

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЙ

Виконав: студент 4 курсу групи ЕСМ-23мс
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні системи і мережі»
Примха В.С. [підпис]

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС
Сікорська О. В. [підпис]

« 06 » 06 2025 р.

Рецензент: к.т.н., доц каф. ЕССЕМ
(наук.ступінь, вч.звання, назва кафедри)
Войтюк Ю.Н.

« 06 » 06. 2025 р.

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

[підпис]
« 06 » 06 2025 р.

Вінниця ВНТУ - 2025 рік

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 – Електричні системи і мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«10» жовтня 2025 р.

ЗАВДАННЯ

НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Примха Василь Сергійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Особливості експлуатації електрообладнання підстанцій

2. Керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Сікорська О. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025 року № 97

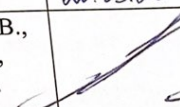
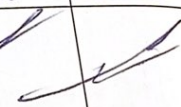
2. Термін подання студентом роботи 3 червня 2025 року

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

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1 Конструкції розподільних пристроїв. 2
Технічне обслуговування трансформатора. 3 Обслуговування комутаційних
пристроїв підстанцій. 4 Тепловізійний контроль електрообладнання підстанцій. 5
Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титульний лист. 2. Конструкції розподільних пристроїв. 3.
Обслуговування трансформаторів. 4. Обслуговування комутаційних апаратів
електричних підстанцій. 5-7 Інфрачервоний тепловізійний контроль обладнання
електричних підстанцій. 8. Основні етапи експлуатації електрообладнання. 9.
Структура пошкоджень. 10. Висновок.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Сікорська О. В., к.т.н., доцент кафедри ЕСС	 20.03.25	 02.06.25
Охорона праці	Кобилянський О.В., д.пед.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання « 20» березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Прізвище
		початок	кінець	
1	Вступ. Огляд літературних джерел	20.03.25	27.03.25	Вик.
2	Конструкції розподільних пристроїв	28.03.25	31.03.25	Вик.
3	Технічне обслуговування трансформатора	01.04.25	10.04.25	Вик.
4	Обслуговування комутаційних пристроїв підстанцій	11.04.25	21.04.25	Вик.
5	Тепловізійний контроль електрообладнання підстанцій	22.04.25	04.05.25	Вик.
6	Охорона праці	05.05.25	14.05.25	Вик.
7	Формування висновків по роботі. Оформлення пояснювальної записки	15.05.25	24.05.25	Вик.
8	Виконання ілюстративної частини та оформлення презентації	25.05.25	27.05.25	Вик.
9	Перевірка БДР на плагіат. Попередній захист БДР	28.05.25	31.05.25	Вик.
10	Рецензування БДР	01.06.25	02.06.25	Вик.
11	Захист БДР	За графіком		

Студент

підпис

Примха В.С.

Керівник

підпис

Сікорська О.В.

Примха Василь Сергійович
підстанцій». Бакалаврська
«Електроенергетика, електр
«Електричні системи та мер
Укр. мовою. Бібліог

У бакалаврській
конструкцій розподіль
обслуговування тре
підстанцій.

Також було
електричних підс

В роботі з
на оперативне
електрооблад

Ключ
електрооб

АНОТАЦІЯ

Примха Василь Сергійович «Особливості експлуатації електрообладнання підстанцій». Бакалаврська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітня програма – «Електричні системи та мережі». Вінниця: ВНТУ, 2025. 94 с.

Укр. мовою. Бібліогр.: 28 назв; рис.: 8, таб.12.

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

Також було розглянуто інфрачервоний тепловізійний контроль обладнання електричних підстанцій.

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

Ключові слова: розподільний пристрій, електрична підстанція, електрообладнання.

ABSTRACT

Prymkha Vasyl Serhiyovych "Features of the operation of electrical equipment of substations". Bachelor's qualification work in the specialty 141 - "Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics", educational program - "Electrical systems and networks". Vinnytsia: VNTU, 2025. 94 p.

In Ukrainian. Bibliography: 28 titles; Fig.: 8, Tab.12.

The bachelor's qualification work considered general issues of the design of switchgear devices of electrical substations. The issue of servicing transformers and switching devices of electrical substations was considered.

Infrared thermal imaging control of electrical substation equipment was also considered.

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

Keywords: switchgear, electrical substation, electrical equipment.

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1 КОНСТРУКЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ	10
1.1 Загальні вимоги до проектування розподільного пристрою	10
1.2 Вибір типу конструкції РП.....	11
1.3. Проектування закритих РП	14
1.4 Комплектний розподільні пристрої.....	16
1.5 Проектування відкритих розподільних пристроїв.....	17
2 ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРА	21
2.1. Організація технічного обслуговування трансформаторів.....	21
2.1.1 Режими роботи трансформатора	21
2.1.2 Види технічного обслуговування трансформаторів.....	22
2.2 Режими навантаження	24
2.3 Навантажувальна здатність	26
2.4 Оперативне обслуговування трансформатора	35
3 ОБСЛУГОВУВАННЯ КОМУТАЦІЙНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ	44
3.1 Інструкція з експлуатації елегазового вимикача	46
3.1.1 Основні характеристики та переваги елегазового вимикача LTB 145 D1/B .	47
3.1.2 Конструкція елегазового вимикача LTB 145 D1/B.....	48
3.1.3 Привід BLK 222 для елегазового вимикача LTB-145 D1/B.....	49
3.1.4 Технічні характеристики елегазового вимикача LTB-145 D1/B.....	49
3.1.5 Безпека праці під час технічного обслуговування елегазового вимикача LTB-145 D1/B	51
3.2 Інструкції з експлуатації масляних автоматичних вимикачів 35 кВ	52
3.2.1 Конструкція масляних вимикачів 35 кВ	54
3.2.2 Експлуатація масляних вимикачів 35 кВ.....	56
3.3 Інструкції з експлуатації вакуумних вимикачів.....	59
3.3.1 Технічні дані автоматичних вимикачів ВВВ-10-4/400 У2, ВВЕЛ-10-5/630 У2	60
3.3.2 Конструкція та експлуатація вакуумних вимикачів.....	62

3.3.3 Робота вакуумних вимикачів	63
3.3.4 Технічне обслуговування вакуумного вимикача	65
3.3.5 Запобіжні заходи під час роботи з вакуумними вимикачами.....	66
4 ТЕПЛОВІЗІЙНИЙ КОНТРОЛЬ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЙ	68
4.1 Фізичні основи та обґрунтування використання інфрачервоної техніки для діагностики стану електричних пристроїв та контактних з'єднань	68
4.2 Типи інфрачервоних пристроїв.....	72
4.3 Основні технічні параметри ІЧ-приладів, їх фізичний зміст та вплив на метрологічні характеристики цих приладів	74
4.4 Умови та особливості використання тепловізорів та пірометрів	75
5 ОХОРОНА ПРАЦІ	78
5.1 Технічні рішення з безпечної організації оперативно-ремонтного обслуговування.....	78
5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	78
5.1.2 Електробезпека	81
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	83
5.2.1 Мікроклімат	83
5.2.2 Склад повітря робочої зони.....	84
5.2.3 Виробниче освітлення.....	84
5.2.4 Виробничий шум.....	85
5.3 Пожежна безпека.....	86
ВИСНОВКИ.....	90
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	92
ДОДАТКИ.....	95

ВСТУП

Актуальність теми. Енергетичний сектор є важливою, базовою галуззю промисловості, що забезпечує належне функціонування всіх інших секторів економіки, функціонування соціальних структур та необхідні умови життя населення.

Основним продуктом електроенергетики є електроенергія, що виробляється на електростанціях (ЕС), передається повітряними лініями (ПЛ) та кабельними лініями (КЛ) до енергоцентрів, перетворюється на підстанціях (ПС) у напругу, що споживається споживачами, розподіляється через розподільчі установки (РУ) споживачам електроенергії та споживається електроприймачами (навантаженням) при різних значеннях номінальних напруги.

Електростанції є важливою ланкою в процесі постачання споживачів електроенергією. Оскільки для зменшення втрат електрична енергія передається на підвищеній напрузі. На підстанціях напруга перетворюється за допомогою трансформаторів у робочу напругу приймачів електроенергії, споживається навантаженням, і далі передається в розподільчу мережу.

Електрична підстанція — це електроустановка, призначена для прийому, трансформування та розподілу електричної енергії, що складається з трансформаторів або інших перетворювачів електричної енергії, пристроїв керування, розподільчих та допоміжних пристроїв.

Трансформаторні підстанції, в яких електрична енергія перетворюється виключно навантаженням, називаються трансформаторними підстанціями; а підстанції, що перетворюють електричну енергію за допомогою напруги та інших параметрів (зміна частоти, вирівнювання струму), називаються перетворювальними підстанціями. На одній підстанції можна встановити два або більше трансформаторів. Встановлення більше двох трансформаторів дозволяється на основі техніко-економічного обґрунтування, а також коли підстанція працює на два класи середньої напруги.

Електрична підстанція зазвичай складається з кількох розподільчих пристроїв

(РП) з різними рівнями напруги, з'єднаних за допомогою трансформаторного зв'язку.

Метою цієї роботи є аналіз особливостей експлуатації електрообладнання підстанцій.

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

- проведення аналізу конструктивних особливостей розподільних пристроїв;
- визначення особливостей експлуатації трансформаторів та комутаційних пристроїв підстанцій;
- проведення аналізу особливостей тепловізійного контролю електрообладнання підстанцій;
- вирішено питання організації безпеки праці обслуговуючого персоналу підстанції.

Об'єктом дослідження бакалаврської кваліфікаційної роботи є обладнання підстанції.

Предметом дослідження є методи і способи технічної експлуатації електрообладнання підстанцій.

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. Загальні вимоги до проектування розподільного пристрою

Розробка проекту електропідстанції починається після того, як повністю складена схема електричних з'єднань, вибрані електричні пристрої (включаючи вимірювальні трансформатори, розрядники, заземлювальні пристрої тощо) та з'єднувальні кабелі, а також визначено схему розташування основних та допоміжних конструкцій у межах електропідстанції.

Обсяг дослідження проектування РП включає: вибір типу конструкції РП; вибір типу внутрішнього розташування обладнання РП; створення ескізів компоновки РП – підготовка ескізів комірок РП, схем заповнення та плану РП; підготовка робочих креслень.

У сучасних умовах немає потреби підходити до розробки проекту кожного РП так, ніби це проект нового, оригінального об'єкта з усіма його деталями. Провідні проектні організації розробили типові проекти РП на основі основних електричних схем, що використовуються в даний час на електростанціях та підстанціях. З часом їх замінюють нові, більш досконалі конструкційні рішення.

Типові проектні рішення забезпечують основу для розробки проектів підстанцій під час проектування конкретної підстанції.

Загалом кажучи, остаточне рішення щодо проекту РП приймається на основі порівняння техніко-економічних аспектів низки намічених варіантів компонування.

Розподільні пристрої повинні відповідати ряду вимог, зазначених у ПУЕ. Найважливішими з них є надійність, економічність, зручність та безпека експлуатації, безпека людей, пожежна безпека та можливість розширення.

Надійна робота означає низьку ймовірність пошкодження обладнання та коротких замикань у РП, а також локалізацію пошкодження у разі його виникнення. Явища, що пов'язані з нормальною роботою РП: електродинамічні сили, нагрівання, виділення газів при відключенні короткого замикання тощо, не повинні

призводити до пошкодження пристрою та виникнення короткого замикання в РП.

Вимоги до економічності означають найменший можливий розмір РП (площа, об'єм будівлі), капітальні витрати та час будівництва.

Перебування на території РП дозволено лише обслуговуючому персоналу – експлуатаційному та ремонтному персоналу (з відповідним допуском до ремонтних робіт). Слід виключити можливість випадкового проникнення на територію РП сторонніх осіб, а також їх небезпечне наближення до вивідних електричних комутацій [1].

Необхідно забезпечити безпеку та зручність для експлуатаційного персоналу під час огляду обладнання, виконання робіт з Вимикачання та усунення несправностей, а також безпеку та зручність для ремонтного персоналу під час ремонту та заміни обладнання шляхом відключення напруги лише з того виводу, до якого підключено обладнання, що ремонтується. Для заміни обладнання має бути забезпечена можливість зручного його транспортування територією РП.

Пожежна безпека передбачає зниження ймовірності виникнення пожежі на об'єкті та запобігання її поширенню у разі аварії.

Вимога розширення означає можливість підключення нових з'єднань до РП [2].

1.2. Вибір типу конструкції РП

За способом будівництва та монтажу всі сучасні конструкції РП можна поділити на збірні та комплектні, а за типом монтажу електрообладнання – на закриті з електрообладнанням для внутрішнього монтажу та відкриті з електрообладнанням для зовнішнього монтажу. Отже, виходячи з їхньої конструкції, ми розрізняємо чотири типи РП: закриті збірні (ЗРП), відкриті збірні (ВРП), комплектні для внутрішнього монтажу (КРП), комплектні для зовнішнього монтажу (КРПЗ).

Закритий РП збирається (компонується) з окремих будівельних одиниць (готових блоків, шаф, панелей тощо) всередині будівлі зального типу. Ці компоненти виготовляються у спеціалізованих цехах або на заводах. Чим більші будівельні одиниці заводського виробництва, тим простіше будівництво та тим

повніше відбувається індустріалізація будівництва таких РП. У групі ЗРП ця тенденція найповніше проявляється в збірних каркасних РП (ЗБРП), які складаються з готових шаф та шинних мостів заводського виготовлення.

Опорні конструкції ВРП виготовляються зі збірного залізобетону або металу та доставляються на будівельний майданчик окремо від електрообладнання. Збірка відбувається на місці, безпосередньо на відкритому повітрі.

Комплектні РП складаються із закритих шаф, що виготовляються на заводах і постачаються у зібраному або повністю підготовленому до складання вигляді. Шафи можуть бути призначені для встановлення всередині будівлі (КРП) або зовні (КРПЗ). Комплектні РП, безсумнівно, є найсучаснішими та прогресивними конструкторськими рішеннями. Збірні РП можуть бути виготовлені за будь-якою схемою електричного з'єднання. Наразі вітчизняні заводи виробляють лише шафи для комплектних розподільчих пристроїв 6-35 кВ для схем з однією системою збірних шин.

При виборі типу конструкції РП необхідно враховувати: номінальну напругу, схему електричного з'єднання, габарити встановленого обладнання та умови навколишнього середовища [3].

При напругах 6-10 (35) кВ, коли габарити електротехнічних пристроїв відносно невеликі, зазвичай використовуються РП закритого типу. Розташування пристроїв всередині об'єкта створює зручні умови як для їх експлуатації, так і для обслуговування. Для розподільних пристроїв цих напруг типовою є схема з однією або двома системами збірних шин та одним автоматичним вимикачем на кожне підключення. Якщо обрано систему з однією системою збірних шин, то бажано використовувати комплектний розподільний пристрій, за умови, звичайно, що заводи виробляють шафи КРП з вибраним типом автоматичних вимикачів. В інших випадках використовуються збірні розподільні пристрої, використовуючи шафи КРП лише для лінійних вимикачів (якщо на відхідних лініях передбачені реактори).

Починаючи з напруги 35 кВ і вище, зазвичай використовуються розподільні пристрої відкритого типу. Це пояснюється тим, що при високій напрузі габарити електричних пристроїв (головним чином вимикачів) досить великі, і будівництво

будівлі для їх розміщення є занадто дорогим (особливо при напрузі 330 кВ і вище). Лише особливі обставини виправдовують відхилення від цієї рекомендації. Тому, коли розмір майданчика обмежений (наприклад, у випадку гідроелектростанції, побудованої в гірській ущелині) або в складних умовах навколишнього середовища (агресивність, підвищена запиленість, складні кліматичні умови), використовуються закриті РП або комплектні РП - герметичні комплектні елегазові розподільні пристрої на напругу 110-220 кВ і вище.

Рекомендації щодо вибору типу конструкції РП наведено в таблиці. 1.1.

Таблиця 1.1 – Галузі 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	Електрична схема	Одна система збірних шин	Дві системи збірних шин без реакторів
Тип конструкції РП	КРП, КРПЗ, ЗБРП	ЗРП	ЗРП+ шафи КРП, ЗБРП, КРП	Тип конструкції РП	КРП, КРПЗ, ЗБРП	ЗРП

1.3. Проектування закритих РП

Будівлі для ЗРП виготовляються зі стандартних, заводського виробництва, залізобетонних елементів: колон, балок, перекриттів, стінових панелей тощо. Розмірні модулі елементів будівлі такі: по довжині будівлі - 6 м, по ширині - 3 м, по висоті - 0,6 м. Отже, розміри будівель РП повинні бути кратними заданим модулям елементів будівлі. Саме тому будівництво об'єктів для сучасних систем ЗРП здійснюється промисловим способом.

Загальні принципи впровадження ЗРП визначають методи виконання вимог щодо конструктиву РП.

Надійність ЗРП забезпечується, перш за все, шляхом підтримки відповідних ізоляційних відстаней у повітрі між неізольованими струмопровідними частинами різних фаз $A_{\phi,\phi}$, між струмопровідними та заземленими частинами $A_{\phi,z}$, а також між неекранованими струмопровідними частинами різних з'єднань. Оскільки перекриття фаз призводить до серйозніших наслідків, ніж перекриття фаз на заземлених частинах РП, мінімально допустимі відстані між фазами встановлюються в 1,06–1,14 раза більших за мінімально допустиму відстань фаз від заземлених частин:

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

Зазначені відстані повинні бути більшими за мінімально допустимі значення, зазначені в стандарті ПУЕ. Як правило, залежно від умов монтажу, відстані $A_{\phi,\phi}$ та $A_{\phi,z}$ приймаються в 1,5–4 рази більшими за нормативні значення [4].

Локалізація пошкоджень досягається за допомогою системи ізольованих поздовжніх і поперечних перегородок. Поздовжні перегородки відокремлюють пристрої суміжних з'єднань один від одного, а поперечні перегородки розділяють пристрої в межах одного з'єднання.

