

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська дипломна робота на тему:

ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИЛОВОГО
ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

Виконав: студент 4 курсу групи Е-22мсз
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

Шаталюк В.П. _____

Керівник: к.т.н., ст.викл. каф. ЕСС
Сікорська О. В. _____

« 12 » 06 2024 р.

Рецензент: Р.П., доц. каф. ЕСС
(наук. ступінь, вч. звання, назва кафедри)

« 12 » 06 2024 р.

Допущено до захисту
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

« 17 » 06 2024 р.

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітня програма – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«11» 03 2024 р.

З А В Д А Н Н Я **НА БАКАЛАВРСЬКУ ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Шаталюку Володимиру Петровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи – Дослідження особливостей експлуатації силового електрообладнання

Керівник роботи к.т.н., ст. викладач каф. ЕСС Сікорська О. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 80

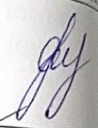
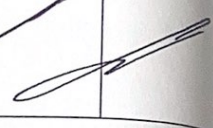
2. Термін подання студентом роботи 12 червня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи.
Посилання на періодичні видання.

4. Зміст текстової частини: Вступ. Конструкції розподільних пристроїв. Обслуговування трансформаторів. Обслуговування комутаційних апаратів. Інфрачервоний тепловізійний контроль силового електрообладнання. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титулка. 2. Конструкції розподільних пристроїв. 3. Обслуговування трансформаторів. 4. Обслуговування комутаційних апаратів. 5-6. Інфрачервоний тепловізійний контроль силового електрообладнання. 7. Висновки

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Сікорська О. В., к.т.н., ст.викладач кафедри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О.В., д.пед.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання « 16» січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Прізвище, ініціали
		початок	кінець	
1	Вступ. Огляд літературних джерел	21.01.24	15.02.24	В.П. Шаталюк
2	Конструкції розподільних пристроїв	16.02.24	15.03.24	В.П. Шаталюк
3	Обслуговування трансформаторів	16.03.24	10.04.24	В.П. Шаталюк
4	Обслуговування комутаційних апаратів	11.04.24	11.05.24	В.П. Шаталюк
5	Інфрачервоний тепловізійний контроль силового електрообладнання	12.04.24	19.05.24	В.П. Шаталюк
6	Охорона праці	20.05.24	24.05.24	В.П. Шаталюк
7	Формування висновків по роботі. Оформлення пояснювальної записки	25.05.24	04.06.24	В.П. Шаталюк
8	Виконання ілюстративної частини та оформлення презентації	05.06.24	07.06.24	В.П. Шаталюк
9	Перевірка БДР на плагіат. Попередній захист БДР	08.06.24	10.06.24	В.П. Шаталюк
10	Рецензування БДР	11.06.24	12.06.24	В.П. Шаталюк
11	Захист БДР	За графіком		

Студент

В.П. Шаталюк

Керівник роботи

О. В. Сікорська

(підпис)

(підпис)

АНОТАЦІЯ

Шаталюк Володимир Петрович «Дослідження особливостей експлуатації силового електрообладнання». Бакалаврська дипломна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2024 – 107 с./ На Укр. мові. Рис.7, таб.14, бібліогр.20 назв.

У даній бакалаврській дипломній роботі було розглянуто загальні питання конструкцій розподільних пристроїв електричних підстанцій. Розглянуто питання обслуговування трансформаторів та комутаційних апаратів електричних.

Також було розглянуто інфрачервоний тепловізійний контроль силового електрообладнання.

В роботі здійснено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на оперативно-ремонтний персонал, який здійснює технічне обслуговування електрообладнання електричних підстанцій.

Ключові слова: електрообладнання, експлуатація, ремонт.

ABSTRACT

Shatalyuk Volodymyr Petrovych "Study of the peculiarities of operation of power electrical equipment. Bachelor thesis. – Vinnytsia: VNTU. – 2024 – 107 p./ In Ukr. language Fig. 7, tab. 14, bibliography of 20 titles.

In this bachelor's thesis, the general issues of the designs of distribution devices of electrical substations were considered. The issue of maintenance of transformers and switching devices was considered.

Infrared thermal imaging control of electrical equipment was also considered.

The work analyzes the dangerous and harmful factors that affect operational and repair personnel who perform maintenance of electrical equipment of electrical substations.

Keywords: electrical equipment, operation, repair.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 КОНСТРУКЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ.....	8
1.1 Порядок проектування розподільних пристроїв. Загальні вимоги.....	8
1.2 Вибір типу конструкцій РП.....	9
1.3 Проектування закритих РП.....	12
1.4 Комплектні розподільні пристрої.....	14
1.5 Проектування відкритих розподільних пристроїв.....	15
2 ОБСЛУГОВУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	19
2.1 Організація обслуговування трансформаторів.....	19
2.1.1 Режими роботи трансформаторів.....	19
2.1.2 Види обслуговування трансформаторів.....	20
2.2 Режими навантаження.....	22
2.3 Навантажувальна здатність.....	24
2.3.1 Вплив навантаження трансформатора на зношування ізоляції.....	24
2.4 Оперативне обслуговування та контроль режиму роботи трансформатора.....	34
3 ОБСЛУГОВУВАННЯ КОМУТАЦІЙНИХ АПАРАТІВ	43
3.1 Інструкція з експлуатації елегазових вимикачів.....	45
3.1.1 Основні особливості та переваги елегазового вимикача LTB 145 Д1/В.....	46
3.1.2 Конструкція елегазового вимикача LTB 145 Д1/В.....	47
3.1.3 Привід BLK 222 елегазового вимикача LTB 145 Д1/В.....	48
3.1.4 Технічні характеристики елегазового вимикача LTB 145 Д1/В.....	48
3.1.5 Охорона праці під час обслуговування елегазового вимикача LTB 145 Д1/В.....	50
3.2 Інструкція з експлуатації оливних вимикачів 35 кВ.....	51
3.2.1 Будова оливних вимикачів 35 кВ.....	53
3.2.2 Експлуатація оливних вимикачів 35 кВ.....	55
3.3 Інструкція з експлуатації вакуумних вимикачів.....	58
3.3.1 Будова та робота вакуумних вимикачів.....	59
3.3.2 Експлуатація вакуумних вимикачів.....	61
3.3.3 Технічне обслуговування вакуумних вимикачів.....	63
3.3.4 Заходи безпеки при експлуатації вакуумних вимикачів.....	64
4 ІНФРАЧЕРВОНИЙ ТЕПЛОВІЗІЙНИЙ КОНТРОЛЬ СИЛОВОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ	66
4.1 Фізичні основи і передумови застосування інфрачервоної техніки для діагностування стану електрообладнання і контактних з'єднань.....	66

4.2 Види технічних засобів інфрачервоної техніки	70
4.3 Основні технічні параметри ІЧ приладів, їх фізичний зміст і вплив на метрологічні характеристики цих приладів.....	72
4.2.1 Технічні вимоги до тепловізорів.....	72
4.2.2 Технічні вимоги до пірометрів.....	73
4.4 Умови й особливості застосування тепловізорів і пірометрів.....	74
4.4.1 Допоміжні прилади й устаткування для виконання ТД ІЧМ.....	75
4.4.2 Кут спостереження при зйомці.....	77
4.4.3 Теплове відображення від навколишніх об'єктів.....	77
4.5 Тепловізійне обстеження силових трансформаторів.....	79
4.6 Оцінка теплового стану окремих вузлів трансформатора.....	85
5 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	88
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації електропривода.....	89
5.1.1. Організаційно-технічні заходи.....	89
5.1.2 Електробезпека.....	91
5.1.3 Заходи по забезпеченню промислової безпеки.....	93
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	96
5.2.1 Мікроклімат.....	96
5.2.2 Склад повітря робочої зони.....	98
5.2.3 Виробниче освітлення.....	99
5.2.4 Виробничий шум	100
5.3 Протипожежні заходи.....	101
ВИСНОВКИ.....	102
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	105
ДОДАТКИ	108

ВСТУП

Актуальність теми. Електроенергетика є важливою фундаментальною галуззю промисловості, яка забезпечує нормальну роботу всіх інших галузей економіки, функціонування соціальних структур і необхідні умови життя населення.

Головним продуктом електроенергетики є електрична енергія, яка виробляється на електричних станціях (ЕС), передається по повітряним (ПЛЕП) і кабельним лініям електропередачі (КЛЕП) до центрів живлення, трансформується на підстанціях (ПС) в споживчу напругу, розподіляється через розподільні пристрої (РП) серед споживачів електричної енергії і споживається електроприймачами (навантаженням) при різних значеннях номінальної напруги.

Важливою ланкою у процесі електрозабезпечення споживачів електричною енергією є електричні підстанції. Оскільки, для зниження втрат електрична енергія передається на підвищеній напрузі. На підстанціях напруга за допомогою трансформаторів трансформується до робочої напруги електроприймачів, споживається навантаженням і далі передається в розподільну електричну мережу.

Електрична підстанція – це електроустановка, що призначена для прийому, перетворення і розподілу електричної енергії, до складу якої входять трансформатори або інші перетворювачі електричної енергії, пристрої керування, розподільні і допоміжні пристрої.

Підстанції з трансформатора, що перетворюють електричну енергію тільки по напрузі, називають трансформаторними; а підстанції, що перетворюють електричну енергію по напрузі та іншим параметрам (зміна частоти, вирівнювання струму), – перетворювальними. На ПС можуть встановлювати два і більше трансформаторів. Установка більш як двох трансформаторів приймається на основі техніко-економічного обґрунтування, а також тоді коли ПС використовується на дві середні напруги.

Електрична підстанція, переважно, складається з кількох розподільних пристроїв (РП) різних ступенів напруги, що з'єднані між собою трансформаторним зв'язком.

Мета і задачі дослідження. Метою бакалаврської дипломної роботи є дослідження особливостей експлуатації силового електрообладнання.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

- визначення вимог та правил експлуатації силового електрообладнання;
- визначення видів технічного обслуговування та ремонтів обладнання;
- дослідження умов експлуатації силового обладнання;
- розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці.

Об'єктом дослідження бакалаврської дипломної роботи є силове електрообладнання.

Предметом дослідження є методи і засоби технічної експлуатації силового електрообладнання.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

1 КОНСТРУКЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ

1.1. Порядок проектування розподільних пристроїв. Загальні вимоги

Розробку конструкції РП розпочинають після того, як визначилась повністю схема електричних з'єднань, вибрані електричні апарати (включно вимірювальні трансформатори, розрядники, заземлювачі та інше) і з'єднувальні провідники, є прийнятою компоновка основних споруд та допоміжних споруд на майданчику підстанції.

В об'єм конструктивної розробки РП входять: вибір типу конструкції РП; вибір типу внутрішньої компоновки електрообладнання РП; ескізна проробка компоновки РП - складання ескізів комірок РП, схеми заповнення і плану РП; складання робочих креслень.

В сучасних умовах немає необхідності підходити до розробки конструкції кожного РП як до проектування оригінального нового об'єкта у всіх його деталях. Провідними проектними організаціями розроблені типові конструкції РП стосовно до основних електричних схем, які сьогодні застосовують на електростанціях та підстанціях. З часом їх замінюють на нові, більш досконалі конструкції.

Типові конструкторські рішення є основою для розробки конструкцій РП при проектуванні конкретної підстанції.

В загальному випадку кінцеве рішення щодо конструкції РП приймають на підставі техніко-економічного порівняння ряду ескізно пророблених варіантів компоновок.

Розподільні пристрої мають задовольняти вимоги, що зафіксовані в ПУЕ. Основні з них - надійність, економічність, зручність і безпека в обслуговуванні, безпека для осіб, що знаходяться поза РП, пожежобезпечність, можливість розширення.

Надійність в роботі означає малу ймовірність виникнення пошкодження обладнання і КЗ в РП та локалізацію пошкодження, якщо воно все-таки виникне.

Явища, супутні нормальній роботі РП: електродинамічні сили, нагрів, викид газів при відключенні КЗ тощо, не повинні призводити до пошкоджень обладнання і виникнення КЗ в РП. Вимога економічності передбачає по можливості менші розміри РП (площа, об'єм будівлі), капітальні витрати та терміни спорудження.

На території РП може знаходитись тільки обслуговуючий персонал - оперативний і ремонтний (при наявності відповідного допуску до ремонтних робіт). Має бути виключена можливість випадкового проникнення сторонніх осіб на територію РП, а також небезпечне наближення їх до вивідних електричних комунікацій [1].

Для оперативного персоналу необхідно забезпечити безпеку та зручність огляду обладнання, виконання перемикань та робіт по усуненню дрібних неполадок, для ремонтного персоналу - безпеку і зручність ремонту та заміни обладнання при знятті напруги лише з того приєднання, до якого належить обладнання, що ремонтується. Для заміни обладнання повинна бути забезпечена можливість зручного його транспортування територією (приміщенням) РП.

Пожежобезпека полягає в малій ймовірності виникнення пожежі в РП і запобіганні її розповсюдження у випадку виникнення.

Вимога можливості розширення означає можливість підключення до РП нових приєднань [1, 3].

1.2. Вибір типу конструкцій РП

За методом спорудження та монтажу всі сучасні конструкції РП можна поділити на збірні і комплектні, а за видом установлення обладнання - на закриті з обладнанням для внутрішнього установлення і на відкриті з обладнанням для зовнішнього установлення. Таким чином, за конструктивним виконанням будемо розрізняти такі чотири типи РП: збірні закриті (ЗРП), збірні відкриті (ВРП), комплектні для внутрішнього установлення (КРП), комплектні для зовнішнього установлення (КРПЗ).

Закриті РП монтують (збирають) з окремих конструктивних вузлів (готових блоків, шаф, панелей тощо) всередині будівлі зального типу. Ці вузли виготовляють спеціалізовані майстерні або заводи. Чим крупніші конструктивні вузли заводського виготовлення, тим простіше проектування і тим повніше здійснюється індустріалізація спорудження таких РП. В групі ЗРП ця тенденція найбільше повно проявляється в збірно-каркасних РП (ЗБРП), які складають з готових шаф і шинних мостів заводського виготовлення.

Несучі конструкції ВРП виконують із збірного залізобетону або металу та доставляють на будівельний майданчик окремо від електричного обладнання. Монтаж ведеться на місці, безпосередньо на відкритому повітрі.

Комплектні РП складають (комплектують) з закритих шаф, які виготовляють на заводах і постачають в зібраному або повністю підготовленому для збирання вигляді. Шафи можуть бути призначені для встановлення всередині споруди (КРП) або на відкритому повітрі (КРПЗ). Комплектні РП є, без сумніву, найбільш сучасними і прогресивними конструктивними рішеннями. Збірні РП можуть бути виконані за будь-якою схемою електричних з'єднань. Сьогодні вітчизняні заводи виготовляють шафи для комплектних РП 6-35 кВ лише для схеми з однією системою збірних шин.

При виборі типу конструкції РП потрібно враховувати: номінальну напругу, схему електричних з'єднань, габарити обладнання, що встановлюється, і умови навколишнього середовища.

При напрузі 6-10 (35) кВ, коли габарити електричних апаратів відносно невеликі, застосовують, як правило, РП закритого типу. Розташування обладнання всередині споруди створює сприятливі умови як для його роботи, так і для його обслуговування. Для РП таких напруг характерна схема з однією або двома системами збірних шин з одним вимикачем на приєднання. Якщо вибрана схема з однією системою збірних шин, то перевагу віддають комплектним РП за умови, звичайно, що заводи випускають шафи КРП з вибраним типом вимикачів. В інших випадках застосовують збірні РП з використанням шаф КРП тільки для лінійних вимикачів (якщо на лініях, що відходять, передбачені реактори).

Починаючи з напруги 35 кВ і вище використовують, як правило, РП відкритого типу. Пояснюється це тим, що при підвищених напругах габарити електричних апаратів (в першу чергу вимикачів) є досить великими, і спорудження будівлі для їх розміщення обходиться надто дорого (особливо при напругах 330 кВ і вище). Лише особливі обставини заставляють відступати від цієї рекомендації. Так, при обмеженості майданчика (наприклад, в дериваційній ГЕС, яка споруджується в гірській ущелині) або при важких умовах навколишнього середовища (агресивність, підвищена запиленість, суворі кліматичні умови) застосовують закриті РП або комплекти РП - герметизовані елегазові комплектні пристрої КРПЕ на напруги 110-220 кВ і вище.

Рекомендації щодо вибору типу конструкції РП подані в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Області застосування типів конструкцій РП

U _{ном} , кВ	6-10(35)		6-10		≥35	35-220
Зовнішні умови	Будь-які				Нормальні	Обмежений майданчик, важкі умови навколишнього середовища
Електрична схема	Одна система збірних шин	Дві системи збірних шин без реакторів	Одна система збірних шин з реакторами	Дві системи збірних шин з реакторами	Будь-яка	Одна або дві системи збірних шин з обхідною
Тип конструкції РП	КРП, КРПЗ, ЗБРП	ЗРП	ЗРП+шафи КРП, ЗБРП, КРП	ЗРП+шафи КРП для лінійних вимикачів	ВРП	ЗРП, КРПЕ

1.3. Проектування закритих РП

Будівлі ЗРП споруджують зі стандартних залізобетонних елементів заводського виготовлення: колон, балок, плит міжповерхових перекриттів, стінових панелей тощо. Модулі розмірів будівельних елементів такі: по довжині будівлі - 6 м, по ширині - 3 м, по висоті - 0,6 м. Тому габарити будівель РП повинні бути кратними вказаним модулям будівельних елементів. Таким чином, спорудження будівель для сучасних ЗРП ведеться індустріалізованим способом.

Загальні принципи виконання ЗРП. Загальні принципи виконання ЗРП визначають способи виконання вимог, що ставляться до конструкцій РП.

Надійність ЗРП забезпечують насамперед дотриманням достатніх ізоляційних відстаней в повітрі між неізольованими струмопровідними частинами різних фаз $A_{\phi,\phi}$, між струмопровідними і заземленими частинами $A_{\phi,z}$, а також між неогороженими струмопровідними частинами різних приєднань. Оскільки міжфазні перекриття призводять до більш важких наслідків, ніж перекриття з фази на заземлені частини РП, то мінімально допустимі відстані між фазами назначають в 1,06-1,14 разів більшими ніж мінімально допустима відстань фаз до заземлених частин:

$$A_{\phi,\phi} = (1,06 - 1,14)A_{\phi,z}.$$

Вказані відстані повинні бути більшими за нормовані ПУЕ мінімально допустимі значення. Як правило, за умовами монтажу відстані $A_{\phi,\phi}$ і $A_{\phi,z}$ приймають в 1,5-4 рази більшими за нормовані значення.

Локалізація пошкоджень досягається за допомогою системи ізольованих поздовжніх та поперечних перегородок. Поздовжні перегородки відділяють одно від одного обладнання сусідніх приєднань, а поперечні - розділяють обладнання в межах одного приєднання.

Для зручності і безпеки обслуговування обладнання розташовують рядами в камерах - закритих і огорожених. Вздовж фронту камер передбачають коридори обслуговування. Струмообмежувальні реактори установлюють звичайно в

закритих камерах і утворюють природню проточну вентиляцію цих камер. Повітря поступає в камери з вентиляційного каналу, розташованого під камерами, або з коридора обслуговування, охолоджує реактори і виходить назовні. Закриті камери, крім того, забезпечують добру локалізацію пошкодження, яке виникло в реакторі. Решта обладнання, як правило, встановлюють у відкритих камерах, які захищені з боку коридора сітчатими або змішаними (комбінацією сіток і суцільних щитів) огороженнями. В результаті все обладнання і ошиновку добре видно з коридорів обслуговування. Приводи вимикачів, рукоятки ручних приводів роз'єднувачів, панелі апаратів керування і захисту розташовують поза камерами - на їх зовнішніх стінах і на підлозі коридору, біля стінок відповідної камери. Висота огороження H за умови безпеки повинна бути не меншою 1,9 м, а відстань від струмопровідних частин - до суцільних та сітчатих огорожень - не меншою за нормовані значення.

Безпека та зручність ремонту обладнання на ЗРП забезпечується:

1. Від'єднанням роз'єднувачів з обох боків обладнання, що ремонтується, тобто створенням необхідних ізоляційних відстаней і застосуванням захисного заземлення. Для забезпечення надійної ізоляції обладнання, що ремонтується, відстань між струмоведучими частинами, що залишаються під напругою, і ножем відключеного роз'єднувача має бути не менше нормативних значень. Для забезпечення надійної ізоляції ця відстань в 1,08-1,15 разів перевищує відстань між фазами A_f, f .

2. Поздовжні і поперечні ізоляційні перегородки, що відокремлюють устаткування, що ремонтується, від робочого обладнання суміжних приєднань, а також від струмоведучих частин цього приєднання, що залишилися під напругою (наприклад, з боку ошиновки). Ізоляційні перегородки обмежують межі ремонтної зони, тобто простору, призначеного для проведення ремонтних робіт на цьому обладнанні. Відповідні ремонтні відстані забезпечують певне відокремлення ремонтної зони від суміжних робочих зон.

3. Створення комфортного та безпечного простору в службовому коридорі перед камерою обладнання, що ремонтується. На цьому сайті можуть бути

допоміжні механізми та пристрої для виконання ремонтних робіт та обладнання для випробування обладнання.

Щоб зменшити ризик вибуху та пожежі, рекомендується використовувати пристрої, які повністю не містять масла (повітряні, електромагнітні вимикачі) або містять обмежену кількість масла (маломасляні вимикачі, масляні трансформатори малої потужності). Тому, наприклад, у РП, що додається, допускається встановлення лише одного масляного трансформатора потужністю не більше 630 кВ*А або двох масляних трансформаторів потужністю до 400 кВ*А кожен. При встановленні масляного перемикача малого об'єму з кількістю масла 60 кг або більше на фазу в камері є поріг, призначений для підтримки повного об'єму масла. Будівля, будівельні конструкції та ізоляційні перегородки виконуються з вогнетривких матеріалів - металу, залізобетону, шлакоблоків, азбестоцементу та ін. Будівля зазвичай будується без віконних прорізів, а двері металеві.

Для того, щоб виключити можливість проникнення сторонніх осіб в будівлю РП, всі двері повинні бути на замках, які зовні відкриваються ключем, а зсередини - без ключа.

Зовнішні електричні виводи в будівлі РП повинні бути безпечні для осіб, які можуть появитися поблизу РП. Це досягається або огороженням повітряних вводів, або виконанням їх на безпечній для оточуючих висоті. Мінімально допустиме значення висоти лінійних виводів (відстань від нижчої точки провода до поверхні землі) нормується [1-3].

