

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ

(повна назва інституту/факультету)

ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

(повна назва кафедри)

«На правах рукопису»
УДК _____

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В. І. Будько
(підпис) (ініціали, прізвище)

“ _____ ” _____ 2022 р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
спеціалізація «Електричні станції»

на тему: Оцінка показників експлуатаційної надійності силового трансформатора теплоелектроцентралі потужністю 880 МВт.

Виконав: студент 2(6) курсу, групи ЕТ-11мп
(шифр групи)

Цупра Едуард Васильович

(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Науковий керівник доцент, к.т.н. Бардик Є. І.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Консультант охорона праці професор, д.т.н. Третякова Л. Д.

(назва розділу)

(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант стартап-проект ст. викладач Бахмачук С. В.

(назва розділу)

(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент _____

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

(підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент _____
(підпис)

Київ – 2022 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені
Ігоря Сікорського»**

Інститут/факультет електроенерготехніки та автоматики
(повна назва інституту/факультету)

Кафедра відновлювальних джерел енергії
(повна назва кафедри)

Рівень вищої освіти – магістерський за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва)

Спеціалізація електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
В. І. Будько
(підпис) (ініціали, прізвище)
«__» _____ 2022 р.

**ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту**

Цупрі Едуарду Васильовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Оцінка показників експлуатаційної надійності силового трансформатора теплоелектроцентралі потужністю 880 МВт.»

науковий керівник дисертації доцент, к.т.н., Бардик Євген Іванович,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «9» листопада 2022р. № 3260-С.

2. Строк подання студентом дисертації «17» грудня 2022р.

3. Об'єкт дослідження: процеси в силових масляних трансформаторах енергосистем.

4. Предмет дослідження: методи і моделі визначення показників експлуатаційної надійності.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити: 1). *Провести аналіз сучасного стану проблеми;* 2). *Визначення технічного стану, ресурсу працездатності силового трансформатора;* 3). *Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації трансформатора.* 4) *Розроблення стартап-проекту.*

6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: 1). *Головна схема електричних з'єднань електростанції;* 2). *Статистика відмов вітчизняних і закордонних силових трансформаторів;* 3). *Дефекти, несправності і алгоритми ліквідації аварій при відмовах силових трансформаторів;* 4). *Математичні моделі комплексної оцінки технічного стану електрообладнання;* 5). *Математичні моделі визначення ресурсу працездатності силових трансформаторів електростанцій;* 6) *Моделі оцінки технічного стану силових трансформаторів при короткому замиканні в мережі;* 7). *Модельно-експериментальні розрахунки основних показників надійності, ресурсу працездатності силових трансформаторів(ч1.);* 8). *Модельно-експериментальні розрахунки основних показників надійності, ресурсу працездатності силових трансформаторів (ч2.).*

2. 7. Орієнтовний перелік публікацій: 1) Бардик Є.І., Цупра Е.В. Робота електродвигунів власних потреб АЕС при зниженні напруги і частоти //Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених, аспірантів і студентів “Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики”Київ: “Політехніка “, 2022.

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	професор, д.т.н. Третякова Л. Д.		
Стартап-проект	ст. викладач Бахмачук С. В.		

9. Дата видачі завдання « 3 » вересня 2022 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Вибір структурної схеми	03.09.2022 – 14.09.2022	
2	Моделювання технічного стану силового трансформатора	17.09.2022 – 28.09.2022	
3	Розрахунки показників надійності силових трансформаторів	12.10.2022 – 09.11.2022	
4	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	14.11.2022 – 06.12.2022	
5	Стартап-проект	29.11.2022 – 10.12.2022	
6	Оформлення отриманих результатів	11.12.2022 – 12.12.2022	
7	Оформлення технічних креслень	12.12.2022 – 14.12.2022	

Студент

(підпис)

Е. В.Цупра

(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

(підпис)

Є. І. Бардик

(ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 116 сторінках формату А4, яка включає в себе 4 рисунки, 37 таблиць, 47 джерела використаної літератури.

В магістерській дисертації розглядаються питання аналізу причин і механізмів розвитку дефектів в силових трансформаторах, моделювання їх технічного стану за комплексом контрольованих параметрів. Побудовані математичні моделі силових трансформаторів для визначення показників надійності і ресурсу працездатності. Проведена модельно-експериментальна оцінка технічного стану на основі аналізу динаміки змінення визначальних параметрів та розрахунки показників надійності силових трансформаторів при КЗ.

Актуальність роботи. Аналіз умов функціонування сучасних енергосистем України показує, що існує стійка тенденція до підвищення їх аварійності. Це викликано насамперед збільшенням частки зношеного електрообладнання, низькими темпами його заміни, напруженим режимом роботи оперативного персоналу, що в підсумку збільшує імовірність відмови електрообладнання. Тому важливим є визначення тих елементів енергосистеми, які мають найбільший ризик відмови і сформулювати відповідну стратегію його експлуатації.

Силові трансформатори є одними з найвідповідальніших і найбільш вартісних елементів основного електрообладнання сучасних енергосистем, від надійності функціонування яких суттєво залежить надійність складної електроенергетичної системи. Збільшення частки СТ з терміном експлуатації понад 25-30 років загострює проблему забезпечення контролю, об'єктивної оцінки технічного стану та ресурсу працездатності.

Розв'язання зазначених задач потребує побудови математичних моделей оцінки технічного стану, визначення спрацьованого ресурсу та інших показників надійності силових трансформаторів сучасних енергосистем.

Метою магістерської дисертації є побудова математичних моделей силових трансформаторів для визначення показників надійності за результатами моніторингу контрольованих параметрів технічного стану. Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні задачі:

- проаналізувати статистику відмов, причини та механізми розвитку дефектів та алгоритми ліквідації аварій при відмовах силових трансформаторів;
- розробити спрощену математичну модель оцінки ресурсу силового трансформатора;
- побудувати математичну модель для розрахунку показників надійності силових трансформаторів при КЗ;
- розробити математичні моделі оцінки технічного стану СТ на основі змінення визначальних параметрів;
- провести модельно-експериментальні розрахунки показників надійності і ресурсу працездатності трансформаторів електростанції.

Об'єкт дослідження : процеси в силових масляних трансформаторах енергосистем.

Предмет дослідження: методи і моделі визначення показників експлуатаційної надійності.

Методи дослідження: вирішення поставлених задач ґрунтується на застосуванні теорії електричних машин, методів математичного моделювання, методів прогнозування, математичного числового моделювання з використанням пакету прикладних програм MATLAB.

Наукова новизна результатів. Основними результатами, що характеризують наукову новизну, є наступні:

1. Запропоновано комплексний підхід щодо побудови моделей оцінки технічного стану СТ, який ґрунтується на комплексному врахуванні різнобічних діагностичних параметрів;
2. Побудовано спрощені математичні моделі для розрахунку показників надійності силових трансформаторів при КЗ та оцінки ресурсу працездатності силового трансформатора;
3. Побудовано математичні моделі оцінки технічного стану СТ на основі змінення визначальних параметрів;

4. Досліджено вплив змінення параметрів технічного стану СТ на показники надійності, зокрема на спрацьований і залишковий ресурс працездатності.