З міркувань зручності та безпеки експлуатації пристрої розміщують рядами в закритих та огорожених камерах. Уздовж передньої частини камер розташовані

коридори для обслуговування. Струмообмежуючі реактори зазвичай встановлюються в закритих камерах і забезпечують природну вентиляцію цих камер. Повітря потрапляє в камери через вентиляційний канал, розташований під камерами, або через коридор обслуговування, охолоджує реактори та виводиться назовні. Закриті камери також дозволяють добре локалізувати пошкодження, що виникли в реакторі. Решта обладнання зазвичай встановлюється у відкритих камерах, які захищені з боку коридору сіткою або змішаним огородженням (поєднання сітки та суцільних огорожень). Це гарантує, що всі пристрої та шини будуть ідеально видимі з коридорів обслуговування. Приводи вимикачів, рукоятки приводів ручних роз'єднувачів, панелі пристроїв керування та захисту розміщуються зовні камер - на їх зовнішніх стінах та на підлозі коридору, біля стін відповідної камери. Висота огорожі Н, в умовах безпеки, повинна бути не менше 1,9 м, а відстань від струмопровідних частин - до суцільних та сітчастих частин огорожі – не менше нормованих значень.

Безпека та зручність ремонту обладнання в ЗРП забезпечуються:

1. Відключенням роз'єднувачів з обох боків ремонтного пристрою, тобто дотримуючись необхідних ізоляційних відстаней та застосовуючи захисне заземлення. Для ефективної ізоляції ремонтного обладнання відстань між струмопровідними частинами та ножем роз'єднувача повинна бути щонайменше рівною стандартним значенням. Для надійної ізоляції ця відстань повинна бути в 1,08–1,15 рази більшою за відстань між фазами $A_{\phi,\phi}$.

2. Поздовжні та поперечні ізоляційні перегородки, що відокремлюють ремонтний пристрій від робочих пристроїв суміжних з'єднань, а також від струмопровідних частин цього з'єднання, що залишаються під напругою (наприклад, з боку збірних шин). Ізоляційні перегородки обмежують межі ремонтної зони, тобто простору, призначеного для виконання ремонтних робіт на даному обладнанні. Надійне відокремлення місця ремонту від суміжних робочих зон забезпечується шляхом дотримання відповідних відстаней між місцями ремонту.

3. Створення комфортної та безпечної зони в коридорі обслуговування перед

обладнанням, що ремонтується. У цій зоні можуть бути допоміжні механізми та пристрої для виконання ремонтних робіт, а також пристрої для випробування обладнання.

Щоб зменшити ризик вибуху та пожежі, рекомендується використовувати обладнання, яке повністю безмасляне (повітряні автоматичні вимикачі, електромагнітні автоматичні вимикачі) або обладнання, що містить обмежену кількість масла (малооб'ємні масляні вимикачі, малопотужні масляні трансформатори). Наприклад, у приміщенні розподільного пристрою допустимо встановлювати лише один масляний трансформатор потужністю не більше 630 кВ ·А або два масляні трансформатори потужністю до 400 кВ ·А кожен. Під час встановлення малооб'ємного масляного вимикача, де кількість масла (масла) в одній фазі становить 60 кг або більше, у камері розміщується поріг, розрахований на утримання всього об'єму масла. Будівля, будівельні конструкції та ізоляційні перегородки виготовляються з вогнетривких матеріалів - металу, залізобетону, шлакоцементних блоків, азбесту тощо. У будівлі зазвичай немає віконних прорізів, а двері металеві.

Щоб виключити можливість проникнення сторонніх осіб до будівлі РП, усі двері повинні бути обладнані замками, які можна відкрити ззовні ключем, а зсередини без ключа.

Зовнішні електричні розетки в будівлі РП повинні бути безпечними для осіб, які можуть перебувати поблизу РП. Цього можна досягти, огородивши повітряні вводи або встановивши їх на висоті, безпечній для інших. Мінімально допустима висота лінійних виводів (відстань від найнижчої точки провідника до поверхні землі) нормується [5].

1.4. Комплектний розподільні пристрої

Використання комплектних РП дозволяє: максимальну індустріалізацію монтажних робіт, що дозволяє різко скоротити обсяг монтажних робіт на об'єкті та час будівництва РП; підвищення надійності роботи РП; покращення безпеки

послуг; зменшення будівельного майданчика для РП; можливість швидкої заміни пошкодженого вимикача (у разі використання шаф з вимикачем на візку) .

Як ізоляцію між струмопровідними частинами різних фаз, а також між струмопровідними та заземленими частинами, можуть використовуватися газоподібні (повітря, елегаз), рідкі (масло) та тверді (полівінілхлорид, епоксидна смола, поліетилен) діелектрики.

В Україні виготовляються шафи КРП на напругу 6-35 кВ з повітряною ізоляцією та проектуємо КРП на напругу 110 та 220 кВ з елегазовою ізоляцією . Шафи на напругу 6-35 кВ виготовляються для кіл з однією системою шин з маломасляними вимикачами (типу ВМП, ВММ, ВМПЕ, ВМПП та МГГ-10) та електромагнітними вимикачами (типу ВЕМ) на вкатних візках. Функції роз'єднувачів виконуються роз'єднувальними контактами.

Кожен проєктований РП складається з комірок з різними приєднаннями: відхідні кабельні та повітряні лінії, силові з'єднання, секційні з'єднання, трансформатори напруги та розрядники, трансформатори ВП тощо. Тому виробники випускають цілий комплект шаф з різними з'єднаннями відповідно до електричних схем для кожної серії схем. Усі шафи однієї серії мають однакові розміри для зручності компонування. Оскільки номінальні струми вводів живлення та секційних з'єднань значно вищі за номінальні струми інших з'єднань, завод постачає для них додаткову серію шаф. Розміри цих шаф (ширина, висота) зазвичай трохи більші за розміри шаф основної (базової) серії.

1.5. Проектування відкритих розподільних пристроїв

Збірні та з'єднувальні шини ВПР виготовляються з неізольованих, гнучких сталевалюмінієвих труб на опорних ізоляторах або жорстких алюмінієвих труб на опорних ізоляторах (рідше на натяжних гірляндах).

Жорсткі шини дозволяють використовувати простіші опорні конструкції, спрощують обслуговування ізоляторів завдяки меншій висоті струмопроводів, усувають ризик розривів у колах збірних шин та їх відгалуженнях, а також зменшують площу підстанції. Однак вартість жорстких шин трохи вища, ніж

вартість гнучких шин. Для закріплення жорстких шин потрібні дорожчі та менш надійні опорні ізолятори, а також необхідно встановлювати компенсатори теплового розширення. Тип шин тісно пов'язаний зі схемою електричного з'єднання РП та розташуванням його електрообладнання. У деяких системах зручно поєднувати гнучкі та жорсткі шини.

Для кріплення гнучких проводів використовуються портали, а для кріплення жорстких шин та пристроїв – опори у вигляді стійок або теж портали. Наразі всі несучі конструкції – портали, опори, фундаменти – виготовляються із збірних залізобетонних елементів. Сталеві конструкції використовуються у двох випадках: коли є труднощі з отриманням або доставкою залізобетонних елементів та коли є високі розрахункові навантаження на згин (це може бути у ВПР напругою 330 кВ і вище, якщо колони та траверси (поперечні балки) мають довжину 20 м і більше).

Електричні апарати ВПР зазвичай розташовуються в горизонтальній площині, а з'єднувальні шини - в один або кілька рядів. Обладнання одного приєднання займає горизонтальну смугу, яка за аналогією із ЗРП називається коміркою. Між пристроями з різними приєднаннями або в межах одного приєднання зазвичай не використовуються роздільні перегородки.

Надійність ВРП досягається шляхом підтримки відповідних ізоляційних відстаней у повітрі між струмопровідними частинами різних фаз $A_{\phi,\phi}$ та між струмопровідними та заземленими частинами $A_{\phi,z}$. У випадку жорстких шин ці відстані не повинні бути меншими за нормативні значення.

Безпека технічного обслуговування забезпечується розміщенням струмопровідних частин на досить великій висоті: нижній край порцелянових ізоляторів обладнання повинен бути не менше ніж на 2,5 м вище рівня платформи, а струмопровідні частини - на висоті не нижче нормативних значень. Якщо ці вимоги неможливо виконати через планування або умови монтажу, встановлюються внутрішні огорожі висотою 1,6 м. Горизонтальна відстань між струмопровідними частинами або ізоляційними елементами та внутрішнім корпусом повинна бути щонайменше рівною нормованому значенню.

Електрообладнання різних приєднань розміщують на достатньо великій

відстані один від одного (не меншій за нормоване значення), щоб забезпечити можливість безпечного ремонту пристроїв даного приєднання, при цьому сусідні пристрої не відключаються.

Для полегшення технічного обслуговування (встановлення, ремонту, випробування та заміни обладнання) шлях проходить вздовж ряду вимикачів. Розміри проїзду повинні бути не менше 4 м завширшки та заввишки. Проїзд дозволяє користуватися мобільними механізмами, пристроями та монтажньо-ремонтними лабораторіями, а також перевозити обладнання територією РП у разі необхідності його заміни. Висоту струмопровідних частин над проходом слід вибирати таким чином, щоб відстані між ними та габарити механізмів та обладнання автотранспортного засобу були не меншими за нормативні значення.

На території ВРП може бути встановлене електрообладнання, що містять велику кількість масла (понад 1000 кг на одиницю) – трансформатори, багатооб'ємні масляні вимикачі, струмообмежуючі реактори. Щоб запобігти витoku масла та поширенню вогню у разі пошкодження обладнання, під обладнанням встановлюються дренажні системи, заповнені гравієм. Маслоприймач повинен бути розрахований на поглинання всього об'єму трансформаторного або реакторного масла і на 80% масла у випадку багатооб'ємного масляного вимикача. Фундаменти маслонаповненого обладнання виготовляються з негорючих матеріалів.

Маслоприймачі трансформаторів потужністю понад 10 МВ·А обладнуються маслозливниками, виконаними у вигляді підземних трубопроводів або відкритих жолобів та лотків. За допомогою останнього масло зливають у закриті маслобаки, які розташовані на пожежобезпечній відстані від обладнання станції.

Зона ВРП відокремлена від решти території станції внутрішньою огорожею висотою 1,6 м – суцільною, сітчастою або ґратчастою.

Вибір системи здійснюється на основі порівняння кількох варіантів у техніко-економічному плані. При їх порівнянні, крім загальних вимог ПУЕ, враховується електрична схема проектного РП, його розташування на загальному плані станції та наявність типових систем. Основними техніко-економічними

показниками є: крок комірок, розміри та площа РП; кількість ізоляторів, відстань між шинами та опорні конструкції; вартість матеріалів та будівельно-монтажних робіт.

При проектуванні розподільного пристрою важливу роль відіграють кількість рядів автоматичних вимикачів, кількість рядів шин та тип роз'єднувачів. Зазвичай, при зміні розташування розподільних пристроїв з однорядного на дво- або трирядне, ширину розподільного пристрою збільшують, а його довжину зменшують. Зі збільшенням кількості рядів шин збільшується висота порталів, що підтримують шини, і знижується надійність РП.

На ВРП високих напруг використовуються горизонтально-поворотні роз'єднувачі, роз'єднувачі ріжучого типу на двох опорних ізоляторах та роз'єднувачі підвісного типу [4, 6].

2 ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРА

Під час експлуатації трансформаторів проводиться експлуатаційне та технічне обслуговування, а також планово-профілактичний ремонт.

Координація діяльності всього оперативного персоналу, що обслуговує трансформатори, здійснюється керівництвом електроцеху або відповідними службами, а на підприємствах електроенергетики – керівництвом електромережі або виробничими службами підприємства.

2.1. Організація технічного обслуговування трансформаторів

2.1.1 Режими роботи трансформатора

Режими роботи трансформатора є важливим фактором, що впливає на його обслуговування та експлуатацію. Номінальний – це режим роботи трансформатора за номінальних значень напруги, частоти та навантаження, параметрів охолоджуючого середовища та умов місця встановлення, що зазначені у відповідних стандартах або технічних умовах. Трансформатор може працювати в такому режимі тривалий час. Номінальні дані вказані виробником на табличці, розташованій на корпусі трансформатора.

Нормальний – це режим роботи трансформатора, за якого його параметри відхиляються від номінальних значень не більше, ніж дозволено стандартами, технічними умовами або інструкціями. Для масляних трансформаторів напругою 110 кВ і вище під час роботи на будь-якому відгалудженні обмотки допускаються напруги, що перевищують 1,3 номінального значення протягом 2 с (попереднє навантаження не більше 0,5 номінального значення).

Трансформатори напругою до 35 кВ включно та потужністю понад 630 кВ·А та всі трансформатори напругою від 110 до 1150 кВ включно допускають безперервну роботу (з навантаженням, що не перевищує номінальне), якщо імпульсна напруга на будь-якому відгалуженні будь-якої обмотки на 10% вища за номінальну напругу цього відгалуження. При цьому напруга на будь-якій обмотці

не повинна перевищувати найвищу робочу напругу U_m , яка залежить від класу напруги $U_{кл}$ (див. таблицю 2.1) [2, 5, 6].

Таблиця 2.1 – Залежність найвищої 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

Допустимий час підвищення напруги для трансформаторів напругою до 35 кВ включно встановлюється стандартами або технічними умовами на трансформатори.

Аварійний режим – це режим роботи трансформатора, за якого параметри перевищують межі значень нормального режиму.

2.1.2 Види технічного обслуговування трансформаторів

Експлуатаційне обслуговування трансформаторів включає: контроль режиму роботи; проведення періодичних та позачергових перевірок; періодичний моніторинг значень параметрів, що характеризують режим роботи, та аналіз отриманих даних; здійснення організаційно-технічних заходів щодо забезпечення технічного обслуговування та ремонту.

Технічне обслуговування трансформаторів включає: профілактичний огляд стану ізоляції та контактної системи, а також пристроїв охолодження, регулювання та пожежогасіння, який виконується поза межами планово-профілактичного ремонту; проведення робіт, спрямованих на підтримку ізоляційного масла в трансформаторі, в баку розподільчого пристрою під напругою та в вводах у необхідному стані, включаючи роботи, спрямовані на відновлення якості масла (сушіння, регенерація) та його поповнення; змащування та обслуговування доступних обертових елементів, підшипників пристроїв регулювання напруги та пристроїв охолодження; періодичні випробування допоміжних резервних пристроїв, регулювання, перевірка та ремонт вторинних кіл та пристроїв безпеки, автоматизації, сигналізації та керування.

Планово-профілактичне обслуговування трансформаторів включає: поточний та капітальний ремонт та пов'язані з ними випробування та вимірювання.

Роботи з технічного обслуговування трансформаторів можуть бути як плановими, так і позаплановими. Планові роботи виконуються у встановлені обсяги та терміни; позапланові – через вихід з ладу трансформатора або його компонентів, через виявлення дефекту тощо. Технічне обслуговування силових трансформаторів в енергосистемах виконується підприємствами електростанцій або електромережами.

На підвищувальних підстанціях та деяких понижувальних підстанціях постійно чергує персонал. Трансформаторні підстанції в міських мережах та підстанції зниження напруги 110 кВ і розподільчі підстанції 20-35 кВ працюють без постійного персоналу та обслуговуються мобільними бригадами. Функції технічного обслуговування силових трансформаторів розподілені між ремонтним та оперативним персоналом; персоналом, що обслуговує системи релейного захисту та їх випробуваннями.

Ремонтний персонал (переважно слюсарі з ремонту обладнання) під керівництвом інженерно-технічних працівників (майстрів, керівників груп підстанцій, інженерів служб) виконує капітальний та поточний ремонт (взяття проб масла, протирання ізоляції, обслуговування систем охолодження тощо) та деякі види випробувань (перевірка ізоляції обмоток трансформаторів, силових кіл електродвигунів систем охолодження та гасіння, вимірювання опору контактної системи та ряд інших) [7].

Оперативний персонал бере участь в оперативному обслуговуванні трансформаторів, а виявлені під час цього процесу несправності враховуються при плануванні робіт з технічного обслуговування та ремонту. Оперативний персонал записує інформацію про виявлені несправності у спеціальний журнал. Керівник підрозділу вказує в журналі заплановані дії та терміни усунення виявлених дефектів. Крім того, оперативний персонал залучається до прийому обладнання на ремонт.

Технічне обслуговування пристроїв релейного захисту та автоматики

здійснюється спеціалізованим персоналом, який пов'язаний з ремонтним та експлуатаційним персоналом.

Випробувальники виконують профілактичні перевірки ізоляції трансформаторів та контактної системи, перевіряють автоматичні вимикачі, роз'єднувачі, розрядники, системи охолодження та регулювання напруги тощо. Ці фахівці також розробляють заходи щодо захисту трансформаторів від перенапруг. Слід зазначити, що деякі види випробувань можуть виконуватися обслуговуючим персоналом [8].

2.2 Режими навантаження

Розрізняють номінальні та допустимі режими навантаження трансформатора та допустимі систематичні та аварійні перевантаження. Через можливість систематичних перевантажень було введено поняття навантажувальної здатності трансформатора.

Під номінальним режимом навантаження трансформатора розуміється режим навантаження номінального струму при номінальних значеннях напруги, частоти, параметрів охолоджуючого середовища та умов місця встановлення (категорія розташування, висота над рівнем моря), встановлених стандартами або технічними умовами. Цей режим відповідає розрахунковому терміну служби трансформатора (зазвичай не менше 25 років). Номінальні дані вказані на табличці, розташованій на баку або на корпусі трансформатора.

Термін «допустимий режим навантаження» означає безперервне навантаження трансформатора за умов, що відхиляються від номінальних, за яких розрахунковий знос ізоляції трансформатора внаслідок нагрівання не перевищує зносу при номінальному навантаженні. Іншими словами, при цьому навантаженні термін служби трансформатора відповідає розрахунковому.

Під час експлуатації неминуче виникає питання про допустимість певних відхилень від номінального режиму. Ці відхилення наведені у відповідних стандартах, технічних умовах або інструкціях. Таким чином, усі силові

трансформатори, відповідно до ГОСТ 11677-85, повинні допускати безперервне струмове навантаження в 1,05 раза більше номінального струму, якщо напруга на будь-якій з обмоток не перевищує номінальної напруги.

Крім того, трансформатори напругою до 35 кВ включно (з потужністю понад 630 кВ·А) та всі трансформатори напругою 110-1150 кВ допускаються до безперервної роботи на струмах, що не перевищують номінальних, якщо напруга на будь-якому відгалуженні будь-якої обмотки не перевищує 110% від її номінального значення.