1.4. Комплектні розподільні пристрої

Застосування комплектних РП дозволяє досягти: максимальної індустріалізації монтажних робіт, що дозволяє різко скоротити обсяги монтажних робіт на місці монтажу та умови будівництва РП; підвищення надійності роботи РП; підвищення безпеки обслуговування; зменшення площі будівництва в межах РП; можливість швидкої заміни пошкодженого вимикача (при використанні шаф з

вимикачем на висувному візку).

Газоподібний (повітря, елєгаз), рідкий (нафта) і твердий (полівінілхлорид, епоксидна смола, поліетилен) дієлектрик можна використовувати як ізоляцію між струмопровідними частинами різних фаз, а також між струмопровідними і заземленими частинами.

Наша промисловість виробляє розподільні пристрої 6-35 кВ у повітряній ізоляції та спеціалізується на проектуванні розподільних пристроїв 110 та 220 кВ у газовій ізоляції. Шафи на напругу 6-35 кВ виготовляють для схеми з однією шинною системою з маломасляними вимикачами (типів ВМП, ВММ, ВМПЕ, ВМПП і МГГ-10) і електромагнітними вимикачами (типу ВЕМ) на роликових візках. Функції роз'єднувачів там виконують роз'єднувальні контакти.

Кожен проектований РП складається з комірок з різними з'єднаннями: кабельними і повітряними фідерними лініями, силовими вводами, секційними з'єднаннями, трансформаторами напруги і шинними обмежувачами, трансформаторами ВП і т.д. Тому підприємства-виробники для кожної серії КРП виробляють цілий набір шаф для різних з'єднань. згідно зі схемами електричн. Усі шафи однієї серії мають однакові розміри, що полегшує планування. Оскільки номінальні струми силових вводів і секційних приєднань значно перевищують номінальні струми решти приєднань, завод передбачає для них додаткову серію шаф. Розміри таких шаф (ширина, висота) зазвичай трохи перевищують розміри основної (опорної) серії.

1.5. Проектування відкритих розподільних пристроїв

Збірні та з'єднувальні шини (шинопроводи) ВРП виготовляють з неізольованих гнучких сталєалюмінієвих труб на опорних ізоляторах або жорстких алюмінієвих труб на опорних ізоляторах (рідше на натяжних гірляндах).

Жорсткі ошиновки дозволяють використовувати більш прості несучі конструкції, спрощують обслуговування ізоляторів за рахунок меншої висоти

установки струмопровідників, усувають ризик обривів ошиновок і їх відгалужень, зменшують площу РП. Однак вартість жорстких шин трохи вище вартості гнучких. Монтаж жорстких шин вимагає більш дорогих і менш надійних опорних ізоляторів і необхідності встановлення компенсаторів теплового розширення. Тип ошиновки тісно пов'язаний зі схемою електричного з'єднання РП і розташуванням її обладнання. У багатьох компонуваннях зручно поєднувати гнучкі і жорсткі шини.

Для кріплення гнучких проводів передбачені портали, а для жорстких шин і пристроїв – опори у вигляді підставок і стільців або портали. Наразі всі несучі конструкції – портали, опори, фундаменти – виготовлені зі збірних залізобетонних елементів. Металоконструкції застосовують у двох випадках: при труднощах отримання або доставки залізобетонних елементів і при великих розрахункових навантаженнях на вигин (вони можуть виникати у ВРП 330 кВ і вище при довжині опор і траверс 20 м і більше).

Електричні пристрої VRP зазвичай розміщуються в горизонтальній площині, а з'єднувальні рейки розташовуються в одному або декількох рівнях. Обладнання одного з'єднання займає горизонтальну смугу, яка, аналогічно ЗРП, називається ланкою. Як правило, немає окремих розділів між пристроями з різними з'єднаннями або в межах одного з'єднання. Надійність ВРП досягається дотриманням достатніх ізоляційних відстаней в повітрі між струмопровідними частинами різних фаз $A_{\phi,\phi}$ і між струмопровідними і заземленими частинами $A_{\phi,z}$. При жорстких шинах ці відстані повинні бути не менші за нормовані значення.

Безпека експлуатації забезпечується розміщенням струмопровідних частин на досить високій висоті: нижня кромка фарфорових ізоляторів приладів повинна бути не менше ніж на 2,5 м над рівнем платформи, а струмопровідні частини - не менше нормативних значень. . Якщо ці вимоги не можуть бути дотримані через планування або умови монтажу, то встановлюються внутрішні огорожі висотою 1,6 м. Горизонтальна відстань струмопровідних частин або ізоляційних елементів від внутрішньої огорожі має бути не менше нормативного значення.

Апаратура окремих приєднань розташована на достатньо великій відстані одне

від одного (не менше нормативного), що забезпечує можливість безпечного ремонту апаратури даного приєднання без відключення суміжних.

Для зручності обслуговування (монтаж, ремонт, випробування та заміна обладнання) передбачений прохід уздовж ряду вимикачів. Розміри проходу повинні бути не менше 4 м по ширині і висоті. Проїзд дає можливість використання мобільних монтажних механізмів, приладів і лабораторій, а також транспортування обладнання територією Республіки Польща у разі необхідності його заміни. Висоту струмопровідних частин над дорогою слід вибирати так, щоб відстані від них до габаритів механізмів і обладнання автотранспорту були не менше нормативного значення.

На території ВРП може бути встановлено обладнання, що містить велику кількість масла (понад 1000 кг на одиницю) - трансформатори, багатооб'ємні масляні вимикачі, реактори. Щоб запобігти розповсюдженню нафти та розповсюдженню вогню в разі пошкодження цього обладнання, під ним є збірні ями, засипані гравієм. Масляний резервуар повинен бути розроблений таким чином, щоб поглинати весь об'єм трансформаторного або реакторного масла та 80% масла у випадку багатооб'ємного масляного вимикача. Фундаменти нафтового обладнання виготовляють з негорючих матеріалів.

Маслоприймачі трансформаторів потужністю понад 10 МВт*А обладнані масловідводами, виконаними у вигляді підземних трубопроводів або відкритих корит і лотків. За допомогою останнього масло спрямовується в масляні піддони закритого типу, розташовані на пожежобезпечній відстані від обладнання станції.

Територія ВРП відокремлена від решти території станції внутрішнім парканом висотою 1,6 м – суцільним, сітчастим або сітчастим.

Вибір компонування здійснюють на підставі техніко-економічного порівняння декількох варіантів. При їх співставленні, крім загальних вимог ПУЕ, враховують електричну схему РП, що проектується, його розташування в загальному генплані станції, наявність типових компонувань. Основними техніко-економічними показниками є: крок комірки, габарити та площа РП; кількість ізоляторів, розхід ошиновки і несучих конструкцій; вартість матеріалів і будівельно-монтажних робіт.

При компонуванні ВРП велику роль відіграє кількість рядів розташування вимикачів, кількість ярусів розташування шин, тип роз'єднувачів. Звичайно при переході з однорядного розташування вимикачів на дво- та трирядне ширина зростає, а довжина РП зменшується. Зі збільшенням кількості ярусів розташування шин зростає висота порталів, які підтримують ошиновку, і знижується надійність РП.

У ВРП підвищених напруг приймають роз'єднувачі горизонтально-поворотного та рубаячого типів на двох опорних ізоляторах і підвісного типу [1-3].

2 ОБСЛУГОВУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Під час експлуатації трансформаторів проводиться експлуатаційно-технічне обслуговування, а також планово-попереджувальний ремонт.

Координацію діяльності всього оперативного персоналу з обслуговування трансформаторів здійснює керівництво електроцеху або відповідні служби, а в електромережевих підприємствах - керівництво електромереж або виробничих служб підприємства.

2.1 Організація обслуговування трансформаторів

2.1.1 Режими роботи трансформаторів

Режими роботи трансформаторів є важливим фактором його обслуговування та експлуатації. Номінальним називається режим роботи трансформатора при номінальних значеннях напруги, частоти та навантаження, параметрах охолоджуючого середовища та умовах місця установки, які визначаються відповідними стандартами або технічними умовами. Трансформатор може тривалий час працювати в цьому режимі. Номінальні дані вказуються підприємством виробником на щитку, що встановлюється на корпусі трансформатора.

Нормальним називається режим роботи трансформатора, при якому його параметри відхиляються від номінальних не більше, ніж це допускається стандартами, технічними умовами або інструкціями. Так, для масляних трансформаторів напругою 110 кВ і вище при роботі на будь-якому відгалуженні обмотки допускаються перевищення напруг в 1,3 рази по відношенню до номінального значення на протязі 2 с (попереднє навантаження не більше 0,5 номінального).

Трансформатори класів напруг до 35 кВ включно потужністю понад 630 кВ·А та усі трансформатори класів напруги від 110 до 1150 кВ включно допускають тривалу роботу (при навантаженні не більше номінального), якщо

перевищення напруги на будь-якому відгалуженні будь-якої обмотки на 10% більше номінальної напруги даного відгалуження. При цьому напруга на будь-якій обмотці не повинна перевищувати найбільшу робочу напругу U_M , яка залежить від класу напруги $U_{кл}$ (див. таблицю 2.1)[2, 6, 10].

Таблиця 2.1 – Залежність найбільшої робочої напруги від класу напруги

$U_{кл}$, кВ	3	6	10	15	20	35	110	150	220	330	500	750
U_M , кВ	3,5	6,9	11,5	17,5	23	40,5	126	172	252	363	525	787

Допустима тривалість підвищення напруги для трансформаторів напругою до 35 кВ включно встановлена стандартами або технічними умовами на трансформатори.

Аварійним називається режим роботи трансформатора, при якому параметри виходять за межі нормального режиму.

2.1.2 Види обслуговування трансформаторів

Оперативне обслуговування трансформаторів включає: керування режимом роботи; проведення періодичних та позачергових оглядів; періодичний контроль значень параметрів, які характеризують режим роботи, та аналіз отриманих даних; виконання організаційно-технічних заходів з забезпечення технічного обслуговування та ремонту.

Технічне обслуговування трансформаторів включає: профілактичний контроль стану ізоляції та контактної системи, а також пристроїв охолодження, регулювання та пожежогасіння, який виконується поза комплексом планово-попереджувального ремонту; роботи по підтриманню в потрібному стані ізоляційного масла в трансформаторі, в баці пристрою перемикавання під напругою та у вводах, в тому числі роботи з відновлення якості масла (сушіння, регенерація) та його доливання; змащення та догляд за доступними обертовими вузлами, підшипниками пристроїв регулювання напруги та охолодження; періодичне опробування резервного

допоміжного обладнання, настроювання, перевірка та ремонт вторинних кіл і пристроїв захисту, автоматики, сигналізації та керування.

Планово-попереджувальний ремонт трансформаторів включає: поточний і капітальний ремонт та зв'язаних з ними випробувань і вимірювань.

Роботи з обслуговування трансформаторів можуть бути як плановими, так і позачерговими. Планові роботи виконуються з наперед визначеним об'ємом та термінами проведення; позапланові – внаслідок відмов трансформатора або його елементів, в зв'язку з виявленням дефекту тощо. Обслуговування силових трансформаторів в енергосистемах проводиться підприємствами електричних станцій або електричних мереж.

На усіх підвищуючих та частині знижувальних підстанцій постійно чергує персонал. Трансформаторні пункти в міських мережах та знижувальні підстанції напругою 110 кВ, а також розподільні підстанції напругою 20÷35 кВ працюють без постійного персоналу та обслуговуються роз'їздними бригадами. Функції з обслуговування силових трансформаторів розподіляються між ремонтним та оперативним персоналом; персоналом, що обслуговує системи релейного захисту, та випробувачами.

Ремонтний персонал (в основному електрослюсарі з ремонту обладнання) під керівництвом інженерно-технічних робітників (майстрів, начальників груп підстанцій, інженерів служб) проводить капітальний та поточний ремонт (відбирання проби масла, обтирання ізоляції, технічне обслуговування пристроїв охолодження тощо) та деякі види випробувань (перевірка ізоляції обмоток трансформатора, кіл живлення електродвигунів системи охолодження та пожежогасіння, вимірювання опорів контактної системи та ряд інших) [5].

Оперативний персонал приймає участь в оперативному обслуговуванні трансформаторів, а виявлені при цьому дефекти враховуються при плануванні експлуатаційних та ремонтних робіт. Відомості про виявлені дефекти оперативний персонал записує в спеціальний журнал. Керівник підрозділу вказує в журналі намічені заходи та терміни усунення виявлених дефектів. Крім того, оперативний

персонал приймає участь в прийманні обладнання з ремонту.

Пристрої релейного захисту та автоматики обслуговуються спеціальним персоналом, який зв'язаний з оперативним та ремонтним персоналом.

Випробувачі здійснюють профілактичні перевірки ізоляції та контактної системи трансформатора, перевіряють вимикачі, роз'єднувачі, розрядники, системи охолодження та регулювання напруги тощо. Цей персонал розробляє також заходи з захисту трансформаторів від перенапруг. Потрібно зауважити, що деякі види випробувань можуть проводитися ремонтним персоналом [4].

2.2 Режими навантаження

Розрізняють номінальний та допустимий режими навантаження трансформатора, а також допустимі систематичні та аварійні перевантаження. У зв'язку з можливістю систематичних перевантажень вводиться поняття навантажувальної здатності трансформатора.

Під номінальним режимом навантаження трансформатора розуміється режим навантаження номінальним струмом при номінальних значеннях напруги, частоти, параметрів охолоджуючого середовища та умовах місця установки (категорія розташування, висота над рівнем моря), які встановлено стандартами або технічними умовами. Цьому режиму відповідає розрахунковий термін служби трансформатора (зазвичай не менше 25 років). Номінальні дані вказуються на щитку, який розташовано на баці або на кожусі трансформатора.

Під допустимим режимом навантаження розуміється тривале навантаження трансформатора за умов, які відрізняються від номінальних та при яких розрахунковий знос ізоляції трансформатора з-за нагріву не перевищує зносу при номінальному навантаженні. Іншими словами при цьому навантаженні термін служби трансформатора відповідає розрахунковому.

В процесі експлуатації неминуче виникає питання про допустимість тих або інших відхилень від номінального режиму. Ці відхилення наводяться у відповідних

стандартах, технічних умовах або інструкціях. Так, усі силові трансформатори у відповідності з ГОСТ 11677-85 повинні допускати тривале навантаження зі струмом, який дорівнює 1,05 від номінального, якщо напруга ні на одній з обмоток не перевищує номінальну.

Крім того, трансформатори класів напруга до 35 кВ включно (потужністю понад 630 кВ·А) та усі трансформатори класів напруги 110÷1150 кВ допускають тривалу роботу при струмах не вище номінальних, якщо напруга на будь-якому відгалуженні будь-якої обмотки не перевищує 110% від її номінального значення.

Тривале допустиме навантаження (перевантаження) трансформаторів є систематичним. Величини навантаження ($\beta = I/I_{\text{ном}}$) нормуються ГОСТ 14209-85 “Трансформатори силові масляні загального призначення. Допустимі навантаження” та наведена в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Тривале допустиме навантаження трансформаторів

Тип охолодження	Температура охолоджуючого середовища, °С						
	-20	-10	0	+10	+20	+30	+40
М та Д	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
ДЦ та Ц	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2

Навантаження трансформатора понад номінального значення допускається тільки при справній та повністю увімкненій системі охолодження. Тривало допустимі систематичні навантаження (перевантаження) не викликають зниження розрахункового терміна служби трансформатора, тому що за період графіка навантаження забезпечується нормальне або знижене зношування ізоляції [6].

Допустиме аварійне перевантаження трансформаторів більше тривало допустимого навантаження. При роботі в цьому режимі виникає підвищене у порівнянні з нормальним зношування ізоляції, що може призвести до скорочення терміна служби трансформатора, якщо при подальшій роботі це зношування не буде скомпенсоване зниженими зношуваннями при малих навантаженнях.

Максимальна величина перевантаження складає 100% ($\beta = 2$).

Зниження аварійного перевантаження залежить від його тривалості, навантаження в попередньому режимі та температури охолоджуючого середовища і визначається максимально допустимою температурою найбільш нагрітої точки обмотки (160°C для масляних трансформаторів класів напруги 110 кВ та нижче і 140°C для трансформаторів класу напруги понад 110 кВ) та максимально допустимою температурою масла у верхніх шарах (115°C).

В аварійних режимах допускається короткочасне перевантаження трансформаторів з будь-якою системою охолодження, незалежно від тривалості та значення попереднього навантаження, температури навколишнього середовища і категорії розташування. Величина та тривалість аварійних навантажень наведено нижче:

Масляні трансформатори

Навантаження, β	1,3	1,45	1,6	1,75	2,0
Тривалість, хв.	120	80	45	20	10

Сухі трансформатори

Навантаження, β	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6
Тривалість, хв.	60	45	32	18	5

2.3 Навантажувальна здатність

2.3.1 Вплив навантаження трансформатора на зношування ізоляції

Під навантажувальною здатністю трансформатора розуміється спроможність трансформатора працювати з навантаженням вище номінального при визначених умовах експлуатації (величина попереднього та подальшого навантаження, температура охолоджуючого середовища, допустима температура окремих частин трансформатора).

Термін служби трансформатора визначається зносом ізоляції під впливом

перш за все температури при значеннях навантаження, що змінюються, напруги та умовах охолодження. До кінця терміна служби ізоляція повністю зношується і трансформатор знаходиться під постійною загрозою аварії. Розрахунковий термін служби трансформатора при номінальному режимі навантаження складає 20÷40 років. При цьому за номінальну температуру θ_n найбільш нагрітої точки обмотки масляних трансформаторів (клас нагрівостійкості А) у відповідності з рекомендаціями Міжнародної електротехнічної комісії (МЕК) прийнята температура 98°C. Різниця в номінальних температурах (класу нагрівостійкості А відповідає тривало допустима температура 105°C) пояснюється тим, що для системи ізоляції з декількох однорідних ізоляційних матеріалів одного класу тривало допустима температура приймається меншою, ніж для однорідної ізоляції. При розрахунку терміна служби ізоляції класу А прийнято, що він зменшується у два рази при збільшенні температури на 6°C від номінальної (“правило шістьох градусів”).

МЕК рекомендує оцінювати термін служби ізоляції класу А за формулою [3, 6]:

$$V = c \cdot e^{-\alpha \cdot \theta}, \quad (2.1)$$

де $c = (7,5 \div 1,5) \cdot 10^4$ років; $\alpha = 0,115$ – постійні коефіцієнти (для діапазону температур 80÷140°C); θ – температура найбільш нагрітої точки ізоляції обмотки, °C.

На практиці користуються не абсолютним, а відносним терміном служби ізоляції:

$$v = \frac{V}{V_n} = e^{-\alpha(\theta - \theta_n)}, \quad (2.2)$$

або відносним зносом ізоляції

$$F = \frac{1}{v} = e^{\alpha(\theta - \theta_n)}, \quad (2.3)$$

де V_n – термін служби ізоляції при нормальній температурі θ_n в найбільш нагрітій точці ізоляції обмотки.

Відносне зношування ізоляції F показує, в скільки разів зношування ізоляції при даній температурі найбільш нагрітої точки обмотки θ більше (менше) зношування при нормальній температурі ($\theta_n = 98^\circ\text{C}$) за однаковий час роботи. Оскільки відносне зношування ізоляції $F=1$ при $\theta_n = 98^\circ\text{C}$, то можна розрахувати, що при $\theta = 86^\circ\text{C}$ відносне зношування $F = 0,25$ (відносний термін служби $v = 4$), а при $\theta = 110^\circ\text{C}$ $F = 8$ ($v = 0,125$).

Трансформатори зазвичай працюють зі змінним навантаженням. При цьому якщо максимальне значення навантаження не перевищує номінальної потужності трансформатора, то температура обмоток і масла змінюється в діапазоні температур, менших за нормальну. Тому зношування ізоляції $F < 1$, що дає можливість без збитку для терміна служби трансформатора підвищувати на деякий час його навантаження понад номінального.

Розрахунки навантажувальної здатності проводяться або для перевірки допустимості заданого графіка навантаження, або для визначення можливих для даного трансформатора графіків навантаження при відомих значеннях часу та величини навантаження. Обидві задачі розв'язуються при виборі трансформаторів за потужністю.

Перевантаження поділяються на систематичні та аварійні. Систематичні перевантаження характерні для змінного графіка навантаження (годинного, добового, місячного), аварійні перевантаження виникають у випадках необхідності забезпечити електропостачання споживачів, незважаючи на перевантаження трансформатора і можливе зменшення його терміну служби.

Значення допустимих та систематичних перевантажень масляних

трансформаторів потужністю до 100 МВА встановлено ГОСТ 14209-85, а для інших трансформаторів – технічними умовами, інструкціями або стандартами.

Величина систематичних перевантажень обмежується середнім зносом ізоляції F_{cp} , який не повинен бути більше 1:

$$F_{cp} = \sum F_i \cdot t_i / T \leq 1, \quad (2.4)$$

де F_i, t_i – відносне зношування ізоляції при i -му навантаженні тривалістю t_i ; $T = \sum t_i$ – тривалість графіка навантаження, який розглядається, (зазвичай 24 год.).

При розрахунку зношування ізоляції впроваджують додаткові обмеження. Для систематичних перевантажень – максимальне навантаження $\beta_m \leq 1,5$, температура обмотки в найбільш нагрітій точці $\theta_{o.n.h.t} \leq 140^\circ \text{C}$, температура масла у верхніх шарах $\theta_m \leq 95^\circ \text{C}$; для аварійних перевантажень – максимальне навантаження $\beta_m \leq 2,0$, температура обмотки в найбільш нагрітій точці $\theta_{o.n.h.t} \leq 160^\circ \text{C}$ (для класів напруги до 110 кВ) та $\theta_{o.n.h.t} \leq 140^\circ \text{C}$ (для класів напруги понад 110 кВ), температура масла у верхніх шарах $\theta_m \leq 115^\circ \text{C}$. Обмеження за потужністю визначаються характеристиками вводів та пристроїв регулювання напруги.

Розрахунок відносного зношування ізоляції відповідно до ГОСТ 14209-85 проводиться у такій послідовності:

1. Перетворення графіка навантаження. На безперервному або дискретному графіку навантаження $\beta(t)$, який отримується за даними вимірювань або розрахунків (рисунок 2.1), виділяються інтервали часу t_1 та t_2 , на яких навантаження $\beta \leq 1$ та $\beta \geq 1$. Далі реальний графік навантаження 1 замінюється на еквівалентний в тепловому відношенні багатоступеневий графік 2, який потім приводиться до еквівалентного прямокутного двоступеневого графіка 3. Багатоступеневий графік отримують еквівалентуванням на інтервалах часу Δt , в

порівнянні з постійною часу нагрівання обмотки (порядку 0,5 год.).