Публікації за тематикою досліджень Прогнозування змінювання технічного стану і залишкового ресурсу електрообладнання енергосистеми

1. Бардик Є.І., Цупра Е.В.. Робота електродвигунів власних потреб АЕС при зниженні напруги і частоти //Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених, аспірантів і студентів “Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики”Київ: “Політехніка “, 2022р.

ABSTRACT

The master's thesis consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 116 pages of A4 format, which includes 4 figures, 37 tables, 32 sources of used literature. The master's thesis deals with the analysis of the causes and mechanisms of the development of defects in power transformers, modeling of their technical condition based on a set of controlled parameters. Mathematical models of power transformers were built to determine reliability indicators and service life. A model-experimental assessment of the technical condition was carried out based on the analysis of the dynamics of changes in the determining parameters and calculations of the reliability indicators of power transformers in the case of short-circuits.

Relevance of work.

Analysis of the operating conditions of Ukraine's modern energy systems shows that there is a steady tendency to increase their accident rate. This is caused primarily by an increase in the share of worn out electrical equipment, low rates of its replacement, and the stressful work regime of operative personnel, which ultimately increases the probability of failure of electrical equipment. Therefore, it is important to determine those elements of the power system that have the greatest risk of failure and to form an appropriate strategy for its operation.

Power transformers are one of the most responsible and most valuable elements of the basic electrical equipment of modern power systems, the reliability of a complex power system depends significantly on the reliability of their operation. The increase in the share of ST with a service life of more than 25-30 years exacerbates the problem of ensuring control, objective assessment of the technical condition and serviceability resource.

The solution of these problems requires the construction of mathematical models for assessing the technical condition, determining the activated resource and other indicators of the reliability of power transformers of modern energy systems.

The purpose of the master's thesis is to build mathematical models of power transformers to determine reliability indicators based on the results of monitoring the controlled parameters of the technical condition. To achieve the goal, the following tasks must be solved:

- analyze failure statistics, causes and mechanisms of defect development, and accident elimination algorithms for power transformer failures;
- to develop a simplified mathematical model for estimating the resource of a power transformer;
- to build a mathematical model for calculating the reliability indicators of power transformers in case of short circuit;
- to develop mathematical models for assessing the technical condition of the ST based on changing the determining parameters;
- to carry out model-experimental calculations of reliability indicators and service life of power plant transformers.

Research object: processes in power oil transformers of energy systems.

Subject of research: methods and models of determining operational reliability indicators.

Research methods: solving the problems is based on the application of the theory of electric machines, methods of mathematical modeling, forecasting methods, mathematical numerical modeling using the MATLAB application program package.

Scientific novelty of the results.

The main results characterizing scientific novelty are the following:

1. A comprehensive approach to the construction of models for assessing the technical condition of ST is proposed, which is based on the comprehensive consideration of versatile diagnostic parameters;
2. Simplified mathematical models were built for calculating the reliability indicators of power transformers in the case of short-circuits and estimating the service life of the power transformer;
3. Mathematical models for assessing the technical condition of the ST based on changing the determining parameters were built;
4. The effect of changing the parameters of the technical state of the ST on the reliability indicators, in particular on the activated and residual serviceability resource, was studied.

Research publications. Forecasting changes in the technical condition and residual resource of electrical equipment of the power system

Бардик Є.І., Цупра Е.В.. Робота електродвигунів власних потреб АЕС при зниженні напруги і частоти //Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених, аспірантів і студентів “Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики”Київ: “Політехніка “, 2022р

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	11
ВСТУП.....	12
РОЗДІЛ 1. Вибір головної схеми електричних з'єднань станції.....	14
1.1 Вибір структурної схеми	15
1.2 Вибір електрообладнання ТЕЦ	18
1.2.2 Вибір трансформаторів зв'язку.....	20
1.2.3 Вибір блочних зв'язку.....	21
1.2.4 Вибір автотрансформаторів зв'язку	22
1.2.5 Вибір секційного ректора	25
1.3 Технічно-економічне порівняння варіантів.....	25
1.4 Вибір схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв	29
1.4.1 Вибір електричної схеми ВРП 330 кВ.....	29
1.4.2 Вибір електричної схеми ВРП 110 кВ.....	29
1.4.3 Вибір електричної схеми ГРП 10.5 кВ	30
1.4.4 Вибір електричної схеми електропостачання ВП.....	31
Висновки до розділу 1:	Помилка! Закладку не визначено.
РОЗДІЛ 2. Статистика відмов ,дефекти окремих вузлів силових трансформаторів і заходи щодозапобігання їхньої появи.....	Помилка! Закладку не визначено.
2.1 Статистика відмов вітчизняних і закордонних силових трансформаторів	Помилка! Закладку не визначено.
2.2 Дефекти окремих елементів і вузлів силових трансформаторів	37
2.2.1 Дефекти головної і повздожньої ізоляції.....	37
2.2.2 Порушення динамічної стійкості обмоток	39
2.2.3 Дефекти відводів і введів	40
2.2.4 Дефекти магнітопроводів і баків	42
2.3 Ліквідація експлуатаційним персоналом аномальних режимів при відмовах силових трансформаторів.....	43
2.3.1 Загальний порядок вияву неполадок і дії персоналу при відмовах	43
2.3.2 Перевантаження або перегрів трансформатора, несправність системи охолодження	44
2.3.3 Підвищення напруги на трансформаторі.....	47

2.3.4 Зниження рівня масла в баку трансформатора та спрацювання газового захисту на сигнал.....	48
2.3.5 Визначення виду дефекту трансформатора за аналізом складу газу в газовому реле.....	50
2.3.6 Автоматичне відключення трансформатора	52
Висновки до розділу 2:.....	55
РОЗДІЛ 3 МЕТОДИ І МОДЕЛІ ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ І РЕСУРСУ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	56
3.1 Основні показники надійності силових трансформаторів електростанцій.	57
3.2 Ресурс працездатності електрообладнання.	58
3.3 Математична модель комплексної оцінки технічного стану електрообладнання	60
3.4 Математичні моделі для розрахунку показників надійності силових трансформаторів при КЗ	65
3.5 Моделі визначення ресурсу працездатності силових трансформаторів.....	67
3.6 Оцінка технічного стану на основі аналізу динаміки змінення визначальних параметрів.	73
Висновки до розділу 3:.....	77
РОЗДІЛ 4.Розрахунків показників надійності та ресурсу працездатності силових Трансформаторів	78
Висновки до розділу 4:	84
РОЗДІЛ 5 Охорона Праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях підчас експлуатації трансформатора напругою 110 кв.....	85
5.1 Технічні характеристики устаткування	86
5.2 Аналіз умов праці	87
5.3.Аналіз небезпечних і шкідливих чинників.....	88
5.4.Розробка і розрахунок технічних та організаційних заходів з охорони праці	89
5.5 Вибір індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників	92
5.6 Аналіз надзвичайних ситуацій і заходи їх запобігання.....	96
Висновки до розділу 5:	Помилка! Закладку не визначено.
Розділ 6. РОЗРОБКА СТАРПАП-ПРОЕКТУ	106
6.1 Опис ідеї проекту	107
6.2 Технологічний аудит ідеї проекту	109