Тривале допустиме навантаження (перевантаження) трансформаторів має систематичний характер. Значення навантаження ($\beta = I/I_{\text{ном}}$) нормовані ГОСТ 14209-85 "Трансформатори силові масляні загального призначення. Допустимі навантаження" та наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Допустиме тривале навантаження трансформаторів

Тип охолодження	Температура охолоджувальної рідини, °С						
	-20	-10	0	+10	+20	+30	+40
М і Д	1.6	1.5	1.5	1.4	1.3	1.2	1.1
ДЦ і Ц	1.5	1.5	1.5	1.4	1.4	1.3	1.2

Навантаження трансформатора вище його номінального значення допустиме лише за умови справної та повністю працездатної системи охолодження. Тривалі допустимі систематичні навантаження (перевантаження) не зменшують очікуваний термін служби трансформатора, оскільки протягом графіка навантаження забезпечується нормальний або зменшений знос ізоляції [9].

Допустиме аварійне перевантаження трансформаторів перевищує допустиме навантаження. Під час роботи в цьому режимі спостерігається підвищений знос ізоляції порівняно з нормальним, що може призвести до скорочення терміну служби трансформатора, якщо під час подальшої експлуатації цей знос не буде компенсований зменшеним зносом при малих навантаженнях. Максимальне значення перевантаження становить 100% ($\beta = 2$).

Зниження аварійного перевантаження залежить від його тривалості,

навантаження в попередньому режимі та температури охолоджувального середовища і визначається максимально допустимою температурою найгарячішої точки обмотки (160°C для масляних трансформаторів напругою 110 кВ і нижче та 140°C для трансформаторів напругою понад 110 кВ) та максимально допустимою температурою масла у верхніх шарах (115°C).

В аварійному режимі короткочасне перевантаження трансформаторів допустиме при використанні будь-якої системи охолодження, незалежно від тривалості та значення попереднього навантаження, температури навколишнього середовища та 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 років	5

2.3 Навантажувальна здатність

Під навантажувальною здатністю трансформатора розуміється здатність трансформатора працювати з навантаженням, що перевищує номінальне, за певних умов експлуатації (попереднє та кінцеве значення навантаження, температура охолоджуючого середовища, допустима температура окремих деталей трансформатора).

Термін служби трансформатора залежить від ступеня зносу ізоляції, на який в першу чергу впливають температура, зміна значень навантаження, напруга та умови охолодження. Після закінчення терміну служби ізоляція повністю зношується, і трансформатор постійно перебуває під загрозою виходу з ладу. Орієнтовний термін служби трансформатора при номінальному навантаженні становить 20-40 років. Водночас номінальна температура θ_n найгарячішої точки обмотки масляних трансформаторів (клас нагріву А) згідно з рекомендаціями

Міжнародної електротехнічної комісії (МЕК) становить 98°C . Різниця в номінальних температурах (клас термостійкості А відповідає безперервно допустимій температурі 105°C) зумовлена тим, що у випадку системи ізоляції, виготовленої з кількох однорідних ізоляційних матеріалів одного класу, вважається, що безперервно допустима температура нижча, ніж у випадку однорідної ізоляції. Під час розрахунку терміну служби ізоляції класу А вважається, що він зменшується вдвічі при підвищенні температури на 6°C від номінальної («правило шести градусів»).

МЕК рекомендує оцінювати термін служби ізоляції класу А за формулою [10]:

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

де $c = (7,5 \div 1,5) \cdot 10^4$ років; $\alpha = 0,115$ – постійні коефіцієнти (для діапазону температур $80\text{--}140^{\circ}\text{C}$); θ – температура найгарячішої точки ізоляції обмотки, $^{\circ}\text{C}$.

На практиці використовується не абсолютна, а відносна довговічність ізоляції:

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

або відносний знос ізоляції

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

де V_n — термін служби ізоляції за нормальної температури θ_n в найгарячішій точці ізоляції обмотки.

Відносний знос ізоляції F показує, у скільки разів знос ізоляції за заданої температури в найгарячішій точці обмотки θ більший (менший), ніж знос за нормальної температури ($\theta_n = 98^{\circ}\text{C}$) за той самий час роботи. Оскільки відносний знос ізоляції $F=1$ становить $\theta_n = 98^{\circ}\text{C}$, можна розрахувати, що при $\theta = 86^{\circ}\text{C}$

відносному зносі $F = 0,25$ (відносному терміні служби $v = 4$) та при $\theta = 110^\circ \text{C}$ $F = 8$ ($v = 0,125$).

Трансформатори зазвичай працюють зі змінними навантаженнями. Водночас, якщо максимальне значення навантаження не перевищує номінальну потужність трансформатора, температура обмоток та масла кмаслоється в діапазоні нижче норми. Через це зношується ізоляція, що дає змогу $F < 1$ збільшувати навантаження трансформатора понад його номінальну потужність протягом певного часу без шкоди для терміну його служби.

Розрахунки навантажувальної здатності виконуються або для перевірки прийнятності заданого графіка навантаження, або для визначення можливих графіків навантаження для заданого трансформатора за відомих значень часу та величини навантаження. Обидві проблеми можна вирішити, вибираючи трансформатори з урахуванням потужності.

Перевантаження поділяються на систематичні та аварійні. Систематичні перевантаження характерні для змінного графіка навантаження (погодинного, добового, щомісячного), аварійні перевантаження виникають у випадках, коли є потреба забезпечити постачання електроенергії споживачам, незважаючи на перевантаження трансформатора та можливе скорочення терміну його служби.

Значення допустимих і систематичних перевантажень для масляних трансформаторів потужністю до 100 МВА встановлені 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 — відносний знос ізоляції при i -му навантаженні з тривалістю t_i ; $T = \sum t_i$ — тривалість графіка навантаження, що розглядається (зазвичай 24 години).

При розрахунку зношування ізоляції вводяться додаткові обмеження. Для

систематичних перевантажень – максимальне навантаження $\beta_m \leq 1,5$, температура обмотки в найгарячішій точці $\theta_{o.n.h.t} \leq 140^\circ\text{C}$, температура масла у верхніх шарах $\theta_m \leq 95^\circ\text{C}$; у разі аварійних перевантажень – максимальне навантаження $\beta_m \leq 2,0$, температура обмотки в найгарячішій 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 вище 110 кВ) температура масла у верхніх шарах $\theta_m \leq 115^\circ\text{C}$. Обмеження потужності зумовлені характеристиками вводів та пристроїв регулювання напруги.

Розрахунок відносної зносу ізоляції згідно з ГОСТ 14209-85 проводиться в такій послідовності: перетворення графіка навантаження. На діаграмі безперервного або дискретного навантаження, $\beta(t)$ отриманий з вимірянних або розрахункових даних (рисунок 2.1), розрізняють часові інтервали t_1 та t_2 , в яких навантаження $\beta \leq 1$ та $\beta \geq 1$.

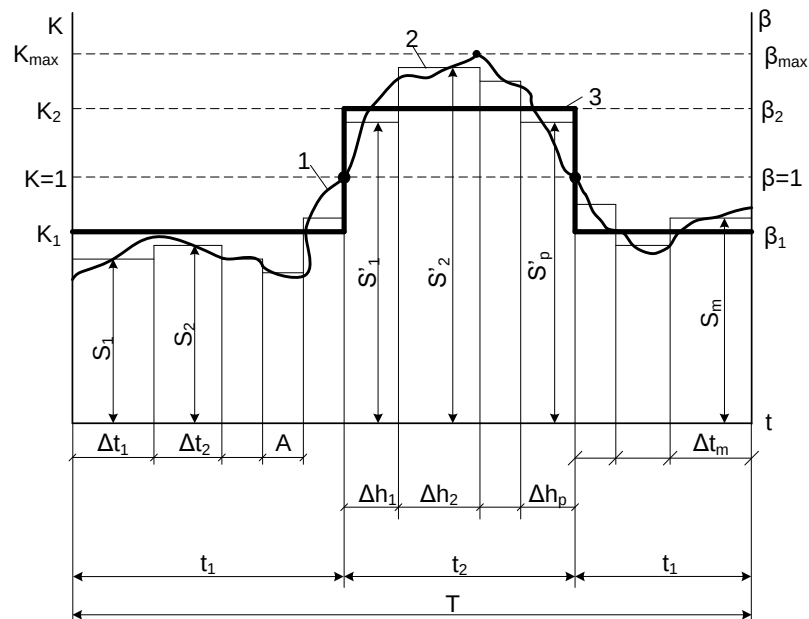


Рисунок 2.1 – Трансформація графіка навантаження трансформатора: 1 – фактичний графік навантаження; 2 – багатоступеневий еквівалентний графік навантаження; 3 - Двоетапний графік еквівалентного навантаження

Тоді графік фактичного навантаження 1 замінюється термічно еквівалентним

багатоступеневим графіком 2, який, у свою чергу, зводиться до еквівалентного прямокутного двоступеневого графіка 3. Багатоступеневий графік отримується шляхом еквівалентності в часових інтервалах Δt , порівняно з постійною часу нагрівання обмотки (приблизно 0,5 години).

Тоді визначити потрібно 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 β_i , Δt_i — відносне навантаження та тривалість i -го інтервалу еквівалентного багатоступеневого розподілу навантаження на інтервалі t_1 .

За (2.5) визначається середнє навантаження K_2 на інтервалі t_2 та перевіряються межі 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 охолоджувального середовища (повітря), °C; v_m — перевищення температури масла у верхніх шарах над температурою повітря, °C.

Максимальна температура обмотки в найгарячішій точці

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

де $v_{о.м}$ - надлишкова температура найтеплішої обмотки над температурою масла у верхніх шарах, °C.

Рівняння (2.6) справедливе як для усталеного, так і для перехідного теплового режимів. Для навантажень, що тривають довше 0,5 години, постійною часу

нагрівання обмотки можна знехтувати та припустити, що при різкій зміні навантаження $v_{o.m}$ підвищення температури обмотки також змінюється аналогічним чином. Постійна часу нагрівання масла вважається постійною або визначається за формулою:

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

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

Загальні втрати

$$\sum P = \gamma^2 \cdot P_{o.n} + \beta^2 \cdot P_{k.n},$$

де $\gamma = \frac{U}{U_n}$; $\beta = \frac{I}{I_n}$; $P_{o.n}$ – номінальні втрати холостого ходу, Вт; $P_{k.n}$ – номінальні втрати короткого замикання, Вт.

Для еквівалентного двоступеневого графіка навантаження значення стаціонарного надлишку температури масла v_{1m} і v_{2m} для кожного ступеня K_1 і K_2 визначаються, припускаючи, що стаціонарне перевантаження температури масла у верхніх шарах $\theta_{m.n.}$ вище температури навколишнього середовища при номінальному навантаженні відоме з розрахункових (заводських) даних трансформатора:

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

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

$$d = \frac{P_{o.n.}}{P_{k.n.}}.$$

Перевищення температури найгарячішої точки v_{om} над температурою масла визначається формулою:

$$v_{om} = v_{omh} \cdot K^y, \quad (2.10)$$

де v_{omh} - надлишкова температура обмотки в номінальному режимі; K – коефіцієнт навантаження (для двоступеневого графіка $K = K_1$ або $K = K_2$); $y = 1,6$ (для трансформаторів з типом охолодження М та Д) або $1,8$ (для трансформаторів типу Ц та ДЦ).

Було побудовано графіки зміни температури масла у верхніх шарах θ_m , визначеної за формулою (2.6), та температури найгарячішої точки ізоляції обмотки $\theta_{h.h.t.}$, визначеної за формулою (2.7). Вважається, що до початку періоду перевантаження t_2 (точка А на рис. 2.1) температурний режим трансформатора є стабільним і визначається навантаженням K_1 . В кінці інтервалів нагрівання ($t = t_2$) та охолодження ($t = t_1$) застосовуються такі формули:

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

де τ_m - стала часу нагрівання масла; t_2 – тривалість переривання перевантаження ($K = K_2$); t_1 – тривалість періоду недовантаження ($K = K_1$).

На основі отриманих результатів було побудовано криві нагрівання (охолодження) трансформатора, які показано на рисунку 2.2, а також $\theta_{\text{н.н.т.}}$ перевірено температурні межі для t_2 і за допомогою якого проводиться розрахунок відносного зношування ізоляції F .

3. Розрахунок відносного зношування ізоляції. Згідно з формулами (5.1)-(5.3), довговічність та знос ізоляції залежать лише від температури. Тому спочатку графік температури найгорячішої точки ізоляції обмотки трансформатора $\theta_{\text{н.н.т.}}$ (t_2), отриманий за результатами теплових розрахунків та зображений на рисунку 2.2, був розділений на часові інтервали θ_m таким чином, щоб різниця температур на кінцях кожного інтервалу не перевищувала 6°C .

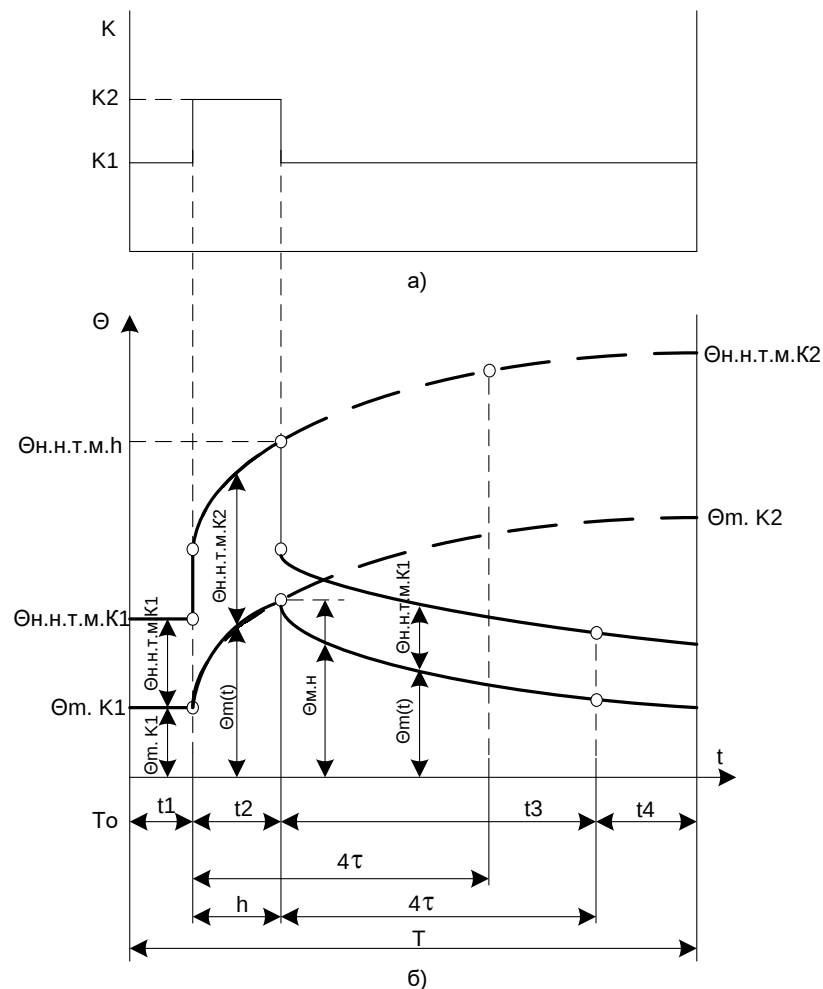


Рисунок 2.2 – Еквівалентний двоступеневий графік навантаження (а) для визначення теплового стану трансформатора (б)

Потім визначаються середні температури найтеплішої точки в кожному інтервалі $\theta_{\text{ісп}}$, на основі яких розраховується відносне зношення ізоляції. Загальне відносне зношення за розглянутий період часу T становить:

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

де

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

де $\theta_{\text{ісп}}$ – середня температура найтеплішої точки обмотки в інтервалі Δt_i ; $\theta_{\text{баз}} = 98^\circ\text{C}$ – базова температура для класу термостійкості А; $\Delta = 6^\circ\text{C}$ – діапазон температур, за якого термін служби ізоляції класу А подвоюється; T – тривалість інтервалу повторення навантаження, протягом якого відбуваються систематичні перевантаження трансформатора.

Аналіз результатів розрахунків.

1. Графік еквівалентного навантаження. Якщо $K_2 \leq 1,5$, то переходимо до наступного кроку розрахунку. Якщо $K_2 > 1,5$, то навантаження, показані на цьому графіку, не можуть бути систематичними перевантаженнями, і трансформатор такої потужності не витримає заданого графіка навантаження. У цьому випадку необхідно збільшити встановлену потужність трансформатора. У цьому випадку подальші розрахунки не проводяться.

2. Тепловий режим трансформатора. Якщо температура в найгарячішій точці ізоляції обмотки не перевищує 140°C , а температура масла у верхніх шарах не перевищує 95°C , то переходимо до наступного етапу розрахунку. Якщо температура в найгарячішій точці ізоляції обмотки перевищує 140°C та/або температура масла у верхніх шарах перевищує 95°C , то навантаження, показані на цьому графіку, не є систематичними перевантаженнями. Висновки узгоджуються з

висновками попереднього етапу розрахунків.

3. Розрахунок відносного зносу ізоляції. Якщо відносний знос ізоляції дорівнює $F \leq 1$, трансформатор заданої потужності може витримувати заданий графік навантаження без зменшення терміну служби. У випадку коли $F > 1$, то необхідно або збільшити встановлену потужність трансформатора, або змиритися зі скороченням терміну його служби. У другому випадку вибір відповідного рішення визначається економічними міркуваннями.

Під час експлуатації трансформаторів описаний метод може бути використаний для визначення поточного зносу ізоляції обмотки трансформатора шляхом прямого (вимірювання температури найгарячішої точки обмотки та масла у верхніх шарах) або непрямого (вимірювання струму та напруги трансформатора з подальшим розрахунком теплового режиму) контролю температури. Така математична модель може бути використана в технічному обслуговуванні, яке включає ремонти, що виконуються за потреби [9, 11].