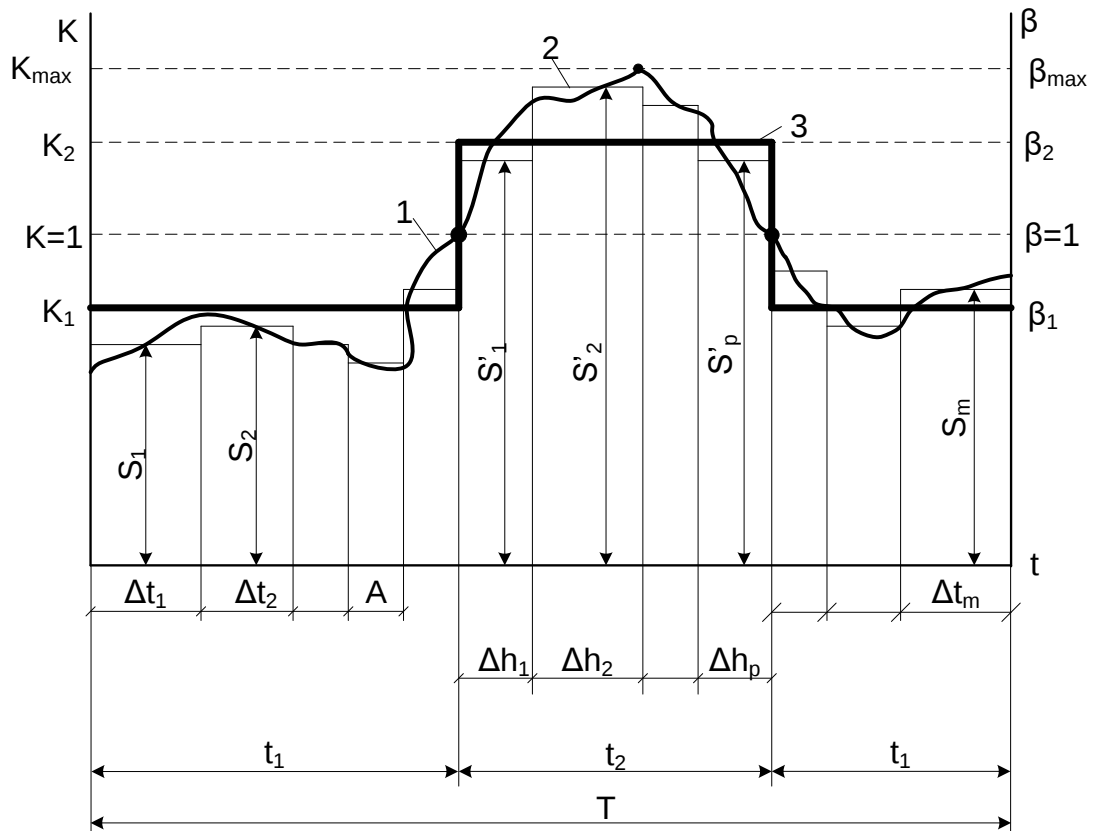


Рисунок 2.1 – Перетворення графіка навантаження трансформатора: 1 – реальний графік навантаження; 2 – багатоступеневий еквівалентний графік навантаження; 3 – двоступеневий еквівалентний графік навантаження

Потім визначають початкове еквівалентне навантаження K_1 на інтервалі t_1 :

$$K_1 = \left[(\beta_1^2 \cdot \Delta t_1 + \beta_2^2 \cdot \Delta t_2 + \dots + \beta_n^2 \cdot \Delta t_n) \cdot t_1 \right]^{\frac{1}{2}}, \quad (2.5)$$

де $\beta_i, \Delta t_i$ – відносне навантаження та тривалість i -го інтервалу еквівалентного багатоступеневого графіка навантаження на інтервалі t_1 .

За формулою (2.5) визначають середнє навантаження K_2 на інтервалі t_2 та перевіряють обмеження з перевантаження $K_2 \leq \beta_m$.

2. Розрахунок теплового режиму трансформатора для еквівалентного графіка навантаження. Температура масла у верхніх шарах:

$$\theta_m = \theta_{охл} + v_m, \quad (2.6)$$

де $\theta_{охл}$ – температура охолоджуючого середовища (повітря), °С; v_m – перевищення температури масла у верхніх шарах над температурою повітря, °С.

Температура обмотки в найбільш нагрітій точці

$$\theta_{о.н.н.т} = \theta_m + v_m + v_{о.м}, \quad (2.7)$$

де $v_{о.м}$ – перевищення температури найбільш нагрітої обмотки над температурою масла у верхніх шарах, °С.

Рівняння (2.6) справедливо як в усталеному, так і в перехідних теплових режимах. При навантаженнях тривалістю більше 0,5 години можна не враховувати постійну часу нагрівання обмотки та вважати, що при стрибкоподібному змінюванні навантаження перевищення температури обмотки $v_{о.м}$ також змінюється аналогічно. Постійна часу нагрівання масла вважається звісною або визначається за формулою:

$$\tau_m = C_m \cdot G_m \cdot \frac{\theta_m}{\sum P}, \quad (2.8)$$

де $C_m = 1800 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{С})$ – теплоємність масла; G_m – маса масла, кг; θ_m – температура масла, °С; $\sum P$ – сумарні втрати в трансформаторі, Вт.

Сумарні втрати

$$\sum P = \gamma^2 \cdot P_{о.н} + \beta^2 \cdot P_{к.н},$$

де $\gamma = \frac{U}{U_H}$; $\beta = \frac{I}{I_H}$; $P_{o.H}$ – номінальні втрати холостого ходу, Вт; $P_{к.н}$ – номінальні втрати короткого замикання, Вт.

Для еквівалентного двоступеневого графіка навантаження визначають усталене значення перевищень температури масла v_{1M} та v_{2M} для кожного ступеня K_1 та K_2 , вважаючи відомим з розрахункових (заводських) даних трансформатора усталене перевантаження температури масла у верхніх шарах $\theta_{M.H.}$ над температурою навколишнього середовища при номінальному навантаженні:

$$\left. \begin{aligned} v_{1M} &= v_{M.H.} \cdot \left[\frac{(1 + d \cdot K_1^2)}{1 + d} \right]^x \\ v_{2M} &= v_{M.H.} \cdot \left[\frac{(1 + d \cdot K_2^2)}{1 + d} \right]^x \end{aligned} \right\}, \quad (2.9)$$

де $x = 0,9$ (для трансформаторів з охолодженням типу М та Д) або $1,0$ (для трансформаторів з охолодженням типу Ц та ДЦ);

$$d = \frac{P_{o.H.}}{P_{к.н.}}.$$

Перевищення температури найбільш нагрітої точки v_{oM} над температурою масла визначається за формулою:

$$v_{oM} = v_{oMH} \cdot K^y, \quad (2.10)$$

де v_{oMH} – перевищення температури обмотки в номінальному режимі; K – коефіцієнт навантаження (для двоступеневого графіка $K = K_1$ або $K = K_2$); $y = 1,6$ (для трансформаторів з охолодженням типу М та Д) або $1,8$ (для трансформаторів типу Ц та ДЦ).

За результатами виконаних розрахунків будують графіки змінювання температури масла у верхніх шарах θ_m , визначеної за формулою (2.6), та температуру найбільш нагрітої точки ізоляції обмотки $\theta_{н.н.т.}$, визначеної за формулою (5.7). При цьому вважають, що до початку інтервалу перевантаження t_2 (точка А на рисунку 5.1) температурний режим трансформатора є усталеним і визначається навантаженням K_1 . В кінці інтервалів нагрівання ($t = t_2$) та охолодження ($t = t_1$) справедливі вирази:

$$\left. \begin{aligned} v_{mt_2} &= v_{1m} + (v_{2m} - v_{1m}) \cdot \left[1 - \exp\left(\frac{-t_2}{\tau_m}\right) \right] \\ v_{mt_1} &= v_{2m} + (v_{1m} - v_{2m}) \cdot \left[1 - \exp\left(\frac{-t_1}{\tau_m}\right) \right] \end{aligned} \right\}, \quad (2.11)$$

де τ_m – постійна часу нагрівання масла; t_2 – тривалість інтервалу перевантаження ($K = K_2$); t_1 – тривалість інтервалу недовантаження ($K = K_1$).

За результатами будують графіки нагрівання (охолодження) трансформатора, які показано на рисунку 2.2, за якими перевіряють температурні обмеження за $\theta_{н.н.т.}$ та t_2 та за допомогою яких виконують розрахунок відносного зношування ізоляції F .

3. Розрахунок відносного зношування ізоляції. Відповідно до формул (5.1)÷(5.3) термін служби та зношування ізоляції визначається тільки температурою. Тому спочатку графік температури найбільш нагрітої точки ізоляції обмотки трансформатора $\theta_{н.н.т.}(t_2)$, який отримано за результатами теплового розрахунку і наведено на рисунку 2.2, розбивається на часові інтервали θ_m так, щоб різниця температур на кінцях кожного інтервалу не перевищувала 6°C .

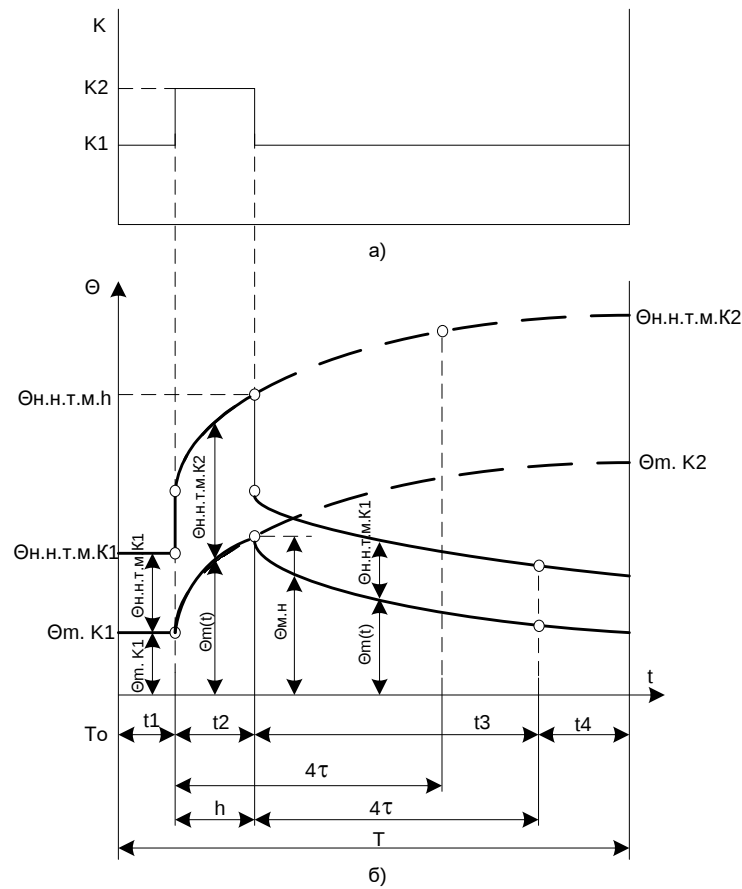


Рисунок 2.2 – Визначення теплового стану трансформатора (б) для еквівалентного двоступеневого графіка навантаження (а)

Потім знаходять середні температури найбільш нагрітої точки на кожному інтервалі θ_{icp} , за якими ведеться розрахунок відносного зношування ізоляції. Загальне відносне зношування за період часу T , що розглядається, складає:

$$F = \sum F_i, \quad (2.12)$$

де

$$F_i = \frac{\Delta t_i}{T} \cdot 2^{\frac{(\theta_{icp} - \theta_{газ})}{\Delta}}, \quad (2.13)$$

де θ_{icp} – середня температура найбільш нагрітої точки обмотки на інтервалі Δt_i ;

$\theta_{\text{баз}} = 98^{\circ}\text{C}$ – базисна температура для класу нагрівостійкості А; $\Delta = 6^{\circ}\text{C}$ – температурний інтервал, при змінюванні на який, термін служби ізоляції класу А змінюється в два рази; T – тривалість інтервалу повторювання навантаження, під час якого виникають систематичні перевантаження трансформатора.

Аналіз результатів розрахунку.

1. Еквівалентний графік навантаження. Якщо $K_2 \leq 1,5$, то переходять до наступного етапу розрахунку. Якщо $K_2 > 1,5$, то навантаження, які відображає даний графік, не можуть належати до систематичних перевантажень, а трансформатор даної потужності не витримує вказаний графік навантаження. В цьому випадку необхідно збільшити встановлену потужність трансформатора. Подальший розрахунок в цьому випадку не проводиться.

2. Тепловий режим трансформатора. Якщо температура найбільш нагрітої точки ізоляції обмотки не перевищує 140°C і температура масла у верхніх шарах не перевищує 95°C , то переходять до наступного етапу розрахунку. Якщо температура найбільш нагрітої точки ізоляції обмотки перевищує 140°C і (або) температура масла у верхніх шарах перевищує 95°C , то навантаження, які відображає даний графік, не є систематичними перевантаженнями. Висновки співпадають з висновками попереднього етапу розрахунку.

3. Розрахунок відносного зношування ізоляції. Якщо відносне зношування ізоляції $F \leq 1$, то трансформатор даної потужності витримує заданий графік навантаження без зменшення терміну служби. Якщо $F > 1$, то необхідно збільшити встановлену потужність трансформатора або погодитись зі зменшенням терміну його служби. Вибір правильного рішення в останньому випадку визначається економічними розрахунками.

При експлуатації трансформаторів можна, використовуючи описану методику, визначати поточне зношування ізоляції обмоток трансформатора шляхом прямого (вимірювання температури найбільш нагрітої точки обмотки та

масла у верхніх шарах) або непрямого (вимірювання струму та напруги трансформатора з наступним розрахунком теплового режиму) контролю температури. Така математична модель може використовуватись при технічному обслуговуванні, яке передбачає ремонт за потребою [5, 7].

2.4 Оперативне обслуговування та контроль режиму роботи трансформатора

Періодичний контроль режиму роботи трансформатора здійснюється шляхом перевірки навантаження, рівня напруги та температури масла за допомогою вимірювальних приладів. Результати вимірювань параметрів фіксують в добовій відомості: на електростанціях та підстанціях з постійним черговим персоналом вимірювання виконують один раз в 1÷2 години; на підстанціях без постійного чергового персоналу – при кожному відвідуванні об'єкту виїзним оперативним персоналом або методом телевимірювань. При виникненні перевантаження контроль ведеться частіше.

На гідроелектростанціях та підстанціях без постійного чергового персоналу, які не мають пристроїв телевимірювання, додатково, не менше двох разів у рік (зазвичай влітку та взимку) повинні виконуватись погодинні записи навантаження для уточнення сезонних змінювань режиму роботи трансформатора. Крім того, здійснюється безперервний автоматичний контроль за перевантаженням.

Візуальний контроль стану трансформатора. Для своєчасного виявлення несправностей трансформаторів, які при подальшому їх розвитку можуть призвести до аварій, усі трансформатори підлягають періодичному зовнішньому огляду (без вимикання).

Планові огляди головних трансформаторів електростанцій та підстанцій, трансформаторів власних потреб підстанцій, трансформаторів в зоні забруднення здійснюються не менше одного разу на добу на установках з постійним черговим оперативним персоналом та не менше одного разу в місяць на установках без постійного чергового персоналу. Решта трансформаторів повинна оглядатися не

менше одного разу в тиждень на установках з постійним черговим персоналом, одного разу на місяць на установках без постійного чергового персоналу та одного разу на 6 місяців на трансформаторних пунктах [6, 8].

При плановому періодичному огляді перевіряють стан зовнішньої ізоляції – вводів трансформатора, а також встановлених на ньому розрядників та опорних ізоляторів (перевіряється цілість фарфору, наявність тріщин, ступінь забруднення поверхні). Крім того, перевіряють цілість мембрани вихлопної труби, стан доступних ущільнень фарфорових з'єднань та відсутність течі масла. При огляді контролюють стан доступних для спостереження контактних з'єднань.

За маслопоказчиками і масломірним склом визначають рівень масла в баці трансформатора та в розширювачі, а також звертають увагу на колір масла (потемніння масла може свідчити, наприклад, про термічний розклад внаслідок підвищеного нагрівання). Через оглядове скло оглядають індикаторний силікагель в повітряосушувачах бака трансформатора і вводів. Зміна кольору силікагелю від блакитного до рожевого свідчить про вологу сорбенту та необхідність перезарядження повітряосушувача.

Показником стану трансформатора може служити характер шуму, який він видає, (прослуховування потрібно вести при зупинених вентиляторах). Свідченням можливої несправності служить потріскування або щиглики, які можуть бути пов'язані з розрядами в баку (наприклад, з-за обриву заземлення активної частини), а також періодичне змінювання рівня або тону шуму.

Огляди трансформатора потрібно проводити у світлий час доби або при увімкненому освітленні. В темряві можна виявити дефекти, які є джерелами світла: нагрівання контактних з'єднань, коронні та інші види часткових розрядів на поверхні зовнішньої ізоляції тощо.

Позачергові огляди трансформаторів зовнішньої установки необхідно виконувати за екстремальних умов: різке зниження температури навколишнього повітря, ураган, сильний снігопад, ожеледь. При цьому перевіряють рівень масла, стан вводів та системи охолодження.

Позачергові огляди проводяться також після короткого замикання (КЗ) обмоток або при появі сигналу газового реле. В першому випадку перевіряють стан струмоведучих кіл, по яких протікав струм КЗ, а також ізолятори, які перенесли вплив динамічних навантажень, в другому – стан газового реле та його кіл. При необхідності позачерговий огляд може виконуватися і з вимиканням трансформатора, коли необхідно більш ретельно вивчити елемент, стан якого викликає сумніви, або коли доступ до об'єкту, який перевіряється, неможливий без зняття напруги.

Пристрої релейного захисту, автоматики та сигналізації. Пристрої релейного захисту, які мають силові трансформатори, повинні реагувати на дві групи подій: пошкодження трансформатора та аварійні режими роботи.

До пошкоджень, які викликають спрацювання релейного захисту, належать міжфазні та однофазні замикання в обмотках та на виводах, виткові замикання в обмотках, частковій пробій ізоляції введів, а також пошкодження, які пов'язані з виділенням газу та підвищення тиску в баці трансформатора і регулюючого пристрою.

До аварійних режимів, на які повинні реагувати захисти трансформаторів, належить поява понадструмів, які обумовлені зовнішніми КЗ або перевантаженнями, а також зниження рівня масла. Пристрої релейного захисту встановлюються на спеціальних панелях, в тому ж приміщенні, в якому знаходиться щит Керування. Для захисту трансформатора від пошкоджень в залежності від потужності та характеру установки використовуються такі види захистів:

- диференціальний захист, який є основним захистом потужних силових трансформаторів від внутрішніх пошкоджень і спрацьовує при КЗ усередині зони, яка обмежена двома комплектами трансформаторів струму (принцип дії засновано на порівнянні значень та напрямлення струмів);

- струмова відсічка без витримки часу, яка встановлюється на трансформаторах невеликої потужності і є самим простим швидкодіючим захистом

від внутрішніх пошкоджень;

- захист від понадструмів зовнішніх КЗ (найбільш простим захистом цього виду є максимальний струмовий захист);

- захист від перевантаження, який виконується з дією на сигнал та складається з реле струму і реле часу.

Широке розповсюдження отримав газовий захист завдяки відносній простоті та чутливості до великої кількості внутрішніх пошкоджень масляного трансформатора та його перемикаючого пристрою. Внутрішні пошкодження трансформатора, як правило, супроводжуються розкладом масла і інших ізоляційних матеріалів з утворенням летючих газів. Гази піднімаються до кришки трансформатора і попадають в розширювач через газове реле, яке встановлено на маслопроводі і з'єднує розширювач з баком. Існує декілька типів реле, які встановлюються на трансформаторах в залежності від їх потужності [7, 8].

Розглянемо конструкцію газового реле на прикладі реле типу BF80/Q (рисунки 2.3). Основою реле є корпус 1, у верхній частині якого накопичуються бульбашки газу, які попали в реле. Корпус має два оглядових вікна, які дозволяють визначити наявність газу та його приблизний об'єм (за рисками на склі). На кришці корпусу є кран для випуску газу, а в дні – отвір для зливання масла та шламу, який закритий пробкою з різьбою. Усередині корпусу на кришці закріплена частина реле, що виймається, яка складається з трьох реагуючих елементів 2, 3 і 4, які зв'язані з постійними магнітами та герметичними контактами (герконами), що управляють цими магнітами. Кола герконів приєднано до виводів реле і спеціальним кабелем зв'язані зі схемою газового захисту трансформатора. Реагуючі елементи – кулькоподібні пластмасові порожнютілі поплавки 2 і 4 – ексцентрично насаджені на горизонтальну вісь 5 та вільно обертаються по ній. Третій реагуючий елемент 3 має форму лопаті, яка також вільно обертається на горизонтальній вісі та розташовується поряд з нижнім поплавком.

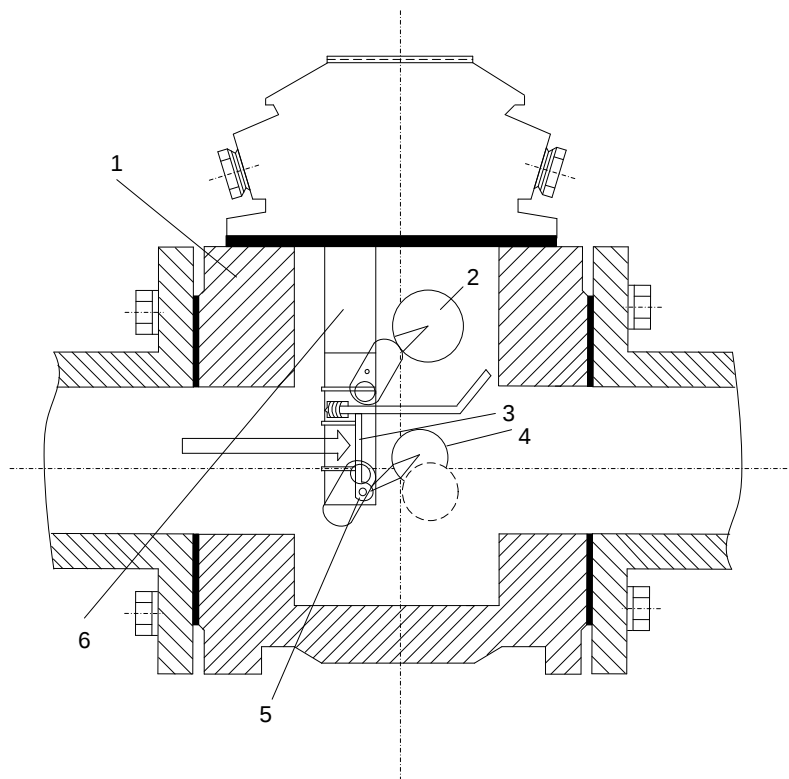


Рисунок 2.3 – Газове реле типу BF80/Q: 1 – корпус; 2, 3 і 4 – реагуючі елементи; 5 – горизонтальна вісь; 6 – порожнина реле.