6.3 Аналіз ринкових можливостей по запуску стартап-проекту	110
6.4 SWOT- аналіз стартап -проекту	112
Висновки до розділу б:	113
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ:	114
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	1

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ТЕЦ – теплоелектроцентрально
ЕС – енергосистема
ЕМ – електрична мережа
ПС – підстанція
ЕЕ – електроенергія
НН – нижча напруга
СН – середня напруга
ВН – вища напруга
ТН – трансформатор напруги
РУ – розподільна установка
КЗ – коротке замикання
ТП – трансформаторна підстанція
КТП – комплектна трансформаторна підстанція
ДРГ – джерело розподіленої генерації
ПУЕ – правила улаштування електроустановок
ЦЖ – центр живлення

Вступ

Аналіз функціонування силового і комутаційного електричного обладнання вітчизняних електростанцій, підстанцій і електричних мереж, а також закордонного обладнання показує, що існує значна частка зношеного електрообладнання, яка поступово збільшується. Термін служби такого обладнання перевищує нормативний, або близький до такого Темпи нарощування нових потужностей останнім часом скорочуються і відстають від темпів нарощування електрообладнання, яке відпрацювало свій термін служби переважно внаслідок обмеженого фінансування.

Станом на 2005 рік лише в США 65% силових трансформаторів відпрацювали більше 25 років, в Україні у цей час середній термін більшої частини електрообладнання перевищував половину передбаченого проектом терміну. Зношення електричного обладнання призводить до збільшення втрат потужності, зменшення надійності функціонування, збільшення ризику відмови і виникнення аварій. Значний рівень виникнення аварійних ситуацій обумовлений досить великим рівнем обладнанням, яке має спрацьований ресурс і незначним розвитком методів і технічних засобів, які полягають у діагностиці і експлуатаційному контролі обладнання.

Процес відновлення і заміни основного електричного обладнання досить повільний і становить не більше 2-10% у рік. Отже, відновлення обладнання в найближчі роки не забезпечить вирішення проблеми у забезпеченні надійності достатнього рівня надійності.

Станом на сьогоднішній день в електроенергетичній системі існує система проведення ремонту і обслуговування обладнання, яка полягає у проведенні планово-попереджувальних ремонтів, які виконуються через певні проміжки часу, не враховуючи фактичного стану обладнання. Дана система не є технічно виправданою, через те, що часто призводить до відключення обладнання і появи нових трудових і матеріальних витрат і погіршення техніко-економічних показників.

Вирішення цієї проблеми може полягати в використанні більш сучасного напрямку у розвитку системи ремонту і технологічного обслуговування, тобто підходів, які ґрунтуються на індивідуальних спостереженнях за реальними поточними змінами технологічного стану електричного обладнання саме у процесі його експлуатації. Виходячи з цього, найбільш важливим завданням під час експлуатації електроенергетичних систем є поступовий перехід від системи ППР на ремонт виходячи з технічного стану виходячи з даних, отриманих під час діагностики обладнання. Заради цього виникає необхідність у розробці методів і засобів для отримання інформації і розробці комплексних математичних моделей оцінки технічного стану перш за все таких відповідальних і кошторисних елементів енергосистеми якими є силові трансформатори.

Розділ 1

Вибір головної схеми електричних

з'єднань станції

1.1. Вибір структурної схеми

При виборі структурної схеми потрібно врахувати наступні правила [1-5]:

1) Найбільш економічний режим роботи електростанції – блочний.

2) Місцеве навантаження повинне бути забезпечене енергією, яка виробляється на збірних шинах.

Електрична схема станції повинна задовольняти наступні вимоги:

- відповідність умовам роботи станції в енергосистемі, а також відповідність технологічній схемі;
- легкість експлуатації, а саме: простота і наочність схеми; мінімальна кількість переключень, пов'язаних зі зміною режиму; придатність електричного обладнання до ремонту без порушення режиму установки;
- легкість споруди електричної частини з урахуванням черговості введення в експлуатацію генераторів, трансформаторів і ліній;
- можливість автоматизації установки в економічно цілісному обсязі;
- достатня, економічно виправдана ступінь надійності.

На генераторній напрузі ТЕЦ широке поширення знайшли схеми з двома системами збірних шин і з секціонуванням робочих шин [3-5]: Власні потреби і навантаження живляться від збірних шин окремими лініями. Кожне приєднання підключається до збірної шини через розвилку двох шинних роз'єднувачів, що дозволяє здійснювати роботу як на одній, так і на іншій системі шин (один з шинних роз'єднувачів нормально відключений).

Перевагою схеми з двома системами збірних шин є можливість ремонту будь-якої системи шин без відключення споживачів і джерел. Іншою перевагою є те, що при к.з. на одній системі шин споживачі втрачають живлення тільки на час перемикання на

резервну систему шин. Наявність шиноз'єднувальних вимикачів дозволяє виконувати всі необхідні перемикання з робочою системою шин на резервну. До того ж у цій схемі можна використовувати шиноз'єднувальний вимикач для заміни вимикача будь-якого приєднання.

Розглянута схема є гнучкою, перераховані її якості говорять про достатню надійності енергопостачання.

Структурні схеми обох варіантів подані нижче, де показані генератори Г, розподільні пристрої вищої напруги РП і нижчої ГРП, місцеве навантаження Р_{мн}, трансформатори зв'язку Т1 і Т2, блокові трансформатори Т3,Т4,Т5 ,а також автотрансформатор АТ.

Розглянута схема є гнучкою, перераховані її якості говорять про достатню надійності енергопостачання. Структурні схеми трьох варіантів подані нижче, на рис. 1.3-1.5, де показані генератори Г, розподільні пристрої вищої напруги РП і нижчої ГРП, місцеве навантаження Р_{мн}, трансформатори зв'язку Т1 і Т2, блокові трансформатори Т3,Т4, Т5 ,а також наявний за мовою автотрансформатор АТ. У першому варіанті приєднано 3 генератори до РП 330 кВ потужністю 100МВ, 300 МВ та 300 МВ. У другому варіанті до РП 110кВ приєднано 1 генератор 100 МВ, а у третьому варіанті до нього приєднано не лише генератор 100 МВ, а і 300 МВ за блоковим принципом. Тоді як у кожному з варіантів два генератори по 100 МВт приєднані кожен до своєї секції ГРП.