2.4 Оперативне обслуговування трансформатора

Періодична перевірка режиму роботи трансформатора здійснюється шляхом контролю навантаження, рівня напруги та температури масла за допомогою вимірювальних приладів. Результати вимірювань параметрів записуються у щоденний звіт: на електростанціях та підстанціях, де працює постійний персонал, вимірювання проводяться один раз на 1-2 години; на підстанціях, де немає постійного персоналу – під час кожного відвідування об'єкта виїзним або за допомогою телеметрії. У випадках перевантаження моніторинг проводиться частіше.

На гідроелектростанціях та підстанціях без постійного персоналу, які не мають телеметричних приладів, додатково слід знімати погодинні записи навантаження принаймні двічі на рік (зазвичай влітку та взимку) для пояснення сезонних змін режиму роботи трансформатора. Крім того, здійснюється безперервний автоматичний контроль перевантаження.

Візуальна перевірка стану трансформатора. Щоб вчасно виявити несправності трансформаторів, які згодом можуть призвести до аварій, усі трансформатори піддаються періодичним зовнішнім оглядам (без відключення).

Планові перевірки головних трансформаторів електростанцій та підстанцій, трансформаторів для власних потреб електростанцій та трансформаторів, розташованих у зоні забруднення, проводяться не рідше одного разу на день на установках, де чергує постійний оперативний персонал, та не рідше одного разу на місяць на установках, де постійний оперативний персонал не чергує. Інші трансформатори слід перевіряти принаймні раз на тиждень в установках з черговим персоналом, раз на місяць в установках без чергового персоналу та раз на 6 місяців на трансформаторних підстанціях [12].

Під час планового періодичного огляду перевіряється стан зовнішньої ізоляції - трансформаторних введів та встановлених на них розрядників і опорних ізоляторів (перевіряється цілісність порцеляни, наявність тріщин, ступінь забруднення поверхні). Крім того, перевіряється цілісність мембрани вихлопної труби, стан ущільнень та відсутність витоків масла. Під час огляду перевіряється стан контактних з'єднань, доступних для спостереження.

Рівень масла в баку трансформатора визначається за допомогою індикаторів рівня масла та оглядового скла для масла, також звертаючи увагу на колір масла (потемніння масла може свідчити, наприклад, про термічний розклад, спричинений підвищеним нагріванням). Індикатор силікагелю в осушувачах повітря та вводах трансформаторного бака слід перевіряти через оглядове скло. Зміна кольору силікагелю з блакитного на рожевий свідчить про наявність вологи в сорбційній камері та необхідність поповнення осушувача.

Стан трансформатора може бути визначений характером шуму, який він видає (прослуховування слід проводити при зупинених вентиляторах). Про можливе пошкодження пристрою свідчать тріск або клацання, які можуть бути пов'язані з розрядами в резервуарі (наприклад, через порушення заземлення активної частини), а також періодичні зміни рівня шуму або тону.

Перевірку трансформаторів слід проводити вдень або при увімкненому

освітленні. У темряві можна виявити дефекти, що є джерелами світла: нагрівання контактних з'єднань, коронні розряди та інші види часткових розрядів на поверхні зовнішньої ізоляції тощо.

Позачергові перевірки трансформаторів зовнішнього монтажу необхідно проводити в екстремальних умовах: раптове зниження температури навколишнього середовища, ураган, сильний снігопад та ожеледиця. Одночасно перевіряється рівень масла, стан вводів та системи охолодження трансформатора.

Позачергові перевірки також проводяться після виникнення короткого замикання (КЗ) обмоток або при появі сигналу газового реле. У першому випадку перевіряється стан кіл, через які протікав струм короткого замикання, а також ізоляторів, що піддаються динамічним навантаженням; у другому випадку перевіряється стан газового реле та його ланцюгів. За необхідності позачерговий огляд може бути проведений при вимкненому трансформаторі, коли є потреба в більш детальному обстеженні елемента, стан якого викликає сумніви, або коли доступ до об'єкта, що перевіряється, неможливий без відключення напруги.

Пристрої релейного захисту, повинні реагувати на дві групи подій: пошкодження трансформатора та аварійні режими роботи.

До несправностей, що призводять до спрацьовування релейного захисту, належать міжфазні та однофазні короткі замикання в обмотках і виводах, міжвиткові короткі замикання в обмотках, часткове пошкодження ізоляції вводів, а також пошкодження, пов'язані з виходом газу та підвищенням тиску в баку трансформатора та регулювального пристрою.

До аварійних ситуацій, на які має реагувати захист трансформатора, належать виникнення перевантажень по струмах, спричинених зовнішніми короткими замиканнями або перевантаженнями, а також падіння рівня масла. Пристрої релейного захисту монтуються на спеціальних панелях у тому ж приміщенні, що й панель керування. Для захисту трансформатора від пошкоджень використовуються такі типи захисту залежно від потужності та типу монтажу:

- диференціальний захист, який є основним захистом потужних трансформаторів від внутрішніх пошкоджень і спрацьовує у разі короткого

замикання в зоні, обмеженій двома комплектами трансформаторів струму (принцип роботи базується на порівнянні значення та напрямку струмів);

- струмова відсічка, що встановлюється в трансформаторах малої потужності, є найпростішим, швидкодіючим захистом від внутрішніх пошкоджень;
- захист від перевантажень по струму або зовнішніх коротких замикань (найпростіший захист цього типу - максимальний струмовий захист);
- захист від перевантаження, який реалізується шляхом дії на сигнал і складається з реле струму та реле часу.

Газовий захист набув широкого поширення завдяки своїй відносній простоті та чутливості до великої кількості внутрішніх несправностей масляного трансформатора та його комутаційного обладнання. Внутрішнє пошкодження трансформатора зазвичай супроводжується розкладанням масла та інших ізоляційних матеріалів і виділенням летких газів. Гази піднімаються до кришки трансформатора та потрапляють у розширювач через газове реле, яке встановлено на маслопроводі та з'єднує розширювач з баком. Залежно від потужності трансформаторів використовуються різні типи реле [7, 13].

Розглянемо конструкцію газового реле на прикладі реле типу BF80/Q (рисунк 2.3). Основою реле є корпус 1, у верхній частині якого накопичуються бульбашки газу, що потрапили в реле. Корпус має два оглядових віконця, які дозволяють визначити наявність газу та його приблизний об'єм (на основі позначок на склі). На кришці корпусу є газовий клапан, а внизу - отвір для зливу масла та осаду, закритий різьбовою пробкою. У середині корпусу до кришки кріпиться знімна частина реле, яка складається з трьох реагуючих елементів 2, 3 та 4, що з'єднані з постійними магнітами та герметичними контактами (герконами), що керують цими магнітами. Схеми геркона підключаються до клем реле, а потім до схеми газового захисту трансформатора за допомогою спеціального кабелю. Реагуючі елементи – пластикові, сферичні, порожнисті поплавці 2 та 4 – встановлені ексцентрично на горизонтальній осі 5 та вільно обертаються навколо неї. Третій реагуючий елемент 3 має форму лопаті, яка також вільно обертається навколо горизонтальної осі та розташована поруч із нижнім поплавцем.

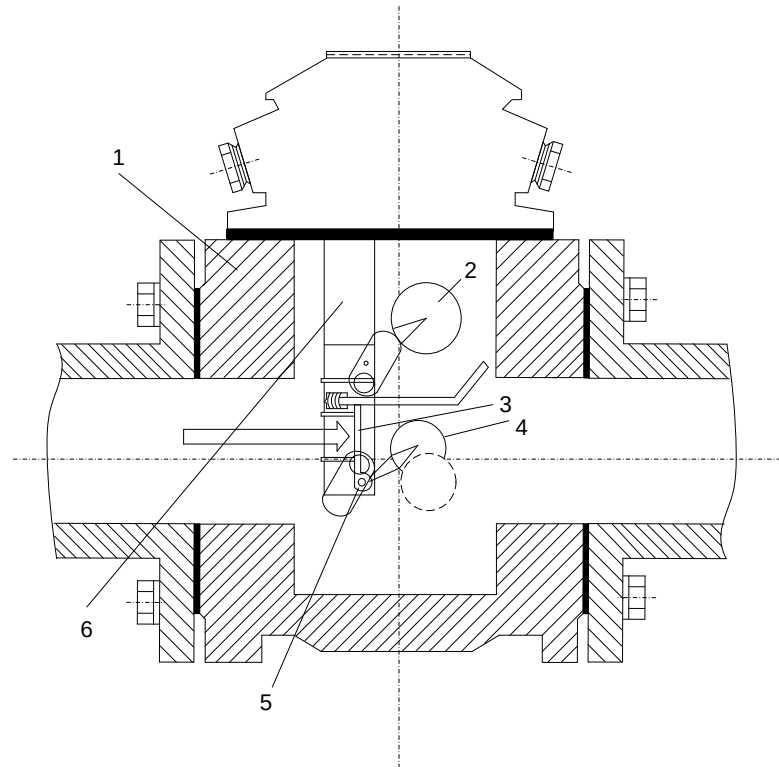


Рисунок 2.3 – Газове реле типу BF80/Q: 1 – корпус; 2, 3 та 4 – реагуючі елементи; 5 – горизонтальна вісь; 6 – релейна камера.

При повному вивільненні газу, що типово для незначних пошкоджень, масло поступово видавлюється з камери реле 6. Коли досягається певний об'єм газу ($250 \div 300 \text{ см}^3$), верхній поплавков опускається, а пов'язаний з ним магніт замикає відповідний герметичний вимикач. Коли масло повністю витече з реле, нижній поплавок спрацює аналогічним чином (наприклад, якщо з бака станеться значний витік). У разі значного пошкодження, що супроводжується раптовим викидом газу, лопать під впливом тиску масляного струменя або масляно-газової суміші відхиляється на певний кут, впливаючи на ту саму точку контакту, що й нижній поплавок.

Завдяки цьому газове реле здатне розпізнати ступінь пошкодження трансформатора: геркон верхнього поплавця виконує роль датчика сигналу, а геркон нижніх елементів використовується для подачі команди на відключення.

Причини спрацьовування газового захисту та тип пошкодження можна визначити, дослідивши газ, що накопичився в реле, визначивши його кількість, колір та хімічний склад.

Найвідповідальнішою частиною технічного обслуговування є поводження з трансформаторним маслом, завданням якого є ізоляція деталей та вузлів активної частини трансформатора, що знаходяться під напругою; для відведення тепла від деталей, що нагріваються під час роботи трансформатора, та запобігання швидкому зволоженню ізоляції через потрапляння вологи з навколишнього середовища. Функціональні властивості масла залежать від його хімічного складу, який, перш за все, залежить від якості сировини та методів його очищення, що використовуються у процесі виробництва.

Для заповнення трансформатора рекомендується використовувати масло певної марки. Однак, за певних умов, допускається заповнення трансформаторів сумішшю масел.

Кожна партія масла, що використовується для заливу та повторного заливання, повинна мати сертифікат виробника, що підтверджує відповідність масла стандарту. У випадку масла, що постачається разом із трансформатором, відповідність стандарту підтверджується записом у паспорті трансформатора. Оцінка стану трансформаторного масла проводиться на основі результатів випробувань, які залежно від їх обсягу поділяються на три типи [14]:

- випробування електричної міцності;
- скорочений аналіз;
- повний аналізи.

Зразок для дослідження збирають у сухі, чисті, скляні банки відповідної місткості об'ємом 1 л закриті притертою пробкою, до яких прикріплюють етикетки, що містять назву обладнання, дату, причину взяття проби та особу, яка брала пробу. Зазвичай зразок відбирають з нижніх шарів масла.

Методика випробування масла встановлена у відповідних стандартах (ГОСТ 6581-75*, 6370-83*, 1547-84, 6356-75*). Якість масла, що заливається в трансформатори напругою до 220 кВ, оцінюється на основі таких показників.

Нормативи кількісних показників якості свіжого трансформаторного масла:

Кислотне число, мг КОН на 1 г масла, не більше	0,02
Температура спалаху, °С, не нижче	150
$\text{tg}\delta$, %, за температури 90°С, не більше	2.6
Натрієва проба за ГОСТ 19296-73, бали, не більше	0,40
Стабільність до окислення:	
- вміст летких низькомолекулярних кислот, мг КОН на 1 г масла, не більше	0,005
- масова частка осаду після окислення, %, не більше	відсутній
- кислотне число окисленого масла, мг КОН на 1 г масла, не більше	0,1
Температура застигання, °С, не вище	-45
Кінематична в'язкість, $(\text{м}^2 / \text{с}) \cdot 10^{-6}$, не більше:	
- при температурі 20°С	28
- при температурі 50°С	9
- при температурі -30°С	1300

Пробивна напруга масла під час роботи повинна бути не менше 35 кВ/мм² для трансформаторів класів напруги 60-220 кВ, не менше 25 кВ/мм² для трансформаторів класів напруги 20-35 кВ.

Частота випробувань масла повинна бути такою, щоб своєчасно виявляти неприпустиме погіршення властивостей масла, спричинене впливом температури, підвищеною напруженістю поля, наявністю кисню в маслі, контактом масла з металевими (сталевими, мідними) та ізоляційними деталями, а також впливом випадкових або непередбачених явищ (порушення технології виробництва, наявність сторонніх домішок тощо).

Рекомендується перед першим пуском трансформатора провести перевірку масла у зменшеному аналітичному об'ємі для трансформаторів напругою до 35 кВ включно та у зменшеному аналітичному об'ємі з вимірюванням $\text{tg}\delta$ та утриманням

вологості для трансформаторів напругою 110 кВ і вище. Крім того, для трансформаторів із азотним або плівковим захистом додатково контролюються утримання газу в маслі та склад газу в масляному просторі .

Протягом періоду обкатки (через 10 днів і через місяць для трансформаторів напругою 110-220 кВ та додатково через три місяці для трансформаторів напругою 330 кВ і вище) випробування проводяться в тому ж обсязі, що й перед увімкненням. Додатково через 3 дні після активації та далі через 14 днів; кожен 1, 3 та 6 місяць у трансформаторах напругою 110 кВ і вище виконується хроматографічний аналіз газів, розчинених в маслі. Під час подальшої експлуатації випробування масла проводяться відповідно до періодичності поточних ремонтів.

Безпосередній контакт трансформаторного масла або маслонаповненого вводу з атмосферним повітрям викликає поступове насичення масла киснем та зволоження масла та твердої ізоляції. В результаті зволоження масла його електрична міцність знижується, а насичення киснем призводить до прискореного розвитку процесів окислення (старіння). Для видалення вологи з масла використовуються такі методи: центрифугування масла, фільтрація та сушіння масла в цеолітних установках (адсорбційний метод).

Для захисту масла від вологи та старіння під час експлуатації трансформатора в його конструкції використовується ряд спеціалізованих пристроїв: розширювач, осушувачі повітря, адсорбційні та термосифонні фільтри, азотні та плівкові захисні пристрої. Крім того, для підвищення стабільності масел використовуються спеціальні антиоксидантні та стабілізуючі добавки.

Адсорбційні масляні фільтри призначені для безперервної регенерації трансформаторного масла під час його роботи в циркуляційних (Ц) та примусових (ДЦ) системах охолодження, забезпечуючи примусову циркуляцію масла через фільтр. Подібні фільтри, що використовуються в трансформаторах з природним (М) та примусовим (Д) охолодженням масла, в яких циркуляція масла у фільтрі забезпечується виключно різницею в щільності нагрітого та охолодженого масла, називаються термосифонами. Кількість сорбенту в термосифонному фільтрі повинна становити приблизно 1% від маси масла в трансформаторі.

Принцип дії захисної плівки полягає в максимально ретельному видаленні вологи та газу з ізоляції та масла та повній їх герметизації шляхом встановлення в розширювачі гнучкої ємності, завдання якої полягає в компенсації температурних змін об'єму масла під час роботи трансформатора. Ця ємність підвішена всередині розширювача та щільно прилягає до його внутрішньої поверхні та масла, відокремлюючи масло від навколишнього середовища. Водночас, внутрішня камера гнучкого контейнера з'єднана трубою з навколишнім повітрям за допомогою осушувача повітря, що запобігає конденсації вологи на його внутрішній поверхні.

У трансформаторах із плівковим захистом замість запобіжної трубки встановлюються запобіжні клапани, що дозволяє забезпечити надійніше ущільнення.

Азотний захист передбачає заповнення мікропорожнин в ізоляції та маслі, які створюються шляхом ретельного видалення з них повітря, а також простору над маслом, сухим азотом та ізоляцію їх від навколишнього середовища за допомогою м'яких резервуарів, що служать для компенсації температурних змін об'єму масла під час роботи трансформатора.

3 ОБСЛУГОВУВАННЯ КОМУТАЦІЙНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

Комутаційні пристрої призначені для Вимикачання електричних кіл (комутації) у нормальних робочих режимах, коли діяльність пов'язана зі зміною режимів роботи кола, вмиканням та вимиканням напруги або для вимикання електричних кіл в аварійному режимі. Частота операцій може бути відносно низькою — 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), Вимикачачі тощо.

Високовольтні вимикачі – це електричні пристрої, призначені для швидкого вмикання та вимикання електричних мереж і кіл у нормальному та аварійному режимах роботи.

Вимикач є основним комутаційним пристроєм в електроустановках з різною номінальною напругою. Використовується для вмикання та вимикання електричних кіл у різних режимах роботи електричної мережі: безперервне навантаження, перевантаження, коротке замикання, робота без навантаження, асинхронна робота.

Найскладнішою та найвідповідальнішою операцією є вимкнення струмів короткого замикання (КЗ) та ввімкнення автоматичного вимикача на відповідне КЗ.

Високовольтні вимикачі виготовляються в діапазоні номінальних струмів від 50 А до 63 кА, номінальних напруг від 3 кВ до 1150 кВ та відключаючої потужності від 50 ВА до 50 000 МВА.

Найважливішим фактором, що визначає конструкцію вимикачів, є спосіб гасіння електричної дуги. За цією ознакою високовольтні вимикачі поділяються на такі основні групи:

- 1) масляні вимикачі – гасіння електричної дуги відбувається в середовищі електротехнічного масла:
 - а) бакові – містить великий об'єм масла, який діє як дугогасне середовище та ізоляція між частинами вимикача, через які протікає струм;
 - б) маломасляні – з невеликою кількістю масла, яка служить лише засобом гасіння електричної дуги;

- 2) повітряні вимикачі – електрична дуга гаситься в середовищі стисненого повітря;
- 3) елегазові вимикачі – гасіння електричних дуг у середовищі електричного газу (гексафторид сірки - SF_6);
- 4) вакуумні вимикачі – електрична дуга гаситься у вакуумному середовищі.
- 5) автогазові вимикачі – гасіння електричної дуги здійснюється за допомогою газів, які під впливом високої температури виділяються зі стінок дугогасних камер;
- 6) електромагнітні вимикачі – електрична дуга гаситься за допомогою магнітного дуття в різних типах дугогасних камер;

Кожна з цих груп вимикачів має свої переваги та недоліки, а також обмеження застосування в розподільних пристроях високої та середньої напруги.