При повному виділенні газу, яке характерно для невеликих пошкоджень, відбувається поступове витискування масла з порожнини реле 6. При досягненні визначеного об'єму газу ($250 \div 300 \text{ см}^3$) верхній поплавок опускається і зв'язаний з ним магніт замикає відповідний геркон. При повному залишенні масла з реле аналогічним чином спрацьовує нижній поплавок (наприклад, при значній течі з баку). При значному пошкодженні, яке супроводжується бурхливим виділенням газів, лопать під тиском струменя масла або газомасляної суміші відхиляється на визначений кут, впливаючи на той же контакт, що і нижній поплавок.

Таким чином, газове реле здатне розрізняти ступінь пошкодження трансформатора: геркон верхнього поплавка використовується як датчик сигналу, а геркон нижніх елементів – для подавання команди на вимикання.

Про причини спрацювання газового захисту та про характер пошкодження можна говорити на підставі дослідження накопиченого в реле газу, визначаючи

його кількість, колір та хімічний склад.

Найбільш відповідальним розділом технічного обслуговування є експлуатація трансформаторного масла, яке призначається для ізоляції частин та вузлів активної частини трансформатора, що знаходяться під напругою; для відведення тепла від нагрітих при роботі трансформатора частин, а також для запобігання твердої ізоляції від швидкого зволоження при проникненні вологи з навколишнього середовища. Функціональні властивості масла визначаються її хімічним складом, який залежить насамперед від якості сировини та способів її очищення при виробництві.

Для заливання трансформатора рекомендується використовувати масло визначеної марки. Однак допускається, при дотриманні деяких умов, виконувати заливання трансформаторів сумішшю масел.

Кожна партія масла, яка використовується для заливання та доливання, повинна мати сертифікат підприємства-виробника, який підтверджує відповідність масла стандарту. Для масла, яке прибуло сумісно з трансформатором, відповідність стандарту підтверджується записом в паспорті трансформатора. Стан трансформаторного масла оцінюється за результатами випробувань, які в залежності від об'єму діляться на три види [3]:

- випробування на електричну міцність;
- скорочений аналіз;
- випробування в об'ємі повного аналізу.

Пробу для випробування відбирають в сухі чисті скляні банки місткістю 1 л з притертими пробками, на яких укріплюють етикетки з вказівкою обладнання, дати, причини відбирання проби, а також особи, яка відбирала пробу. Як правило, проба відбирається з нижніх шарів масла.

Методика випробування масла встановлена відповідними стандартами (ГОСТ 6581-75*, 6370-83*, 1547-84, 6356-75*). Якість масла, що заливається в трансформатори напругою до 220 кВ, оцінюється за наступними показниками.

Норми кількісних показників якості свіжого трансформаторного масла:

Кислотне число, мг КОН на 1 г масла, не більше.....	0,02
Температура спалаху, °С, не нижче.....	150
tgδ, %, при 90°С, не більше.....	2,6
Натрова проба по ГОСТ 19296-73, бали, не більше.....	0,40

Стабільність проти окислення:

- утримання летючих низькомолекулярних кислот, мг КОН на 1 г масла, не більше.....	0,005
- масова частка осаду після окислення, %, не більше.....	відсутня
- кислотне число окисленого масла, мг КОН на 1 г масла, не більше.....	0,1
Температура застигання, °С, не вище.....	-45
В'язкість кінематична, $(\text{м}^2/\text{с}) \cdot 10^{-6}$, не більше:	
- при 20°С.....	28
- при 50°С.....	9
- при -30°С.....	1300

Пробивна напруга масла в експлуатації повинна бути не менше 35 кВ/мм для трансформаторів класів напруги 60÷220 кВ, не менше 25 кВ/мм для трансформаторів класів напруги 20÷35 кВ.

Періодичність випробувань масла повинна бути такою, щоб своєчасно виявити недопустиме погіршення характеристик масла, яке викликано впливом температури, підвищених напруженостей поля, наявністю кисню в маслі, контакту масла з металом (сталлю, міддю) та ізоляційними деталями, а також впливом випадкових або непередбачених явищ (порушення технології виготовлення, присутність сторонніх домішок тощо).

Рекомендується перед першим увімкненням трансформатора в роботу перевірити масло в об'ємі скороченого аналізу для трансформаторів напругою до 35 кВ включно та в об'ємі скороченого аналізу з вимірюванням tgδ і вологоутримання для трансформаторів напругою 110 кВ і вище. Крім того, для

трансформаторів з азотним або плівковим захистом додатково контролюють газоутримання масла та склад газів в понадмасляному просторі.

В період прироблення (через 10 днів та через місяць для трансформаторів напругою 110÷220 кВ, і додатково через три місяці для трансформаторів напругою 330 кВ і вище) проводять випробування в тому же об'ємі, як перед увімкненням. Крім того, через 3 доби включно після увімкнення і далі через 14 діб; 1; 3 та 6 місяців у всіх трансформаторах напругою 110 кВ і вище здійснюється хроматографічний аналіз газів, які розчинені у маслі. При подальшій експлуатації випробування масла виконують у відповідності з періодичністю поточних ремонтів.

Безпосередній контакт масла трансформатора або маслонаповненого вводу з атмосферним повітрям призводить до поступового насичення масла киснем і зволоженню як масла, так і твердої ізоляції. В результаті зволоження масла знижується його електрична міцність, а насичення киснем призводить до прискореного розвитку оксидних процесів (старінню). Для видалення з масла вологи використовують такі способи: центрифугування масла, фільтрування та сушіння масла в цеолітових установках (адсорбційний метод).

Для захисту масла від зволоження і старіння в процесі експлуатації трансформатора в його конструкції використовується низка спеціальних пристроїв: розширювач, повітряосушувачі, адсорбційні і термосифонні фільтри, пристрої азотного та плівкового захисту. Крім того, для підвищення стабільності масел використовують спеціальні антиокисні та стабілізуючі присадки.

Адсорбційні масляні фільтри призначаються для безперервної регенерації масла трансформатора в процесі його експлуатації з циркуляційною (Ц) та дуттевою циркуляційною (ДЦ) системами охолодження, які забезпечують примусову циркуляцію масла через фільтр. Аналогічні фільтри на трансформаторах з природною масляною (М) та дуттевою (Д) системами охолодження, коли циркуляція масла в фільтрі забезпечується тільки за рахунок відмінностей щільності нагрітого і охолодженого масла, називають

термосифонними. Кількість сорбенту в термосифонному фільтрі повинна складати біля 1% від маси масла в трансформаторі.

Принцип дії плівкового захисту полягає в найбільш повному видаленні вологи і газу з ізоляції і масла та їх повній герметизації за рахунок встановлення в розширювач еластичній ємності, яка служить для компенсації температурного змінювання об'єму масла при роботі трансформатора. Ця ємність підвішується усередині розширювача і щільно прилягає до внутрішньої поверхні розширювача та масла і забезпечує герметизацію масла від навколишнього середовища. Одночасно внутрішня порожнина еластичної ємності з'єднана патрубком з навколишнім повітрям через повітряосушувач, який запобігає конденсації вологи на її внутрішній поверхні.

В трансформаторах з плівковим захистом замість запобіжної труби встановлюють запобіжні клапани, які дозволяють забезпечити більш надійну герметизацію.

Азотний захист полягає в тому, що мікропустоти в ізоляції і маслі, які утворюються в результаті ретельного видалення з них повітря, а також надмасляний простір заповнюють сухим азотом і герметизують від навколишнього середовища за допомогою м'яких резервуарів, які служать для компенсації температурних змін об'єму масла при роботі трансформатора.

3 ОБСЛУГОВУВАННЯ КОМУТАЦІЙНИХ АПАРАТІВ

Електричні комутаційні апарати призначені для комутації електричних ланцюгів у нормальних режимах роботи, коли ця діяльність пов'язана зі зміною режимів роботи ланцюгів, увімкненням і вимиканням напруги або відключенням електричних кіл в аварійному стані. Частота хірургічного втручання може бути порівняно невеликою - від однієї операції на рік до кількох десятків операцій на день. До цієї групи належать роз'єднувачі, вимикачі високої та низької напруги (автоматичні та неавтоматичні), автоматичні вимикачі, рубильники та ін.

Вимикачі високої напруги - це електричні комутаційні пристрої, завданням яких є швидке включення і відключення електричних мереж і з'єднань в нормальному і аварійному режимі.

Вимикач є основним комутаційним пристроєм в електроустановках з різними номінальними напругами. Застосовується для вмикання та вимикання електричних ланцюгів у різних режимах роботи електричних мереж: тривале навантаження, перевантаження, коротке замикання, холостий хід, асинхронний режим роботи.

Найбільш складною і відповідальною операцією є відключення струмів короткого замикання (замикання) і ввімкнення автоматичного вимикача відповідного короткого замикання.

Виконуються високовольтні вимикачі на номінальні струми від 50А до 63кА, номінальні напруги від 3 кВ до 1150 кВ, з потужністю вимкнення від 50ВА до 50000 МВА.

Основним фактором, який визначає конструкцію вимикачів, є спосіб гасіння дуги. Виходячи з цього, високовольтні вимикачі розділяють на такі основні групи:

- 1) оливні вимикачі – гасіння дуги відбувається в середовищі електротехнічної оливи:
 - а) бакові – з великим об'ємом оливи, яка служить дугогасильним середовищем та ізоляцією між струмоведучими частинами вимикача;
 - б) малооливні – з малим об'ємом оливи, яка служить тільки дугогасильним середовищем;

2) повітряні вимикачі – гасіння дуги відбувається в середовищі стисненого повітря;

3) елегазові вимикачі – гасіння електричної дуги в середовищі електротехнічного газу (шестифтористої сірки - SF₆);

4) вакуумні вимикачі – гасіння дуги відбувається у вакуумному середовищі.

5) автогазові вимикачі – гасіння дуги відбувається газами, які виділяються зі стінок дугогасильних камер під дією високої температури;

6) електромагнітні вимикачі – гасіння дуги відбувається за допомогою магнітного дуття в різного роду дугогасильних камерах;

Кожна з цих груп вимикачів має свої недоліки і переваги та межі застосування в розподільних установках високих та середніх напруг.

Перші три групи виготовляються на всю шкалу номінальних напруг (за винятком масляних, які виконуються на напруги до 220 кВ), струмів та потужностей. Виконуються як для внутрішнього, так і для зовнішнього улаштування.

Вакуумні вимикачів переважно виконуються на напруги 6-35кВ в якості вимикачів розподільних установок та напругою 110 кВ з малими потужностями вимкнення в якості підстанційних.

Інші вимикачі обмежуються конструкціями на порівняно малі потужності вимкнення (до 50 -300 МВ·А), незначним номінальними струмами (до 300 ÷ 600 А) та номінальними напругами 6-15кВ. Це переважно вимикачі навантаження, тобто вимикачі, які забезпечують увімкнення та вимкнення електричних ланок тільки з робочими струмами і не призначені для вимкнення струмів коротких замикань (КЗ).

В свою чергу, кожна з груп вимикачів розділяється ще за рядом ознак:

- за часом дії – швидкодіючі (0,04÷0,08с), прискореної дії (0,08÷0,12) та нешвидкодіючі (0,12÷0,25 с);

- за кількістю фаз – одно- та трифазні. В залежності від кількості розривів на одну фазу – з одно-, дво- та багатократними розривами;

- за конструктивним зв'язком з приводом – з окремим та вбудованим приводом, кожен з яких виконуються або ручним, або автоматичним;
- за способом встановлення – для внутрішнього і зовнішнього встановлення та для вибухонебезпечного середовища;
- за наявністю циклу АПУ (автоматичного повторного увімкнення) – одноступеневого, багатоступеневого, пофазного та швидкодіючого;
- за виконуваними функціями в схемах розподільних пристроїв – генераторні, розподільні: фідерні та підстанційні.

Генераторні характеризуються великими значеннями номінальних струмів вимкнення (до десятків тисяч Ампер) та потужностей вимкнення (десятки тисяч МВА), невеликими напругами (6-20кВ), незначним часом вимкнення (0,01-0,2 с).

Фідерні розподільні вимикачі відрізняються від генераторних малими номінальними струмами (300-600 А), потужностями вимкнення (100-300 МВА), меншим часом вимкнення та наявністю АПУ.

Підстанційні розподільні характеризуються високими номінальними напругами (110-750 кВ), великими потужностями вимкнення, швидкодією (0,01-0,08 с), наявністю АПУ - одно- та багатоступеневої дії і пофазного керування [3].

3.1 Інструкція з експлуатації елегазових вимикачів

Інструкція з експлуатації елегазових вимикачів розглянемо на прикладі вимикача LTB 145 Д1/В з пружинним приводом BLK 222.

Конструкція елегазового вимикача LTB 145 Д1/В базується на знаннях та досвіді, набутих при створенні вимикачів серії HPL та EDF. Енергія, необхідна для вимкнення струмів к.з., частково береться від самої дуги, тому потреба в енергії від приводу зменшується до величини, що становить менше 50% відповідного показника в компресійних елегазових вимикачах звичайних типів. Низьке енергоспоживання спричинює зниження механічних напруг, що у свою чергу, забезпечує високу надійність.

В вимикачі LTB-145 Д1/В використано простий та надійний привід BLK 222 з пружинним механізмом. Вимикач LTB відповідає міжнародним стандартам (МЕК), технічним вимогам Американського національного інституту стандартів (ANSI), Німецького промислового стандарту (DIN), має сертифікат якості і сертифікат відповідності України.

Вимикач LTB 145 Д1/В розрахований на лінійну напругу 145 кВ та номінальний струм вимкнення 40 кА. Вимикач входить в групу елегазових вимикачів марки АВВ.

Окрім даної інструкції при експлуатації вимикача LTB 145 Д1/В необхідно керуватись ГКД 34.47.503-2004р .

3.1.1 Основні особливості та переваги елегазового вимикача LTB 145 Д1/В

Елегазовий вимикач LTB-145 Д1/В створений з врахуванням останніх досягнень в області дослідження дугогасіння та забезпечує такі переваги:

а) вимкнення ємнісних струмів без повторних запалювань, що забезпечується високою власною діелектричною стійкістю елегазу та оптимізованим переміщенням контактів;

б) висока діелектрична стійкість елегазу навіть при атмосферному тиску елегазу, що забезпечується за рахунок великого зазору між розімкнутими контактами;

в) низький рівень шуму при роботі вимикача дозволяє монтувати його в житлових районах;

г) висока сейсмостійкість, рівна 0,5 g зі спектром відображення згідно з рекомендаціями МЕК ІЕС 1166, що забезпечується оптимальним виконанням полюса та конструкції;

д) надвисока надійність, обумовлена:

- малими провідними силами;
- окремими дугогасними контактами;
- дублюванням компресійних кілець у кожному ущільненні, що

забезпечило наднизьку інтенсивність витоку елєгазу;

- надійними комплектуючими;

е) вимикач призначений для експлуатації в умовах навколишнього середовища при $t = - 40^{\circ}\text{C} \dots + 45^{\circ}\text{C}$;

є) простота монтажу та здачі в експлуатацію.

3.1.2 Конструкція елєгазового вимикача LTB 145 Д1/В

Три полюси вимикача змонтовані на загальній несучій рамі, рама встановлена на двох вертикальних металевих опорах. Всі три полюси вимикача з'єднані між собою і з приводом стрижнями. Перемикач активується за допомогою приводу, оснащеного замикаючою пружиною. Коли вмикається, пружина відключення намотується і постійно з'єднується з полюсним механізмом, який утримується в положенні відключення приводу. Щоб вимкнути його, просто послабте запірний хомут.

Кожен полюс є герметичним вузлом, що складається з модуля вимикача, порцелянового ізолятора стовпа та корпусу приводу. Полюси вимикачів наповнені елєгантністю під тиском 0,5 МПа (5 атм) для роботи при температурах не нижче - 40°C . Надійність і термін служби вимикача визначається його здатністю підтримувати постійний тиск газу і нейтралізувати вплив вологи і продуктів розпаду дуги. Кожен модуль має ємність з вологопоглиначем, який вбирає вологу при відключенні електроенергії. Відключаюча здатність залежить від щільності газу, тому автоматичний вимикач LTB оснащений пристроєм контролю щільності, який є спільним для всіх трьох полюсів. Конструктивно пристрій контролю щільності виконано у вигляді термокомпенсованого реле тиску.

Коливання температури полюсів вимикача компенсуються біметалевою пластиною, завдяки чому аварійний сигнал виникає лише при падінні тиску газу через витік газу.

3.1.3 Привід BLK 222 елегазового вимикача LTB 145 Д1/В

Вимикач LTB-145 Д1/В обладнаний пружинним приводом типу BLK 222, вмикаюча пружина котрого заводиться електродвигуном. Привід розміщено в компактному вологозахищеному антикорозійному корпусі, закріпленому на рамі вимикача. Привід має мінімальну кількість комплектуючих механічної частини, що підвищує надійність. Вмикаюча спіральна пружина механічно з'єднана безпосередньо з коромислом в полюсі вимикача без якогось проміжного дискового кулачка. Фіксуючі ввімкнене та вимкнене положення вимикача заціпки мають однакову конструкцію і є взаємозамінними. Вони є швидкодіючими та віброзахищеними. Для сповільнення руху контактної системи в кінці ходу при операції вимкнення в конструкцію приводу введено демпфер (заспокоювач). Допоміжне оснащення характеризується такими основними комплектуючими:

- надійними посрібленими допоміжними блок-контактами;
- надійним кінцевим вимикачем;
- індикатором натягу вмикаючої пружини.

3.1.4 Технічні характеристики елегазового вимикача LTB 145 Д1/В

Номінальна напруга	145 кВ
--------------------	--------

Максимальна напруга промислової частоти:

1 хв в сухих умовах	275 кВ
---------------------	--------

1 хв в вологих умовах	275 кВ
-----------------------	--------

Витримувана напруга грозового імпульсу:

повна хвиля 1,2/50 мкс	650 кВ
------------------------	--------

зрізана хвиля 2 мкс	838 кВ
---------------------	--------

зрізана хвиля 3 мкс	748 кВ
---------------------	--------

Довжина шляху струму витоку на землю:

нормальна	4015 мм
-----------	---------

велика	4585 мм
--------	---------

Довжина шляху струму витоку при розмиканні контактів:

нормальна	3800 мм
велика	4335 мм
Номинальний струм вимикача	3150 А
Номинальний струм вимкнення	40 кА
Номинальна потужність вимкнення	9860 МВА
Піковий струм ввімкнення	100 кА
Тривалість к.з.	3 с.
Час ввімкнення	40 мс.
Власний час вимкнення	20 мс.
Повний час вимкнення	40 мс.
Знеструмлена пауза	300 мс.
Маса вимикача	1495 кг

Вмикаючу котушку можна привести в дію з допомогою органів місцевого або дистанційного Керування. Вимикач має дві вмикаючі котушки, які діють незалежно одна від другої. Вони приводяться в дію також з допомогою органів місцевого (в привідній шафі) та дистанційного (на щиті ЗПУ) Керування. Для експлуатаційного контролю за робочими характеристиками елегазу та приводу використовуються електричні сигнали, з допомогою яких здійснюється дистанційна індикація:

- а) зниження густини елегазу;
- б) рекомендується підпомпувати елегаз;
- в) вимкнено вимикач захисту в колі живлення електродвигуна приводу заведення вмикаючої пружини;
- г) стан заведення вмикаючої пружини.

Щоб не допустити випадання конденсату, шафа Керування оснащена підігрівачем безперервної дії та додатковим підігрівачем, що управляється термореле. Термін служби вимикача понад 30 років, число механічних операцій - 10000 шт. Будь-які ремонтні роботи проводять спеціально навчені кваліфіковані

працівники. Стандартний цикл операцій О-0,3с-ВО-3хв-ВО. Якщо при випробуваннях вимикача і пристроїв захисту виконується більше трьох операцій вмикання, тоді час між операціями вмикання повинен бути не менше 1 хвилини.

Не оперувати контактором приводу вручну, так як при цьому кінцевий вимикач виводиться зі схеми.

Оперативні працівники перевіряють тиск газу під час перевірок згідно з графіком перевірок на т.в.о монітор щільності (номінальний тиск становить 0,5 МПа (5 атм) і може використовувати місцеві засоби керування, розташовані в шафі приводу, лише у разі виходу з ладу ланцюгів дистанційного керування. Коли тиск падає до 0,45 МПа (4,5 атм), на диспетчері диспетчера УДС спрацьовує звукова сигналізація.

При зниженні тиску газу до 0,43 МПа (4,3 атм) вимикач вимикається; Схема Перемикач керується таким чином, що не може бути включений при такому тиску і «заблокований». Як і в попередньому випадку, необхідно повідомити керівника підстанції, який повинен організувати роботи з відновлення номінального тиску газу, попередньо усунувши причину витoku газу з вимикача.

В даний час автоматичні вимикачі не оснащені ручними механічними системами управління, тому в разі збою в роботі як дистанційної, так і локальної схеми управління, тобто коли неможливо управляти вимикачем як дистанційно, так і з місця, черговому ОВБ забороняється самостійно відкривати шафу приводу, пересувати засувки вимикачів або відключати. У цьому випадку слід негайно повідомити начальника підстанції або головного інженера ЛВРЕМ.

3.1.5 Охорона праці під час обслуговування електричного вимикача LTB 145

Д1/В

Виконуючи обслуговування електричного вимикача LTB 145 Д1/В варто пам'ятати:

- Порцелянові ізолятори вимикача знаходяться під тиском. Механічні

пошкодження порцеляни можуть спричинити вибух. Роботи на вимикачі, пов'язані з ризиком механічного пошкодження ізолятора, повинні виконуватися при максимальному тиску газу 0,15 МПа абс.

- Не виконуйте керування ненавантаженим приводом! Вмикання і вимикання можна виконувати тільки після того, як привід під'єднаний і відрегульований разом з вимикачем, який знаходиться під тиском.

- Елегаз – це токсичний газ без запаху і кольору. Цей газ важчий від повітря і може, при витіканні в великих об'ємах, нагромаджуватись в низько розташованих місцях. Якщо в таких місцях нагромаджується велика кількість елегазу, то виникає ризик задихання від нестачі кисню.