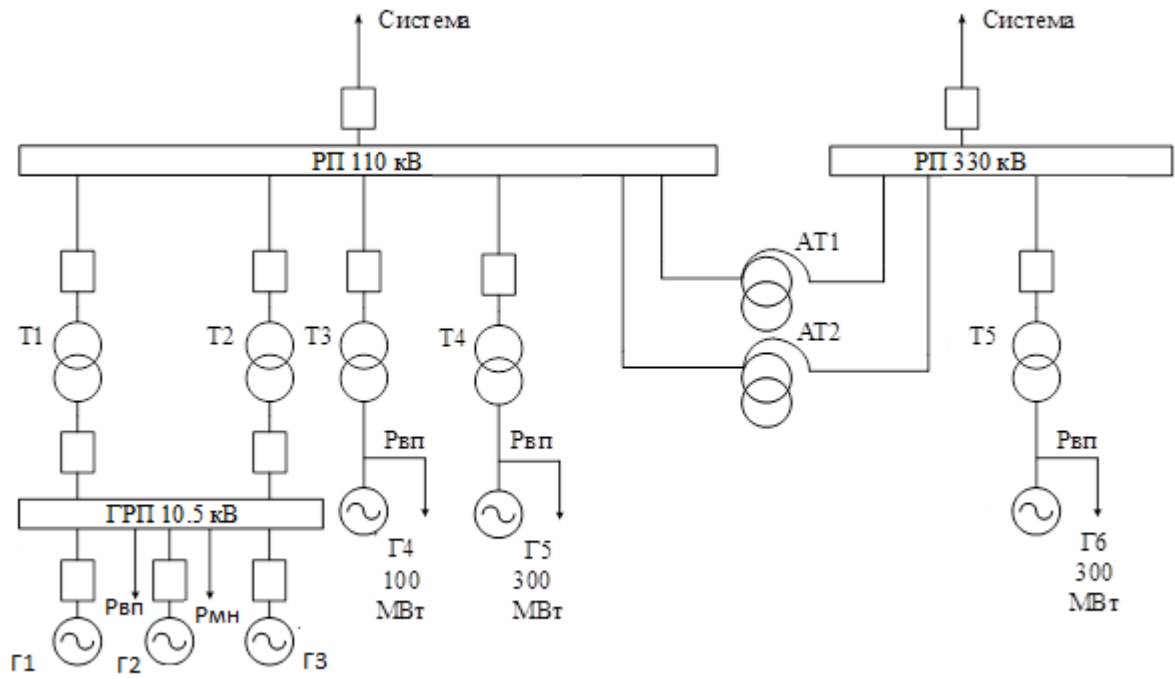


Рис. 1.1. Структурна схема першого варіанту

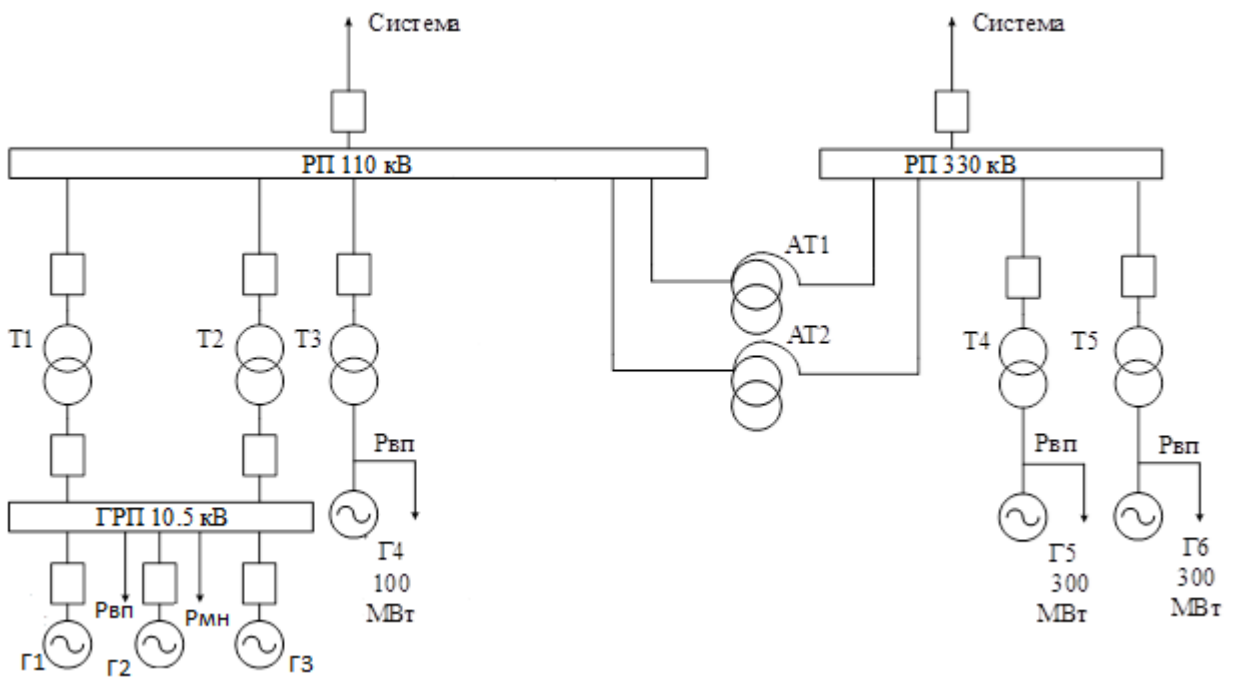


Рис.1.2. Структурна схема другого варіанту

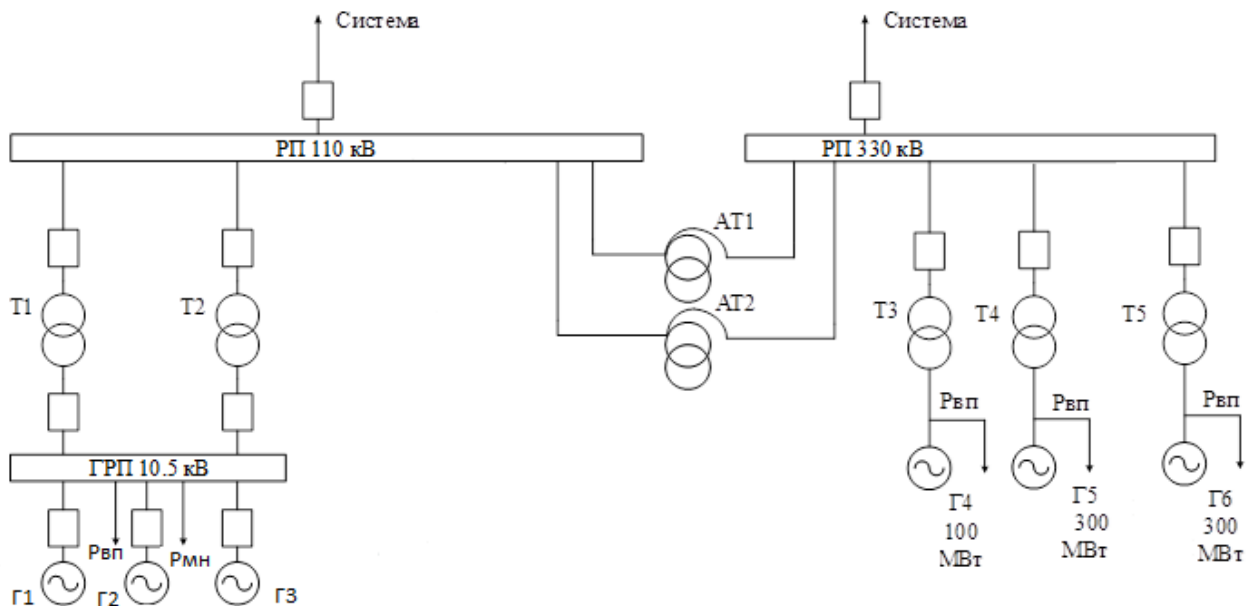


Рис.1.2. Структурна схема третього варіанту

1.2. Вибір електрообладнання ТЕЦ

1.2.1. Вибір турбогенераторів

Щоб покрити встановлену потужність яка складає 880 МВт з якої на ГРП 10.5 кВ розподіляється 180 МВт, а на ВРП 110 кВ та 330 кВ - 500 МВт

Необхідно встановити:

- на ГРП 10.5 кВ 3 генератора потужністю 60 МВт
- на ВРП 110 кВ та ВРП 330 кВ 2 генератори за блоковим принципом потужністю 300 МВт та 1 генератор за блоковим принципом потужністю 100 МВт.