Перші три групи виготовляються на весь діапазон номінальних напруг (крім масляних, які виготовляються на напругу до 220 кВ), струмів та потужностей. Вони призначені як для внутрішнього, так і для зовнішнього монтажу.

Вакуумні вимикачі призначені переважно для напруги 6-35 кВ як вимикачі для РП та для напруги 110 кВ з низькою комутаційною здатністю як підстанційні вимикачі.

Інші вимикачі обмежені конструкціями з відносно низькою потужністю вимкнення (до 50-300 МВ·А), низьким номінальним струмом (до 300-600 А) та номінальною напругою 6-15 кВ. Це переважно вимикачі навантаження, тобто ті, які дозволяють вмикати та вимикати електричні кола лише за допомогою робочих струмів і не призначені для відключення струмів короткого замикання (КЗ).

У свою чергу, кожна група вимикачів поділяється за низкою інших характеристик:

- за часом дії – швидкодіючі (0,04-0,08 сек.), прискореної дії (0,08-0,12 сек.) та повільні (0,12-0,25 сек.);
- за кількістю фаз – одно- та трифазні. Залежно від кількості розривів на фазу – з одинарними, подвійними та багаторазовими розривами;
- за конструктивним з'єднанням з приводом - за допомогою окремого, вбудованого приводу, кожен з яких керується вручну або автоматично;
- за способом монтажу – для монтажу всередині будівель та зовні, а також у

вибухонебезпечних середовищах;

- за наявністю циклу автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) - одноступінчасті, багаступінчасті, пофазні та високошвидкісні;
- відповідно до функцій, реалізованих у схемах розподільчих пристроїв - генераторні, розподільні: фідерні та підстанційні.

Генераторні характеризуються високими значеннями номінальних струмів відключення (до кількох десятків тисяч ампер) та потужностей відключення (десятки тисяч МВА), низькими напругами (6-20 кВ) та короткими часами відключення (0,01-0,2 с).

Фідерні відрізняються від генераторних вимикачів низьким номінальним струмом (300-600 А), вимикальною потужністю (100-300 МВА), меншим часом вимикання та наявністю АПВ.

Підстанційні характеризуються високими номінальними напругами (110–750 кВ), високою комутаційною здатністю, швидкодією (0,01–0,08 с) та наявністю одно- та багаступеневих блоків АПВ та фазового регулювання [15] .

3.1 Інструкція з експлуатації елегазового вимикача

Розглянемо інструкцію з експлуатації елегазових вимикачів на прикладі автоматичного вимикача LTB 145 D1/V з пружинним приводом BLK 222 (рис. 3.1).



Рисунок 3.1 – Вимикач LTB 145 D1/V

Конструкція елегазового вимикача LTB 145 D1/B базується на знаннях та досвіді, отриманих під час створення вимикачів серій HPL та EDF. Енергія, необхідна для переривання струмів короткого замикання, частково отримується від самої електричної дуги, що зменшує енергоспоживання приводу до менш ніж 50% від енергоспоживання звичайних елегазових вимикачів. Низьке енергоспоживання призводить до меншого механічного навантаження, що, у свою чергу, забезпечує високу надійність.

Вимикач LTB-145 D1/B використовує простий та надійний привід BLK 222 з пружинним механізмом. Автоматичний вимикач LTB відповідає міжнародним стандартам (МЕК), технічним вимогам Американського національного інституту стандартів (ANSI), Німецькому промислового стандарту (DIN) та має сертифікат якості та сертифікат відповідності України.

Автоматичний вимикач LTB-145 D1/B розрахований на напругу мережі 145 кВ та номінальний струм відключення 40 кА. Цей автоматичний вимикач належить до групи елегазових вимикачів марки ABB.

Крім того, під час експлуатації автоматичного вимикача LTB-145 D1/B потрібно дотримуватися інструкцій ГКД 34.47.503-2004р.

3.1.1 Основні характеристики та переваги елегазового вимикача LTB 145 D1/B

Елегазовий вимикач LTB-145 D1/B розроблений з урахуванням останніх досягнень у дослідженнях гасіння електричної дуги та має такі переваги:

а) вимкнення ємнісних струмів без повторного запалювання, що забезпечується високою діелектричною міцністю SF₆ та оптимізованим рухом контактів;

б) висока діелектрична міцність SF₆ навіть за атмосферного тиску SF₆, яка забезпечується великим зазором між розімкнутими контактами;

в) низький рівень шуму під час роботи вимикача дозволяє встановлювати його в житлових районах;

г) висока сейсмостійкість, що відповідає 0,5 g спектру відбиття згідно з рекомендаціями стандарту ІЕС 1166, що забезпечується оптимальним проектуванням полюса та конструкції;

д) надзвичайно висока надійність завдяки:

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

є) легкість монтажу та введення в експлуатацію.

3.1.2 Конструкція елегазового вимикача LTB 145 D1/B

Три полюси автоматичного вимикача встановлені на загальній опорній рамі, яка закріплена на двох вертикальних металевих опорах (рис. 3.1). Усі три полюси вимикача з'єднані один з одним та з виконавчим механізмом за допомогою тяг. Вимикач активується приводом, оснащеним активуючою пружиною. У ввімкненому стані пружина спуску намотується та постійно з'єднана з механізмом С-полюса. Вимикач утримується у ввімкненому положенні за допомогою фіксатора виконавчого механізму. Щоб вимкнути пристрій, просто необхідно тільки послабити вимикаючу заціпку.

Кожен полюс являє собою герметичний вузол, що складається з модуля автоматичного вимикача, порцелянового ізолятора та корпусу виконавчого механізму. Полюси автоматичного вимикача заповнені елегазом під тиском 0,5 МПа (5 атм) для роботи за температури не нижче -40°C . Експлуатаційна надійність та термін служби автоматичного вимикача залежать від його здатності підтримувати постійний тиск елегазу та нейтралізувати вплив вологи та продуктів розпаду електричної дуги. Кожен модуль містить контейнер з поглиначем вологи, який поглинає вологу. Комутаційна здатність залежить від щільності елегазу, тому автоматичний вимикач LTB оснащений пристроєм контролю щільності, спільним для всіх трьох полюсів. Конструктивно пристрій контролю щільності виконаний у вигляді температурно-компенсованого реле тиску.

Коливання температури на полюсах автоматичного вимикача компенсуються біметалевим диском, завдяки чому аварійний сигнал спрацьовує лише тоді, коли

тиск елегазу падає через витік.

3.1.3 Привід BLK 222 для елегазового вимикача LTB-145 D1/B

Автоматичний вимикач LTB-145 D1/B оснащений пружинним приводом типу BLK 222, вимикаюча пружина якого намотується електродвигуном. Привід розміщено в компактному, вологостійкому та корозійностійкому корпусі, встановленому на рамі Вимикача. Привід має мінімальну кількість механічних компонентів, що підвищує його надійність. Замикаюча пружина механічно безпосередньо з'єднана з коромислом у вимикачі, без будь-якого кулачкового диска. Фіксатори, що фіксують положення ввімкнено та вимкнено, мають однакову конструкцію та є взаємозамінними. Вони працюють швидко та стійкі до вібрації. Для уповільнення руху контактної системи в кінці її ходу під час операції вимкнення в конструкцію приводу введено демпфер. Допоміжне обладнання характеризують такі основні компоненти:

- надійні, посріблені контакти допоміжного блоку;
- надійний кінцевий вимикач;
- індикатор натягу пружини.

3.1.4 Технічні характеристики елегазового вимикача LTB-145 D1/B

Номінальна напруга 145 кВ

Максимальна напруга промислової частота:

1 хв. сухий стана: 275 кВ

1 хв. вологий стан: 275 кВ

Напруга газового 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
Номінальний струм вимикача	3150 А
Номінальний струм вимкнення	40 кА
Номінальна 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

Механізм закриття може бути активований за допомогою місцевого або дистанційного керування. Вимикач має дві котушки розчіплення, які працюють незалежно одна від одної. Активація також виконується за допомогою локальних пристроїв керування (у шафі приводу) та пристроїв дистанційного керування.

Для запобігання утворенню конденсату шафа керування оснащена нагрівачем безперервної дії та додатковим нагрівачем, керованим тепловим реле. Термін служби вимикача становить понад 30 років, кількість механічних операцій – 10 000 шт. Всі ремонтні роботи виконуються спеціально навченими та кваліфікованими працівниками. Якщо під час випробування автоматичного вимикача та захисних пристроїв виконується більше трьох Вимикачань, час між Вимикачаннями повинен бути не менше 1 хвилини.

Не вмикайте контактор приводу вручну, оскільки це призведе до відключення кінцевого вимикача від кола.

Оперативний персонал контролює тиск елегазу під час перевірок згідно з графіком перевірок на так званому моніторі щільності (номінальний тиск становить 0,5 МПа (5 атм)) і може використовувати місцеві елементи керування, розташовані

в шафі керування, лише у разі виходу з ладу кіл дистанційного керування. Коли тиск елегазу падає до 0,45 МПа (4,5 атм), на панелі керування спрацьовує звукова сигналізація; цей сигнал дублюється на моніторі комп'ютера диспетчера оперативно диспетчерської служби. У цьому випадку слід повідомити керівника підстанції, який організує підкачування елегазу до стандарту.

Коли тиск елегазу падає до 0,43 МПа (4,3 атм), спрацьовує автоматичний вимикач; керування вимикачем сконструйовано таким чином, що при такому тиску вмикання неможливе і він «заблоковується». Як і в попередньому випадку, керівник підстанції повинен бути повідомлений і повинен організувати роботи з відновлення номінального тиску елегазу після усунення причини витоку елегазу з автоматичного вимикача.

Наразі автоматичні вимикачі не оснащені системами ручного механічного керування, тому у разі збою в роботі кіл дистанційного та місцевого керування, тобто коли немає можливості керувати автоматичним вимикачем як дистанційно, так і з об'єкта, черговому оператору забороняється відкривати шафу приводу та вручну переміщувати засувки вмикання та вимикання. У такому випадку необхідно негайно повідомити керівника підстанції або головного інженера.

3.1.5 Безпека праці під час технічного обслуговування елегазового вимикача LTB-145 D1/B

Під час обслуговування елегазового вимикача LTB-145 D1/B зверніть увагу на наступне:

- Порцелянові ізолятори автоматичного вимикача знаходяться під тиском. Механічне пошкодження порцеляни може спричинити вибух. Роботи на автоматичному вимикачі, де існує ризик механічного пошкодження ізолятора, повинні виконуватися з максимальним тиском газу 0,15 МПа абс .

- Привід не повинен працювати без навантаження! Вмикання та вимикання можна виконувати лише після підключення та налаштування виконавчого механізму та вимикача, який знаходиться під тиском.

- SF_6 – токсичний газ без запаху та кольору. Цей газ важчий за повітря і при вивільненні у великих обсягах може накопичуватися. Якщо в таких місцях накопичується велика кількість елегазу, існує ризик задухи через брак кисню.
- Важливо, щоб пружина була розвантажена під час технічного обслуговування вимикача або виконавчого механізму.

3.2 Інструкції з експлуатації масляних автоматичних вимикачів 35 кВ

Розглянемо інструкції з експлуатації масляних вимикачів 35 кВ на прикладах вимикачів типів ВТ-35, ВТД-35, ВМ-35, ВМД-35, С-35 (рис. 3.2).



Рисунок 3.2 – Вимикач С-35/630 (ВТ-35)

Високовольтні триполюсні масляні вимикачі типу ВТ-35, ВТД-35, ВМ-35, ВМД-35, С-35 призначені для підключення високовольтних кіл змінного струму частотою 50 Гц та номінальною напругою 35 кВ у нормальному режимі, а також для автоматичного відключення цих кіл під час коротких замикань та

перевантажень, що виникають в аварійному режимі.

Вимикач типу ВМ-35 керується ручним приводом ПРБА, а вимикач типу ВМД-35 — електромагнітним приводом ШПЕ-11. Керування вимикачами типу ВТ-35, ВТД-35, С-35 може здійснюватися за допомогою пружинного приводу типу ПП-67 або електромагнітного приводу типу ШПЕ-11, ШПЕ-12. Технічні характеристики вимикача наведено в таблиці. 3.1:

Таблиця 3.1 – Технічні характеристики автоматичних вимикачів 35 кВ

Основні характеристики	С-35 з електромагнітним (пружинним) приводом	ВТ-35, ВТД-35 з електромагнітним (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			
вне значення	10	12,5	10
удне 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			
вне значення	10	12,5	
удне 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	0,5	
Маса вимикача (без оливи), кг	930	750(991)	900
Маса масла, кг	230	300	300

Ці характеристики слід читати разом із паспортом та інструкціями виробника щодо встановлення та експлуатації вимикача.

Умови експлуатації масляних вимикачів 35 кВ:

- висота над рівнем моря – до 1000 м;
- верхнє робоче (ефективне) значення температури навколишнього повітря становить $+40^{\circ}\text{C}$;
- нижнє значення температури навколишнього середовища -40°C ;
- навколишнє середовище вибухобезпечне, атмосфера II типу згідно з ГОСТ 15150.

3.2.1 Конструкція масляних вимикачів 35 кВ

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

- кришки вимикачів із вбудованими в них механізмами;
- введів з трансформаторами струму та камерами дугогасіння;
- баків, що підвішені на кришках;
- рами, на якій монтуються полюси вимикача.

Кожен з трьох окремих полюсів автоматичного вимикача встановлений на окремій еліптичній кришці та розміщений в окремому баці. Усі полюси автоматичного вимикача механічно з'єднані та керуються загальним приводом. Вимикач і виконавчий механізм встановлені на загальній звареній рамі.

У кожному полюсі вимикача кришка утворює основу, до якої кріпляться всі інші елементи. Кришки трьох полюсів з'єднані між собою в один комплект за допомогою з'єднувачів. Ведучий вал середнього полюса виведений назовні.

Під кришкою кожного полюса встановлений приводний механізм, що являє собою важільну систему. Механізми всіх трьох фаз з'єднані між собою стрижнями. Вал важеля приводу середньої фази висувається та з'єднується з приводом.

Вводи автоматичного вимикача встановлені в отворах кришок кожного полюса. Між вхідним фланцем і кришкою встановлена прокладка. Основною частиною входу є бакелітова втулка конденсаторного типу, через яку проходить

струмопровідний стрижень. На центральній частині гільзи встановлений комір, посилений порцеляновим чохлом, який захищає верхню частину гільзи. Простір між порцеляною кришкою та гільзою конденсатора заповнений мастилом, яке запобігає потраплянню вологи всередину гільзи. Зверху його закривають кришкою або ковпачком. Кришка (заглушка) зі струмопровідним стрижнем герметизується маслостійкою гумовою шайбою та затягнутою гайкою. Для підключення зовнішньої шини стрижень має різьбу та дві контргайки.

На ввіді підвішена камера дугогасіння, виготовлена з ізоляційного матеріалу. У верхній частині камери є нерухомий контакт, з'єднаний з кришкою камери за допомогою гнучкого з'єднання. Контакт підпружинений. Пружина забезпечує надійне контактне з'єднання між рухомим і нерухомим контактами, а також виконує роль буфера для пом'якшення удару рухомого контакту в нерухомий контакт при ввімкненні та для прискорення рухомого контакту при вимкненні. Коли контакти розмикаються, висока температура електричної дуги розкладає трансформаторне масло і створюється газова суміш для гасіння електричної дуги.

Трансформатори струму встановлюються під кришкою кожної фази, по одному на ввід. Конструктивно трансформатор струму складається з кільцевого осердя, виготовленого з трансформаторної сталі, на якому розміщена вторинна обмотка. Первинна обмотка є ввідним провідним стрижнем.

Масляний бак підвішений до кришки за допомогою гвинтів. У місцях стиків між кришками та з'єднувачами, а також між баками та кришками встановлюються ущільнювальні прокладки. Для заповнення баків маслом кожна кришка вимикачів С-35, ВМ-35, ВМД-35 має отвір з різьбовою заглушкою. Кожен бак оснащений краном для заправки автоматичних вимикачів ВМ-35, ВМД-35 маслом.

Для видалення газів, що утворюються в резервуарах під час зупинки, до міжфазних з'єднань підключені газовідвідні отвори. Газові виходи закриті пружинними клапанами, які легко відкриваються під впливом тиску газу. Закриті клапани запобігають потраплянню вологи та пилу всередину вимикача через вентиляційні отвори.

Баки автоматичних вимикачів типу ВТ-35, ВТД-35, ВМ-35, ВМД-35 мають

еліптичну форму. Баки автоматичних вимикачів типу С-35 мають форму еліптичного конуса. Кожен бак оснащений індикатором рівня масла та краном. Під кожним баком встановлено пристрій для підігріву масла, що складається з двох трубчастих нагрівачів.

Вимикач встановлений на звареній рамі, виготовленій зі сталевих кутників. Для підйому та опускання баків з маслом встановлена лебідка. Лебідка може піднімати та опускати лише один резервуар за раз. Для цього потрібно накинути трос та повернути ручку лебідки.

3.2.2 Експлуатація масляних вимикачів 35 кВ

Під час експлуатації автоматичного вимикача необхідно проводити зовнішній огляд автоматичного вимикача, під час якого слід перевірити наступне:

- рівень масла в баках відповідно до рівня, зазначеного на масломірному склі ;
- відсутність витоків масла з кранів бака;
- відсутність тріску чи шуму в баці;
- стан вводів, чистота поверхонь вводів, відсутність тріщин, сколів, герметичність вводів;
- відсутність слідів витоку масла через запобіжні клапани;
- відсутність нагрівання зовнішніх контактних з'єднань;
- стан механічних частин роз'єднувача та приводу, їх з'єднання між собою, робота підігріву приводу взимку;
- відповідність індикаторів положення вимикача («Увімк.», «Вимк.») його фактичному положенню.