- Важливо, щоб вмикаюча пружина була розряджена під час обслуговування при роботах на вимикачі чи приводі.

3.2 Інструкція з експлуатації оливних вимикачів 35 кВ

Інструкція з експлуатації оливних вимикачів 35 кВ розглянемо на прикладі вимикачів типу ВТ-35, ВТД-35, ВМ-35, ВМД-35, С-35.

Вимикачі високовольтні триполюсні оливні типу ВТ-35, ВТД-35, ВМ-35, ВМД-35, С-35 призначені для комутації високовольтних кіл змінного струму з частотою 50 Гц номінальною напругою 35 кВ в нормальних режимах, а також для автоматичного вимкнення цих кіл при коротких замиканнях і перевантаженнях, що виникають в аварійних режимах.

Керування вимикачем типу ВМ-35 здійснюється ручним приводом ПРБА, а типу ВМД-35 – електромагнітним приводом типу ШПЭ-11. Керування вимикачами типу ВТ-35, ВТД-35, С-35 може здійснюватись за допомогою пружинного привода типу ПП-67 або електромагнітного привода типу ШПЭ-11, ШПЭ-12. Технічні дані вимикачів наведено в табл. 3.1:

Таблиця 3.1 – Технічні дані вимикачів 35 кВ

Основні характеристики	С-35 з електро- магнітним (пружинним) приводом	ВТ-35, ВТД- 35 з електро- магнітним (пружинним) приводом	ВМ-35, ВМД-35
Номінальна напруга, кВ	35	35	35
Найбільша робоча напруга, кВ	40,5	40,5	40,5
Номінальний струм, А	630	630	600
Найбільший наскрізний струм, кА			
- ефективне значення	10	12,5	10
- амплітудне значення	26	31	17,3
Струм термічної стійкості, кА	10	12,5	10
Час протікання найбільшого струму термічної стійкості, с.	4	4	5
Номінальний струм ввімкнення, кА			
- ефективне значення	10	12,5	
- амплітудне значення	26	31	
Власний час вимкнення вимикача з приводом, не більше, с.	0,05(0,12)	0,06(0,12)	0,08
Час вимкнення вимикача з приводом, не більше, с.	0,08(0,15)	0,09(0,15)	
Власний час ввімкнення вимикача з приводом, не більше, с.	0,34(0,4)	0,35	- (0,35)
Мінімальна безструмова пауза при АПВ, с.	0,7 930	0,5 750(991)	900
Маса вимикача (без оливи), кг	230	300	300
Маса оливи, кг			

Дану інструкцію необхідно розглядати разом з паспортом і заводською інструкцією з монтажу і експлуатації вимикача.

Умови експлуатації оливних вимикачів 35 кВ:

- висота над рівнем моря – до 1000 м;
- верхнє робоче (ефективне) значення температури навколишнього повітря становить +40°C ;

- нижнє значення температури навколишнього повітря становить -40°C;
- навколишнє середовище вибухобезпечне, тип атмосфери II за ГОСТ 15150.

3.2.1 Будова оливних вимикачів 35 кВ

Вимикач типу С-35, ВТ-35, ВТД-35, ВМ-35, ВМД-35 (далі – вимикач) складається з:

- кришки вимикача з вбудованими в неї механізмами;
- вводів з трансформаторами струму і дугогасними камерами;
- баків, підвішених до кришок;
- каркасу, на якому монтуються полюси вимикача.

Кожен з трьох окремих полюсів вимикача встановлено на окремій еліптичній кришці та розміщено в окремому баку. Усі полюси вимикача механічно з'єднані та керуються загальним приводом. Вимикач і привід змонтовані на загальній зварній рамі.

У кожному полюсі вимикача кришка діє як основа, до якої кріпляться всі інші компоненти. Кришки трьох полюсів з'єднані в один комплект за допомогою з'єднувачів. Привідний вал центральної полюса витягується.

Під кришкою кожного полюса змонтований механізм приводу, що складається з системи важелів. Механізми всіх трьох фаз з'єднані тягами. Вал важеля приводу центральної фази витягується і з'єднується з приводом.

Вводи вимикачів встановлені в отворах кришок кожного полюса. Між вхідним фланцем і кришкою встановлена прокладка. Основною частиною вводу є бакелітова гільза типу конденсатора, через яку проходить струмоведучий стрижень. На центральній частині водопропускної труби встановлений хомут, укріплений порцеляновою кришкою, яка захищає верхню частину вхідного отвору. Простір між порцеляновою кришкою і гільзою конденсатора заповнюють мастилом, щоб запобігти потраплянню вологи на гільзу, і закривають зверху кришкою або ковпачком. Ущільнення кришки (ковпака) з струмопровідним

стержнем здійснюється за допомогою шайби з маслостійкої гуми, яка затягується гайкою. Шток має різьбу і дві контргайки для підключення зовнішньої шини.

На вході підвішена дугогасна камера з ізоляційного матеріалу. У верхній частині камери є фіксований контакт, з'єднаний з кришкою камери за допомогою гнучкого роз'єму. Контакт притискається пружиною. Пружина забезпечує надійний зв'язок між рухомим і нерухомим контактами, а також служить буфером для пом'якшення впливу рухомого контакту на нерухомий контакт при його включенні і надання прискорення рухомому контакту при його вимкненні. Після розмикання контактів під дією високої температури електричної дуги трансформаторне масло розкладається і створюється газова суміш для гасіння електричної дуги.

Трансформатори струму встановлені під кришкою кожної фази, по одному на вхід. Конструктивно трансформатор струму являє собою кільцевий сердечник з трансформаторної сталі з вторинною обмоткою. Первинна обмотка служить сердечником, через який протікає вхідний струм.

Масляний бак кріпиться до кришки гвинтами. У з'єднаннях кришок з роз'ємами, а також баків з кришками встановлюють ущільнювальні прокладки. Для заправки баків маслом в кожній кришці вимикачів С-35, ВМ-35, ВМД-35 є отвір з різьбовою пробкою. Кожен бак має кран для заливки масла в вимикачі ВТ-35, ВТД-35.

Для відводу газів, що утворюються в резервуарах під час простою, до міжфазних з'єднувачів приєднані газовідводи. Газові отвори закриті пружинними клапанами, які легко відкриваються під тиском газу. Закриті вентиля запобігають потраплянню вологи і пилу в комутатор через газові канали.

Баки вимикачів ВТ-35, ВТД-35, ВМ-35, ВМД-35 еліптичної форми. Кросоверні танки С-35 мають форму еліптичного конуса. Кожен бак має індикатор рівня масла і кран. Під днищем кожної ємності встановлено маслонагрівач, що складається з двох трубчастих нагрівачів.

Вимикач змонтований на зварній рамі з кутової сталі. Для підйому і

опускання масляних баків на рамі встановлена лебідка. За допомогою лебідки одночасно можна піднімати та опускати лише один резервуар, для чого потрібно протягнути трос через колеса танка, а потім повернути рукоятку лебідки.

3.2.2 Експлуатація оливних вимикачів 35 кВ

Під час експлуатації вимикача необхідно здійснювати зовнішній огляд вимикача, під час якого перевірити:

- рівень оливи в баках за рівнем у оливовказівному склі;
- відсутність протікання оливи з кранів баків;
- відсутність тріску, шуму в баках;
- стан вводів, чистоту поверхні вводів, відсутність тріщин, сколів, герметичність вводів, підтікання мастики;
- відсутність слідів викиду оливи через запобіжні клапани;
- відсутність нагрівання зовнішніх контактних з'єднань;
- стан механічної частини вимикача і привода, їх з'єднання між собою, роботу підігріву привода в зимовий період;
- відповідність вказівників положення вимикача ("Ввімк", "Вимк") дійсному положенню.

Експлуатація вимикача передбачає його технічне обслуговування і середній ремонт.

Поточний ремонт вимикача включає:

- огляд і очищення опорних і прохідних ізоляторів, а також фарфорових тяг за допомогою ганчірок, змочених бензином;
- перевірка цілісності ізоляторів і огляд стану армувальних швів;
- дрібний ремонт вказівників рівня оливи в баках;
- регулювання рівня оливи в баках;
- очищення рами вимикача і корпусу привода від бруду, перевірка цілісності зварних з'єднань;
- відновлення забарвлення фаз, диспетчерських найменувань;

- перевірка і підтягування всіх кріплень вимикача і привода;
- очищення і змазування тертьових поверхонь;
- перевірка ходу контактного стержня;
- перевірка цілісності заземлення.

При середньому ремонті виконуються такі роботи:

- всі операції поточного ремонту;
- перевірка кріплення вимикача, огляд фарфорових покриттів вводів, внутрішніх ізоляційних частин, обтирання їх полотняною ганчіркою, змоченою бензином;
- перевірка стану камери;
- заміна оливи в баках вимикача при зниженні її електричної міцності нижче від допустимої норми;
- перевірка стану запобіжних клапанів;
- очищення баків вимикача і корпуса привода від бруду та іржі, фарбування;
- перевірка робочого стану лебідки.

Після закінчення середнього, поточного ремонту вимикача необхідно:

- виміряти швидкісні характеристики вимикача та перехідні опори струмопровідних контурів полюсів і довести їх, за необхідності, до нормативних величин згідно значень, вказаних в табл. 2. При цьому:
 - для забезпечення необхідних значень опору струмопровідного кола контактуючі поверхні перед збиранням необхідно протирати органічним розчином;
 - при порушенні олов'яного покриття металокерамічних контактів необхідно їх зачистити дрібним напилком для зняття окисної плівки.
- провести високовольтні випробування та вимірювання в обсягах, визначених відповідними нормативними документами.

Таблиця 3.2 – Нормативні показники оливних вимикачів 35 кВ

№ з/п	Основні контрольні параметри	ВТ-35 ВТД-35	ВМ-35 ВМД-35	С-35
1	Повний хід рухомих контактів, мм	230±10	235 ⁺² ₋₁₀	230 ⁺⁵ ₋₁₀
2	Хід рухомих контактів в нерухомих, мм	9 ⁺⁴ ₋₂	12±2	10±1
3	Різночасність замикання контактів полюса, не більше, мм	2	2	1
4	Різночасність замикання контактів різних полюсів, не більше, мм	4	4	4
5	Власний час вимкнення, не більше, с. - з електромагнітним приводом - з пружинним приводом	0,06 0,12	0,08 -	0,05 0,12
6	Власний час ввімкнення, не більше, с. - з електромагнітним приводом - з пружинним приводом	0,35 0,35	0,35 -	0,3±0,04 0,4
7	Швидкість руху рухомих контактів при вимкненні, м/с. - в момент розмикання контактів - найбільша з електромагнітн.приводом - найбільша з пружинним приводом	1,1±0,2 3,1±0,3 2,6±0,3	1,1±0,2 2,7±0,2 -	1,2±0,2 2,3±0,3 2,3±0,3
8	Швидкість руху рухомих контактів при ввімкненні в момент дотику контактів, м/с. - з електромагнітним приводом - з пружинним приводом	2,2±0,3 1,8±0,3	2,2±0,3 -	3,1±0,3 1,5±0,5
9	Перехідний опір струмопровідного контура полюса, мкОм	550	410	310

Позаплановий середній ремонт вимикача виконується в таких випадках:

- після вимкнення струмів короткого замикання з викидом оливи;
- після 7 операцій ввімкнення і вимкнення ефективного значення найбільшого наскрізного струму.

При підготовці вимикача до осінньо-зимового періоду необхідно:

- з баків вимикача випустити конденсат і шлам, що зібрались на дні, і, за необхідності, долити трансформаторну оливу;

- на вал вимикача з деталями, які не захищає кожух, рівномірно нанести шар мастила;
- перевірити щільність з'єднання труби, по якій проходять проводи від трансформаторів струму;
- замінити дефектні гумові прокладки на з'єднувальних трубах приводного механізму;
- перевірити армувальні шви фланців введів і, за необхідності, покрити їх лаком чи фарбою.

Закінчення ремонту вимикача і введення його в експлуатацію після ремонту оформляється технічним актом.

3.3 Інструкція з експлуатації вакуумних вимикачів

Інструкція з експлуатації вакуумних вимикачів розглянемо на прикладі вакуумних вимикачів ВВВ-10-4/400 У2, ВВЕЛ-10-5/630 У2.

Швидкодіючий триполюсний з окремим електромагнітним приводом прямої дії і винесеним блоком вимикання вакуумний вимикач ВВВ-10-4/400 У2, ВВЕЛ-10-5/630 У2, (далі вимикач) – це електричний апарат, призначений для комутації трифазних електричних кіл змінного струму з частотою 50 Гц номінальною напругою 10 кВ в нормальних та аварійних режимах.

Вимикач забезпечує вмикання на коротке замикання, здійснює багатократне автоматичне повторне вмикання (АПВ) та дистанційне керування від релейного захисту і кіл оперативного керування.

Вимикач призначений для експлуатації в комірках КРП. Робоче положення вимикача – вертикальне.

Вимикач повинен експлуатуватись у вибухобезпечному навколишньому середовищі, що не містить струмопровідних частинок.

Дану інструкцію з експлуатації вимикача необхідно розглядати разом з технічним паспортом вимикача ЕЛКО 674172.001 ПС.

3.3.1 Будова та робота вакуумних вимикачів

У конструкції вакуумних вимикачів, на відміну від маслонаповнених, використовується принцип зміцнення (охолодження і деіонізації) електричної дуги в середовищі глибокого вакууму.

Роз'єднувач складається з високовольної частини та виконавчого механізму, який з'єднаний з високовольною частиною стрижнем, і розчіплювача.

Каркас високовольної частини містить вакуумні камери з ізоляторами і механізмом переміщення рухомих контактів камер (головний і проміжний вали, шість відсікаючих пружин, пружини рухомого контактного тиску, демпферний механізм).

Привід складається з литого корпусу, що містить багатошарнірний механізм вільного зчеплення, котушку електромагніту з якорем і штовхачем, діодну випрямну пластину, електромагніти відключення та кінцеві контакти.

Блок комутації змонтований в окремому корпусі і встановлений на пульті керування.

При подачі напруги на обмотку комутаційного електромагніту сила струму, що протікає по обмотці, зростає експоненціально. Якір електромагніту починає рухатися і тисне на ролик, встановлений на осі і з'єднує ланки механізму вільного роз'єднання. Рухаючись вгору, вісь упирається в нижню частину зуба пружинного зчіпного пристрою, що зупиняє рух якоря. Зі збільшенням струму сила, створювана електромагнітом, зростає, вісь переміщує засувку вліво і одночасно звільняє гальмування якоря електромагніту. Коли струм електромагніту продовжує зростати, його штовхач повертає ланку за годинниковою стрілкою і передає зусилля на ліве плече важеля. Важіль обертає проміжний вал за годинниковою стрілкою завдяки тязі. З'єднувальна сила проміжного вала передається через проміжну ланку на головний вал і обертає його проти годинникової стрілки. Контакти вакуумної камери перемикача замкнуті. У кінці ходу електромагнітного штовхача засув опускається під вісь, і механізм вільного роз'єднання знаходиться у

верхньому фіксованому положенні. Вимикач увімкнено.

При подачі команди на відключення електромагніт відключення спрацьовує і розриває пару ланок, розташованих у верхній частині механізму вільного відключення, вісь якого до цього знаходилася в «мертвій точці». Всі ланки складаються, вісь висувається із зчипки, важіль відпускається і вимикач вимикається.

3.3.2 Експлуатація вакуумних вимикачів

Перед запуском вимикача в експлуатацію необхідно:

- розпакувати вимикач;
- протерти вимикач від пороху;
- перевірити відповідність напруги головного кола, кола управління і котушки ввімкнення;
- перевірити хід рухомих частин вимикача: натискаючи рукою на якір і відпускаючи його, переконатись в чіткості руху рухомих частин і відсутності затинання;
- переконатись в справності всіх частин вимикача;
- вимикач встановлюють у вертикальному положенні, допустиме відхилення від вертикалі -5° .

Вимикач встановлюється і монтується на підготовлений каркас (стіл). Привід перемикача прикріплений до високовольтної частини вимикача за допомогою стрижня. При необхідності заміни або регулювання приводу шток у вимкненому положенні перемикача вкручується в ланку приводу на глибину 10-12 мм. Інший кінець струни з'єднаний з важелем проміжного вала високовольтної частини. Довжина ручки регулюється у вимкненому положенні перемикача так, щоб розташування рухомих частин відповідало схемі керування. Відрегульована рукоятка має контур і шину.

Блок управління кріплять на панелі комірки підстанції. Електричний монтаж вимикача і кіл управління виконують згідно схеми електричних з'єднань. Переріз

монтажних проводів для кіл вмикання та трансформаторів струму повинен бути не менше $2,5 \text{ мм}^2$, а кіл управління – $1,0 \text{ мм}^2$. Високовольтну частину, привід та блок управління заземлюють.

Привід може кріпитись до високовольтної частини не безпосередньо, а через перехідний корпус, і з'єднуватися подовженою тягою.

- під'єднати проводи силових кіл і кіл управління до затискачів вимикача;
- подати напругу управління на вмикаючі котушки, дотримуючись ПТБ і ПТЕ електроустановок.

Переконайтеся, що вимикач працює належним чином, увімкнувши та вимкнувши його без навантаження принаймні п'ять разів.

Кількість контактів у вакуумній камері перевіряють при включеному вимикачі щупом (розміром $1,5+0,5 \text{ мм}$). При необхідності відрегулюйте.

Переміщення рухомих контактів вакуумних камер перевіряють за допомогою перегородок, розміщених на рухомих затискачах камер. Відстань між поділками дорівнює кроку і контролюється щупом. При необхідності відкоригуйте курс.

Працездатність контактного блоку перевіряється за допомогою омметра. Керуйте замиканням і розмиканням контактів при включенні і виключенні вимикача. При необхідності відрегулюйте гвинтом, що притискає кнопку контактного блоку. При цьому у ввімкненому положенні вимикача кнопка повинна мати хід (втягування) $2...3 \text{ мм}$.

Електричну міцність ізоляції головних ланцюгів вимикача по відношенню до корпусу і між розімкнутими контактами камер перевіряють подачею напруги 42 кВ (дійсне значення) протягом однієї хвилини. При пошкодженні ізоляції в камерах їх необхідно навчити. Для цього протягом 10-15 хвилин знижують напругу і поступово підвищують її до 42 кВ .

Електричний опір ланцюга головного полюса перевіряють при включеному вимикачі за допомогою приладу для прямого вимірювання опору. При

необхідності очистити і підтягніть контактні з'єднання.

Перевірка вмикання і вимикання вимикача на мінімальну і максимальну напругу здійснюється шляхом регулювання напруг включення і вимикання за допомогою автотрансформатора. При необхідності перевіряються і регулюються компоненти колеса ввімкнення та вимкнення за допомогою гвинта (у верхній частині приводу) для вивільнення механізму вільного відключення від «мертвої» точки.

Перевірка часу ввімкнення здійснюється при напрузі 220 В. Для цього через вільну пару кнопкових контактів подається команда на запуск електросекундоміра, а через головні контакти вимикача – зупинка секундоміра.

Перевірку власного часу вимикання вимикача виконують, подаючи напругу 220 В в коло оперативного вимикання і, одночасно, через замкнуті головні контакти вимикача, на електричний секундомір. За необхідності перевіряють елементи кіл вмикання і вимикання, механізм приводу і рами високовольної частини вимикача.

Перевірку вимикання вимикача колами релейного захисту виконують, подаючи від джерела струму через головні контакти вимикача струм величиною 5А в первинні обмотки трансформаторів ТА1 (ТА2) блоку вимикання. При натисканні кнопки вимикач вмикається і через замкнуті головні контакти подає струм в первинну обмотку трансформатора ТА1 (ТА2) — вимикач вмикається. За необхідності перевіряють елементи максимальних розчеплювачів струму, механізм приводу та високовольної частини вимикача.

3.3.3 Технічне обслуговування вакуумних вимикачів

Експлуатація вимикача повинна здійснюватися згідно ГОСТ 687 і паспорта вимикача. При експлуатації вимикача значення величин, які визначають його режим роботи, не повинні перевищувати значень вказаних в паспорті вимикача.

Не рідше одного разу на рік необхідно:

- протерти поверхню ізоляторів та вакуумних камер;

- змастити моторним маслом деталі, що труться, механізму привода і високовольтної частини;
- перевірити різьбові та інші з'єднання, затягнути гайки, болти;
- перевірити стан заземлення;
- перевірити величину проміжку підтиску контактів вакуумних камер;
- перевірити хід рухомих контактів вакуумних камер;
- перевірити справність роботи блока контактів;
- перевірити роботу вимикача при номінальній напрузі, загальна кількість циклів “Ввімк–Вимк” – не менше 5;
- перевірити вимикання вимикача колами релейного захисту.

Не рідше одного разу на 5 років необхідно:

- перевірити власний час вмикання і вимикання вимикача;
- перевірити вмикання і вимикання вимикача при мінімальній і максимальній напругах;
- перевірити електричний опір головного кола полюса;
- перевірити електричну міцність ізоляції головних кіл і вакуумних камер.

Закінчення технічного обслуговування вимикача і введення його в експлуатацію після ремонту оформляється технічним актом.

3.3.4 Заходи безпеки при експлуатації вакуумних вимикачів

Налагодження та експлуатація вимикача повинні виконуватись з урахуванням вимог безпеки до заземлення обладнання, опору та міцності електричної ізоляції відповідно до таких документів:

- “Правила улаштування електроустановок” ПУЕ-2009р.;
- “Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила” ГKD 34.20.507-2003;
- “Правила безпечної експлуатації електроустановок” ДНАОП 1.1.10-1.01-97.

Рама вимикача повинна бути міцно заземлена. Ланцюг живлення приводу

повинен бути захищений запобіжниками.

Огляд і профілактичні роботи можна проводити тільки при відсутності напруги на всіх вводах вимикача.

При регулюванні вимикача з електромагнітним приводом зуб спрацьовування приводу повинен бути зафіксований для запобігання випадкового спрацьовування вимикача. Будьте обережні, розбираючи блоки, оснащені пружинами, оскільки пружини можуть бути попередньо натягнуті.

Неможливо керувати перемикачем важелем в ручному режимі, в неробочому режимі.

Неможливо розімкнути ланцюг вторинної обмотки вбудованих трансформаторів струму під напругою, тому що на клеммах відкритої вторинної обмотки присутні високі, небезпечні для життя напруги.

Перед виходом з ємності відбійника відключіть нагрівальний прилад від мережі.

