного. Отримані значення передаються в систему моніторингу. У блоці обробки вимірюваних параметрів виходить вищезгаданих датчиків і підсистем вводяться в блок-концентратор, побудований на базі логічного контролера Allen Bradley ControlLogix 5000.

Програмований логічний контролер ControlLogix пропонує підвищену надійність, високу швидкість і широкий спектр можливостей збору даних і керування мережею. Контролери комплектуються у вигляді набору модулів, що включає процесор, локальні модулі вводу-виводу, адаптери для зв'язку з віддаленими пристроями вводу-виводу та іншими пристроями в мережі. Контролери програмуються дистанційно з комп'ютера диспетчера. Процесор має передові засоби діагностики стану як власних модулів, так і модулів введення-виводу. Всі дані вимірювання параметрів трансформатора струму зберігаються в пам'яті контролера.

Це своєрідний «чорний ящик», в якому в його пам'яті зберігаються всі параметри роботи трансформатора. У модулі драйвера працюють такі програми: визначення миттєвого перенапруки згідно з вимогами ГОСТ 1516.3-96, постійний розрахунок температури найгорячої точки обмотки згідно з ГОСТ 14209-97 (IEC 354-91); перевірка стану ізоляції водопропускних труб (прогноз зниження ізоляційних властивостей); моніторинг працездатності системи охолодження шляхом аналізу температур на вході та виході радіатора; розрахунок перевантажувальної здатності трансформатора за ГОСТ 14209-97 (IEC 354-91); оцінка терміну служби трансформатора. Результати розрахунків в реальному часі

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

накопичуються, аналізуються, і в разі перевищення встановлених порогових значень надаються повідомлення в сервіс. У цьому випадку сигнали фіксуються оператором і автоматично заносяться в операційний журнал.

Крім вимірюваних параметрів, в блок концентратора вводяться всі релейні сигнали від штатної трансформаторної апаратури: газового реле, запірної арматури, датчика рівня масла в розширювачі і в ємності комутаційного пристрою (РПН). Ці сигнали фіксуються з відміткою часу, і в разі перевищення встановлених порогових значень система виводить повідомлення на екран монітора оператора і, при необхідності, на панель сигналізації.

Обробку сигналів у блоці для обробки та візуалізації параметрів з блокового концентратора виконує програма RSVIEW. Блок управління виконує функції управління системою охолодження і регулятором напруги.

Управління системою охолодження засноване на аналізі поточного температурного режиму трансформатора і здійснюється шляхом включення (вимкнення) охолоджувачів (вентиляторів) з урахуванням фактичного навантаження трансформатора і може здійснюватися як в автоматичному режимі, і ручні режими. В останньому випадку надаються рекомендації обслуговуючому персоналу та контролю з диспетчерського пункту.

Крім функції управління цією підсистемою, контролюється ефективність охолоджувачів, час і робота двигунів насосів і вентиляторів, а також контроль споживання енергії системою охолодження. Управління пристроєм регулювання напруги наразі реалізовано для пристрою РПН Reinhausen MR. На екрані оператора відображається поточне положення пристрою РПН, а також є кнопки керування вгору/вниз для перемикачів екрана нагнісанням кнопки.

Управління перемикачем РПН можна перенести на центр дистанційного керування. Підсистема управління РПН контролює кількість операцій перемикачів, пусковий струм приводного двигуна РПН, рівень масла і тиск у баку РПН. На даний момент ведуться роботи по встановленню газоконтролю в цистерні РПН та пристрою для очищення масла в цьому баку. За допомогою блоку обміну з системами вищого рівня інформація передається в автоматичну

										Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

систему керування технологічними процесами підстанції та в диспетчерську. Для передачі інформації до Центрального диспетчерського пункту (ЦДКУ) енергосистеми контролер має веб-сервер, через який поточна інформація із системи моніторингу передається на комп'ютер ЦДП.

Фахівці з експлуатації та технічного обслуговування мають можливість аналізувати стан трансформатора, планувати технічне обслуговування, отримувати інформацію про допустиме навантаження та визначати критерії перевантаження. Для передачі поточної інформації до бази даних АСУ ТП станції контролер має виділений порт для каналу зв'язку, через який інформація, узгоджена в Технічному завданні, передається в базу даних АСУ ТП станції. Як правило, він містить інформацію про час роботи окремих блоків і всього трансформатора, що дозволяє оцінити поточний стан і термін служби трансформатора.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

3.2 Проведення ремонтних робіт

Після доставки силового трансформатора на майданчик, для проведення ремонтних робіт, проводять підготовку для проведення ремонтних робіт: проводять частковий злив олії; за необхідності прогрівають трансформатор до температури 60-70 ° С; проводять ознайомлення з кресленням трансформатора, бака, активної частини та інших частин трансформатора проводять огляд складових частин трансформаторів при знаходженні дефекту або несправності роблять помітку в журналі дефектів; демонтують газовідвідні труби, засувки, розширювач, вентилі, запобіжну трубу та клапани для цього використовують звичайні гайкові ключі. Після цього встановлюють заглушки на фланцях, зливають масло з охолоджувачів навісної системи охолодження трансформатора. Якщо крани негерметичні, тобто пропускають олію, то для проведення ремонтних робіт та демонтажу необхідно злити олію з бака трансформатора, при цьому необхідно зволожити ізоляцію обмоток трансформатора; демонтують по черзі охолоджувачі за допомогою вантажопідйомного засобу і розміщують поблизу трансформатора, на фланці патрубків.

Після цього проводять демонтаж вводів: у протяжних ввходів відгвинчують і знімають верхній наконечник вводу, вкручують у наконечник відводу спеціальний болт із закріпленим на ньому тросиком для підтримки відводу під час підймання та зняття вводу з трансформатора; у вводи непротижної конструкції (затискного виконання) від'єднання відведення від контактної затиску, розташованого в нижній частині введення, виконують усередині бака трансформатора; демонтаж герметичних вводів з баками тиску проводять разом з ними, оберігаючи сполучну трубу введення з баком тиску від пошкоджень та різких перегинів (радіус вигину має бути не менше 90 мм); щоб уникнути пошкодження фарфорових покришок, вентиль між баком тиску і введенням повинен бути відкритий; технологічні операції стропування вводів, їх демонтують установки трансформаторів струму з ізоляційними циліндрами; знімають вводи 3-35 кВ, попередньо від'єднавши гнучкі з'єднання через

Арк.