Вибираємо 3 генератора типу **ТВФ-63-2У3**. Для роботи в блоці вибираємо один генератор типу **ТВФ-120-2У3** та два генератора типу **ТГВ-300-2УУ3**, параметри яких представлені в Табл. 1.1:

Таблиця 1.1 Номінальні характеристики генераторів

Характеристика	Генератор		
	ТВФ-63-2УЗ	ТВФ-120-2УЗ	ТГВ-300-2УЗ
Номінальна повна потужність $S_{ном}$, МВА	78,75	125	353
Номінальна активна потужність $P_{ном}$, МВт	63	100	300
Номінальна напруга $U_{ном}$, кВ	10,5	10,5	20
Номінальний струм $I_{ном}$, кА	4,33	6,875	10,2
Коефіцієнт потужності $\cos\varphi_{ном}$	0,8	0,8	0,85
Над перехідний опір X_d'' , %	0,153	0,192	0,195
Номінальна частота обертання $n_{ном}$, об/хв	3000	3000	3000

Вибір кількості генераторів, що працюють на збірні шини залежить від потужності місцевого навантаження та необхідності забезпечення власних потреб. Вибір кількості генераторів відбувається за умови[2-5]:

$$P_{мн} \leq (\sum P_{н} - P_{вп})$$

Потужність власного навантаження складає 141 МВт, а забезпечення власних потреб визначається:

$$P_{вп} = 10\% \times P_{нг}$$

Отже для покриття даного навантаження обираємо 3 генератора потужністю 63 МВт.

1.2.2. Вибір трансформаторів зв'язку

Вибираємо трансформатори зв'язку :

При виборі трансформаторів зв'язку потрібно врахувати, що потужність їх повинна бути достатньою для передачі в систему надлишкової потужності ТЕЦ при максимальному тепловому споживанні та мінімальному електричному навантаженні району, з іншого боку має бути забезпечення живлення району від системи при максимальному електричному навантаженні і мінімальному тепловому споживанні. Рекомендується для цього режиму враховувати вихід з роботи найбільш потужного генератора, підключеного до ГРУ[1-4]: З причини частого реверсу потужності і різних вимог до регулювання напруги на шинах системи та генераторних шинах, трансформатори зв'язку повинні мати пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН). Виходячи з вимог надійності електропостачання місцевих споживачів на ТЕЦ передбачається два трансформатора зв'язку[1-3] .

При розрахунках прийmemo навантаження (ВП) 10% від генерації на збірних шинах (120 МВт). Вибір трансформаторів зв'язку виконаємо в табличній формі. Розраховані дані зведені в Табл. 1.2:

Таблиця 1.2. Перетоки потужності

	Навантаження в різних режимах, МВт		
	Макс.	Мін.	Авар.
Виробництво	180	180	120
Власні потреби	18	18	18
Місц. навантаж.	76,4	64,94	76,4
Переток	85.6	97.06	25.6

По найбільшому розрахунковому навантаженню визначаємо потужність кожного трансформатора:

$$S_{\text{розрах}} = \frac{P_{\text{макс.перет.}}}{2 \cdot \cos(\varphi_{\text{ном}})} = \frac{97.06}{1.4} = 57.09 \text{ (МВА)}$$

Вибираємо два трансформатора зв'язку типу **ТДН-63000/110** з наступними параметрами які приведені в Табл.1.3:

Таблиця 1.3 Номінальні характеристики трансформатора зв'язку

S_H , МВА	U_k , %	I_{xx} , %	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	Ціна, тис. грн.
40	10.5	0.55	115	10.5	50	245	110

1.2.3. Вибір блочних трансформаторів

Враховуючи те, що на власні потреби ТЕЦ йде 10% від потужності блоку, потужність апаратів буде рівна:

- для блоку 100 МВт

$$P_{\text{сн}} = 0.1 \cdot P_{\text{бл}} = 0.1 \cdot 100 = 10 \text{ (МВт)}$$

- для блоку 300 МВт

$$P_{\text{сн}} = 0.1 \cdot P_{\text{бл}} = 0.1 \cdot 300 = 30 \text{ (МВт)}$$

Активна потужність, що передається трансформатором, складе:

- для блоку 100 МВт

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{бл}} - P_{\text{сн}} = 100 - 10 = 90 \text{ (МВт)}$$

- для блоку 300 МВт

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{бл}} - P_{\text{сн}} = 300 - 30 = 270 \text{ (МВт)}$$

Повна потужність трансформатора складає:

- для блоку 100 МВт

$$S_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{пр}}}{\cos(\varphi)} = \frac{90}{0.85} = 105.88 \text{ (МВт)}$$

- для блоку 300 МВт

$$S_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{пр}}}{\cos(\varphi)} = \frac{270}{0.85} = 317.65 \text{ (МВт)}$$

Вибираємо трансформатори типу **ТДЦ-125000/110, ТДЦ-125000/330, ТДЦ-400000/110** та **ТДЦ-400000/330**. Паспортні дані яких приведені в Табл. 1.4.

1. Для першого варіанту: Вибираємо 1 трансформатори типу **ТДЦ-125000/110** та 1 **ТДЦ-400000/110** та 1 трансформатор типу **ТДЦ-400000/330**. 2. Для другого варіанту: Вибираємо 1 трансформатори типу **ТДЦ-125000/110**, та 2 трансформатора типу **ТДЦ-400000/330**. 3. Для третього варіанту: Вибираємо 1 трансформатор типу **ТДЦ-125000/330**, 2 трансформатор типу **ТДЦ-400000/330**

Таблиця 1.4 Номінальні параметри трансформаторів

Тип трансформатора	S_N , МВА	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$\Delta P_{\text{КЗ}}$, кВт	$U_{\text{К(ВН)}}$, %	Група з'єднань	Ціна, тис. грн.
ТДЦ-125000/110	125	120	400	10.5	УН/Д-11	140
ТДЦ-125000/330	125	120	380	11	УН/Д-11	186
ТДЦ-400000/330	400	330	790	11	УН/Д-11	389
ТДЦ-400000/110	400	320	900	10.5	УН/Д-11	389

1.2.4. Вибір автотрансформаторів зв'язку

Вибір автотрансформаторів здійснюється по перетоку потужності через них в різних можливих режимах роботи [3-5]:

– режим максимального навантаження шин 10.5 та 110 кВ;

- режим мінімального навантаження шин 10.5 та 110 кВ;
- аварійний режим(вихід з ладу 1 турбогенератора на напрузі 10.5 чи 110 кВ).