Під час виконання робіт персоналу забороняється працювати в тій частині кола, яка відключена тільки вимикачем. Обов'язково додатково від'єднати роз'єднувачем ділянку кола з видимим розривом електричного кола та застосувати захисне заземлення.

4 ІНФРАЧЕРВОНИЙ ТЕПЛОВІЗІЙНИЙ КОНТРОЛЬ СИЛОВОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

4.1 Фізичні основи і передумови застосування інфрачервоної техніки для діагностування стану електрообладнання і контактних з'єднань

Частини будь-якого електрообладнання (ЕО), що знаходяться під напругою або навантаженням, під їх впливом певною мірою нагріваються: струмопровідні частини (провідники) ЕО і контактні з'єднання характеризуються джоулевими втратами; ЕО деталі з феромагнітних матеріалів - втрати на перемагнічування і вихрові струми; Деталі ЕО з ізоляційних матеріалів - діелектричні втрати в ізоляції.

Сукупність нагрітих електропровідних частин, ізоляційних і феромагнітних матеріалів і конструктивних елементів електрообладнання або їх частин створює температурне поле, енергія якого частково віддається в навколишнє середовище шляхом теплопровідності і конвекції, а інша частина викликає зміну тепловий стан електроустановки або її частин і випромінюється в навколишній простір поверхнею ЕО у вигляді інфрачервоного випромінювання (ІЧ).

Тип і параметри цього температурного поля можуть служити діагностичними ознаками придатності або несправності ЕО: при несправності або при ненормальній роботі змінюються конфігурація і параметри температурного поля, випромінюваного поверхнею, з'являються теплові аномалії. температурне поле. Порівнюючи конфігурацію та параметри температурного поля діагностованого ефективного ЕО, можна усунути ці термічні аномалії та таким чином знайти та локалізувати дефект.

Додатково при діагностиці контактних з'єднань можна виміряти його температурні параметри і порівняти їх із стандартними значеннями, щоб зробити висновок про ступінь його дефектності.

Інфрачервоне випромінювання – це електромагнітне випромінювання, що характеризується довжиною хвилі від 0,78 мкм до 1 мм.

Для цілей інфрачервоної термодіагностики (ІЧ ІЧ) використовуються дві

ділянки цього діапазону - короткохвильова (2-6 мкм) і довгохвильова (8-12 мкм), в цих ділянках атмосфера є найбільш «прозорою» для ІЧ-випромінювання.

Термографія використовується як метод технічної діагностики з'єднань і контактів ЕО, різновидом якої є інфрачервона термографія, що використовує в якості діагностичного параметра температурне поле об'єктів і пов'язаний з ним процес променистого теплообміну між поверхнею об'єкта, діагностики. навколишнього середовища та технічних засобів шляхом уловлювання, вимірювання та аналізу інфрачервоного випромінювання, яке несе інформацію про конфігурацію та кількісні параметри цього температурного поля.

Як технічний засіб ІЧ-термографії для візуалізації та кількісного аналізу температурних полів і контактних спаїв ЕО використовуються тепловізори (термографії або тепловізійні системи), а для вимірювання температури в окремих точках цих полів – радіаційні пірометри, що на практиці дозволяє здійснення безконтактного методу вимірювання температури поверхні об'єкта. У загальному випадку, в об'єктів тепловізора попадає потік ІЧ випромінювання, що складається із суми наступних складових:

а) власного ІЧ випромінювання контрольованого об'єкта, величина якого залежить від температури поверхні об'єкта, коефіцієнта випромінювання поверхні (іноді його називають ступенем "чорності" у ІЧ області спектра) і коефіцієнта пропущення атмосфери, при цьому величина потоку власного випромінювання зв'язана з температурою його поверхні законом Стефана - Больцмана;

б) відбитого від поверхні контрольованого об'єкта ІЧ випромінювання, обумовленого падінням на неї ІЧ випромінювання від інших об'єктів, що оточують контрольований об'єкт, сонячного випромінювання й інших джерел тепла. Величина відбитого ІЧ випромінювання залежить від температури об'єктів, що заважають, коефіцієнта відображення поверхні контрольованого об'єкта, взаємного розташування ІЧ камери, контрольованого об'єкта і об'єктів, що заважають, коефіцієнта пропущення атмосфери і ряду інших факторів;

в) пропущеного через контрольований об'єкт ІЧ випромінювання,

обумовленого його "прозорістю" для ІЧ випромінювання від об'єктів, що заважають.

З трьох перерахованих вище складових тільки перша несе інформацію про температурне поле поверхні контрольованого об'єкта і є корисною для ТД ІЧМ, дві останніх є "паразитними" (при обстеженні ЕО і контактних з'єднань третьою складовою можна знехтувати, тому що коефіцієнт пропущення ІЧ випромінювання для них практично дорівнює нулю).

Методи безпосереднього вимірювання температури в даній точці поверхні обстежуваного об'єкта за допомогою контактних термометрів, термошупів і інших приладів відомі давно. Їх широке застосування в електроенергетиці обмежується досить високою трудомісткістю і необхідністю використання ізолюючих засобів, тому що контрольовані елементи електрообладнання звичайно знаходяться під робочою напругою, а самі датчики температури вносять перекручування в первісне температурне поле об'єкта. Різні термоіндикаторні плівки і покриття, що наносяться на контрольований вузол, широкого застосування не одержали через недостатню довговічність і надійність.

Інфрачервона діагностика володіє рядом переваг, що вигідно вирізняє її від традиційних методів діагностики ЕО і контактних з'єднань, у ряді випадків вона є єдиним засобом виявлення серйозних дефектів :

1) обстеження виконується дистанційно, не потрібен прямий контакт з обстежуваним об'єктом, він може знаходитися під високою напругою, на значній висоті і т.п.;

2) це є метод діагностики, що не порушує роботу ЕО, при обстеженні технічні засоби діагностики не порушують ні режиму роботи об'єкта, ні його технічного стану;

3) при обстеженні теплова картина об'єкта оглядається повністю (при використанні тепловізорів), що виключає пропуск дефекту;

4) дефекти ЕО і контактних з'єднань виявляються на ранніх стадіях їх розвитку, що дозволяє уникнути аварійних ситуацій і усунути дефекти в зручний

для ремонтного персоналу час і скоротити витрати на їх усунення;

5) проведення діагностики дозволяє виконувати ремонт по фактичному стані ЕО і контактних з'єднань, а не виконувати ревізію і ремонт всього встановленого устаткування, що дозволить скоротити його обсяг, терміни і вартість;

6) для виконання ТД ІЧМ не потрібне відключення електрообладнання, електропостачання споживачів при обстеженні не переривається;

7) ЕО і контактні з'єднання підтримуються на низькому рівні дефектності, що підвищує безпеку і надійність їх роботи;

8) при виконанні діагностики не потрібне виконання технічних заходів щодо техніки безпеки, процес обстеження являє собою різновид звичайного огляду електроустановки.

Діагностичними параметрами, що використовуються при інфрачервоному діагностуванні (ІЧД) є температурні параметри візуальних теплових полів поверхні обстежуваних об'єктів – температури або розподіл температури в межах зареєстрованого теплового поля.

Варто враховувати, що ІЧ прилади визначають температуру тільки дуже тонкого шару поверхні об'єкта. Внутрішні дефекти і теплові явища можуть бути виявлені лише тоді, коли вони утворюють зміни температури поверхні об'єкта, достатні для їхньої реєстрації (вимірювання). Тому для рішення задач ТД ІЧМ необхідно знати зв'язок між процесами, що виникають при розвитку дефектів усередині об'єкта і процесами на його поверхні, тобто знати тепловий образ внутрішнього дефекту на поверхні об'єкта, що діагностується. У ряді випадків такий зв'язок може бути невідомий й оцінку отриманих даних можна виконати тільки порівнянням теплових полів однотипних об'єктів. У цих випадках ТД ІЧМ може розглядатися тільки як вид експрес-діагностування виявлення відхилення стану об'єкта від нормального стану [10, 11].

Відповідно до ДСТ 403-73, ДСТ 8024-90 і ГКД 34.20.302-2002, оцінка стану контактних з'єднань і струмоведучих частин електроустаткування при ТД ІЧМ, в залежності від струму, що протікає по них, проводиться за наступними критеріями:

найбільша припустима нормована температура нагрівання контактних з'єднань; перевищення температури контактних з'єднань; надлишкова температура контактних з'єднань; коефіцієнт дефектності контактних з'єднань.

Слід зазначити, що оцінка теплового стану ЕО, а також контактів і КЗ, що знаходяться в середовищі ізоляційних рідин і газів, відділених від прямого спостереження металевими або ізоляційними матеріалами, може вироблятися при ТД ІЧМ тільки непрямим способом, оскільки можливість безпосереднього вимірювання температури засобами інфрачервоного діагностування виключена. У цьому випадку, судження про тепловий стан обстежуваного об'єкта здійснюється шляхом виявлення температурних аномалій на поверхні його бака або покритишки, аналізу числових параметрів їхніх температурних полів, їхнє зіставлення з аналогічними температурними полями інших фаз, аналізу причин виникнення температурних аномалій з урахуванням конструктивних особливостей ЕО.

Відповідно до ДСТ і ДСТУ на різні види електрообладнання, і з обліком вищевикладеного, оцінка стану ЕО при ТД ІЧМ проводиться за наступними критеріями: найбільша припустима нормована температура нагрівання частин ЕО; перевищення температури частин ЕО; наявність і характер температурних аномалій теплового поля поверхні одиниці ЕО, що проходить діагностику, в порівнянні з тепловим полем поверхні зправної ЕО і аналогічної по конструкції і режимові роботи одиниці ЕО.

4.2 Види технічних засобів інфрачервоної техніки

Для виконання ТД ІЧМ використовуються тепловізори і пірометри.

Тепловізор складається з наступних основних систем і вузлів:

- 1) ІЧ приймача (детектора ІЧ випромінювання);
- 2) вузла охолодження ІЧ приймача (у новітніх моделях тепловізорів відсутній);
- 3) оптичної системи;

4) системи сканування (у тепловізорах з матричним детектором FPA відсутній);

5) вбудованого еталона температури для безперервної автоматичної корекції сигналу ІЧ приймача при зміні температури навколишнього середовища, вузлів і деталей самого тепловізора;

6) електронного блоку для посилення й обробки сигналу з виходу ІЧ приймача, для керування системами сканування і візуалізації ІЧ випромінювання, запам'ятовування термограмм, керування роботою інших вузлів і систем тепловізора, виконання інших сервісних функцій;

7) системи візуалізації ІЧ випромінювання об'єкта на моніторі і/або електронного видошукача;

8) системи запам'ятовування і збереження термограмм;

9) блоку живлення і зарядки акумуляторів.

Тепловізор, комп'ютер зі спеціалізованим програмним забезпеченням для обробки і виготовлення звітів, ряд допоміжних пристроїв і засобів поєднуються в термографічну систему.

Пірометр складається з наступних основних систем і вузлів:

1) ІЧ приймача (детектора ІЧ випромінювання);

2) оптичної системи (іноді конструктивно сполучена з ІЧ приймачем);

3) вбудованого еталона температури для безперервної автоматичної корекції сигналу ІЧ приймача при зміні температури навколишнього середовища, вузлів і деталей самого пірометра;

4) електронного блоку для посилення й обробки сигналу з виходу ІЧ приймача, керування роботою інших вузлів і систем пірометра, виконання інших сервісних функцій;

5) вузол відліку температури з аналоговим або цифровим індикатором;

6) оптичного або лазерного візира для визначення місця розташування точки вимірювання температури;

7) блоку живлення і зарядки акумуляторів.

4.3 Основні технічні параметри ІЧ приладів, їх фізичний зміст і вплив на метрологічні характеристики цих приладів

Найважливішими метрологічними характеристиками ІЧ приладів є наступні (у дужках приведені англomовні скорочення деяких параметрів, що використовують фірми-виготовлювачі): спектральний діапазон; діапазон вимірюваних температур; поріг температурної чутливості - найменша різниця температур, що розрізняється, (MRTD) - тільки для тепловізорів; інструментальна похибка вимірювання температури; поле зору (FOV); просторовий дозвіл - миттєве поле зору (IFOV)- тільки для тепловізорів; щільна характеристика (SRF); швидкодія.

4.3.1 Технічні вимоги до тепловізорів

Мінімальні технічні вимоги до тепловізорів, що застосовуються для діагностування ЕО і КЗ показано в таблиці 4.1

При виборі тепловізора бажано орієнтуватися на апаратуру ведучих світових виробників, що використовують сучасну і надійну елементну базу, що надає гарантії і послуги по сервісному супроводі і ремонту своєї продукції.

Таблиця 4.1 – Мінімальні технічні вимоги до тепловізорів

Спектральний діапазон	Переважно довгохвильовий (8-12 мкм)
Діапазон вимірюваних температур	Не вже 0-200°C
Поріг температурної чутливості	Не гірше 0,1°C при температурі 25-30°C
Інструментальна погрішність вимірювання температури	Не гірше 2%
Поле (кут) зору	Наявність змінної оптики, що дозволяє працювати з кутами зору від 7-10 до 40 кутових градусів

Продовження таблиці 4.1

Просторовий дозвіл (миттєве поле зору)	Можливо більше, але не менш 1,5-2 мрад
Швидкодія	Не менш 50 кадрів із секунду
Живлення	Автономне, що дозволяє працювати від одного комплекту акумуляторів не менш 2-3 годин
Запам'ятовування термограмм і робота з ними	Запам'ятовування на електронному носії не менш 100-200 термограмм, наявність програмного забезпечення для обробки і печатки термограмм
Умови експлуатації	Навколишня температура від -10 до +50°C, вібрація - до 1g, удари і поштовхи - до 15g
Маса	Можливо менша, що дозволяє тривалий час утримувати тепловізор одною рукою
Інші параметри і можливості	Детектор без охолодження рідкими холодоагентами, відсутність механічного сканування (FPA детектор), наявність виносного монітора, можливість запису мовних коментарів і зображення у видимій області спектра, наявність сонячного й атмосферного фільтрів, працездатність в умовах впливу електромагнітного поля

4.3.2 Технічні вимоги до пірометрів

Пірометри, що використовуються в системі ТД ІЧМ повинні відповідати вимогам ДСТУ 3170-95.

Мінімальні технічні вимоги до пірометрів, що застосовуються для діагностування ЕО і КЗ показано в таблиці 4.2

При виборі пірометра бажано орієнтуватися на апаратуру ведучих світових виробників, що використовують сучасну і надійну елементну базу, що надає гарантії і послуги по сервісному супроводі і ремонту своїй продукції.

Таблиця 4.2 – Мінімальні технічні вимоги до пірометрів

Спектральний діапазон	Переважно довгохвильовий (8-12 мкм)
Діапазон вимірюваних температур	Не вже 0-200°C
Поріг температурної чутливості	Не гірше 0,5-1°C

Продовження таблиці 4.2

Інструментальна погрішність вимірювання температури	Не гірше 1-2°С
Поле зору (показник візування)	Не нижче 1:60- для електроустановок 0,4-20 кв і не нижче 1:120- для електроустановок 35-110 кв
Швидкодія	Менш 2 секунд на один вимір
Живлення	Автономне, що дозволяє працювати від одного комплекту акумуляторів не менш 2-3 годин
Умови експлуатації	Навколишня температура від -10 до +50°С, вібрація - до 1g, удари і поштовхи - до 15g
Маса	Можливо менша, що дозволяє тривалий час утримувати пірометр одною рукою
Інші параметри і можливості	Установка коефіцієнта випромінювання, наявність лазерного цілевказівника, цифрова індикація вимірюваних температур, фіксація вимірюваної температури, працездатність в умовах впливів електромагнітного поля

4.4 Умови й особливості застосування тепловізорів і пірометрів

При таких незаперечних перевагах пірометра як відносна дешевизна (пірометр коштує на порядок дешевше тепловізора) і простота вимірювання температури, у нього є як мінімум два істотних недоліки:

- неможливість прямої візуалізації пірометром температурного поля контрольованого об'єкта, що обмежує можливості діагностування, зокрема пряме визначення температурних градієнтів;

- похибка вимірювання температури, зв'язана з досить великим кутом візування пірометрів через просту оптику, що застосовується в них.

Останнє можна проілюструвати, використовуючи рис. 4.1. Як видно з нього, пірометр вимірює деяку середню температуру, що складається з температури контрольованого об'єкта і температури фону, що попадає в поле зору пірометра. При цьому, якщо температура фону буде менше температури об'єкта, пірометр

буде занижувати реальну температуру об'єкта і навпаки, завищувати неї, якщо температура фону буде вище температури об'єкта. У ряді випадків, особливо при вимірі температур невеликих по розмірах об'єктів на досить великій відстані (у залежності від кута візування пірометра воно може коливатися від одиниць сантиметрів до декількох метрів), похибка вимірювання температури може доходити до десятків відсотків).

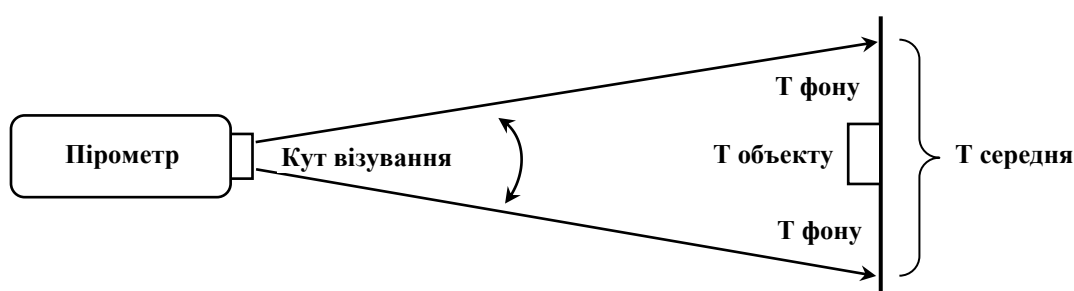


Рисунок 4.1 – Ілюстрація похибки вимірювання температури пірометром.

Виходячи з вищевикладеного, застосування пірометра можна рекомендувати для вимірювання температур щодо великих об'єктів на невеликих відстанях у випадках, коли не потрібна висока точність вимірювання і візуалізація температурного поля. Стосовно діагностики ЕО і контактних з'єднань, його застосування цілком виправдане в електроустановках до 1000 В для грубої оцінки теплового стану контактних з'єднань і елементів ЕО.

Для ТД ІЧМ в електроустановках вище 1000 В, де відстані до об'єктів діагностики складають одиниці і десятки метрів, більш виправдане застосування тепловізорів, незважаючи на їхній більш високу вартість [11].

4.4.1 Допоміжні прилади й устаткування для виконання ТД ІЧМ

Для якісного виконання обстеження, бригада термографістів повинна бути оснащена наступним допоміжним устаткуванням, приладами і засобами:

1) комп'ютерною системою і відповідним програмним забезпеченням – для обробки, збереження і роздрукування термограмм, виготовлення звітів за результатами виконаних обстежень (якщо перераховане устаткування не було

поставлено разом з тепловізором);

2) ручним анемометром з діапазоном вимірювання до 8-10 м/с- для вимірювання швидкості вітру;

3) електронним термометром з діапазоном від -30°C до $+50^{\circ}\text{C}$ і ціною поділки $0,1^{\circ}\text{C}$ – для вимірювання температури навколишнього середовища;

4) портативним оптичним або лазерним далекоміром (у крайньому випадку - рулеткою) – для вимірювання відстані до обстежуваного об'єкта;

5) портативним вимірником вологості – для вимірювання вологості повітря в місці обстеження;

6) цифровим фотоапаратом – для фотографування обстежуваних об'єктів (якщо тепловізор має канал відображення і запам'ятовування зображень у видимій частині спектра, потреба у фотоапараті відпадає);

7) струмовимірювальними кліщами з діапазоном вимірювання до 600А і класом напруги 0,4кВ – для вимірювання струмів в електроустановках до 1000В, що протікають через обстежувані об'єкти;

8) біноклем або підзорною трубою – для візуального огляду об'єктів, що знаходяться на великій відстані від термографіста;

9) електричним ліхтарем – для полегшення роботи в нічний час;

10) фото штативом – для кріплення тепловізора при тривалій зйомці з однієї точки;

11) кишеньковим диктофоном – для запису мовних коментарів, що стосуються об'єкта й умов обстеження (якщо тепловізор має функцію запису мовних коментарів, то потреба в диктофоні відпадає);

12) стандартними засобами захисту, обговореними в нормативних документах по ТБ і ПБ (в залежності від умов, в яких виконується обстеження).

Усі застосовувані вимірювальні прилади повинні мати діапазон робочих температур від -20°C до $+50^{\circ}\text{C}$, бути повіреними (випробуваними) і мати відповідні посвідчення.

4.4.2 Кут спостереження при зйомці

Внаслідок залежності від кута спостереження поверхні обстежуваного об'єкта, ефективне калібрування вимірювання залежить від кута спостереження, його максимальне значення має місце при спостереженні поверхні в напрямку до її нормалі (кут спостереження дорівнює нулеві), при збільшенні кута спостереження до 180° значення ефективного калібрування вимірювання зменшується до нуля (спостереження по дотичній до поверхні об'єкта).

4.4.3 Теплове відображення від навколишніх об'єктів

Теплове відображення від навколишніх об'єктів тісно зв'язано з поняттям теплового тіла. Теплове тіло – це об'єкти, що випромінюють тепло, що знаходяться за і збоку від ІЧ камери, причому випромінювання, що випускається ними, відбивається від поверхні обстежуваного об'єкта й інших предметів, що знаходяться в поле зору ІЧ камери і попадають в її об'єктив (див. рис. 4.2).

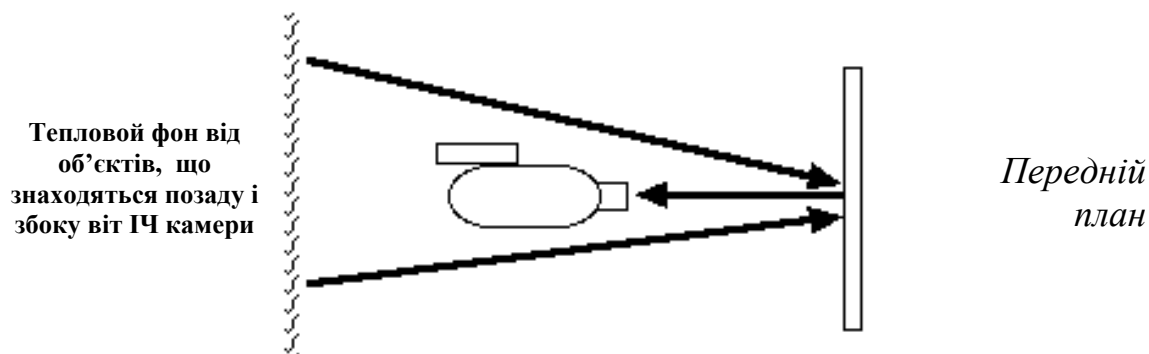


Рисунок 4.2 – Вплив теплового тіла

Вплив теплового тіла буде особливо значним, якщо випромінювальна здатність об'єктів переднього плану низька, тобто вони є добре відбиваючими об'єктами. У ряді випадків, термографіст навіть може спостерігати в полі зору ІЧ камери своє власне теплове відображення.