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
-------	------	----------	--------	------

спеціальні люки, а також коробки вводів; вводи, встановлені в обіймі, знімають разом із обіймою; складові частини, що мають похилу вісь (трансформатори струму, вводи та ін.), демонтують чергуванням горизонтальних та вертикальних переміщень; вкручують до упору домкратні гвинти для фіксації перемикаючого пристрою занурювального типу, від'єднують кріплення пристрою до бака трансформатора, маркують і від'єднують відводи від перемикачів напруги та закріплюють їх за активну частину. Перевіряють зазори між елементами активної частини (ярмовими балками, активною сталлю, відводами, кріпленнями та ін.) та баком трансформатора. Від'єднують усередині бака заземлюючі шинки, розпірні болти, роз'єднують вали перемикаючого пристрою, попередньо завдаючи ризики на муфти зчеплення, від'єднують перемикаючий пристрій. Після чого розкручують роз'єм бака. Потім виконують стропування верхньої частини бака. Верхню (знімну) частину бака піднімають на висоту 250—300 мм від роз'єму та витримують для перевірки відсутності місць торкання активної частини, перекосів, нерівномірності натягу стропів, справності гальм та інших механізмів крана. Потім знімну частину бака (або активну частину) піднімають, запобігаючи їй від розгойдування відтяжками, щоб уникнути поломки конструкцій відводів, і встановлюють на майданчику на дерев'яні бруси над стічною (для олії) ґратами. За відсутності зборки олії активну частину встановлюють на напівшпалки в піддом-деко. Навколо активної частини зводять інвентарні ліси та підмостки. Потім приступають до робіт з ревізії активної частини.

3.3 Огляд активної частини та складання трансформатора

Огляд активної частини проводиться з урахуванням робочого режиму трансформатора, та скільки часу він знаходився в тривалій експлуатації, враховуючи стан магнітопроводу; стану контактів контактора; стан ізоляційних матеріалів (папір, картон, бавовняні стрічки); доступної виткової ізоляції, міжфазної бар'єрної ізоляції, ізоляції відводів, стяжних шпильок (або ярмових бандажів) за конструкцією активної частини. Важливим фактором також є стан запресування обмоток (прокладки, що дистанціюють повинні бути щільно стиснуті)

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

3.4 Роботи на елементах активної частини силового трансформатора

До робіт на елементах активної частини належать:

1. **Перевірка стану магнітопровода.** При цьому важливим є також стан запресування ярма, якщо він добре запресований, то лезо ножа може вільно входити між пластинами при цьому не повинно затрачуватися забагато зусиль. Також проводиться перевірка ізоляції шпильок. Важливою є перевірка на наявність пошкоджень як внутрішніх так і зовнішніх - це можуть бути сліди зовнішніх перегрівів або вибоїни торців електротехнічної сталі.

2. **Очистка зовнішньої поверхні ярма.** На цьому етапі вимірюють опір міжлистової ізоляції.

3. **Перевірка механічної міцності ізоляційних матеріалів.** Для цього відбирають один-два зразки головної ізоляції, розташованої якомога ближче до виходу гарячої олії з каналів зверху обмотки. Після чого розщеплюють смуги з електрокартону на шари не більше 0,5 мм за товщиною, загортають у фільтрувальний папір і витримують зразки протягом 8-10 годин при відносній вологості 70-80 %. Для отримання інформації стосовно стану ізоляції оцінити ступінь розбухання (пухкості) кутових шайб; відбирають зразки паперу виткової ізоляції зовнішніх обмоток, електричної межі бар'єрної та головної ізоляції; проводиться оцінка ізоляцію регульовальних відводів обмоток класів напруги 110 кВ та вище та оцінка ізоляції лінійних та регульовальних відводів внутрішніх обмоток. Для оцінки механічної міцності ізоляції використовують наступну шкалу:

- 1-й клас — папір та електрокартон еластичні, при вигині на 180° тріщини не утворюються;
- 2-й клас — папір та електрокартон у задовільному стані, при згинанні на 90° не ламаються, при згинанні на 180° утворюються тріщини;
- 3-й клас - стан обмеженої придатності: на папері при згинанні з'являються дрібні тріщини, електрокартон при згинанні на 180° ламається;
- 4-й клас — стан до роботи непридатний: електрокартон при вигині на 90° ламається, папір тендітний, при вигині тріскається, відчуття

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

«пересушеності». При цьому класі стану ізоляції для забезпечення надійної роботи трансформатора необхідно вжити заходів щодо її заміни.

4. **Оцінка стану паперової ізоляції.** Для обмоток трансформаторів класу напруги 110 кВ та вище повинна оцінка виконуватися за ступенем її поляризації.

Якщо ж ресурс полімеризації паперової полімеризації зменшується до 250 од., то такий ресурс вважається вичерпаним.

5. **Огляд обмоток.** На цьому етапі перевіряється стан пресування обмоток

У нормально запресованих обмоток осаду при допресуванні становить лише кілька міліметрів (від півоберта до півтора-двох обертів натискних гвинтів). Якщо

ж осад буде більшим, то потрібно знайти причини появи цього осаду, так як у разі підвищеного осаду елементи головної ізоляції можуть осісти на циліндри та перекрити масляні канали. У цьому випадку піднімають ізоляцію

технологічними дерев'яними клинами через один «стовп» прокладок і в зазор, що

з'являється внаслідок подібної операції, необхідно вставити додаткові прокладки,

що розміщуються по всьому колу обмотки. Після розклинання виконують операцію підпресування; при необхідності можна застосувати осадові

гідродомкрати з насосною станцією високого тиску та ручним приводом, щоб

уникнути перепресування. Якщо проводиться зовнішній огляд обмоток, то

обов'язково перевіряють якість витків та наявність певних ушкоджень. Якщо все

ж присутні незначні ушкодження обмоток, то підкладають смужку роллового електрокартону.

6. **Перевірка відведення на щільність та цілісність ізоляції.** При

можливному порушенні зовнішнього шару ізоляції слід зрівати здуту місцями

пухку ізоляцію, накласти ізоляційні бандажі смужками паперу, що кріпиться.

Знову накладену ізоляцію промазати бакелітовим лаком. Перевіряють кріплення

відводів у дерев'яних планках конструкції. У ослаблених місцях кріплення слід

підмотати бандажі з електрокартону завтовшки 0,5—1,0 мм. До підмотування

відпустити затягування планок, потім підтягнути всі шпильки по всій конструкції

кріплення відводів. На сталевих болтах кріплення кронштейнів та кріплення

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

несучих планок потрібно затягнути контргайки. Карболітові та дерев'яні гайки на текстолітових шпильках треба зупинити бандажом зі шпигату або бавовняної стрічки, бандажі просочити бакелітовим лаком. Нижче наведено технологічні операції з усунення деяких видів дрібних несправностей складових елементів активної частини, виявлених у процесі її ревізії:

1. **Магнітопровід.** Дефекти активної сталі у вигляді вибоїн кромки пластин усувають шляхом випрямлення загнутих кромки за допомогою плоскогубців. Загнуті кромки пластин виправляють і між ними прокладають телефонний або кабельний папір. Для зручності роботи між пластинами вбивають кілька текстолітових клинів. Відремонтовану ділянку магнітопроводу спресовують стяжними напівбандажами або шпильками.