Для першого варіанту:

Режим максимального навантаження:

$$S_{\text{макс}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi_{\text{Нав}}} = \frac{580}{0.8} - \frac{88.4 + 76.4 + 28}{0.85} = 492.17 \text{ (МВт)}$$

Режим мінімального навантаження:

$$S_{\text{мін}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi_{\text{Нав}}} = \frac{580}{0.8} - \frac{61.12 + 64.94 + 28}{0.85} = 398.75 \text{ (МВт)}$$

Аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi_{\text{Нав}}} = \frac{480}{0.8} - \frac{88.4 + 76.4 + 28}{0.85} = 374 \text{ (МВт)}$$

Для другого варіанту:

Режим максимального навантаження:

$$S_{\text{макс}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi_{\text{Нав}}} = \frac{280}{0.8} - \frac{88.4 + 76.4 + 28}{0.85} = 123.18 \text{ (МВт)}$$

Режим мінімального навантаження:

$$S_{\text{мін}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi_{\text{Нав}}} = \frac{280}{0.8} - \frac{61.12 + 64.94 + 28}{0.85} = 168.76 \text{ (МВт)}$$

Аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi_{\text{Нав}}} = \frac{220}{0.8} - \frac{88.4 + 76.4 + 28}{0.85} = 48.18 \text{ (МВт)}$$

Для третього варіанту:

Режим максимального навантаження:

$$S_{\text{макс}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi_{\text{Нав}}} = \frac{180}{0.8} - \frac{88.4 + 76.4 + 28}{0.85} = -1.82 \text{ (МВт)}$$

Режим мінімального навантаження:

$$S_{\text{мін}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi_{\text{Нав}}} = \frac{180}{0.8} - \frac{61.12 + 64.94 + 28}{0.85} = 43.18 \text{ (МВт)}$$

Аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi_{\Gamma}} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi_{\text{Нав}}} = \frac{120}{0.8} - \frac{88.4 + 76.4 + 28}{0.85} = -73.82 \text{ (МВт)}$$

Для першого варіанту за найбільшим перетоком потужності через автотрансформатор, який складає 498.17 МВт. Для даних класів напруги не існує автотрансформаторів необхідної потужності.

Для другого варіанту за найбільшим перетоком потужності через автотрансформатор, який складає 173.118 МВт. Обираємо автотрансформатор типу АТДЦТН-200000/330/110. Параметри даного автотрансформатору занесемо до таблиці 1.5.

Таблиця 1.5-Параметри автотрансформатора зв'язку

$S_{\text{НОМ}}$ МВа	$U_{\text{ВН}}$ кВ	$U_{\text{СН}}$ кВ	$U_{\text{НН}}$ кВ	$\Delta P_{\text{ХХ}}$ кВт	$\Delta P_{\text{КЗ}}$ кВт	$I_{\text{ХХ}}$ %	$U_{\text{К(ВС)}}$ %	$U_{\text{К(ВН)}}$ %	$U_{\text{К(СН)}}$ %	Група з'єднання
220	330	115	10.5	155	560	0.4	10.5	38	25	УН/УН/Д

Для третього варіанту за найбільшим перетоком потужності через автотрансформатор, який складає 73.82 МВт. Обираємо автотрансформатор типу АТДЦТН-125000/330/110. Параметри даного автотрансформатору занесемо до таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 -Технічні характеристики автотрансформатора зв'язку

$S_{\text{НОМ}}$ МВа	$U_{\text{ВН}}$ кВ	$U_{\text{СН}}$ кВ	$U_{\text{НН}}$ кВ	$\Delta P_{\text{ХХ}}$ кВт	$\Delta P_{\text{КЗ}}$ кВт	$I_{\text{ХХ}}$ %	$U_{\text{К(ВС)}}$ %	$U_{\text{К(ВН)}}$ %	$U_{\text{К(СН)}}$ %	Група з'єднання
125	330	115	10.5	100	345	0.4	10	35	24	УН/УН/Д

1.2.5. Вибір секційного реактору

Реактор вибирається по струму секції:

$$I_c = 0.6 \cdot \frac{P_c}{\cos(\varphi) \cdot \sqrt{3} \cdot U_r} = 0.6 \cdot \frac{60}{0.8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5} = 2.474 \text{ (кА)}$$

Вибираємо реактор типу РБГ 10-2500-0.35У1 з номінальними параметрами, які приведені в Табл.1.7:

Таблиця 1.7- Технічні характеристики секційного реактора

$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$I_{\text{трив}}$, А	$x_{\text{НОМ}}$, Ом	Номінальні втрати на фазу, кВт	$I_{\text{дин}}$, кА	$I_{\text{терм}}$, кА	$t_{\text{терм}}$, с
10	2500	0.35	23,9	37	14.6	8

Для всіх варіантів тип секційного реактора буде однаковим.

1.3. Техніко-економічне порівняння варіантів

Техніко-економічне порівняння варіантів виконаємо в табличній формі.

Час роботи: $t_p = 8760 \left(\frac{\text{год}}{\text{рік}}\right)$. Час найбільших витрат: $\tau = 4500 \left(\frac{\text{год}}{\text{рік}}\right)$.

Розраховуємо втрати енергії в трансформаторах:

1 Варіант:

Два трансформатора ТДН-63000/110:

$$\Delta W_{\text{втрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 50 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 245 \cdot \left(\frac{57.09}{63} \right)^2 \cdot 4500 =$$

$$= 1.325 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Трансформатор ТДЦ-125000/110:

$$\Delta W_{\text{втрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = 1 \cdot 120 \cdot 8760 + 1 \cdot 400 \cdot \left(\frac{105.88}{125} \right)^2 \cdot 4500 =$$

$$= 2.331 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Трансформатор ТДЦ-400000/110:

$$\Delta W_{\text{втрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 330 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 790 \cdot \left(\frac{317.65}{400} \right)^2 \cdot 4500 =$$

$$= 6.896 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Трансформатор ТДЦ-4000000/330

$$\Delta W_{\text{втрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + n \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = 1 \cdot 330 \cdot 8760 + 1 \cdot 790 \cdot \left(\frac{310.671}{400} \right)^2 \cdot 4500 =$$

$$= 5.121 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

2 Варіант:

Два трансформатора ТДН-63000/110:

Втрати аналогічні першому варіанту.

Трансформатори ТДЦ-125000/110:

Втрати аналогічні першому варіанту.

Два трансформатори ТДЦ-400000/330:

$$\Delta W_{\text{втрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 300 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 709 \cdot \left(\frac{197.435}{200} \right)^2 \cdot 4500 =$$

$$= 6.896 \text{ (млн. кВт} \cdot \text{год)}$$

Два автотрансформатора АТДЦТН-200000/330/110:

$$\Delta W_{\text{втрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 155 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 560 \cdot \left(\frac{173.118}{200} \right)^2 \cdot 4500 =$$
$$= 3.806 (\text{млн. кВт} \cdot \text{год})$$

3 Варіант:

Два трансформатора ТДН-63000/110:

Втрати аналогічні першому варіанту.