Експлуатація автоматичного вимикача передбачає його технічне обслуговування та дрібний ремонт.

Ремонт поточних автоматичних вимикачів включає:

- перевірка та очищення опорних та прохідних ізоляторів і порцелянових стрижнів за допомогою ганчірок, змочених у бензині;
- перевірка цілісності ізоляторів та перевірка стану арматурних з'єднань ;

- дрібний ремонт показчиків рівня масла в баках;
- регулювання рівня масла в баках;
- очищення рами вимикача та корпусу приводу від забруднень, перевірка цілісності зварних з'єднань;
- відновлення кольорів фаз та імен диспетчерів;
- перевірка та затягування всіх елементів кріплення вимикача та приводу;
- очищення та змащування поверхонь тертя;
- перевірка ходу контактної стрижня;
- перевірка цілісності заземлення.

Під час середнього ремонту виконуються такі роботи:

- всі поточні ремонти;
- перевірте кріплення вимикача, огляньте порцелянові вводи, внутрішні ізоляційні деталі, протріть їх лляною ганчіркою, змоченою в бензині;
- перевірка стану камери;
- заміна масла в баках вимикачів, коли його електрична міцність падає нижче допустимого стандарту;
- перевірка стану запобіжних клапанів;
- очищення баків вимикача та корпусу приводу від бруду та іржі, фарбування;
- перевірка робочого стану лебідки.

Після виконання звичайного, планового ремонту автоматичного вимикача слід:

- виміряти швидкісні характеристики автоматичного вимикача та перехідні опори кіл струму полюсів і, за необхідності, зменшити їх до нормативних значень відповідно до значень, наведених у таблиці. 3.2. У цьому випадку:

- для забезпечення необхідних значень опору струмопровідного кола контактні поверхні перед збиранням необхідно протерти органічним розчином;
- якщо олов'яне покриття металокерамічних контактів пошкодиться, їх слід очистити тонким напилком, щоб видалити шар оксиду.

- проводити випробування та вимірювання високою напругою в обсязі, визначеному у відповідних нормативних документах.

Таблиця 3.2 – Стандартні показники масляних 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 ремонт автоматичних вимикачів середньої напруги виконується у таких випадках:

- після вимкнення струмів короткого замикання зі зливом масла;
- після 7 вмикань та вимикань, ефективне значення найбільшого струму.

Під час підготовки автоматичного вимикача до осінньо-зимового періоду слід:

- злити конденсат та осад, що зібрався на дні баків вимикача, та за необхідності долити трансформаторне масло;

- рівномірно нанести шар мастила на вал вимикача, в місцях, не закритих корпусом;
- перевірити герметичність з'єднань труб, через які проходять кабелі трансформатора струму;
- замінити пошкоджені гумові ущільнювачі на трубах, що з'єднують приводний механізм;
- перевірити стан армуючих швів вводних фланців та за необхідності покрити їх лаком або фарбою.

Завершення ремонту автоматичного вимикача та його введення в експлуатацію після ремонту документується в технічному звіті.

3.3 Інструкції з експлуатації вакуумних вимикачів

Розглянемо інструкції з експлуатації вакуумних вимикачів на прикладі вакуумних вимикачів ВВВ-10-4/400 У2, ВВЕЛ-10-5/630 У2 (рис. 3.3).



Рисунок 3.3 – Вакуумний вимикач ВВ/TEL 6-10 кВ

Швидкісний триполюсний вакуумний вимикач ВВВ-10-4/400 У2, ВВЕЛ-10-5/630 У2 з окремим електромагнітним приводом прямої дії та дистанційним блоком

вимкнення - це електричний апарат, призначений для з'єднання трифазних кіл змінного струму частотою 50 Гц та номінальною напругою 10 кВ у нормальному та аварійному режимах.

Автоматичний вимикач забезпечує відключення короткого замикання, багаторазове автоматичне повторне вмикання (АПВ) та дистанційне керування від захисних реле та ланцюгів оперативного керування.

Вимикач призначений для роботи в комплектних розподільних пристроях. Робоче положення вимикача – вертикальне.

Вимикач слід використовувати у вибухобезпечному середовищі, де немає струмопровідних частинок.

Інструкцію з експлуатації автоматичного вимикача слід читати разом з технічним паспортом автоматичного вимикача ЕЛКО 674172.001 ПС.

3.3.1 Технічні дані автоматичних вимикачів ВВВ-10-4/400 У2, ВВЕЛ-10-5/630 У2

Технічні дані автоматичного вимикач типу ВВВ-10:

Номінальна напруга, кВ	10
Максимальна робоча напруга, кВ	12
Номінальний струм, А	400
Номінальний струм відключення, кА	4
Номінальний пусковий струм, кА	4
Термічний струм, що витримується (3 сек.), кА	4
Напруга ланцюга керування, В	200
Кліматична ефективність	У
Категорія розміщення	2
Вага Вимикача, кг	65

Технічні дані автоматичного вимикача типу ВВЕЛ-10:

Номінальна напруга, кВ	10
Найбільша робоча напруга, кВ	12
Номінальний струм, А	630
Номінальний струм вимикання, кА	5
Номінальний струм вмикання, кА	5

Струм електродинамічної стійкості, кА	12,5
Струм термічної стійкості (3 сек.), кА	5
Число операцій вмикання номінального струму вмикання, не менше	50
Число операцій вимикання номінального струму вимикання, не менше	50
Число циклів (вакуумних камер) “Ввімк-Довільна пауза-Вимк” номінального струму, не менше	10000
Ресурс по механічній стійкості, циклів “Ввімк–Вимк”, не менше	20000
Хід рухомих контактів вакуумних камер, мм	4...5
Величина проміжку підтиску контактів вакуумних камер, мм	1,5...2,0
Зусилля відриву контактів вакуумних камер, Н	300...350
Тривалість брязкоту контактів вакуумних камер, не більше, с.	0,002
Власний час вмикання, не більше, с.	0,09
Власний час вимикання, не більше, с.	0,08
Електричний опір головного кола полюса, не більше, мкОм	300
Струм споживання вмикаючого електромагніту(короткочасний), не більше, А	36
Струм споживання кола оперативного вимикання, не більше, А	0,15
Мінімальний струм максимальних розчеплювачів струму, не більше, А	3,5
Мінімальне значення напруги вмикаючого електромагніту, не більше, В	175 143
Мінімальне значення напруги оперативного вимикання, не більше, В	
Електрична міцність ізоляції головних кіл (однохвилинна випробувальна напруга), кВ	42 2
Електрична міцність ізоляції кіл управління (однохвилинна), кВ	
	+40
Температура навколишнього середовища, °С	-45
- верхня	85
- нижня	1000
Вологість повітря, не більше, %	У
Висота над рівнем моря, не вище, м	2
Кліматичне виконання	
Категорія розміщення	40
Маса складових частин вимикача, не більше:	16
- вимикач (високовольтна частина), кг	5
- привід, кг	
- блок вимикання, кг	

3.3.2 Конструкція та експлуатація вакуумних вимикачів

У конструкції вакуумних вимикачів, на відміну від масляних вимикачів, використовується принцип гасіння (охолодження та деіонізації) електричної дуги в середовищі глибокого вакууму.

Автоматичний вимикач складається з високовольтної частини та приводу, який зв'язаний з високовольтною частиною тягою, та блоку вимикання.

У каркасі високовольтної частини розміщені вакуумні камери з ізоляторами та механізм переміщення рухомих контактів камер (головний та проміжний вали, шість пружин розчеплення, пружини стиснення рухомих контактів та демпфіруючий механізм).

Привід складається з литого корпусу, в якому розміщені багатоланковий механізм вільного розчеплення, котушка електромагніту вмикання із якорем і штовхачем, плата діодного випрямляча, електромагніти вимикання, клемні контакти.

Комутаційний блок розміщено в окремому корпусі та встановлено на панелі керування.

Коли до обмотки комутаційного електромагніту прикладається напруга, струм через обмотку зростає експоненціально. Якір електромагніту починає рухатися та натискає на ролик, встановлений на осі, з'єднуючи ланки механізму вільного розмикання. Під час руху вгору вісь впирається в нижню частину зубця пружинної засувки, що зупиняє рух якоря. Зі збільшенням струму збільшується сила, що створюється електромагнітом, вісь переміщує засувку ліворуч і одночасно припиняє гальмувати ротор електромагніту. Зі збільшенням сили струму електромагніту його штовхач обертає ланку за годинниковою стрілкою та передає зусилля на ліве плече важеля. Важіль обертає проміжний вал за годинниковою стрілкою через шток. Сила зачеплення проміжного валу передається через проміжну ланку на головний вал і змушує його обертатися проти годинникової стрілки. Контакти вакуумної камери автоматичного вимикача замкнуті. В кінці ходу штовхача електромагніту фіксатор опускається під вісь, і механізм розблокування знаходиться у верхньому, фіксованому положенні. Вимикач

увімкнено.

При подачі команди на вимкнення спрацьовує електромагніт вимкнення, який роз'єднує пару ланок, розташованих у верхній частині механізму вільного роз'єднання, вісь яких раніше перебувала в «мертвій точці». Усі ланки складаються, вісь вискакує з фіксатора, важіль відпускається, і вимикач вимикається.

3.3.3 Робота вакуумних вимикачів

Перед експлуатацією автоматичного вимикача необхідно:

- розпакувати вимикач;
- протерти вимикач від пилу;
- перевірити напругу основного кола, кола керування та комутаційної катушки;
- перевірити рух рухомих частин вимикача: натиснувши рукою на якір і відпустивши його, переконатися, що рухомі частини рухаються вільно і немає заїдань;
- переконатися, що всі деталі вимикача у справному стані;
- вимикач монтується у вертикальному положенні, допустиме відхилення від вертикалі становить 5°.

Вимикач монтується та закріплюється на підготовленій рамі (столі). Привід автоматичного вимикача кріпиться до високовольної частини автоматичного вимикача та з'єднується з нею за допомогою штока. Якщо привід потрібно замінити або відрегулювати, шток вкручується в ланку приводу на глибину 10..12 мм при вимкненому вимикачі. Інший кінець штока з'єднаний з важелем проміжного валу високовольної частини. Довжина штока регулюється у вимкненому положенні вимикача таким чином, щоб розташування рухомих частин відповідало схемі керування. Регульований стрижень конічний і має шплінт.

Блок керування встановлений на панелі комірки підстанції. Електричне підключення комутаційних та керуючих кіл виконується відповідно до схеми електричних з'єднань. Поперечний переріз монтажних проводів для комутаційних кіл та трансформаторів струму повинен бути не менше 2,5 мм², а для кіл керування

- 1,0 мм². Високовольтна частина, привід та блок керування заземлюються.

Привід можна приєднати до високовольтної частини не безпосередньо, а через корпус адаптера та підключити до подовженого стрижня.

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

За допомогою щупа (розміром 1,5+0,5 мм) перевіряється зазор тиску між контактами вакуумної камери у ввімкненому положенні вимикача. Він регулюється за потреби.

Рух рухомих контактів вакуумних камер контролюється за допомогою шкал, нанесених на рухомих затискачах камер. Відстань між поділками дорівнює кроку поділок і перевіряється за допомогою щупа. За потреби хід коригується.

Правильність роботи контактної блоку перевіряється за допомогою омметра. Вони контролюють замикання та розмикання контактів під час увімкнення та вимкнення вимикача. За потреби відрегулюйте гвинт, який натискає кнопку контактної блоку. У цьому випадку у ввімкненому положенні кнопка повинна мати хід 2-3 мм.

Міцність електричної ізоляції головних кіл автоматичного вимикача відносно корпусу та між розімкнутими контактами камер перевіряється шляхом прикладання напруги 42 кВ (діюче значення) протягом однієї хвилини. Якщо в камерах порушена ізоляція, необхідно провести навчання в камері. Для цього напругу слід зменшити та поступово збільшити до 42 кВ протягом 10–15 хвилин.

Електричний опір кола головного полюса перевіряється при ввімкненому автоматичному вимикачі за допомогою вимірювача прямого опору. За потреби очистіть та підтягніть контактні з'єднання.

Випробування вмикання та вимикання при мінімальній та максимальній напрузі виконується шляхом регулювання напруги вмикання та вимикання за допомогою автотрансформатора. За необхідності перевірте компоненти схеми вмикання та вимикання та відрегулюйте гвинт (у верхній частині приводу), щоб звільнити механізм розблокування з його «мертвої» точки.

Фактичний час увімкнення перевіряється за напруги 220 В. Для цього команда на запуск електричного секундоміра подається за допомогою вільної пари

кнопочних контактів, а зупинка секундоміра здійснюється за допомогою контактів головного вимикача.

Фактичний час роботи автоматичного вимикача перевіряється шляхом подачі напруги 220 В на оперативне коло та одночасно, через замкнуті головні контакти автоматичного вимикача, на електричний секундомір. За необхідності перевірте компоненти схеми комутації та з'єднання, механізм приводу та корпуси високовольтної частини автоматичного вимикача.

Перевірка роботи автоматичного вимикача з використанням систем релейного захисту виконується шляхом подачі струму 5 А від джерела струму через головні контакти автоматичного вимикача на первинні обмотки трансформаторів ТА1 (ТА2) блоку відключення. Після натискання кнопки вимикач вмикається і через замкнуті головні контакти подає струм на первинну обмотку трансформатора ТА1 (ТА2) – вимикач вимикається. За необхідності перевірте компоненти розчіплювача максимального струму, приводний механізм та високовольтну частину автоматичного вимикача.

3.3.4 Технічне обслуговування вакуумного вимикача

Автоматичний вимикач повинен експлуатуватися відповідно до ГОСТ 687 та паспорта технічних характеристик автоматичного вимикача. Під час роботи автоматичного вимикача значення величин, що визначають його режим роботи, не повинні перевищувати значень, зазначених у каталожній картці автоматичного вимикача.

Принаймні раз на рік потрібно:

- протерти поверхню ізоляторів та вакуумних камер;
- змастити моторним маслом деталі, що труться, механізму приводу 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 “Ввімкнення – Вимкнення” – не менше 5;
- перевірити вимикання вимикача колами релейного захисту.

Принаймні раз на 5 років потрібно:

- 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.

Завершення технічного обслуговування автоматичного вимикача та його введення в експлуатацію після ремонту документується в технічному звіті.

3.3.5 Запобіжні заходи під час роботи з вакуумними вимикачами

Автоматичний вимикач повинен бути встановлений та експлуатуватися з урахуванням вимог безпеки до заземлення обладнання, опору та міцності електричної ізоляції відповідно до наступних документів:

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

Корпус вимикача повинен бути надійно заземлений. Коло живлення приводу має бути захищене запобіжниками.

Роботи з огляду та технічного обслуговування можна виконувати лише за відсутності напруги на кожному вводі автоматичного вимикача.

Під час регулювання вимикача з електромагнітним приводом, щоб запобігти випадковому вимкненню вимикача, необхідно заблокувати фіксатор вимикання приводу. Слід бути обережним під час розбирання вузлів, оснащених пружинами, оскільки пружини можуть бути попередньо натягнуті.

Аварійне вмикання автоматичного вимикача за допомогою важеля ручного неаварійного вмикання неможливо.

Не можна виконувати під напругою розмикання кола вторинної обмотки вбудованих трансформаторів струму, оскільки при цьому на затискачах розімкнутої вторинної обмотки виникає висока, небезпечна для життя, напруга.

Перед опусканням баків вимикача необхідно вимкнути пристрій підігріву від мережі.

Під час роботи персоналу забороняється працювати на ділянці кола, яку можна вимкнути лише за допомогою вимикача. Крім того, обов'язково потрібно вимкнути частину кола за допомогою вимикача з видимим розривом електричного кола та застосувати захисне заземлення.

4 ТЕПЛОВІЗІЙНИЙ КОНТРОЛЬ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЙ

4.1 Фізичні основи та обґрунтування використання інфрачервоної техніки для діагностики стану електричних пристроїв та контактних з'єднань

Частини будь-якого електрообладнання (ЕО), що перебувають під напругою або навантаженням, під їх впливом нагріваються: струмоведучі частини обладнання та контактні з'єднання характеризуються джоулевими втратами; деталі ЕО з феромагнітних матеріалів – втратами через перемагнічування та вихрові струми; -деталі ЕО з ізоляційних матеріалів – діелектричними втратами в ізоляції.

Сукупність нагрітих струмопровідних деталей, ізоляційних та феромагнітних матеріалів і конструктивних елементів електрообладнання або його частини створює температурне поле, енергія якого частково виділяється в навколишнє середовище в результаті теплопровідності та конвекції, а решта викликає зміну теплового стану електроустановки або її частини та випромінюється в навколишній простір поверхнею ЕО у вигляді інфрачервоного (ІЧ) випромінювання.

Тип та параметри цього температурного поля можуть служити діагностичними ознаками справності або несправності ЕО: з виникненням несправності або під час неправильної експлуатації змінюються конфігурація та параметри температурного поля, що випромінюється поверхнею, а в температурному полі з'являються теплові аномалії. Порівнюючи параметри конфігурації та температурного поля функціонального ЕО, що проходить діагностику, можна зафіксувати ці теплові аномалії, що дозволяє знайти та локалізувати несправність.

Крім того, під час діагностики контактних з'єднань можна виміряти їх температурні параметри та, порівнюючи їх зі стандартизованими значеннями, зробити висновок про ступінь їх пошкодження.

Інфрачервоне випромінювання — це електромагнітне випромінювання, що характеризується довжинами хвиль від 0,78 мкм до 1 мм.

Термографія – це метод технічної діагностики ЕО та контактних з'єднань,

різновидом якого є інфрачервона термографія, що використовує температурне поле об'єктів та супутній процес променистого теплообміну між поверхнею об'єкта, навколишнім середовищем та технічними засобами діагностики як діагностичний параметр шляхом фіксації, вимірювання та аналізу ІЧ-випромінювання, яке несе інформацію про конфігурацію та кількісні параметри цього температурного поля.

Тепловізійні камери (тепловізійні або термографічні системи) використовуються як технічний засіб ІЧ-термографії для візуалізації та кількісного аналізу температурних полів ЕО та контактних з'єднань, а радіаційні пірометри – для вимірювання температури в окремих точках цих полів, що дозволяє практично реалізувати безконтактний метод вимірювання температури поверхні об'єкта.