2. **Обмотки та ізоляція.** Виток із пошкодженою ізоляцією відтягують фібровим або металевим клином. Місце ушкодження зачищають, підрізають ізоляцію.

Наступним етапом є ізоляція кабельного паперу бакелітовим лаком на товщину відповідно до заводського виконання. Це перекриття повинно бути не менше ніж на 10 мм з обох сторін.

Встановлюють ізольований виток, на місце, де він до цього розташовувався. Додатково покривають лаком МЛ-92 або ГФ-95

3. Відведення трансформаторів класів напруги 6-35 кВ ізолюють паперово-бакелітовими трубками з товщиною стінки 2, 4 та 6 мм. При товщині стінки 2 мм стики трубок ізолюють кріпленим папером або лакотанням ЛХММ-105 напівперекриття на товщину 1,5 мм на сторону на довжині 40 мм. У трубок, що мають товщину стінки 4 і 6 мм, стик заточують на конус на довжині 30-40 мм і ізолюють стрічкою з паперу кріплення або лакоткані на товщину 2 мм на бік. Ізольований стик трубок повинен відстояти від краю дерев'яної планки кріплення для трубки з товщиною стінки 2 мм не менше ніж на 25 мм, а для трубок з товщиною стінок 4 та 6 мм не менше ніж 70 мм.

Стики трубок декількох паралельних відводів повинні бути зміщені один до одного не менше ніж на 30 мм.

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

4. Відводи трансформаторів класів напруги 110 кВ і вище ізолюють кабельним або кріпленим папером, а також лакотанням.

При ізолюванні відводів у місці зчленування порушеної або подальшої ізоляції, а також у місці переходу від меншої її товщини до більшої ізоляції виконують у вигляді конуса на довжині, що дорівнює 10-кратній її товщині. При ізолюванні місць пайок ізоляцію по обидва боки зачищають на конус. Довжина конуса зрізу ізоляції має бути не менше 10-кратної товщини ізоляції відведення. При намотуванні не допускають утворення просвітів та порожнин, особливо на вигинах та переходах. Контролюють щільність намотування візуально і на дотик, а товщину шару намотування штангенциркулем.

5. Нероз'ємні з'єднання у відводах виконують за допомогою паяння припоєм МФ (мідно-фосфористий, ГОСТ 45115-75). Принаювання наконечників вводів до кінців гнучких відводів від обмоток класу напруги 110 кВ і вище, стикування гнучких відводів за допомогою гільз проводять припоєм ПОС-30 або ПОС-61 (припій олов'яно-свинцевий, ГОСТ 21931-76). У відповідальних випадках, де потрібна особлива якість паяння, при невеликих розмірах провідників, що з'єднуються, застосовують припій ПСР-15 (припій срібний, ГОСТ 19746—74). Паяння припоями МФ та ПСР виробляють за допомогою пайкових кліщів.

Контактні поверхні вугільних електродів пайкових кліщів повинні бути рівними та взаємно паралельними. Контактна поверхня відводів, що з'єднуються, повинна бути не менше перерізу відводу, а зусилля стиснення повинно забезпечувати рівномірний контакт між вугільними електродами по всій площі пайки, щоб виключити підгоряння відводів.

Замінні або відремонтовані деталі з брукса, гетинаксу та текстоліту перед встановленням на активну частину повинні бути висушені при температурі 95-100 °С протягом 24 годин. С протягом 120 год без вакууму або протягом 60 год при залишковому тиску 650-1300 Па (5-10 мм рт. ст.). Вимірювання температури слід проводити в середній зоні шафи на відстані 100 мм від зовнішньої ізоляції.

Арк.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

Безвакуумне сушіння ізоляції та бакелітових циліндрів проводять з продуванням сушильної шафи гарячим повітрям.

7. Затягування кріплення має забезпечувати щільне, без люфтів записання відводів у кріпленнях. Необхідно стопорити всі різьбові з'єднання елементів кріплення від самовідгвинчування. У потужних трансформаторах напругою 110 кВ і вище, обладнаних системою охолодження з примусовою циркуляцією олії, не рекомендується проводити стопоріння різьбових з'єднань бандажками з бавовняної стрічки.

8. Магнітопровід та всі масивні металеві конструктивні деталі активної частини, що знаходяться в електричному полі, ізолюють від активної сталі та один від одного та приєднують за допомогою шинок заземлення до загального контуру заземлення трансформатора. Схему з'єднання шинок виконують таким чином, щоб не допустити утворення короткозамкнутого контуру для магнітного потоку при роботі трансформатора. Завершальні роботи на активній частині та складання трансформатора. Стиснутим повітрям від компресора або від розведення продувають усі канали, починаючи зверху: у магнітопроводі, в обмотках вертикальних каналів та каналів ярмової ізоляції, після чого встановлюють зовнішні ізолюючі бар'єри. Якщо є можливість, бажано промити активну частину сухою гарячою олією. Крокують активну частину, або СЧБ, центрують гак (гак) підйомного крана, вивішують його без перекосів, піднімають на достатню висоту для транспортування до бака, домагаючись співвісності з баком, і починають опускати активну частину в бак або СЧБ на бак за допомогою мотузяних відтяжок, стежачи за відсутністю перекосів. У міру опускання стежать за центруванням, щоб уникнути поломки конструкції відводів. Осідають активну частину на напрямні шипи або за напрямними планками. Якщо установка пройшла успішно, розстроплюють активну частину та приводять розпірні гвинти у робоче положення.

3.5 Капітальний ремонт зі зміною обмоток трансформаторів напругою 6-110 кВ

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Робота трансформаторів неминуче супроводжується їх поступовим зносом, виходом з ладу окремих складових частин та деталей та внаслідок цього необхідністю заміни трансформатора на новий або проведення капітального (відновлювального) ремонту. У практиці енергопідприємств, що експлуатують трансформатори, питання про доцільність заміни або проведення капітального ремонту трансформатора зі зміною обмоток та пов'язаних з цим витрат часу, коштів, праці та матеріалів вирішується, як правило, диференційовано виходячи з наступних обставин: загального технічного стану трансформатора ; строків та умов його експлуатації; можливості та термінів отримання нового трансформатора; характеру, складності та обсягу пошкоджень; можливості отримання із заводу або виготовлення (відновлення) ремонтною організацією пошкоджених складових частин та деталей трансформатора; організаційної, технічної та матеріальної можливостей та реальних термінів проведення ремонту в умовах експлуатації чи ремонтної організації. У кожному конкретному випадку доцільність визначається техніко-економічним обґрунтуванням, оскільки вартість виготовлення нових трансформаторів, особливо II-III габаритів, на заводі значно нижча від вартості ремонту в умовах невеликих електроремонтних цехів і баз.