Відображення може бути дзеркальним або дифузійним (див. рис. 4.3). Звичайно дзеркальні відображувачі розпізнаються дуже легко – коли оператор

переміщається з камерою, відбиті об'єкти в її полі зору також переміщаються. З дифузійними відображувачами це може бути не так очевидно. Багато матеріалів є дифузійними відображувачами, але в більшості з них відбивна здатність не дуже велика. Дзеркальними відображувачами звичайно бувають поліровані метали.



Рисунок 4.3 – Відбите випромінювання від дзеркального і дифузійного відбивача

Способи послаблення впливу теплового тіла:

- 1) зміна кута спостереження поверхні обстежуваного об'єкта;
- 2) застосування теплових екранів, що затінюють обстежувані ділянки поверхні об'єкта. У їхній якості можна використовувати аркуші будь-якого матеріалу, що не пропускає ІЧ випромінювання (картон і т.п.) і різні теплозатримуючі плівки. Способи усунення впливів, що заважають, описані також у ДСТ 26629-85;

- 3) застосування при обстеженні об'єктів з невеликим кутом зору (вузькокутних об'єктивів) оскільки при цьому звужується поле зору ІЧ приладу і на його детектор попадає менша частина відбитого випромінювання від теплового тіла;

- 4) відключення освітлення від ламп накаливання, у спектрі яких є значна частка ІЧ випромінювання - при ТД ІЧМ внутрішніх електроустановок.

Перевищення температури контактних з'єднань – це різниця між виміряною температурою контактних з'єднань і температурою навколишнього повітря.

$$\Delta T_{\text{вим.}} = T_{\text{вим.}} - T_{\text{в.}}$$

де $T_{\text{вим.}}$ – виміряна температура контактних з'єднань, що діагностуються; $T_{\text{с}}$ – температура навколишнього повітря, визначена або термометром, або по ділянці поверхні аналогічного відключеного (знеструмленого) КЗ, що знаходиться в тих же умовах теплообміну з навколишнім середовищем, що і контактні з'єднання, що діагностуються.

Коефіцієнт дефектності контактних з'єднань – відношення виміряного перевищення температури контактних з'єднань до перевищення температури, виміряного на цілій ділянці проводу (шини), що знаходиться від КЗ на відстані не менш 1м:

$$K_d = \Delta T_{\text{вим.}} / \Delta T_{\text{ш}},$$

де $\Delta T_{\text{вим.}}$ – перевищення температури КЗ, що діагностується; $\Delta T_{\text{ш}}$ – перевищення температури цілої ділянки проводу (шини), що знаходиться від КЗ, яке діагностується на відстані не менш 1м.

4.5 Тепловізійне обстеження силових трансформаторів

Метод тепловізійного контролю за допомогою засобів інфрачервоної діагностики може також принести багато корисної інформації для оцінки стану зовнішніх елементів силових трансформаторів (високовольтних вводів, розрядників і РПН, системи охолодження тощо) але є значною мірою непрямим інструментом, що не дає повної картини стану активної частини, що ховається під товщею стінок бака трансформатора і великого обсягу трансформаторного масла.

В даний час ідентифікація дефектів трансформаторного устаткування за результатами тепловізійного контролю стає більш актуальною.

Розглянемо підхід до визначення причин несправності найбільш розповсюджених видів систем охолодження трансформаторного устаткування.

Джерела тепловиділення у баці трансформатора є наступні вузли

трансформатора:

1) магнітопровід;

2) обмотки;

3) масивні металеві частини трансформатора, у яких тепло виділяється за рахунок додаткових втрат від вихрових струмів, що наводяться потоками розсіювання (бак, кільця, екрани, шпильки);

4) струмоведучі частини введів і їхні контакти;

5) виводи і їхні з'єднання з обмоткою і вводом;

6) контакти перемикачів РПН.

Надмірно нагріті контакти дуже небезпечні, вони можуть викликати необоротні пошкодження електроустаткування з вибухами і пожежами, нанести значний фінансовий збиток від перерви в електропостачанні і витрат на ремонт устаткування, не говорячи вже про можливі при цьому випадках електротравматизму. Усього цього можна уникнути шляхом своєчасної діагностики контактних з'єднань.

При обстеженнях трансформатора застосовується тепловізор і пакет програмного забезпечення до нього, що адаптований для діагностики електрообладнання.

При проведенні досліджень, аналізу термограмм, створенні бази даних використовувався портативний комп'ютерний термограф "IPTIC-200" і нове програмне забезпечення "NEWIRTIS". Високі технічні характеристики приладу, ймовірність інформації в будь-якій точці термограмми, повна компенсація температурного дрейфу в кожному кадрі, відсутність оптики на вході, дозволило проводити точні виміри при будь-яких температурах і їхніх змінах (наприклад переміщення з приміщення на вулицю або навпаки), а це особливо важливо під час контролю складного електротехнічного устаткування: введів; розрядників; трансформаторів і зокрема систем охолодження трансформаторів.

Система охолодження трансформатора є важливим функціональним вузлом, що значно впливає на роботу всього трансформатора.

В даний час використовують два підходи, що дозволяють оцінити роботу системи охолодження, які застосовуються до систем охолодження будь-яких видів і довели свою ефективність на практиці:

1. Оцінка середньої температури однотипного устаткування, що працює при одному навантаженні, в однакових умовах навколишнього середовища.

Досвід показує, що різниця середніх по баці температур більш ніж на 2°C між однаковими трансформаторами, що працюють при одному навантаженні й в однакових умовах може бути ознакою порушення нормальної роботи системи охолодження.

2. Контроль температури патрубків входу і виходу масла із системи охолодження, і порівняння з даними типових заводських випробувань. Аналіз результатів типових теплових випробувань і численний досвід тепловізійних обстежень дозволяє установити середню різницю температур входу-виходу масла, характерну для кожного виду системи охолодження. Відхилення від цього значення більш ніж на $1 - 1,5^{\circ}\text{C}$ уже служить ознакою несправної роботи охолоджувача. Так, у залежності від системи охолодження – різниця температури патрубків входу і виходу масла охолоджувачів складає:

- "М" — від 8 до 11°C ,
- "Д" — від 14 до 15°C ,
- "ДЦ" — від $1,5$ до 2°C .

Порівняння графіків розподілу температури по висоті охолоджувачів і стінці бака, аналіз термограмм дозволили припустити неефективну роботу вентиляторів.

У даний час розробляється методика інтерпретації результатів тепловізійного контролю, побудована на моделюванні теплових процесів за допомогою методів теорії ланцюгів. Використання цієї методики, детальне знання конструкції устаткування, а також володіння банком даних типових теплових досліджень і банком термограмм з образами дефектів дозволяє ефективно використовувати тепловізійний контроль при діагностиці стану

трансформаторного устаткування.

За технологією проведення тепловізійного обстеження в процесі проведення вимірювання важливо фіксувати: дату, погодні умови, температуру навколишнього повітря, а також рівень навантаження устаткування, робочу напругу, показання термосигналізаторів. Обов'язково вказати, які з охолоджувачів задіяні на момент проведення вимірювання.

Одночасно з термографуванням бажано проводити фотозйомку контрольованих вузлів для спрощення наступного аналізу термограмм, оскільки різні поверхні мають різні коефіцієнти випромінювання.

При виявленні зон підвищеної температури рекомендується проводити сканування підозрілої ділянки під різними кутами, щоб уникнути впливу сонячних і теплових відблисків.

Сучасні тепловізійні комплекси апаратурно-програмні комплекси дозволяють (рис. 4.4):

- 1) візуально спостерігати на екрані монітора виділені частини огорожень з аномальними тепловтратами;
- 2) оперативно проводити кількісну оцінку тепловтрат;
- 3) виявляти причини підвищених тепловтрат;
- 4) дистанційно проводити оцінку тепло-опорів елементів огороження;
- 5) зберігати теплові образи і використовувати їх при порівнянні з даними, отриманими після ремонтних заходів, а також у процесі експлуатації.

Програмне забезпечення тепловізора дозволяє отримати кольорове теплове зображення проекту, визначити температуру окремих його точок, зробити запис термограм для подальшої детальної обробки: термопрофілі, ізотерми, гістограми і таке інше для формування звітних документів та надання висновків про наявність або відсутність дефектів термічного характеру.

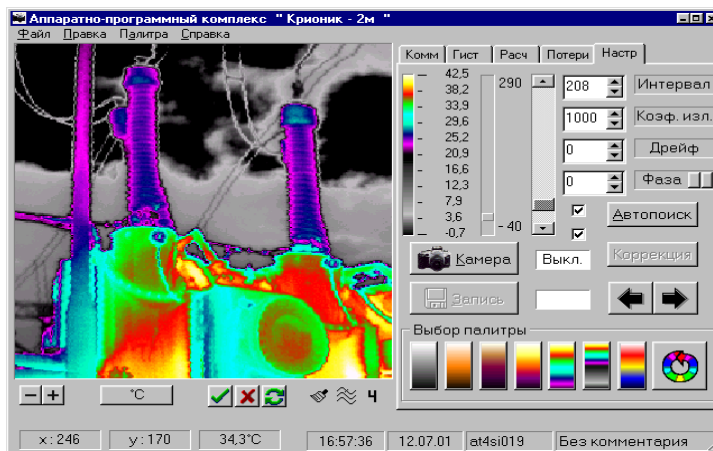


Рисунок 4.4 – Кольорове теплове зображення отримане програмним забезпеченням тепловізора

Крім того, при виконанні обстежень і аналізі їхніх результатів, варто враховувати наступне: оскільки оцінка внутрішнього теплового стану елементів і частин трансформатора при ТД ІЧМ здійснюється шляхом вимірювання й аналізу параметрів температурних полів поверхні його бака, необхідно враховувати характер теплопередачі між цією поверхнею і внутрішніми джерелами тепла; виділення тепла від локальних дефектів значною мірою маскуються: у трансформаторах із природним охолодженням - природними конвекційними потоками від нагрітих обмоток і магнітопровода; у трансформаторах з дуттям і циркуляцією масла - роботою охолоджувальних пристроїв і примусовою циркуляцією масла; у трансформаторах із системами охолодження М і Д, зони інтенсивного руху масла є тільки в областях, що безпосередньо прилягають до внутрішньої поверхні бака трансформатора, інший обсяг масла знаходиться у відносному спокої, при цьому різниця між максимальною і мінімальною температурами по висоті трансформатора не перевищує 20-35°C. Температура котушок у верхній частині обмоток істотно вища, ніж у нижній.

Найбільші допустимі температури нагрівання верхніх шарів масла трансформаторів при номінальному навантаженні, у залежності від системи охолодження приведені в таблиці 4.3:

Таблиця 4.3 – Найбільші допустимі температури нагрівання частин трансформаторів

№ п/п	Контрольовані частини, вузли	Найбільша припустима значення температури нагрівання, °З	Документ, що нормує температурні параметри
1.	2.	3.	4.
1.	Верхні шари масла трансформаторів із системами охолодження:		ПТЕ
	М і Д	95	
	ДЦ;	75	
	Ц (на вході в маслоохладитель)	70	

При аналізі результатів обстеження і розробленню рекомендацій, що отримані при обстеженні аномальні теплової картини варто зіставити з технічною (конструкторською) документацією на трансформатор або його системи і частини з метою прив'язки виявлених теплових аномалій до конструкції конкретного трансформатора (розташування обмоток, відводів котушок і обмоток, зон циркуляції масла, інших елементів активної частини).

Для виведення остаточних рекомендацій, результати ТД ІЧМ в обов'язковому порядку зіставляються з результатами випробувань і вимірювань, регламентованих ГКД 34.20.302-2002 "Норми випробувань електрообладнання", а також результатами вимірювань, отриманими іншими методами (вимірювання під робочою напругою, вимірювання часткових розрядів тощо), а також з результатами, отриманими при обстеженні інших фаз цього ж трансформатора.

Різниця між максимальною і мінімальною температурами по висоті трансформатора може досягати 20 - 35° С.

Знімаються термограми поверхні бака трансформатора:

- 1) у місцях розташування виводів обмоток;
- 2) по висоті бака трансформатора;
- 3) по крайніх фазах;

4) у місцях кріплення дна бака.

При оцінці внутрішнього теплового стану трансформаторів тепловізором необхідно зважати на характер теплопередачі магнітопровода й обмоток.

Інфрачервоне діагностування, будучи допоміжним засобом контролю, допомагає при наявності газоутворення в трансформаторі оцінити зону утворення дефекту в магнітопроводі, а при наявності заводської документації звузити місце пошуку дефекту.

4.6 Оцінка теплового стану окремих вузлів трансформатора

1) Перемикаючі пристрої: при наявності локальних нагрівів поверхні корпусу контактора РПН контактор повинний піддаватися позачергової ревізії.

2) Термосифонні фільтри: у справному фільтрі має місце плавне підвищення температурних градієнтів по висоті фільтрів. Буде спостерігатися різка зміна температурних градієнтів по висоті фільтра у випадку, якщо циркуляція масла у фільтрі буде знижена або узагалі відсутня, наприклад, при використанні дрібнозернистого силікагелю або при утворенні шламу. Фільтр вважається справним, якщо спостерігається плавна зміна температури по висоті фільтра і різниця температур по висоті фільтра знаходиться в межах 5-15° С. При невиконанні зазначених умов необхідно перевірити положення вентилів фільтра, а при необхідності замінити силікагель.

3) Система охолодження трансформаторів: у справно працюючого маслonasоса трансформатора температурні градієнти на поверхні корпусу маслonasоса і трубопроводів практично однакові ($t=40-47^{\circ}\text{C}$). Температурний градієнт на поверхні корпусу маслonasоса різко зростає з появою наступних несправностей у маслonasосі: тертя крильчаток, виткового замикання в електродвигуні і т.п. ІЧ - контроль дозволяє оцінити правильність і рівномірність розподілу потоків масла по трубах, зокрема, відсутність шлакоутворення в трубах і ефективність роботи системи охолодження, а також дозволяє в ряді випадків відмовитися від

застосування традиційних методів теплових випробувань трансформаторів.

Маслонасос вважається справним, якщо температура на поверхні корпуса не перевищує 80°C , а різниця температур на поверхні корпуса не перевищує 10°C . Локальні нагріви ділянок труб радіаторів свідчать про їх зашлакування і порушення циркуляції масла. Маслорозширювач вважається несправним, якщо рівень масла в ньому не відповідає нормованим значенням.

4) При оцінці стану вводів за допомогою тепловізорів необхідно враховувати фактори, що впливають на якість ІЧ – контролю: сонячну радіацію; локальне забруднення поверхні порцелянових покриттів; тепловий потік повітря, що піднімається від кришки трансформатора.

Нагріви в місцях приєднання зовнішніх провідників до затисків вводів: Припустима температура дорівнює: $t_{\text{доп}} = 90^{\circ}\text{C}$ при $t_{\text{везд}} = + 40^{\circ}\text{C}$, тобто допустимо перепад температур $t_{\text{доп}} = 50^{\circ}\text{C}$. Виміряна температура при ІЧ – контролі з'єднання “вивід апарата - зовнішній провідник” не повинний перевищувати значення, зазначеного струму навантаження.

5) Утворення короткозамкнутих контурів у розширниках герметичних вводів: наявність короткозамкнутого контуру приводить до передчасного старіння гумової прокладки. Гранична абсолютна температура на поверхні розширника вводів з урахуванням можливості прискореного старіння гумової прокладки верхнього фланця може досягати 80°C . Перевірка відсутності короткозамкнутого контуру в розширнику вводу проводиться для маслonaповнених герметичних вводів серії ГБМТ-220/2000. При цьому температура на поверхні корпусів розширників вводів у різних фаз не повинна відрізнятися більш, ніж на 70°C .

6) Нагріви внутрішніх контактних ввідів: при ІЧ - діагностиці маслonaповнених ввідів необхідно оцінювати значення температурних градієнтів як на контактному затиску, так і на поверхні корпуса маслорозширювача.

7) Виткові замикання в обмотках убудованих трансформаторів струму: при виявленні локальних нагрівів на поверхні адаптера вводу рекомендується перевіряти убудовані трансформатори струму на предмет відсутності виткових

замикань в обмотках.

Періодично щорічний ІЧ контроль проводиться для:

- автотрансформаторів АОДЦТГ - 135000/500;
- трансформаторів ТДЦГ - 180000/220 і ТДЦ - 125000/110;
- автотрансформаторів і трансформаторів, що мають нагріви в місцях рознімання дзвону;
- для інших об'єктів - з періодичністю 1 - 3 роки;
- для трансформаторів і автотрансформаторів, у складі газів в маслі яких переважає метан, етан, етилен, - через кожні 3 - 6 місяців (при визначених навантаженнях і по можливості однакової температурі навколишнього середовища).

Комплекс проведення інфрачервоної діагностики структурно складається з чотирьох частин :

- 1) паспорта трансформатора;
- 2) архіву інфрачервоних зображень;
- 3) внутрішньої структури трансформатора;
- 4) модуля оцінки стану трансформатора.

Тепловізійний контроль покликаний автоматизувати процес визначення поточного стану електрообладнання і виробленню рекомендацій з подальшого його використання. Комплекс, розроблений для обробки тепловізійних даних містить у собі повний набір засобів для проведення детального аналізу отриманих тепловізором зображень. Він дозволяє систематизувати одержані в результаті обстежень фотографії по типу обладнання, що оглядається, по термінах і місцю проведення обстеження, а також прив'язати до цих фотографій інформацію про режим роботи об'єкта в момент його проведення. Всі отримані фотографії одного об'єкта можуть бути з'єднані в єдине графічне зображення, що дозволяє комплексно оцінити стан об'єкта, простежити роботу систем забезпечення його працездатності і визначити взаємний вплив нагрітих елементів один на одного [11].

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

У бакалаврській роботі розглядається організація обслуговування обладнання електричних підстанцій. Розглянемо умови праці у приміщенні ділянки зарядки акумуляторів. Розміри дільниці 9х6х4 м. У приміщенні працює два чоловіка і знаходяться шафи для зарядки акумуляторних батарей, пристосування для розливу електроліту, штатив з бутлем для розливання кислоти, електровентилятор, верстак для збирання акумуляторів, пристрій для зварювання деталей акумуляторів, газові горілки, пристосування для плавки. Умови праці визначаються обладнанням, яке використовується в приміщенні [12].

Основними небезпечними та шкідливими виробничими чинниками в приміщенні можуть бути фізичні; хімічні; психофізіологічні [13].

Згідно ГОСТ 12.003-74 на акумуляторщиків, які обслуговують обладнання для зарядки акумуляторів, впливають наступні шкідливі та небезпечні виробничі фактори:

Фізичні:

- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена рухомість повітря;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- нестача природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може

виникнути через тіло людини.

Хімічні:

по характеру дії на організм людини:

- токсичні (оксид вуглецю);

Психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, емоційне перевантаження).

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації електропривода

5.1.1 Організаційно-технічні заходи

Конструкція устаткування на дільниці має забезпечувати: зручність обслуговування і встановлення інструменту, відсутність гострих кутів, захист небезпечних зон, раціональне розміщення органів керування, застосування блокувальних пристроїв та ін.

Проектуючи цехи, треба правильно розмістити вантажні потоки, не допускати зустрічних та перехресних колій. Найкращий такий варіант, коли матеріали надходять з одного боку будівлі, а готові поковки виходять з другого.

Конструктивні елементи будівлі слід виконувати з неспалимих матеріалів.

Розставляючи устаткування на дільницях для обробки металів, слід насамперед передбачити площу, достатню для безпечного і зручного обслуговування обладнання. Для складання заготовок і готових виробів слід виділяти окремі площі. Ширина проходів визначається габаритами оброблюваних деталей, проте в усіх випадках вона має бути не меншою за 1,2 м.

Згідно з вимогами СН 245-71 площа виробничого приміщення на одного працюючого повинна бути не менше 4,5 м², об'єм не менше 15 м³ мінімальна висота 3,2 м.

Площа приміщення:

$$S = A \cdot B = 9 \cdot 6 = 54 \text{ м}^2;$$

де A - довжина приміщення, $A=9$ м; B – ширина приміщення, $B=6$ м.

Площа приміщення на одного працюючого:

$$S_1 = (S - S_{\text{обл}}) / N = (54 - 22) / 2 = 16 \text{ м}^2.$$

де $S_{обл}$ - площа яку займає обладнання на ділянці, $S_{обл}=22 \text{ м}^2$; N – кількість людей, яка знаходиться на ділянці, $N=2$.

Об'єм приміщення

$$V=A*B*H=9*6*4=216 \text{ м}^3,$$

де H - висота приміщення, $H=4 \text{ м}$.

Об'єм приміщення на одного працюючого:

$$V_1=V*\varphi/N=216*0,9/2=97,2 \text{ м}^3,$$

де φ - коефіцієнт вільного об'єму, приймаємо $\varphi = 0,9$.

Питомі показники площі об'єму і висоти задовольняють вимогам норм.

На рис.5.1 приведений план приміщення з обладнанням [17]. В приміщенні два вікна з розмірами $2,5 \times 2 \text{ м}$, орієнтованими на північ. Двері у приміщенні двостворчасті, відкриваються по ходу людського потоку, ширина дверей 2 м .