Загалом, об'єктив тепловізійної камери (тепловізора) отримує потік інфрачервоного випромінювання, що складається з суми таких компонентів:

а) внутрішнє ІЧ-випромінювання контрольованого об'єкта, значення якого залежить від температури поверхні об'єкта, випромінювальної здатності поверхні (іноді її називають ступенем «чорноти» в ІЧ-області спектра) та проникності атмосфери, тоді як значення потоку внутрішнього випромінювання пов'язане з температурою його поверхні відповідно до закону Стефана-Больцмана ;

б) інфрачервоне випромінювання, відбите від поверхні контрольованого об'єкта, що виникає внаслідок падіння інфрачервоного випромінювання від інших об'єктів, що оточують контрольований об'єкт, сонячної радіації та інших джерел тепла. Кількість 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) інфрачервоне випромінювання, що проходить через контрольований об'єкт, завдяки його «прозорості» для інфрачервоного випромінювання від об'єктів, що заважають.

З трьох вищезгаданих компонентів лише перший несе інформацію про температурне поле поверхні об'єкта, що перевіряється, і є корисним в ІЧ-термографії, два останні мають «паразитний» характер (при дослідженні ЕО та

контактних з'єднань третій компонент можна не враховувати, оскільки коефіцієнт пропускання ІЧ-випромінювання для них практично дорівнює нулю).

Методи безпосереднього вимірювання температури в заданій точці поверхні досліджуваного об'єкта за допомогою контактних термометрів, температурних зондів та інших приладів відомі вже давно. Їхнє широке застосування в електроенергетиці обмежене відносно високою складністю та необхідністю використання ізоляційних матеріалів, оскільки керовані елементи електротехнічних пристроїв зазвичай знаходяться під робочою напругою, а самі датчики температури вносять спотворення в первинне температурне поле об'єкта. Різні види термоіндикаторних плівок та покриттів, що наносяться на керований вузол, не знайшли широкого застосування через недостатню довговічність та надійність.

Інфрачервона діагностика має низку переваг, які вигідно відрізняють її від традиційних методів діагностики ЕО та контактних з'єднань; У деяких випадках це єдиний спосіб виявити серйозні несправності:

1) керування здійснюється дистанційно, безпосередній контакт з керованим об'єктом не потрібен, він може перебувати під високою напругою, на значній висоті тощо;

2) це діагностичний метод, який не заважає роботі ЕО; під час випробувань засоби технічної діагностики не порушують режим роботи об'єкта або його технічний стан;

3) під час огляду теплове зображення об'єкта повністю аналізується (за допомогою тепловізорів), що виключає можливість пропустити несправність;

4) дефекти ЕО та контактних з'єднань виявляються на ранній стадії їх розвитку, що дозволяє уникнути аварійних ситуацій та усунути несправності у зручний для ремонтного персоналу час і зменшити витрати на їх усунення;

5) проведення діагностики дозволяє здійснювати ремонт, виходячи з фактичного стану електрообладнання та контактних з'єднань, замість проведення ревізії та ремонту всього встановленого обладнання, що зменшить його обсяг, час та витрати на ремонт;

6) для виконання термодіагностики не потрібно вимикати електроприлади, під час перевірки не відбувається переривання живлення споживачів;

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

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

Діагностичними параметрами, що використовуються в тепловізійній діагностиці (ТВД), є температурні параметри візуальних теплових полів поверхонь досліджуваних об'єктів – температура або розподіл температури в межах зареєстрованого теплового поля [16].

Варто пам'ятати, що інфрачервоні прилади визначають температуру лише дуже тонкого шару поверхні об'єкта. Внутрішні дефекти та теплові явища можна виявити лише тоді, коли вони спричиняють зміни температури поверхні об'єкта, які є достатньо великими для вимірювання. Отже, для вирішення задач термодіагностики інфрачервоним методом (ТД ІЧМ) необхідно знати взаємозв'язок між процесами, що відбуваються під час розвитку дефектів всередині об'єкта, та процесами, що відбуваються на його поверхні, тобто знати теплове зображення внутрішнього дефекту на поверхні діагностованого об'єкта. У деяких випадках такий зв'язок може бути невідомим і оцінку отриманих даних можна виконати лише шляхом порівняння теплових полів об'єктів одного типу. У таких випадках ТД ІЧМ можна розглядати лише як вид експрес-діагностики, що використовується для виявлення відхилень стану об'єкта від нормального стану [17, 18].

Відповідно до ГОСТ 403-73, ГОСТ 8024-90 та ГКД 34.20.302-2002 оцінка стану контактних з'єднань та струмоведучих частин електротехнічних пристроїв під час ТД ІЧМ залежно від струму, що протікає через них, проводиться за такими критеріями: найвища допустима нормована температура нагрівання контактних з'єднань; надмірна температура контактних з'єднань; надмірна 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 типи електротехнічних пристроїв, а також з урахуванням вищезазначеного, оцінка стану ЕО під час ТД ІВМ проводиться за такими критеріями: найвища допустима нормована температура нагрівання деталі ЕО; перевищення температури деталі ЕО; наявність та характер температурних аномалій у тепловому полі поверхні ЕО-блоку, що проходить діагностику, порівняно з тепловим полем поверхні функціонуючого ЕО та ЕО з аналогічною конструкцією та режимом роботи [19].

4.2 Типи інфрачервоних пристроїв

Для проведення інфрачервоного тепловізійного дослідження використовуються тепловізійні камери (тепловізори) (рис. 4.1) та пірометри (рис. 4.2).

Тепловізор складається з таких основних систем та компонентів:

- 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) убудованого 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.

Для тепловізійного діагностування потрібнен тепловізор, комп'ютер зі спеціалізованим програмним забезпеченням для обробки та створення звітів, а також низка допоміжних пристроїв та інструментів.



Рисунок 4.1 – Тепловізор

Пірометр складається з таких основних систем та компонентів:

- 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.



Рисунок 4.2 – Пірометр

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

До найважливіших метрологічних параметрів ІЧ-приладів (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.

4.4 Умови та особливості використання тепловізорів та пірометрів

Незважаючи на безперечні переваги пірометра, такі як його відносна дешевизна (пірометр на порядок дешевший за тепловізор) та простота вимірювання температури, він має щонайменше два суттєві недоліки:

- відсутність можливості безпосередньої візуалізації температурного поля об'єкта, що контролюється за допомогою пірометра, що обмежує діагностичні можливості, зокрема безпосереднє визначення градієнтів температури;
- похибка вимірювання температури, пов'язана з відносно великим кутом огляду пірометрів, що є результатом простої оптики, що використовується в них.

Тому можна рекомендувати використовувати пірометр для вимірювання температури відносно великих об'єктів, розташованих на невеликій відстані, у випадках, коли не потрібна висока точність вимірювання або візуалізація температурного поля. З точки зору діагностики контактних та з'єднань ЕО, його використання повністю виправдане в електроустановках до 1000 В, для приблизної оцінки теплового стану контактних з'єднань та 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 [20].

Для ефективного проведення обстеження команда термографістів повинна бути оснащена наступним допоміжним обладнанням, приладами та інструментами:

- 1) комп'ютерна система та відповідне програмне забезпечення - для обробки, збереження та друку термограм, підготовки звітів за результатами проведених випробувань (якщо вищезазначене обладнання не постачалося разом з тепловізійною камерою);

- 2) ручний анемометр з діапазоном вимірювання до 8-10 м/с – для вимірювання швидкості вітру;

- 3) електронний термометр з діапазоном від -30°C до +50°C та точністю 0,1°C – для вимірювання температури навколишнього середовища;

- 4) портативний оптичний або лазерний далекомір (у крайньому випадку рулетка) – використовується для вимірювання відстані до об'єкта, що перевіряється;
- 5) портативний вологомір – для вимірювання вологості повітря на місці випробування;
- 6) цифрова камера – для фотографування об'єктів, що досліджуються (якщо тепловізор має канал для відображення та зберігання зображень у видимій частині спектра, немає потреби використовувати камеру);
- 7) струм з діапазоном вимірювання до 600А та класом напруги 0,4кВ - для вимірювання струмів в електроустановках напругою до 1000В, що протікають через об'єкти, що перевіряються;
- 8) бінокль або телескоп – для візуального огляду об'єктів, розташованих на великій відстані від термографа ;
- 9) електричний ліхтарик – полегшує роботу вночі;
- 10) фотографічний штатив – для кріплення тепловізійної камери під час тривалої фотозйомки з однієї точки;
- 11) кишеньковий диктофон – для запису голосових коментарів щодо об'єкта та умов огляду (якщо тепловізор має функцію запису голосу , то диктофон не потрібен);
- 12) стандартні захисні заходи, обговорені в нормативних документах щодо бактеріологічного дослідження (залежно від умов, у яких проводиться дослідження).

Усі вимірювальні прилади, що використовуються, повинні мати робочий діапазон температур від -20°C до $+50^{\circ}\text{C}$, бути каліброваними (перевіреними) та мати відповідні сертифікати.

Через залежність 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 вздовж дотичної до поверхні об'єкта).

Відбиття тепла від навколишніх об'єктів тісно пов'язане з поняттям теплового

тіла. Теплове тіло – це об'єкт, який випромінює 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 полі зору ІЧ камери і попадають в її об'єктив.

Вплив теплового тіла буде особливо значним, якщо випромінювальна здатність об'єктів на передньому плані низька, тобто це об'єкти з сильною відбивною здатністю. У деяких випадках фахівці з термографії можуть навіть спостерігати власне теплове відображення в полі зору інфрачервоної камери.

Способи послаблення впливу теплового тіла:

- 1) зміна кута спостереження поверхні тестованого 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.

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 [21].

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

Розділ бакалаврської роботи присвячений дотримання вимог охорони праці під час монтажу та обслуговуванню цифрових підстанцій. На оперативно-ремонтний персонал, що здійснює монтаж та обслуговування системи електропостачання, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [22]:

фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);

хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил);

фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

5.1 Технічні рішення з безпечної організації оперативно-ремонтного обслуговування

5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Для безпечного проведення робіт слід вживати таких організаційних заходів:

- призначення працівників, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- видавання наряду або розпорядження;
- видавання дозволу на підготовку робочих місць та на допуск;
- підготовка робочого місця та допуск до роботи;
- нагляд під час виконання роботи;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Відповідальними за безпечне проведення робіт є:

- працівник, який видає наряд, віддає розпорядження;
- працівник, який дає дозвіл на підготовку робочого місця та на допуск;
- працівник, який готує робоче місце;
- працівник, який допускає до роботи (допускач);
- керівник робіт;
- працівник, який спостерігає за безпечним виконанням робіт (наглядач);
- член бригади.

Право на видавання нарядів та віддавання розпоряджень надається керівникам та спеціалістам підприємства, які мають групу V.

Працівник, який видає наряд або розпорядження, встановлює можливість безпечного виконання роботи. Він відповідає за достатність і правильність вказаних в наряді (розпорядженні) заходів безпеки, за якісний та кількісний склад бригади і призначення працівників, відповідальних за безпечне проведення робіт, а також за відповідність груп з електробезпеки працівників, які зазначені в наряді (розпорядженні), роботі, що виконується.

Працівник, який дає дозвіл на підготовку робочих місць та на допуск, несе відповідальність за достатність передбачених заходів для виконання робіт з вимкнення та заземлення обладнання та можливість їх здійснення, а також – за координацію часу та місця роботи бригад, які допускаються.

Працівник, який дає дозвіл на підготовку робочого місця та на допуск, повинен повідомити чергових або працівників зі складу оперативно-виробничих працівників, які готують робоче місце, а також допускачів про попередньо виконані операції з вимкнення та заземлення обладнання.

Давати дозвіл на підготовку робочих місць і на допуск мають право оперативні працівники з групою V. В електроустановках, що не обслуговуються оперативними або оперативно-виробничими працівниками (майстерні, гаражі, приміщення тощо), дозвіл на підготовку робочих місць і допуск можуть давати посадові особи з групою IV, яким надані такі права.

Працівник, який готує робоче місце, відповідає за правильне і точне виконання заходів щодо підготовки робочого місця, зазначених у наряді, а також тих, що

вимагаються умовами роботи (встановлення замків, плакатів, огорожень). Підготувати робочі місця мають право чергові або працівники зі складу оперативно-виробничих працівників, які допущені до оперативних перемикачів в цій електроустановці.

Допускач відповідає за правильність і достатність вжитих заходів безпеки та їх відповідність характеру і місцю роботи, зазначених у наряді, за правильний допуск до роботи, а також за повноту та якість проведеного ним інструктажу. Допускачами слід призначати працівників зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників, за винятком допуску на ПЛ, у разі виконання умов, зазначених в [21, 23]. В електроустановках понад 1000 В допускач повинен мати групу IV, а в електроустановках до 1000 В - групу III.

Керівник робіт призначається у разі виконання робіт за нарядами і розпорядженнями, крім тих, що виконуються одноособово. Керівник робіт відповідає за:

- виконання заходів безпеки, передбачених нарядом або розпорядженням, та їх достатність;
- чіткість та вичерпність інструктажу членів бригади;
- наявність, справність та правильність використання необхідних засобів захисту, інструменту, інвентаря;
- наявність та збереження встановлених на робочому місці заземлень, огорожень, знаків та плакатів безпеки і замикальних пристроїв протягом робочої зміни;
- організацію та безпечне виконання роботи і дотримання вимог [23].

Керівнику робіт слід постійно наглядати за членами бригади і усувати від роботи членів бригади, які порушують ці Правила, а також тих, які перебувають у стані алкогольного або наркотичного сп'яніння. Керівник робіт, що виконуються за нарядом в електроустановках понад 1000 В, повинен мати групу IV, а в електроустановках до 1000 В – групу III, крім робіт у підземних спорудах, де можуть утворюватись шкідливі гази, та під напругою, - у цьому разі керівник робіт повинен мати групу IV. Керівник робіт, що виконуються за розпорядженням, повинен мати групу III в усіх електроустановках.

У разі виконання найбільш складних та небезпечних робіт керівником робіт за нарядом повинен призначатись працівник з групою V із складу керівників або спеціалістів. До таких робіт належать:

- роботи, що виконуються із застосуванням вантажопідіймальних машин та механізмів, за винятком робіт, що виконуються оперативними або оперативно-виробничими працівниками з використанням автовишки;
- роботи у зонах розташування комунікацій та інтенсивного руху транспорту;
- монтаж та демонтаж опор, проводів ПЛ, а також роботи, пов'язані із заміною їх елементів;
- роботи на ПЛ понад 1000 В у місцях перетину з іншими ПЛ;
- зміна схеми приєднання проводів та тросів ПЛ понад 1000 В;
- роботи на вимкненому колі багатоколової ПЛ понад 1000 В з розташуванням кіл одне над одним або кількістю більше двох, коли одне чи всі кола перебувають під напругою:
- роботи з пофазного ремонту ПЛ понад 1000 В;
- роботи на струмовідних частинах під наведеною напругою;
- роботи під напругою на струмовідних частинах з ізолюванням людини від землі, за винятком робіт, що виконуються згідно з [23];
- земляні, пов'язані з ремонтом або прокладанням кабелю у зонах розташування підземних комунікацій.

Перелік цих робіт може бути розширено залежно від місцевих умов.

5.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

- 1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
- 2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огороджувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огороджують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту [24].

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і

щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [23, 24], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

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 відносною 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 [23].

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). Параметри мікроклімату в приміщенні наведено в таблиці 5.1.

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 приміщень [24].

Таблиця 5.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість, %	Швидкість руху, м/с
Теплий	Пб	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	Пб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

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

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; встановлення пиловловлюючих засобів.

5.2.3 Виробниче освітлення

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормуємо

освітлення на робочому місці працівника.

Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». Норми при штучному, природньому та суміщеному освітленні наведено в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення виробничих приміщень

Харак-ка зорової роботи	Найменши й або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природнє Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	в	малий середньої великий	світлий середній темний	400	200	4	2,4

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні [25].

5.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні

вимоги безпеки». Норми звукового тиску на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях наведено в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту – «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі (ширми, екрани тощо).
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори [26].

5.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують ССБТ «Пожежна безпека. Загальні вимоги». Типові правила пожежної безпеки для промислових підприємств і інструкції на окремих об'єктах.

Приміщення цифрових підстанцій за вибухонебезпечністю та пожежонебезпечністю відноситься до категорії Д – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за

температури навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В, з зонами П-III (місця, де знаходяться тверді горючі речовини – ізоляційні оболонки електрообладнання).

Будівля, в якій розташовані ці приміщення, характеризується II-IV ступенем вогнестійкості. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадк и, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між поверхові (у т.ч. горищ і та над підвалами	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зовнішні не-несучі	внутрішні не-несучі (перегородки				плити, настили, прогони	балки, ферми, арки, рами
II	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M0	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M0	RE 15 M0	R 30 M0
III	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0, E 30, M1	E1 15 M1	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M1	Не нормуються	
IV	REI 30 M1	REI 15 M1	E 15 M1	E1 15 M1	R 30 M1	R 15 M1	REI 15 M1	Не нормуються	

Межі вогнестійкості самонесучих стін, які враховуються в розрахунках жорсткості та стійкості будинку, приймають, як для несучих стін. Будівельні

конструкції класифікують за вогнестійкістю та здатністю поширювати вогонь. Показником вогнестійкості є межа вогнестійкості конструкції, що визначається часом (у хвилинах) від початку вогневого випробування за стандартним температурним режимом до настання одного з граничних станів конструкції:

- втрати несучої спроможності (R);
- втрати цілісності (E);
- втрати тепло та ізолювальної спроможності (I).

Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 5.6 [27].

Таблиця 5.6 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи проти-пожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвилинах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбур-шлюзу, не нижче
Стіни	2	REI 60	2	1
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	2	REI 60	2	1

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 5.7 (чисельник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 5.7. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських, сільськогосподарських будинків і споруд слід приймати за таблицею 5.7.

Таблиця 5.7 Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків, сільськогосподарських будівель і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IIIa, IIIб, IV, IVa, V
I, II	6/9	8/9	10/12
III	8/9	8/12	10/15
IIIa, IIIб, IV, IVa, V	10/12	10/15	15/18

На території підстанції на кожному з об'єктів потрібно встановити від 2 до 5 вогнегасників ВП-5, ВВП-5 або аналогічних ємністю 6 або 9 л [28].