Однак цілком відмовитися від ремонту трансформаторів означало б поставити електротехнічну промисловість перед необхідністю значно збільшити виробництво нових трансформаторів, оскільки парк встановлених трансформаторів, що й експлуатуються, постійно зростає. Капітальний ремонт силових трансформаторів напругою до 110 кВ включно зі зміною обмоток та ізоляції проводять при модернізації або реконструкції трансформаторів, природному старінні ізоляції та відновлювальних ремонтах. Модернізація, під час якої змінюються параметри (потужність, напруга, струм, схема та група з'єднання обмоток), а відповідно і конструкція окремих складових частин трансформатора є найбільш складним видом ремонтних робіт. У кожному окремому випадку доводиться знаходити своє рішення в залежності від завдання,

Арк.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

призначення, вимог, що пред'являються, і конструкції трансформатора, що підлягає модернізації.

До найпоширеніших робіт з модернізації трансформаторів відносяться переклад трансформатора із системою охолодження Д на охолодження ДЦ із спрямованою циркуляцією олії в обмотках, наприклад трансформатора напругою 110 кВ; на базі одного трансформатора розробка та виконання іншого призначення, наприклад ТДТГ-31500/110 у ТДН-40000/110; підвищення потужності трансформатора, наприклад ОДТГ-40000/220 ОДТГ-50000/220 за рахунок зміни конструкції обмоток та їх пресування; модернізація трансформаторів зі зміною напруги обмоток ВН або ПН і трансформаторів в автотрансформатори. Модернізація лічочих трансформаторів зі збільшенням їх потужності та зміною параметрів економічно доцільна і є одним із суттєвих засобів підвищення продуктивності та експлуатаційної надійності трансформатора.

Реконструкцію складових частин трансформатора без зміни його параметрів проводять для усунення виявлених у процесі експлуатації недоліків у їх конструкції та підвищення надійності роботи трансформатора. До найбільш поширених робіт, що виконуються при реконструкції трансформаторів, відносяться зміна конструкції головної та поздовжньої ізоляції та обмоток трансформатора; реконструкція ярмових балок з виготовленням та встановленням осьового пресування обмоток; реконструкція бака для розміщення перемикаючих пристроїв; реконструкція та переведення трансформатора на азотний або плівковий захист ізоляції та масла трансформатора від зволоження; переклад магнітних систем шпилькової конструкції пресування стрижнів та ярм на безшпилькову із заміною металевих стяжних шпильок на склобандажі; реконструкція кришки бака трансформатора та встановлення знімних введів 6-35 кВ нової складової конструкції та 110 кВ нової конструкції (герметичні маслонаповнені, вводи з твердою ізоляцією); заміна масляного охолодження з природною циркуляцією олії (М) на систему з примусовою циркуляцією повітря та олії (ДЦ). Відновлювальний ремонт

Арк.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

трансформатора порівняно з модернізацією та реконструкцією є найпростішим, оскільки нічого в трансформаторі конструктивно не змінюється.

Однак залежно від розмірів та характеру пошкоджень окремих складових частин трансформатора відновлювальні ремонти можна поділяти на такі категорії: частковий або повний ремонт магнітної системи з переізолюванням пластин електротехнічної сталі; повне перемотування обмоток із збереженням параметрів; часткове перемотування обмоток; повна заміна усієї внутрішньої ізоляції.

Особливості ремонту трансформаторів за умов експлуатації. Капітальний ремонт трансформаторів зі зміною обмоток, що виробляється з причин або техніко-економічного обґрунтування в умовах експлуатації, а не ремонтних цехів або баз, має свої особливості щодо організації та технічного забезпечення.

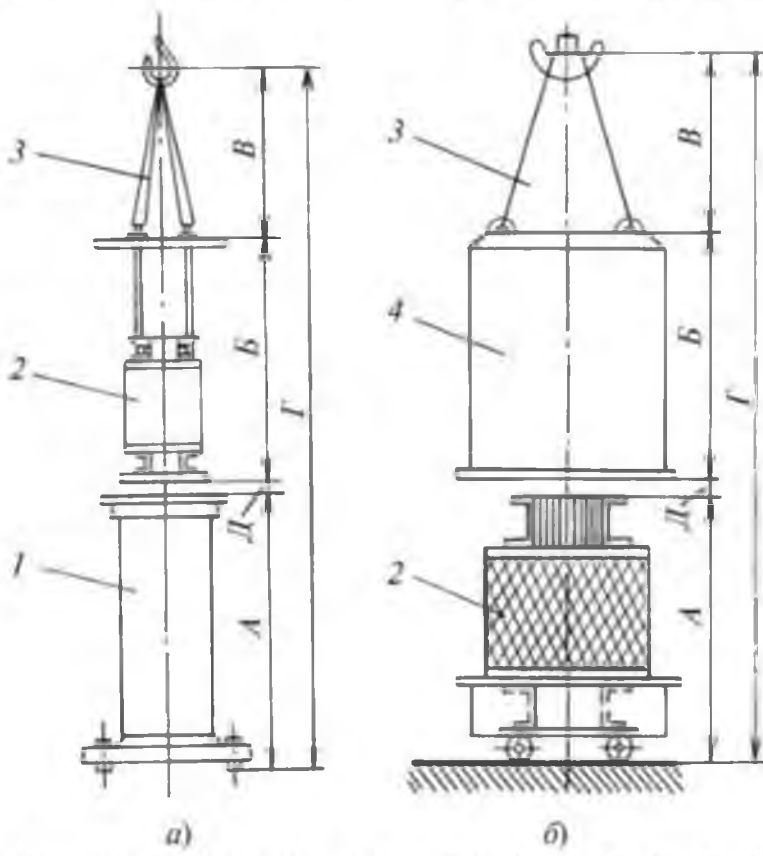
До початку капітального ремонту необхідно визначитися із приміщенням, у якому він проводитиметься. Для цього зазвичай використовують трансформаторно-масляні господарства (ТМХ), підстанційні портали, ремонтні або монтажні майданчики електростанцій, а за їх відсутності будують тимчасові приміщення. Складають проект організації ремонту, в якому передбачають усі необхідні організаційно-технічні необхідну конструкторську та технологічну документацію; наводять відомість обсягу робіт, перелік обладнання, оснащення, пристосувань, інструменту та матеріалів, що застосовуються при ремонті трансформатора та його складових частин та деталей, а також план розміщення трансформатора, його складових частин та обладнання.