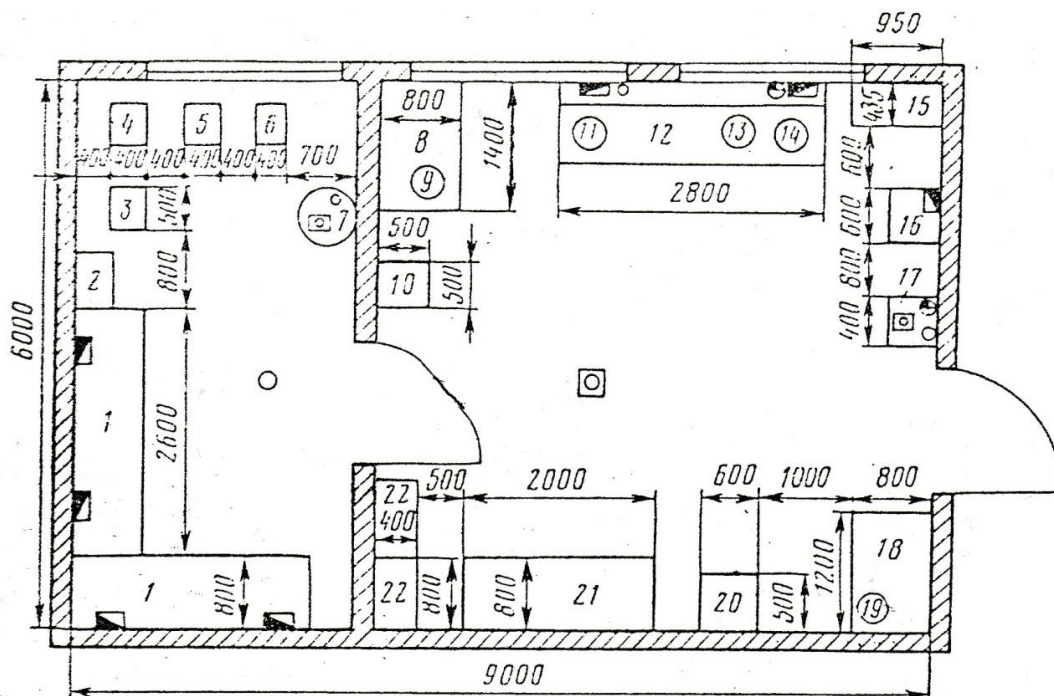


Рисунок 5.1 – Планування робочого місця акумуляторщика

На рисунку 5.1 показано: 1-шафи для зарядки акумуляторних батарей; 2-тумбочка для інструментів; 3-приспособлення для розливу електроліту; 4-штатив з бутлем для зберігання кислоти; 5-бак для розведення електроліту; 6-бак для дистильованої води; 7-електродистилятор; 8-верстак збірки акумуляторів; 9-пристрій для зварювання деталей акумулятора; 10-ящик з піском; 11-газова горілка; 12-верстак збірки акумуляторів; 13-електродвигун для плавки мастики; 14-електродвигун для плавки свинцю; 15-шафа для пристроїв і приспособлень; 16-вана для зливання електроліту; 17-умивальник; 18-стелаж для не відремонтованих акумуляторних батарей; 19 –приспособлення для перевірки акумуляторних батарей; 20-лар для обтирочних матеріалів; 21- стелаж для не заряджених акумуляторних батарей; 22-випрямлячі.

5.1.2 Електробезпека

Живлення силового обладнання та системи освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В).

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з наявністю у цехах підвищеної вологості. Технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) Для запобігання електротравм від контакту з нормально-струмовідними елементами електроустаткування, необхідно:

- розміщувати неізольовані струмовідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах;

- використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні - написи, таблички, попереджувальні знаки;

- підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

2) При живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і

пошкоджений споживач відключається від мережі.

Згідно з вимогами нормативів, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового захисного провідника.

3) Електрозахисні засоби захисту.

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Обладнання повинно бути надійно заземлене. Справність і опір контуру заземлення один раз на рік перевіряється.

Всі обертові частини механізму повинні мати добре закріплену огорожу. Забороняється виконувати всі види ремонту під час роботи установки.

Для надання першої медичної допомоги при нещасних випадках повинна бути аптечка з набором необхідних перев'язочних матеріалів та медикаментів.

Під час роботи, пов'язаної з дотиком до струмовідних частин електродвигуна, що обертаються, і механізму, який вони приводять в рух, необхідно зупинити

двигун і на його пусковому пристрої або ключі керування, якщо можливе обертання електродвигунів від з'єднаних з ним механізмів, слід зачинити і замкнути на замок засуви і шибери цих механізмів, а також вивісити плакат «Не вмикати! Працюють люди».

Забороняється знімати огороження тих частин електродвигунів, що обертаються під час їх роботи.

Під час роботи електродвигунів заземлення може бути встановлене на будь-якій ділянці кабельної лінії, що з'єднують електродвигуни з РУ (збіркою). Під час роботи на механізмі, не пов'язаної з доторканням до частин, що обертаються, і у випадку роз'єднання з'єднувальної муфти, заземлювати кабельну лінію не слід.

На однотипних або близьких за габаритом електродвигунах, встановлюють поряд з тим, на якому проводять роботи, слід вивісити плакат «Стій! Напруга» незалежно від того, чи перебувають вони у роботі чи у резерві.

5.1.3 Заходи по забезпеченню промислової безпеки

Обладнання на ділянці виготовлення кришок живиться від трифазної, чотирипровідної мережі з заземленою нейтраллю напругою 380/220 В. Клас приміщення по ступеню небезпеки ураження електричним струмом – особливо небезпечне. У приміщенні струмопровідна підлога, агресивне середовище і є можливість одночасного торкання людини до струмопровідних металоконструкцій зв'язаних з землею і металевих корпусів електрообладнання [12, 13].

Згідно з ГОСТ 12.1.030-81 на ділянці в якості захисту необхідно виконувати занулення. Занулення це навмисне електричне з'єднання з нульовим захисним провідником металевих неструмоведучих частин обладнання, яке може виявитись під напругою.

При акумуляторних роботах слід строго дотримуватися заходів пожежної безпеки й правила особистої гігієни. У процесі зарядки акумуляторних батарей виділяється водень, який утворює з киснем повітря гримучий газ, що легко вибухає при наявності іскри. Крім того, що працюють доводиться мати справа з їдкими

кислотами, і лугами, які при неправильному обігу можуть привести: до опіків шкіри й око й-викликати отруєння організму при підвищенні їх концентрації в повітрі. При ремонті акумуляторів доводиться працювати зі свинцем і його з'єднаннями, що володіють високою токсичністю [17].

Акумуляторні батареї масою більш 20 кг слід переміщати тільки на спеціальних візках, платформи яких виключають можливість падіння батарей. Малогабаритні акумуляторні батареї можна, переносити вручну, але при цьому необхідно використовувати захоплення або носилки й дотримувати запобіжного заходів щоб уникнути обливання електролітом.

Готувати кислотний електроліт потрібно в спеціальних посудинах (керамічних, пластмасових). При цьому необхідно спочатку налити дистильовану воду, а потім у неї лити кислоту. Переливати кислоту допускається тільки за допомогою качалок, сифонів і інших спеціальних пристосувань. Перед заливанням, долівкою й готуванням електроліту акумуляторщику слід надягати захисні окуляри й гумові рукавички.

При готуванні лужного електроліту посудина з лугом слід відкривати обережно, без більших зусиль. Щоб полегшити відкривання посудини, пробка якого залита парафіном, горловину посудини можна протерти ганчіркою, змоченою гарячою водою. Більші шматки їдкого розжарюй при дробленні слід прикривати чистою тканиною, щоб уникнути влучення дрібних осколків в очі й на шкіру. Для розчинення луку слід застосовувати тільки холодну воду. Брати луг дозволяється пінцетами, щипцями або ложками.

При зарядці акумуляторних батарей необхідно виконувати наступні правила: з'єднувати акумуляторні батареї між собою припасованими (пружинними) затисками (для кислотних акумуляторних батарей), або плоскими наконечниками (для лужних акумуляторних батарей), що мають надійний електричний контакт, що виключає можливість іскріння; контролювати хід зарядки тільки за допомогою термометра, ареометра, навантажувальної вилки або інших спеціальних приладів; не нахилятися близько до акумуляторів щоб уникнути опіку бризами кислоти, що

вилітають із отвору акумулятора.

В акумуляторнім відділенні забороняється: курити, користуватися відкритим вогнем і електронагрівальними приладами; спільно зберігати й заряджати кислотні й лужні акумуляторні батареї; зберігати понад добову потребу сулії із сірчаною кислотою й посудини з лугом; зберігати порожню тару; перебувати стороннім особам. Для огляду акумуляторних батарей допускається користуватися переносними електролампами у вибухобезпечнім виконанні напругою не більш 42 В.

Плавити свинець і заповнювати їм форми при виливку деталей акумуляторів дозволяється тільки у витяжних шафах. При плавці свинцю в розплавлену масу не можна класти пластини, використані в акумуляторах. Усі роботи з ремонту батарей, пов'язані з дотиком зі свинцем і його окислами (намазка пластин), повинні проводитися тільки в гумових рукавичках.

В акумуляторнім відділенні повинні бути вмивальник, мило, вата в упакуванні, рушнику й закриті посудини з 5- і 10%-ним нейтралізуючим розчином питної соди (для шкіри тіла) і 2- 3%-ним нейтралізуючим розчином питної соди (для очей). При експлуатації лужних акумуляторів у якості нейтралізуючого розчину застосовують 5-10%-ний розчин борної кислоти (для шкіри тіла) 152 і 2-3%-ний розчин цієї ж кислоти (для очей). При влученні кислоти, лугу або електроліту на відкриті частини тіла щоб уникнути опіку необхідно негайно промити ця ділянка тіла спочатку нейтралізуючим розчином, а потім водою з милом. Електроліт, пролитий на стелажі, рекомендується витерти дрантям, змоченої в 10%-ному нейтралізуючому розчині, а пролитий на спочатку посипати ошурками, потім зібрати їх, змочити це місце нейтралізуючим розчином і протерти насухо.

Забороняються зберігання харчових продуктів і приймання їжі в приміщеннях, де роблять акумуляторні роботи.

По закінченню робіт необхідно упорядкувати робоче місце, вимити руки й особа теплою водою з милом, добре прополоскати рот або прийняти душ.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Мікроклімат приміщення - це сукупність фізичних параметрів повітря в виробничому приміщенні, які діють на людину в процесі праці на її робочому місці, в робочій зоні.

Параметри мікроклімату характеризуються такими показниками: температурою повітря і відотною вологістю повітря, швидкістю його переміщення, потужністю теплових випромінювань. При цьому слід розрізняти оптимальні та допустимі мікрокліматичні умови.

Допустимі мікрокліматичні умови - поєднання кількісних показників мікроклімату, які при тривалому та систематичному впливові на людину можуть викликати скороминучі зміни, що швидко нормалізують тепловий стан організму, і які супроводжуються напруженням механізмів терморегуляції, не виходячи за межі фізіологічних пристосувальних можливостей. При цьому виникає пошкодження або порушення стану здоров'я, але можуть спостерігатися дискомфортні тепловідчуття, погіршення самопочуття та зниження працездатності.

Допустимі величини показників мікроклімату встановлюють тоді, коли за технологічними умовами, технічними і економічними причинами не забезпечуються оптимальні норми.

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Робота оператора силової установки відноситься до легкої фізичної роботи категорія Ia, бо людина-оператор практично весь свій робочий день проводить сидячи. Параметри мікроклімату в кабіні крану наведено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Нормування параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Ia	22-28	55 при 28°C	0,1-0,2
Холодний	Ia	21-25	75 при 25°C	Не більше 0,1

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці оператора крану передбачається:

- в холодну пору року - використання калорифера;
- в літню пору - застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву, провітрювання кабіни [13].

5.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі ' робочої зони в кабіні оператора установки

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Вуглецю оксид (CO)	3	1	4
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено:

- Провітрювання приміщень;

- Цілісність конструкції кабіни та вікон для перешкоджання попадання пилу в приміщення кабіни під час роботи установки;
- Встановлення пиловловлюючих засобів [14].

5.2.3 Виробниче освітлення

Раціональне освітлення - один з основних факторів створення сприятливих робочих умов праці. Недостатнє освітлення викликає передчасне стомлення працюючих, знижує продуктивність праці, може стати причиною нещасного випадку.

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормують мінімальну освітленість на найбільш темній ділянці робочої поверхні. При періодичному нагляді за ходом виробничого процесу у акумуляторному приміщенні освітленість повинна складати не менше 50 лк. Оскільки в приміщенні знаходяться вимірювальні прилади та система Керування, то освітленість повинна складати 300 лк. Рівень аварійного освітлення складає 15% освітленості основної роботи.

Приміщення кабіни оператора забезпечене природним освітленням в денний проміжок часу але вечері постає проблема в штучному освітленні.

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормуємо освітлення на робочому місці в кабіні. Кабіна відноситься до IV розряду зорової праці, тобто розряду середньої точності. Наведено норми при штучному та комбінованому освітленні в таблиці 5.3.

В приміщенні, особливо в зимовий період, коли світлий день досить короткий, природнього освітлення може бути недостатньо, тому використовується місцеве штучне освітлення (таблиця 5.4). Штучне освітлення здійснюється лампами розжарювання, що живляться від трансформатора власних потреб (12В).

Згідно [15]: характер зорової роботи - середня точність; розряд - IV; бокове значення коефіцієнта природної освітленості, %: суміщене 0,9.

$$e_N = e_H \cdot m_N,$$

де m_N - коефіцієнт світлового клімату, $m_N = 0,9$ при орієнтації вікон на північний схід.

$$e_N = 0,9 \cdot 0,9 = 0,8 \, \%.$$

Таблиця 5.3 - Норми освітлення робочих поверхонь у виробничих приміщеннях

Характеристики зорової роботи		Малої точності
Мінімальний розмір об'єкту розпізнавання, мм		Від 1 до 5
Розряд зорової роботи		V
Підрозряд зорової роботи		б
Контраст об'єкта розпізнавання з фоном		Середній
Освітленість	Загальне	150
Штучне освітлення	Комбіноване	200

Таблиця 5.4 - Вибір освітлюваного пристрою

Тип світильника	Лампа розжарювання
Світло розподілення	Несиметричне
Потужність ламп, Вт	До 200

Для забезпечення нормативного значення e_N передбачено:

- використання додаткового штучного освітлення, а саме ламп розжарювання;

- необхідна кількість природного світла (великі вікна);

- для підтримки постійної освітленості повинно бути організовано систематичне, не рідше двох разів на місяць, очищення арматури світильників і ламп від пилу та бруду, а в приміщеннях із значним виділенням пилу, диму та кіптяви - не рідше чотирьох разів на місяць згідно з графіком

5.2.4 Виробничий шум

В приміщенні джерелом шуму та вібрації є працююче обладнання, системи вентиляції. Шум та вібрація, при високих рівнях негативно впливають на людину. Шум є загальнобіологічним подразнювачем і впливає на всі органи і системи людини [16].

За часовими характеристиками шум постійний, так як рівень звука за восьмигодинний робочий день змінюється в часі не більш, ніж на 5 дБА. За характером спектру шум широкосмуговий із безперервним спектром шириною більше октави. За походженням шум в кузні з пневматичними молотами механічний, від працюючого обладнання, і аеродинамічний, від вентиляційних установок [15, 16].

Шум нормується по ДСН 3.3.6.037-99, нормування шуму приведено у табл.

5.5.

Таблиця 5.5 – Нормування шуму

Вид трудової діяльності, робоче місце	Рівні звукового тиску, дБ, в октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц									Рівні звуку і еквівалентні рівні звуку в дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
На постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях і на території підприємств	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для захисту працюючих від шуму на ділянці застосовують три основні напрямлення – виключення причин виникнення шуму чи зниження його в джерелі, ослаблення шуму на шляху передачі і безпосередній захист працюючих чи груп працюючих, на яких діє шум [17].

5.3 Протипожежні заходи

Відповідно [10, 19] приміщення відноситься до пожежонебезпечної категорії В, тому що тут застосовують речовини та матеріали, здатні при взаємодії з водою, повітрям чи один з одним тільки горіти.

Споруда має II ступень вогнестійкості. Згідно НАПБ Б.03.002-2007 [20] це споруди з несучими та огорожуючими конструкціями із природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону або залізобетону з використання листових і плиточних негорючих матеріалів. В покритті споруди допускається використовувати незахижені сталеві конструкції.

Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій, годин (над рисою) і максимальні межі розповсюдження вогню по них, см. (під рисою) для другого ступеня вогнестійкості:

Стіни несучі та клітинних драбин	2/0;
Стіни самонесучі	1/0;
Стіни навантажені ненесучі	0,25/0;
Перегородки	0,25/0;
Колони	2/0;
Драбинні площадки	1/0;
Плити, настили	0,25/0.

Відповідно до НАПБ Б.03.002-2007, при II ступені вогнестійкості і категорії пожежовибухонебезпеки - В, допустима кількість поверхів - 8. Площа поверху не обмежена.

Відстань від найбільш віддаленого місця (робочого) до найближчого евакуаційного виходу із приміщення цеху безпосередньо на зовні або у драбинну клітину не повинно перевищувати при об'ємі приміщення до 50000 м³, категорії В, II ступеня вогнестійкості – 75 м при щільності людського потоку в загальному проході від 3 до 5 чол/м² [20].

ВИСНОВКИ

Електричні підстанції є важливою ланкою в процесі електропостачання споживачів.

Електрична підстанція - це електроустановка, призначена для прийому, обробки і розподілу електричної енергії, яка складається з трансформаторів або інших перетворювачів електричної енергії, пристроїв керування, розподільних і допоміжних пристроїв.

Електрична підстанція зазвичай складається з декількох розподільних пристроїв (РП) з різними рівнями напруги, з'єднаних між собою трансформаторним з'єднанням. При виборі типу конструкції РП слід враховувати: номінальну напругу, схему електричного підключення, розміри встановленого обладнання та умови навколишнього середовища.

Основним обладнанням підстанції є трансформатори та щити. Під час експлуатації трансформаторів і вимикачів проводиться їх експлуатаційно-технічне обслуговування, а також планово-попереджувальний ремонт.

Координацію діяльності всього оперативного персоналу з обслуговування електрообладнання здійснює керівництво електромагазину або відповідні служби, а в електромережевих підприємствах - керівництво електромереж або виробничих служб підприємства.

Експлуатаційне обслуговування електроустаткування включає: контроль режиму роботи; періодичні та позачергові перевірки; періодичний контроль значень параметрів, що характеризують режим роботи, та аналіз отриманих даних; здійснення організаційно-технічних заходів щодо забезпечення технічного обслуговування та ремонту.

Технічне обслуговування електрообладнання включає: профілактичний огляд стану ізоляційної та контактної системи, а також пристроїв охолодження, регулювання та пожежогасіння, який проводиться поза комплексом планово-попереджувальних ремонтів; роботи з підтримки ізоляційного середовища в

необхідному стані, включаючи роботи з відновлення якості ізоляційного матеріалу; змащування та догляд за наявними обертовими вузлами, підшипниками регулювання напруги та охолоджуючими пристроями; періодичні випробування запасних допоміжних пристроїв, регулювання, огляди та ремонти вторинних кіл і пристроїв безпеки, автоматики, сигналізації та керування.

Планово-попереджувальне технічне обслуговування включає: поточний і капітальний ремонт і відповідні випробування та вимірювання.

Принцип технічного обслуговування полягає в правильному виборі моменту для огляду та відновлення характеристик обладнання.

Внаслідок експлуатації, аварій, перевантажень і природного зносу частина електрообладнання електростанцій пошкоджена і потребує ремонту.

Ремонт - це комплекс операцій, спрямованих на відновлення працездатності або працездатності електротехнічних пристроїв, відновлення їх ресурсу або складових частин. Під ремонтною операцією розуміється завершена частина ремонту, яка виконується на одному робочому місці підрядниками певної спеціальності, наприклад: зачистка, розбирання, зварювання, намотування тощо.

Існує кілька способів ремонту:

- Ремонт організацією-користувачем,
- Спеціалізований,
- Ремонт від виробника.

Останні два методи мають значні переваги, що дозволяють досягти високих техніко-економічних показників за рахунок використання високопродуктивного, ефективного обладнання, виробництва запасних частин, впровадження сучасних технологій ремонту з використанням нових матеріалів.

Ці способи дозволяють формувати запасний фонд з відновленого обладнання популярних серій і типів. Але ці способи виключають можливість швидкого ремонту відповідального і незвичайного обладнання, обладнання іноземного виробництва, обладнання старих марок. Крім того, не вирішена проблема технічного обслуговування, на яку припадає понад 80% витрат праці на ремонт

великогабаритного обладнання (трансформаторних підстанцій, розподільного обладнання, щитів керування тощо).

Надійність, безперебійність і безпека електрообладнання може бути забезпечена правильною системою ремонту електрообладнання експлуатуючою організацією. Такою системою є планово-попереджувальний ремонт (ППР), який є формою організації ремонту, що складається з комплексу організаційно-технічних заходів, що забезпечують виконання ТО і ППР.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проєкт Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с.
URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
2. Буткевич О. Ф., Гурєєва Т. М., Чижевський В. В. Юнєєва Н. Т. Про деякі впливи складу генеруючих потужностей на динамічні властивості систем/ Технічна електродинаміка. 2022. № 6. С. 42-51
3. Лежнюк П.Д. Проектування електричної частини електричних станцій / П.Д. Лежнюк, В.М. Лагутін, В.В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
4. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с.
URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
5. Лежнюк П. Д. Комутаційні електричні апарати / П. Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л. Н. Добровольська. - Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с.
6. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
7. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 102 с.
8. Типові рішення при проєктуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.
9. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.
10. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів

спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.

11. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01-97: Затв. 06.10.1997 № 257/Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Х.: Вид-во «Форт», 2008. 144 с.

12. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПА- ОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Київ, 2008. 150 с.

13. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.

14. Томчук М. А. Методичні вказівки з дисципліни «Цивільний захист» для студентів всіх напрямків. Вінниця: ВНТУ, 2015. 15 с.

15. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

16. Гігієнічна класифікація праці (за показниками шкідливості і небезпеки факторів виробничого середовища від 12.08.1986 № 4137-86. - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/v4137400-86>

17. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>

18. ДБН В.2.5-28-2006 Природне і штучне освітлення - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://document.ua/prirodne-i-shtuchne-osvitlennja-nor8425.html>

19. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>

20. НАПБ Б.03.002-2007 «Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою» від 03.12.2007 року № 833

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ

ПЕРЕВІРКИ ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Дослідження особливостей експлуатації силового електрообладнанняТип роботи: Бакалаврська дипломна робота
(БДР, МКР)Підрозділ кафедра електричних станцій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

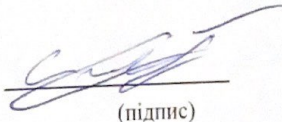
Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 75,2 % Схожість 24,8 %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

- ☒ 1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ 2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
- ☐ 3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

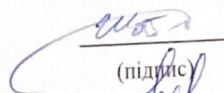
Особа, відповідальна за перевірку


(підпис)Вишневський С.Я.

(прізвище, ініціали)

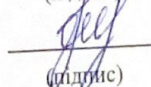
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи


(підпис)Шаталюк В.П.

(прізвище, ініціали)

Керівник роботи


(підпис)Сікорська О.В.

(прізвище, ініціали)