ВИСНОВКИ

Електричні підстанції є ключовими елементами в системі електропостачання споживачів. Підстанція — це електроустановка, призначена для приймання, трансформації та розподілу електроенергії. Вона складається з трансформаторів або інших пристроїв для перетворення електроенергії, а також включає засоби керування, розподільчі та допоміжні пристрої.

Типова підстанція має кілька розподільчих пристроїв (РП) на різні рівні напруги, які між собою з'єднані трансформаторами. При виборі конструкції РП враховуються номінальна напруга, схема електроз'єднань, габарити обладнання та умови експлуатації.

Основними компонентами підстанцій є трансформатори та комутаційні апарати (вимикачі). Їх експлуатація включає технічне та оперативне обслуговування, а також планово-попереджувальні ремонти.

Організацією роботи обслуговуючого персоналу займається керівництво електроцеху або відповідних структур, а на підприємствах електромереж — керівники електромереж чи виробничих підрозділів.

Оперативне обслуговування передбачає керування режимами роботи обладнання, регулярні й позачергові огляди, моніторинг робочих параметрів, їх аналіз та організацію заходів з техобслуговування і ремонту.

До технічного обслуговування належить профілактика стану ізоляції, контактних з'єднань, систем охолодження, регулювання та пожежогасіння, підтримка в нормі ізоляційного середовища, змащення та догляд за рухомими елементами, перевірка резервного обладнання, ремонт та налагодження вторинних кіл, систем захисту, автоматики й сигналізації.

Планово-попереджувальні ремонти включають поточні та капітальні роботи, що супроводжуються перевітками й вимірюваннями. Основним принципом обслуговування є своєчасне виявлення потреби в контролі та відновленні технічних характеристик обладнання.

Через аварії, перевантаження та природний знос частина обладнання виходить з ладу і потребує ремонту. Ремонт — це комплекс дій, спрямованих на відновлення працездатності електротехнічних пристроїв, включаючи заміну або ремонт окремих компонентів. Операції ремонту можуть включати очищення, демонтаж, зварювання, виготовлення обмоток тощо.

Існують такі основні способи виконання ремонту: силами експлуатуючої організації; спеціалізованими ремонтними підприємствами; виробниками обладнання.

Останні два способи забезпечують високі техніко-економічні результати завдяки сучасному обладнанню, виготовленню запасних частин і використанню новітніх технологій та матеріалів. Вони також дають змогу створити обмінний фонд з відремонтованого обладнання поширених типів.

Однак ці методи не дозволяють швидко відремонтувати унікальне, нестандартне або застаріле устаткування, а також не охоплюють технічне обслуговування, яке становить понад 80% обсягу робіт.

Для досягнення поставленої мети були вирішені такі основні завдання:

- виконано аналізу конструктивних особливостей розподільних пристроїв;
- визначено особливості експлуатації трансформаторів та комутаційних пристроїв підстанцій, а саме різнотипних вимикачів;
- проведено аналізу особливостей тепловізійного контролю електрообладнання підстанцій;
- досліджено питання організації безпеки праці обслуговуючого персоналу підстанції. А саме, фізичні фактори: мікроклімат; виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація; освітлення: природне, штучне; хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил); фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». – Національна рада з відновлення України від наслідків війни, 2022. – 164 с. Режим доступу: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
2. Лежнюк П.Д. Проектування електричної частини електричних станцій / П.Д. Лежнюк, В.М. Лагутін, В.В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
3. Козлов В. Д. Електричні апарати. Модуль 1. Загальні питання електричних апаратів : навч. посібник / В. Д. Козлов. – Київ : НАУ, 2005. – 92 с.
4. Лежнюк П. Д. Комутаційні електричні апарати / П. Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л. Н. Добровольська. - Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с.
5. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
6. Типові рішення при проектуванні 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.
7. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 102 с.
8. Вибір числа і потужності трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій. Режим доступу: <https://studfile.net/preview/9111324/page:5/>
9. Лесько В. О., Комар В. В., Кравчук С. В. , Сікорська О.В. Електричні апарати. Навчальний посібник - Вінниця: Універсум-Вінниця, 2018 р. – 101 с.
10. Зелінський В.Ц., Лагутін В.М. Електричні апарати. Лабораторний практикум. Навчальний посібник: ВДТУ, 2002. – 116 с.
11. Лесько В. О., Нетребський В. В., Малогулко Ю. В. Електричне обладнання станцій та підстанцій. Навчальний посібник - Вінниця: Універсум-Вінниця, 2018 р. - 120 с.
12. Бардик, Є.І. Електрична частина станцій та підстанцій. Основне електрообладнання/ Є.І. Бардик, М.П. Лукаш / К.: "Політехніка" НТУУ "КПІ" 2012.

250 с.

13. Костишин, В. С. Електрична частина станцій та підстанцій : навч. посіб./ В.С. Костишин, М.Й. Федорів, Я.В. Бацала. - Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. - 243 с.

14. Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) /В.М. Гаряжа, А.О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. –Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. –149 с.

15. Електрична частина станцій та підстанцій: лабораторний практикум [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» /КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: Ю.П. Матеєнко, П.Л. Денисюк, Г.М. Гаєвська, Р.В. Вожаков – Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. – 179 с.

16. Електрична частина станцій та підстанцій: виконання та оформлення домашніх контрольних робіт [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, Р.В. Вожаков/ КПІ ім. Ігоря Сікорського;– Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 84 с.

17. Електрична частина станцій та підстанцій. Виконання курсового проекту Навчальний посібник для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка, електромеханіка»/уклад.: П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко, Р.В. Вожаков Є.І. Бардик / К. КПІ ім. Ігоря Сікорського. 2021 р. 71 с 7

18. MCDONALD, John D. Electric power substations engineering. CRC press, 2016.

19. DRBAL, Larry; WESTRA, Kayla; BOSTON, Pat (ed.). Power plant engineering. Springer Science & Business Media, 2012.

20. Зелінський В.Ц. Фізичні основи електричних апаратів. Навч. посібник. - Вінниця: Універсум-Вінниця, 2000 р. - С. 134.

21. Клименко Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс : навчальний посібник / Б. В. Клименко. – Харків : Точка, 2012. – 340 с.

22. Методичні вказівки щодо опрацювання розділу “Охорона праці” в дипломних

проектах і роботах студентів електротехнічних спеціальностей /Уклад. О.В. Кобилянський, О.П. Терещенко – В.: ВНТУ, 2003.- 46 с.

23. 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>

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

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

26. 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>

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

28. ДБН В.1.1.7-2002 Пожежна безпека об'єктів будівництва - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002..pdf

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Особливості експлуатації електрообладнання підстанцій»Тип роботи: Бакалаврська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Сікорська О.В.

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

StrikePlagiarism	
Оригінальність	68,7%
Загальна схожість	31,3%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ 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.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор

(підпис)

Примха В.С.

(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Вишневецький С.Я

(прізвище, ініціали)

Експерт

(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б

ІЛЮСТРАТИВНИЙ МАТЕРІАЛ

Особливості експлуатації електрообладнання підстанцій

Виконав: ст. гр. ЕСМ-23мс

Примха В.С.

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Сікорська О.В.

КОНСТРУКЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ

Електрична підстанція – це електроустановка, що призначена для прийому, перетворення і розподілення електричної енергії, яка складається з трансформаторів або інших перетворювачів електричної енергії, пристроїв керування, розподільних і допоміжних пристроїв.



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

За конструктивним виконанням розрізняють розрізняти такі чотири типи РП: збірні закриті (ЗРП), збірні відкриті (ВРП), комплектні для внутрішнього установа (КРП), комплектні для зовнішнього установа (КРПЗ).

ОБСЛУГОВУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Існують такі види обслуговування трансформаторів:

1) 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.

2) 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 перемикання під напругою та у вводах, в тому числі роботи з відновлення якості масла (сушіння, регенерація) та його доливанню; 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.

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

ОБСЛУГОВУВАННЯ КОМУТАЦІЙНИХ АПАРАТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Високовольтні вимикачі - це електричні комутаційні апарати, які призначені для оперативного увімкнення та вимкнення електричних мереж та ланок в нормальних та аварійних режимах роботи.

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

1) олійні (або масляні) 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) малоолійні – 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;

ІНФРАЧЕРВОНИЙ ТЕПЛОВІЗІЙНИЙ КОНТРОЛЬ ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Для технічного діагностування електрообладнання і контактних з'єднань, застосовується метод термографії, різновидом якої є інфрачервона термографія.

Технічні засоби інфрачервоної термографії:

- 1) для візуалізації і кількісного аналізу температурних полів електрообладнання і контактних з'єднань, використовуються тепловізори (тепловізійні або термографічні системи),

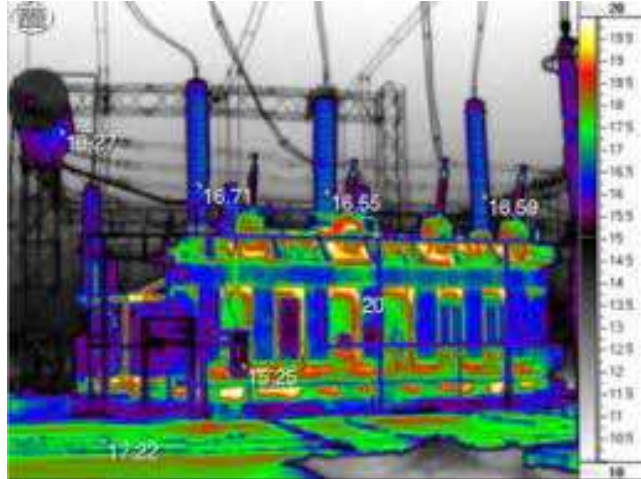


Рисунок 1 – Кольорове теплове зображення отримане за допомогою тепловізора

ІНФРАЧЕРВОНИЙ ТЕПЛОВІЗІЙНИЙ КОНТРОЛЬ ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ПІДСТАНЦІЙ

- 2) для вимірювання температур в окремих точках цих полів - пірометри, що дозволяють практично реалізувати безконтактний метод вимірювання температури поверхні об'єкта.



Ознака

Пірометр

Принцип дії

Безконтактний – вимірює інфрачервоне випромінювання від об'єкта

Типи

Оптичний, інфрачервоний (ІЧ-пірометр), радіаційний

Діапазон температур

Широкий діапазон – від десятків до кількох тисяч °С

Точність

Висока, але залежить від калібрування та умов вимірювання

Сфера застосування

Промисловість, металургія, енергетика, важкодоступні або небезпечні об'єкти

Необхідність дотику до об'єкта

Ні

ІНФРАЧЕРВОНИЙ ТЕПЛОВІЗІЙНИЙ КОНТРОЛЬ ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ПІДСТАНЦІЙ

При великій відстані вимірювання і відповідно великому діаметрі області в неї можуть потрапити об'єкти, теплове випромінювання від яких значно знизить точність отриманого значення температури. Простіше кажучи, вимірюватиметься температура не одного обраного, а кількох об'єктів.

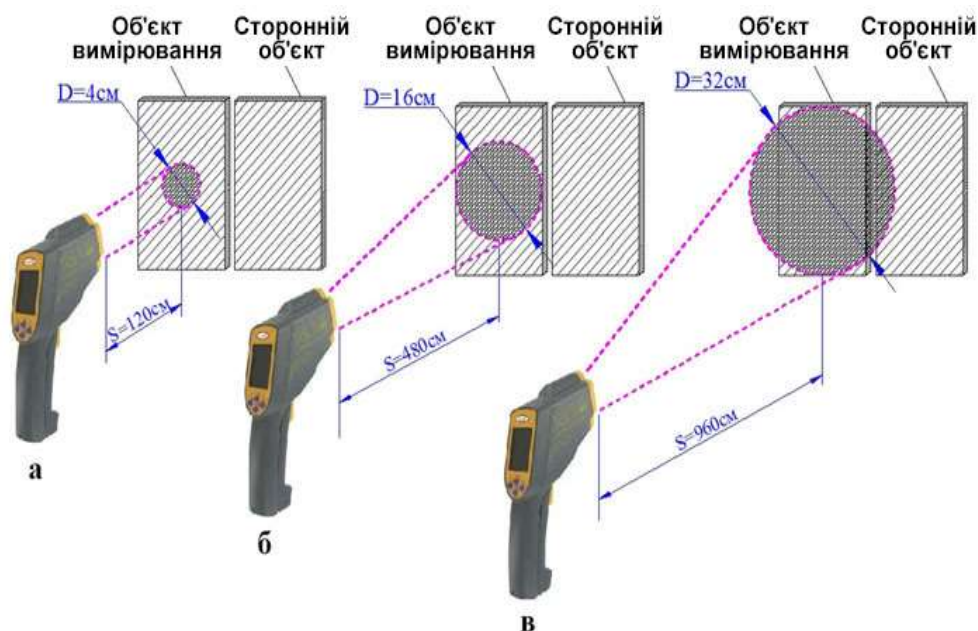


Рисунок 2 – Ілюстрація похибки вимірювання температури пірометром

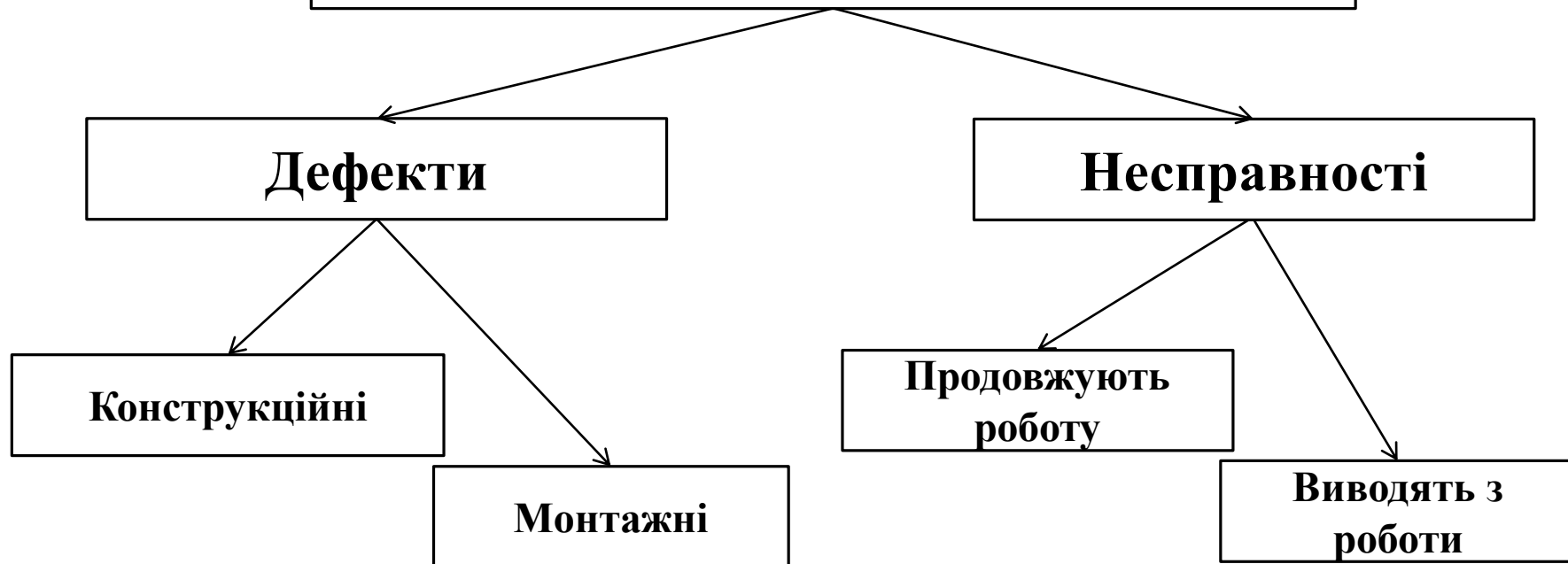
Таким чином, можна виділити 3 випадки використання ІЧ пірометрів (див. рис. 2): правильний, небажаний (або критичний) та неправильний. У першому випадку область візування значно менша від загальних розмірів об'єкта (рис. 2а). У другому випадку (рис. 2б) «коло» виміру повністю охоплює частину об'єкта, не виходячи за його межі. Останній випадок (рис. 2в) – неправильний – є прикладом того, як не можна використовувати безконтактні датчики пірометри) температури через неточні або некоректні одержувані покази.

ОСНОВНІ ЕТАПИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ



СТРУКТУРА ПОШКОДЖЕНЬ

В ході експлуатації обладнання:



🔧 **Дефект** — це відхилення від норми або технічної документації, яке може не заважати функціонуванню обладнання, але свідчить про порушення якості або потенційну загрозу у майбутньому. Наприклад: тріщина на корпусі, зношене ущільнення, підтікання масла — обладнання ще працює, але з відхиленнями.

⚠️ **Несправність** — це стан, при якому обладнання не може виконувати свої функції повністю або частково, тобто **втрачає працездатність**. Наприклад: трансформатор не подає напругу, вимикач не спрацював — обладнання не виконує свою основну функцію.

ВИСНОВОК

Електрична підстанція — це спеціалізована електроустановка, яка слугує для приймання, трансформації та розподілу електроенергії. Вона включає трансформатори або інші пристрої для перетворення енергії, а також системи керування, розподільчі та допоміжні елементи.

Зазвичай підстанція складається з кількох розподільчих пристроїв (РП), що працюють на різних рівнях напруги й з'єднані між собою за допомогою трансформаторів. Під час проєктування конструкції РП враховують номінальну напругу, електричну схему, габаритні розміри обладнання та умови довкілля.

Основними компонентами підстанції є трансформатори і вимикачі (комутаційна апаратура). У процесі їх експлуатації проводиться оперативне та технічне обслуговування, а також планово-профілактичний ремонт.

З часом, внаслідок експлуатації, перевантажень, аварійних ситуацій і зносу, частина обладнання може виходити з ладу та потребувати ремонту.

Виконання ремонту може здійснюватися одним із трьох способів:

- силами експлуатуючої організації,
- спеціалізованими ремонтними підприємствами,
- безпосередньо виробником обладнання.