Під час обстеження наявного приміщення або спорудження тимчасового необхідно враховувати, що розміри ремонтного майданчика повинні забезпечувати вільне та зручне розміщення всіх складових частин трансформатора або, у крайньому випадку, розібраної активної частини, запасних частин трансформатора, технологічного обладнання, вантажопідйомних механізмів, мати під'їзди для переміщення механізмів. Приміщення має бути захищене від попадання пилу та атмосферних опадів, забезпечене засобами протипожежної безпеки, мати висоту, що дозволяє проведення робіт з виїмки

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

активної частини з бака трансформатора, мати електричне освітлення та можливість підключення електричного складання, розрахованої на сушіння трансформатора роботу зварювального та паячного трансформаторів, електрифікованого інструменту тощо.

При обмежених розмірах тимчасового приміщення, що є або споруджується, бак або змінну частину бака трансформатора його арматуру, елементи системи охолодження, вводи 110 кВ допускається розміщувати поза приміщенням із вжиттям заходів щодо запобігання влученню на їх внутрішні поверхні атмосферних опадів та пилу. При вилученні з бака активної частини підйомні механізми (електрична лебідка, мостовий кран та ін.) повинні мати таку відстань від верхнього положення гака до основи трансформатора, щоб вона була не меншою за суму відстаней $A + D + B + B = \Gamma$



										Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Рис.3.1 Ескіз вскриття активної частини трансформатора

а-підйом активної частини; б- підйом зйомної частини баку колокольного типу; 1-бак; 2- активна частина з кришкою; 3-підйомні сталеві стропи; 4-зйомна частина бака

Розміри А і Б беруть із каталогу або креслення трансформатора, розмір Д приймають рівним 150-200 мм. Розмір отримують виходячи з обраних розрахунків стропів. При ремонті в умовах експлуатації значний обсяг підготовчих робіт посідає підготовку трансформаторної олії. Тому в плані підготовчих робіт необхідно передбачити доставку ближче до ремонтного майданчика маслоочисної апаратури, ємностей для зливу, зберігання та обробки масла, прокладання маслопроводів. Якщо маслоочисну апаратуру неможливо розмістити всередині приміщення, в якому проводять ремонт трансформатора, то необхідно передбачити тимчасову споруду. Зручні для цього пересувні маслоочисні установки, розміщені в спеціальних вагончиках.

Нормативно-технічна документація на капітальний ремонт трансформаторів. Стандартизація. Якість ремонту трансформатора залежить не тільки від ступеня його організації, оснащення сучасним технологічним обладнанням, кваліфікації ремонтного персоналу, а й значною мірою від забезпечення ремонту необхідною нормативно-технічною документацією та суворого виконання її вимог, від виконання виконавцями технологічної дисципліни.

Технологічна дисципліна полягає в тому, щоб кожним виконавцем точно дотримувалися встановлені в керівних документах операції та їх послідовність, задані в кресленнях розміри, режими обробки та ін. , норми та нормативи.

Стандарти встановлюють норми, правила, вимоги, технологічні процеси, методи та засоби перевірки, випробувань та вимірювань, терміни та визначення, показники якості продукції та багато нормативів, з якими порівнюють фактично одержувані у виробництві. Стандарти поділяються на державні (ГОСТ), галузеві (ОСТ), республіканські (РСТ) та стандарти підприємств (СТП). У процесі ремонту також повинні виконуватись вимоги ПТЕ, експлуатаційних та протиаварійних циркулярів, інформаційних повідомлень та листів заводів-

Арк.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

виробників, якщо вони мають відношення до цього типу трансформатора, що ремонтується. До технологічної документації відносяться документи, розроблені спеціалізованими конструкторськими та технологічними організаціями, та комплектність технологічних документів, основними з яких є технологічні інструкції, маршрутні карти, карти технологічного процесу, операційні карти та ін. У процесі підготовки та проведення ремонту трансформатора викорис- організації ремонту, проекти реконструкції чи модернізації трансформатора, розрахункові записки та креслення на перемотування обмоток тощо.).

Поряд із вищевказаною документацією для забезпечення нормальної організації, управління, обліку та звітності при плануванні та підготовці ремонту, його проведення та закінчення застосовують організаційно-розпорядчу, технічну та іншу документацію: акти, плани, графіки, журнали, протоколи, відомості та ін. Усю ремонтну документацію виконують за встановленими формами.

Розділ 4 Розробка питань електропостачання та економії енергетичних ресурсів і енергоносіїв

4.1 Підрахунок електричних навантажень ПТО і РЕО

Для розрахунку навантаження використовуємо метод ефективного числа електроприймачів.

Розрахункову потужність P_p , кВт визначаємо за формулою:

$$P_p = k_{\max} \sum_{i=1}^n (k_{в.і.} \cdot P_{вст.і.}), \quad (4.1)$$

де $P_{вст.і.}$ - встановлена потужність i -го електроприймача, кВт;

k_{\max} - коефіцієнт максимуму;

k_v - коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$k_v = \frac{P_{ср.а.н.}}{\sum_{i=1}^n P_{вст.і.}}, \quad (4.2)$$

де $P_{ср.а.н.}$ - середнє навантаження за максимально навантаженою зміну, кВт.

$P_{вст.}$ - номінальна потужність електроприймача, кВт.

Наявні електроприймачі розбиваємо на групи з однаковими коефіцієнтами використання активної потужності. Значення коефіцієнта використання приймаємо на основі аналізу роботи ПТО і РЕО та за довідковими даними.

Коефіцієнт максимуму визначаємо залежно від значення коефіцієнта використання та ефективного числа споживачів.

Ефективне число електроприймачів визначаємо за формулою:

$$N_e = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{вст.і.} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{вст.і.}^2}, \quad (4.3)$$

де $P_{вст.і.}$ - встановлена потужність i -го електроприймача, кВт.

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Розрахункову активну потужність на вводі ПТО і РЕО знаходимо як суму розрахункових потужностей груп електроприймачів.

Розрахункову реактивну потужність при $N_e < 10$ визначаємо за формулою:

$$Q_p = 1,1 \sum_{i=1}^n k_{в.і} \cdot P_{вст.і} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (4.4)$$

де $\operatorname{tg}\varphi$ - коефіцієнт реактивної потужності,
а у разі, коли $N_e > 10$ - за формулою:

$$Q_p = \sum_{i=1}^n k_{в.і} \cdot P_{вст.і} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (4.5)$$

Розрахункову реактивну потужність на вводі визначаємо як суму всіх реактивних потужностей груп електроприймачів.

Розрахунок навантажень ПТО і РЕО зводимо до таблиці 4.1.