Трансформатор ТДЦ-125000/330:

$$\Delta W_{\text{втрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + n \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = 1 \cdot 120 \cdot 8760 + 1 \cdot 380 \cdot \left(\frac{105.88}{125} \right)^2 \cdot 4500 =$$
$$= 2.567 (\text{млн. кВт} \cdot \text{год})$$

Два трансформатор ТДЦ-400000/330:

$$\Delta W_{\text{втрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 330 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 790 \cdot \left(\frac{317.65}{400} \right)^2 \cdot 4500 =$$
$$= 6.896 (\text{млн. кВт} \cdot \text{год})$$

Два автотрансформатора АТДЦТН-125000/330/110:

$$\Delta W_{\text{втрат}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 100 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 345 \cdot \left(\frac{73.82}{125} \right)^2 \cdot 4500 =$$
$$= 2.210 (\text{млн. кВт} \cdot \text{год})$$

Техніко-економічне порівняння варіантів виконується в табличній формі.

Таблиця 0.1 Втрати енергії в трансформаторах

	Варіант 2	Варіант 3

№	Назва обладнання	Втрати (млн. кВт. Год)	Втрати (млн. кВт. Год)
1	ТДН-63000/110	1.325	1.325
2	ТДЦ-125000/110	2.331	–
3	ТДЦ-125000/330	–	2.567
5	ТДЦ-400000/330	6.896	6.896
6	АТДЦТН-400000/330/110	–	–
7	АТДЦТН-200000/330/110	3.806	–
8	АТДЦТН-125000/330/110	–	2.210
Σ		14.358	13.456

Складається порівняльна таблиця вартості варіантів

Таблиця 0.2 Порівняльна таблиця вартості варіантів

№	Назва обладнання	Варіант 2	Варіант 3
		Вартість тис.грн	Вартість тис.грн
1	ТДН-63000/110	48	48
2	ТДЦ-125000/110	280	140
3	ТДЦ-125000/330	186	372
4	ТДЦ-400000/330	389	389
5	АТДЦТН-400000/330/110	–	–
6	АТДЦТН-125000/330/110	–	195
7	АТДЦТН-200000/330/110	324	–
Σ		1227	1144

Розрахунок щорічних витрат тис.грн.

Витрати, обумовлені втратами енергії даного варіанта:

$$B_{\text{втр}} = \beta \cdot W_{\text{втр}}$$

Де β – питомі витрати на відшкодування втрат – вартість 1 кВт · год втраченої енергії, на 2021 рік приймемо, що вартість електроенергії дорівнює 1,5 грн за 1 кВт · год.

$$B_{\text{втр}2} = 1,5 \cdot 19.299 = 28.948 \text{ млн. грн}$$

$$B_{\text{втр}3} = 1,5 \cdot 14.509 = 21.764 \text{ млн грн}$$

Оскільки інтегральний ефект для всіх варіантів приблизно однаковий, то орієнтуємося на рентабельність інвестицій. Отже, обираємо другий варіант.

1.4. Вибір схем електричних з'єднань розподільчих пристроїв

1.4.1. Вибір електричної схеми ВРП 330 кВ

На ВРП 330 кВ використовуємо схему з трьома вимикачами на два приєднання.

Схема з трьома вимикачами на два приєднання має такі переваги:

- 1) Ремонт та обслуговування будь-якого вимикача проводиться без перерви живлення та з мінімальною кількістю комутаційних операцій при виведенні в ремонт елементів схеми
- 2) Роз'єднувачі використовується лише при ремонті та обслуговуванні елементів схеми (для створення видимого розриву)
- 3) При виникненні аварії відключення обидвох систем шин не призведе до порушення електропостачання споживача
- 4) В схемі 3/2 поєднується переваги схеми зі збірними шинами та схеми багатокутника.

До недоліків схеми 3/2 можна віднести:

- 1) Комутацій операції при відключенні к.з. виконується двома вимикачами
- 2) Складність кол релейного захисту та автоматики
- 3) Велика кількість вимикачів

4) Кількість вимикачів не дорівнює кількості приєднань

1.4.2. Вибір електричної схеми ВРП 110 кВ

На ВРП 110 кВ застосовуємо схему з двома системами збірних шин і обхідною системою шин при одному вимикачі на приєднання. Схема з двома системами збірних шин і обхідною системою шин має такі переваги[2,3 5]:

- 1) В даній схемі на одне приєднання застосовується один вимикач
- 2) Можливість почергового ремонту обладнання без перерви живлення
- 3) Поділ системи на дві частини для підвищення надійності електропостачання споживачів або для обмеження струмів к.з.

4) Можливість оперативних переключень в залежності від режиму установки

До недоліків схеми двома системами збірних шин і обхідною системою шин можна віднести:

- 1) 2 вимикача не відносяться до приєднань (ЩЗВ та ОВ)
- 2) Роз'єднувач використовується для оперативних перемикачів
- 3) Схема дуже складна при великій кількості приєднань
- 4) При використанні ШЗВ обидві системи шин виходять з роботи

1.4.3. Вибір електричної схеми ГРП 10.5 кВ

На ГРП 10.5 кВ застосовуємо схему подвійну секціоновану систему збірних шин. Дана схема дозволяє при відключенні однієї з секцій збірних шин не приведе до відключення найважливіших споживачів. При збільшенні кількості споживачів не виконується значні зміни в схемі та монтажні або будівельні роботи. До переваг можна віднести[1-4]:

- 1) Ремонт будь-якої системи шин не призводить до відключення споживачів від живлення
- 2) Завдяки наявності в схемі ШЗВ оперативні перемикачів в схемі не призводять до відключення від живлення відповідальних споживачів (споживачі 1 групи згідно ПУЕ)

- 3) Споживачі втрачають живлення лише на час оперативних переключень на резервну систему шин персоналом

До недоліків можна віднести:

- 1) Велика кількість устаткування таких як роз'єднувачі, ізолятори, струмоведучі частин та вимикачів
- 2) Складна конструкція РП порівняно з одинарною секціонованою системою шин
- 3) Оперативні перемикання робляться з допомогою роз'єднувачів

1.4.4. Вибір електричної схеми електропостачання ВП

Систему власних потреб (ВП) електричної станції складають – робочі машини з приводними електродвигунами, допоміжне обладнання, відповідальна система управління, незалежні джерела енергії, приймачі електроенергії, розподільчі пристрої. Все це обладнання створює умови для економічного та надійного функціонування електричної станції.

Для живлення приймачів ВП приймаємо два рівня напруги:

$U_1 = 6 \text{ кВ}$ – для живлення двигунів потужність $P \geq 200 \text{ кВт}$

$U_2 = 0.4 \text{ кВ}$ – для живлення інших двигунів, освітлення і інших приймачів ВП

Розподільчі пристрої ВП виконуємо однією секціонованою системою шин з одним вимикачем на приєднання.

На ГРП 10.5 кВ електроприймачі ВП одержують живлення безпосередньо від шин ГРП через трансформатор що понижує. На РП 110 кВ та 330 кВ живлення електроприймачів ВП здійснюється відпайкою від блоку.