Повну потужність $S_p, \text{кВ}\cdot\text{А}$, визначаємо за формулою:

$$S_p = \sqrt{1,06P_p^2 + Q_h^2} \quad (4.6)$$

$$S_p = \sqrt{1,06 \cdot 87,16^2 + 59,35^2} = 107 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Коефіцієнт потужності на вводі ПТО і РЕО:

$$\cos\varphi = \frac{P_p}{S_p} = \frac{87,6}{107} = 0,82;$$

Електропостачання ПТО і РЕО має здійснюватись кабелем від зовнішньої мережі $0,38 \text{ кВ}$

4.2 Розрахунок потужності та вибір споживчої трансформаторної підстанції. Розрахунок зовнішньої електричної мережі напругою 0,38 кВ

Відповідно до класифікації [5] електроприймачі ПТО і РЕО відносяться до II категорії за надійністю електропостачання. Розрахункова потужність пункту складає $P_p = 87,16 \text{ кВт}$, при $\cos\phi = 0,82$. ПТО і РЕО розміщені на машинно-тракторному дворі колективного сільськогосподарського підприємства, де розміщена трансформаторна підстанція потужністю 250 кВ·А.

Всі споживачі підстанції є виробничими споживачами, а тому розрахунок навантаження проводимо за денним максимумом. Загальне навантаження лінії напругою 0,38 кВ визначаємо сумуванням розрахункових навантажень на вводах окремих споживачів, які приймаємо на основі результатів обстеження і керівних матеріалів щодо проектування електропостачання. Значення розрахункових навантажень та коефіцієнтів потужності на вводах споживачів наведені у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2- Розрахункові навантаження споживачів, що живляться від ТП-89

Номер на розрахунковій схемі та назва об'єкту	P_p , кВт	$\cos\phi$
1. ПТО і РЕО	87	0,8
2. Ідальня	4,5	0,8
3. Будинок відпочинку	5	0,82
4. Контора	5	0,82
5. Ремонтна майстерня	17	0,7
6. Гараж	22	0,8
7. Заправна станція	14	0,7

Розрахункове навантаження ділянки лінії 0,38 кВ (рис. 4.1) визначимо за формулою:

$$P_p = P_B + \Delta P(P_M), \quad (4.7)$$

де P_B - найбільша із складових навантажень, кВт,

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

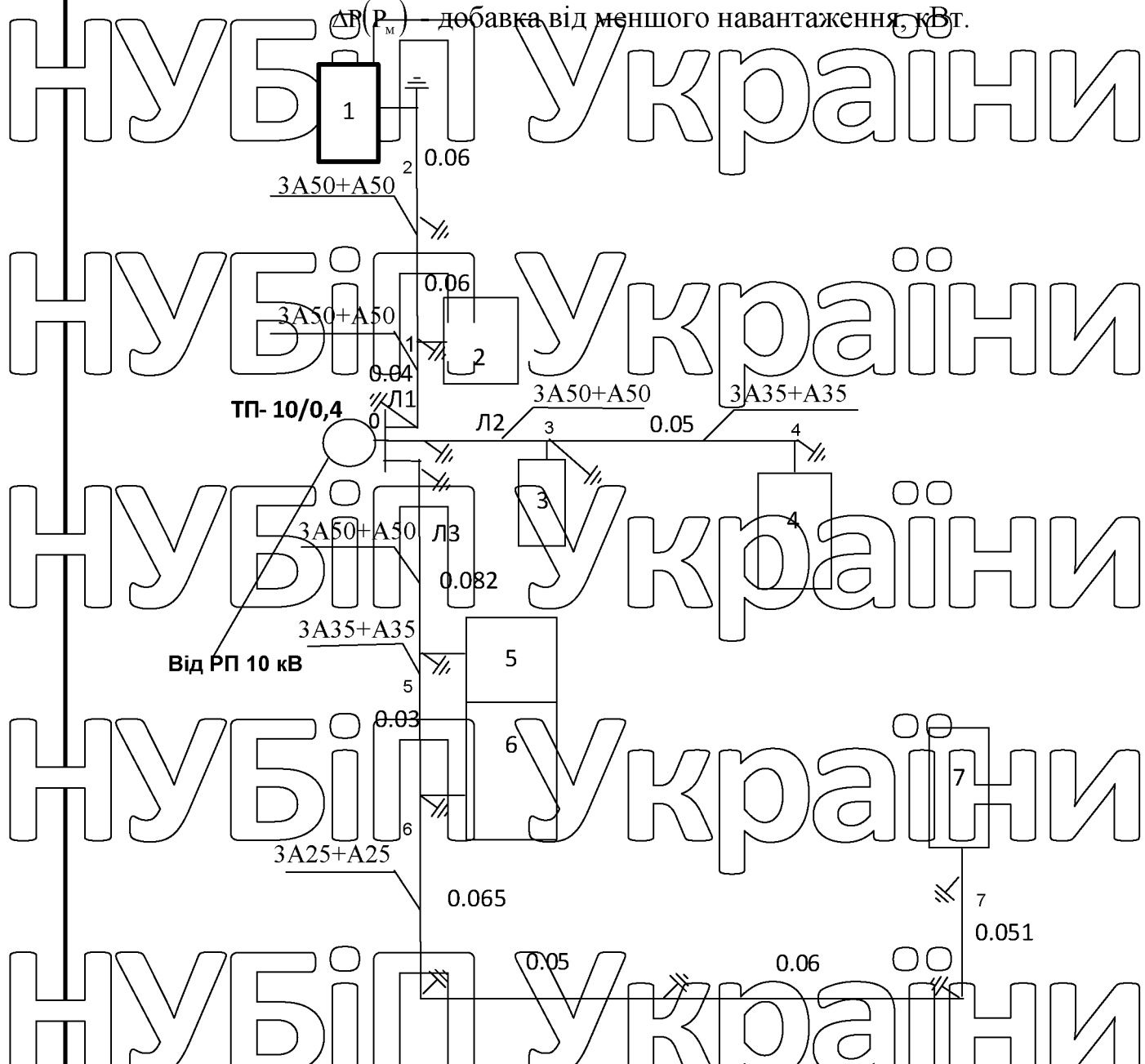


Рисунок 4.1 - Розрахункова схема мережі напругою 0,38 кВ

- | | |
|-----------------------|---------------------|
| 1. ПТО і РЕО | 6. Гараж |
| 2. Дальня | 7. Заправна станція |
| 3. Будинок відпочинку | |
| 4. Контора | |
| 5. Ремонтна майстерня | |

Вибір проводів повітряної лінії напругою 0,38 кВ проводимо відповідно до

РУМ-10

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Діюча лінія виконана на залізобетонних опорах проводом А25. Проводимо перевірку площі поперечного перерізу проводу з урахування під'єднання до лінії №3 ПТО і РЕО.

Еквівалентне повне навантаження відповідної ділянки лінії 0,38 кВ:

$$S_{екв} = S_p \cdot k_d,$$

де S_p - максимальне розрахункове навантаження ділянки лінії, кВ·А;
 k_d - коефіцієнт, який враховує динаміку зростання навантаження.

Приймаємо $k_d=0,7$ [13].

Розрахункова повна потужність ділянки лінії:

$$S_p = \frac{P_p}{\cos \varphi_p} \quad (4.8)$$

де P_p - розрахункова активна потужність на ділянки лінії, кВт;

$\cos \varphi_p$ - коефіцієнт потужності;

Розрахунок проводимо з кінця лінії, а результати розрахунків зводимо до таблиці 4.3.

Таблиця 4.3-Розрахунки для вибору проводів мережі напругою 0,38 кВ

Ділянка лінії	P_p , кВт	S_p , кВА	$S_{екв}$, кВА	Марка провода
Лінія 1				
0-1	4,5	5,62	3,9	3А50+А50
1-2	91,5	114,3	80	3А50+А50
Лінія 2				
0-3	5	6,1	4,3	3А50+А50
3-4	22	26,8	18,8	3А35+А35
Лінія 3				
0-5	17	24,2	16,9	3А50+А50
5-6	39	48,7	34,1	3А35+А35
6-7	53	70,6	49,42	3А25+А25

Перевірка вибору площі поперечного перерізу проводів проводиться за фактичними втратами напруги:

$$\Delta U_{факт\%} < \Delta U_{д\%} \quad (4.9)$$

Арк.

де $\Delta U_{\text{доп}}$ - допустимі втрати напруги в лінії, %.

Допустимі втрати напруги в лінії визначаємо з урахуванням вимог чинних нормативних матеріалів.

Таблиця 4.4-Розрахунок допустимих втрат напруги в мережі напругою 0,38 кВ

Елементи схеми електропостачання		Втрати напруги, % при	
		100	25
Шини 10 кВ РТП		+3,5	-1
Повітряна лінія 10 кВ		-5	-1,25
Трансформатор 10/0,4 кВ	Постійна надбавка	+5	+5
	Регульована надбавка	+2,5	+2,5
	Втрати напруги	-4	-1
Втрати напруги в лінії 0,38 кВ		-7	0
Відхилення напруги у споживача		0	+4,25
Допустиме відхилення напруги у споживача		+5	+5

Відповідно до розрахунків допустима втрата напруги в лінії 0,38 кВ складає 7%,

а фактична втрата напруги визначається за формулою:

$$\Delta U_{\text{факт \%}} = \frac{\sqrt{3} \sum_{i=1}^n (S_{\text{max}_i} \cdot L_i (R_{0_i} \cos \phi_i + X_{0_i} \sin \phi_i))}{U_n^2} \cdot 100, \quad (4.10)$$

де S_{max_i} - максимальна повна потужність ділянки лінії, кВ·А;

R_{0_i}, X_{0_i} - відповідно активний і реактивний опори ділянки лінії, Ом/км;

L_i - довжина і-ї ділянки лінії, км;

$\cos \phi_i$ - коефіцієнт потужності і-ї ділянки лінії;

U_n - номінальна напруга мережі, В.

Фактичні втрати напруги в повітряній лінії 0,38 кВ для найбільш віддаленого споживача визначаємо за формулою:

$$\Delta U_{\text{факт \%}} = \sum_{i=1}^n \Delta U_{\text{факт \%}_i}, \quad (4.11)$$

де $\sum_{i=1}^n \Delta U_{\text{факт \%}_i}$ - сума втрат напруг на ділянках лінії, %.

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Результати розрахунків зводимо до таблиці 5.5.

Таблиця 4.5 Розрахунок фактичної втрати напруги в мережі напругою 0,38 кВ

Ділянка лінії	l, км	S _p , кВА	P, кВт	Q, квар	r=r ₀ ·l, Ом	x=x ₀ ·l, Ом	Втрати напруги на ділянці		Втрати від джерела	
							В	%	В	%
Лінія 1										
0-1	0,04	5,62	4,5	160,6	0,0294	0,02	6,77	1,8	6,77	1,8
1-2	0,16	114,3	91,5	84,2	0,0046	0,06	4,8	1,26	4,8	1,26
Лінія 2										
0-3	0,05	6,1	5	49,2	0,0294	0,02	6,3	1,7	13,03	2,5
3-4	0,1	26,8	22	61,2	0,0294	0,02	6,77	1,8	6,77	1,8
Лінія 3										
0-5	0,082	24,2	17	52,8	0,0294	0,02	6,77	1,8	6,77	1,8
5-6	0,085	48,7	39	49,2	0,0294	0,02	6,3	1,7	13,03	2,5
6-7	0,311	70,6	53	6,12	0,09	0,02	1,74	0,46	14,77	2,96

Таким чином фактичні втрати напруги в повітряній лінії 0,38 кВ для найбільш віддаленого споживача складають $\Delta U_{\text{факт}}\% = 4,8\%$, що менше $\Delta U_{\text{доп}}\% = 7\%$. Умова (4.9) виконується.

Розрахункове навантаження на шинах 0,4 кВ ТП визначаємо сумуванням розрахункових навантажень та відповідних добавок:

$$P_{\text{ТП}} = P_{P1} + \Delta P(P_{P2}) + \Delta P(P_{P3}), \quad (4.12)$$

де P_{P1}, P_{P2}, P_{P3} - розрахункові навантаження відповідно першої, другої та третьої лінії, кВт

$$P_{\text{ТП}} = 87 + \Delta P(40) + \Delta P(85) = 87 + 20,5 + 60 = 163,5 \text{ кВт.}$$

Повну розрахункову потужність на шинах ТП визначаємо за формулою:

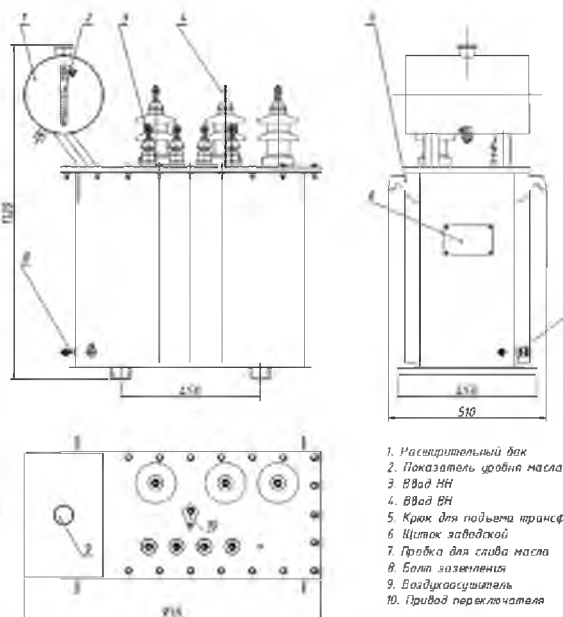
$$S_{\text{ТП}} = \frac{m_{\text{ТП}}}{\cos \varphi} = \frac{163,5}{0,7} = 233,57 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Приймаємо закрити трансформаторну підстанцію тупикового типу потужністю 250 кВА з урахуванням економічних інтервалів і допустимих

систематичних перевантажень. Основні технічні характеристики трансформатора який встановлено на ТП наведено в табл. 4.6.

Таблиця 4.6 - Технічна характеристика трансформатора ТП 10/0,4 потужністю 250 кВА.

Тип	Поєднання напруг, кВг		Схема і група з'єднань обмоток	Втрати, кВт		U _{кв} , %		I _{кв} , %	
	ВН	НН		ΔP _{кв.л}	ΔP _{кв.з}	U _{кв.л}	U _{кв.з}	I _{кв.л}	I _{кв.з}
ТМ250	10	0,4	Y/Y _н 0	0,6	3,85	4,5		1,9	



а) Рисунок 5.1 - Трансформатор ТМ-250 а – зовніній вигляд б - будова

Трансформатор ТМ-250 забезпечений перемикачем для регулювання напруги на стороні ВН. Ступені регулювання напруги $\pm 2,5\% U_n$ і $\pm 5\% U_n$.

Розміщуємо ТП в центрі електричних навантажень, враховуючи зручність монтажу і експлуатації. У шафі розподільного пристрою нижчої напруги підстанції, знаходиться трифазний лічильник активної енергії типу STEA08M, та апаратура керування лінією вуличного освітлення з фотореле ФР-2. Підстанція має захист устаткування від грозових перенапруг вентильними розрядниками РВО-10У1 (з боку лінії 10 кВ) і РВН-0,5МУ 1 (з боку ліній 0,4 кВ).

Визначимо силу струму I , А на вводі 10 кВ в ТП:

$$I = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (4.11)$$

де S_H - номінальна потужність ТП, $S_H = 250$ кВА,

U_n - напруга повітряної лінії передач, $U_n = 10$ кВ,

$$I = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,7 \text{ А}$$

Вибір перерізу проводів $F_{ек}$, мм² повітряної лінії електропередач напругою 10 кВ проводимо за економічною густиною струму:

$$F_{ек} = \frac{I}{j_{ек}}, \quad (4.13)$$

де $j_{ек}$ - економічна густина струму, А/мм². Для голих алюмінієвих проводів

$j_{ек} = 1,3$ А/мм² [18].

$$F_{ек} = \frac{14,7}{1,3} = 11,3 \text{ мм}^2$$

Для ПЛ-10 кВ приймаємо проводи ЗАС-25.

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

НУБІП УКРАЇНИ

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

ВИСНОВКИ

1. Проведений огляд на літературу по силовим трансформаторам.
2. Проведений аналіз способів, пристроїв та приладового забезпечення для діагностування силових трансформаторів.
3. Розроблена схема дослідження стану силових трансформаторів. Наведені алгоритми та розрахунок необхідних параметрів.
4. Розроблений алгоритм пошуку несправностей в силових трансформаторів.
5. Проведений аналіз послідовності виконання ремонту силових трансформаторів.
6. Розроблено питання електропостачання та економії енергетичних ресурсів і енергоносіїв

Результати роботи можуть використовуватися фахівцями спеціалізованих вимірвальних лабораторій.

ння капітальних ремонтів в силових трансформаторах.

НУБІП України

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Transformer maintenance and repair methods. Веб джерело :

<https://www.linkedin.com/pulse/transformer-maintenance-repair-methods-simon-liu>

2. Electrical Power Transformer: Definition & Types of Transformers. Веб джерело :
<https://www.electrical4u.com/electrical-power-transformer-definition-and-types-of-transformer/>

3. Ю.П.Шонин, В. Я. Путилов Монтаж, техническое обслуживание и ремонт силовых масляных трансформаторов. Москва, 2013. - 760 с.

4. Буряк В.М., Дейнеко Н.А. Навчально - методичний посібник до практичних занять та самостійної роботи з дисциплін "Експлуатація електрообладнання тягових підстанцій" та "Електричні апарати" – Харків: ХНАМГ, 2006. – 99 с.

5. Система планоупередительного ремонта и технического обслуживания электрооборудования сельскохозяйственных предприятий / Госагропром СССР. - М.: ВО Агрпроммиздат, 1987. - 191 с.

6. Г. Ф Быстрицкий, Б.И. Кудрин Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов, Издательский центр «Академия», Москва, 2003. - 176 с.

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

8. Электропривод: Підручник / Ю. М. Лавріненко, О. С. Марченко, П. І. Савченко, О. Ю. Синявський, Д. Г. Войтюк, В. П. Лисенко; За ред. Ю. М. Лавріненка, Видавництво «Ліра-К». – К., 2009. – 504 с.

9. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ – 2016).

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

11. Г.П. Ерошенко, А.А. Пястолов. Курсовое и дипломное проектирование по эксплуатации электрооборудования. - М.: Агрпроммиздат, 1988. - 160 с.

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

12. Несправності силового електрообладнання / О.С.Марченко,

Ю.М.Давріненко, Є.Л.Жулай, М.Т.Лут та ін. За ред. О.С.Марченка. - К.: Урожай, 1994. - 288с.

13. Гопак А.А. Эксплуатация электроустановок промышленных предприятий. - К.: Техніка, 1986. - 136 с

14. Лут М.Т., Радько І.П., Волошин С.М. Технології обслуговування та ремонту енергообладнання й засобів автоматизації. - К: ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2013. - 849с.

15. Соловей О.І. та ін. Енергетичний аудит: Навчальний посібник / О.Г.Соловей, В.П.Розен, Ю.Г. Лега, О.О.Ситник, А.В.Чернявський, Г.В.Курбака. - Черкаси: ЧДТУ, 2005. - 299 с.

16. Боярчук В.М., Тригуба А.М., Луб М.П., Фтома О.В., Лут М.Т., Волошин С.М. Енергетичний менеджмент і аудит в агропромисловому комплексі. - Львів: Сполум, 2014. - 450 с.

17. Корчемний М., Федорейко В., Шербань В. Енергозбереження в агропромисловому комплексі. - Тернопіль: Підручники і посібники, 2001. - 984 с.

18. Положення про порядок організації енергетичних обстежень. Затверджене наказом Державного комітету України з енергозбереження 09.04.99 N 27. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 12 травня 1999 р. за N 301/35

										Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