Резервне живлення електроприймачів ВП 1 категорії та 2 категорії (згідно ПУЕ) забезпечуємо шляхов встановлення резервних ТВП до шин 110 кВ та через резервний АТ до шин 330 кВ[1-4].

Електроприймачі ВП 0.4 кВ приєднуються до секції 0.4 кВ, яка отримує живлення від трансформаторів що понижують другого ступеня. Трансформатори другого ступеня встановлюються поблизу розміщення груп електроприймачів.

Збірні шини 0.4 кВ секціонуються для підвищення надійності живлення електроприймачів ВП. Тому найбільш відповідальні споживачі отримують живлення не тільки від РТВП, але і від дизель-генератора.

Висновки до першого розділу:

В даному розділі бакалаврської роботи було проведено техніко-економічне порівняння варіантів головної схеми електричних з'єднань електричної станції.

Для кожного з варіантів було здійснено вибір турбогенераторів, вибір трансформаторів зв'язку, вибір блочних трансформаторів, вибір автотрансформаторів зв'язку, вибір секційного реактору та лінійного реактору.

Серед варіантів, що розглядалися, шляхом співставлення розмірів розрахункових затрат було обрано найбільш економічно вигідний варіант, тобто другий. Проведено вибір електричної схеми розподільчих пристроїв ВРП-110, ВРП-330 та ГРП. Прийнято подвійну систему шин з обхідною для ВРП-110, для ВРП-330 обрано схему "3/2" і подвійну систему шин для ГРП.

Вибрані трансформатори В.П., в тому числі і резервні, що можуть забезпечити живлення В.П. із системи.

Розділ 2

СТАТИСТИКА ВІДМОВ, ДЕФЕКТИ ОКРЕМИХ ВУЗЛІВ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ І ЗАХОДИ ЩОДО ЗАБІГАННЯ ЇХНЬОЇ ПОЯВИ.

2.1 Статистика відмов вітчизняних і закордонних силових трансформаторів

Основними причинами відмов трансформаторів крім відмов внаслідок старіння є раптові відмови, пов'язані з дефектами конструкції та виготовленням трансформатора. Особливо слід зупинитися також на відмовах через недоліки в експлуатаційно-ремонтному обслуговуванні та через грозові пошкодження[6,8] .

В якості безпосередніх причин відмов трансформаторів через незадовільну експлуатацію, насамперед, повинні бути названі неприпустимо тривале обтікання трансформатора струмом КЗ (через відмову релейного захисту чи комутаційного апарату, що особливо часто має місце у розподільчих мережах), залив у трансформатор зволоженого масла, витікання масла з трансформатора, несвоєчасний вивід трансформатора з роботи при явних ознаках пошкодження, що продовжує розвиватися (спрацьовування на сигнал газового захисту, поява у маслі розчинених горючих газів тощо), а також тривалі недопустимі перевантаження та інше.

Фактичні показники надійності трансформаторів, отримані з досвіду експлуатації енергосистеми України за останні роки наведені у таблицях 2.1-2.2[5,6,9] .

Показники надійності трансформаторів України

Показник надійності	Значення показника при номінальній напрузі трансформатора, кВ		
	6 - 10	20 - 35	110 - 154
Параметр потоку відмов трансформатора (аварійних відключень), на 100 одиниць у рік	$\frac{0,2 - 0,5^*}{2,0 - 5,0}$	0,8 - 1,5	1,5 - 3,5
Час відновлення після відмови, год	60 - 100	90 - 150	100 - 200
Середньорічна тривалість простою у плановому ремонті, год/рік	10 - 15	25 - 30	30 - 40

* Знаменник – для повітряної мережі, чисельник – для кабельної мережі.

Продовження табл. 2.1

Показник надійності	Значення показника при номінальній напрузі трансформатора, кВ		
	220	330	500
Параметр потоку відмов трансформатора (аварійних відключень), на 100 одиниць у рік	2,0 – 4,5	3,0 – 6,0	3,0 – 5,0
Час відновлення після відмови, год	150 - 250	200 - 300	300
Середньорічна тривалість простою у плановому ремонті, год/рік	40 - 50	50 - 60	60 - 80

Параметр потоку відмов на 100 одиниць у рік

Потужність трансформатора, МВ · А	Параметр потоку відмов (аварійних відключень), на 100 одиниць у рік при номінальній напрузі, кВ					
	6 - 10	20 - 35	110 - 154	220	330	500
≤ 1,8	$\frac{0,2-0,5^*}{2,0-5,0}$	1,0-1,5	-	-	3,0-6,0	-
2,5 – 7,5 10 - 90	-	0,2-0,5 0,6-2,0	0,4-1,5 0,8-1,0	0,6-2,5	-	3,0-5,0
> 90	-	-	$\frac{0,7-1,0^{**}}{1,0-5,0}$	2,0-5,0	-	$\frac{1,5 - 5,0^{**}}{5,0-8,0}$

* Те саме, що до табл. 2.1.

** У чисельнику – для однофазних трансформаторів, у знаменнику – для трифазних.

Грозові пошкодження трансформаторів напругою 110 кВ і вище поодинокі і, як правило, є наслідком дефектності ізоляції. Переважаючий характер носять грозові пошкодження трансформаторів напругою 6-35 кВ, в яких подібні пошкодження головним чином є наслідком неефективності застосовуваних схем грозозахисту підстанцій (захист трубчастими розрядниками, без тросових підходів на ПЛ, а також без вентиляльних розрядників).

Значення окремих вузлів та елементів трансформатора для його надійності приведені в таблиці 2.3. Ці дані засновані на аналізі статистики для трансформаторів 35-330 кВ[].

Характерно, що розподіл відмов трансформаторів як за часом доби, так і за сезонами року носить різко нерівномірний характер. Зокрема, ймовірність відмови у період з 12 до 18 год. на 66 % вище, ніж в інший час доби, а в період з червня по серпень – у 2,2

рази вище, ніж в інші періоди року. Головною причиною такої нерівномірності є вплив грозової діяльності.

Частка трансформаторів з пошкодженням розглядуваного вузла, %, у загальному числі трансформаторів, що відмовили

Пошкоджений вузол	Частка трансформаторів з пошкодженням розглядуваного вузла, %, у загальному числі трансформаторів, що відмовили, даної потужності, МВ · А				
	< 2,5	2,5-7,5	10-90	> 90	середня для 2,5 і вище
Ізоляція:					
головна	18,8	17,6	1,5	16,7	6,8
повздожня	43,6	5,9	17,7	16,7	15,5
головна і повздожня через порушення електродинамічної стійкості	18,8	17,6	27,9	0	21,3
Відводи, контакти	0	0	7,3	5,5	5,8
Вводи	0	29,5	7,4	16,7	12,6
Перемикачі	0	11,8	30,9	27,7	27,2
Магнітопровід	18,8	17,6	7,3	16,7	10,8

Статистичні пошкодження великих трансформаторів на напругу 33-500 кВ в Австрії виявили за період 1920-2006 рр. питому пошкоджуваність близько 1% в рік. Питома пошкоджуваність трансформаторів 765 Кв в енергооб'єднанні АСР (США) з початку їх експлуатації по 1995 р. склала 2.3% в рік ,а трансформаторів 345 Кв – 0.7% на рік. На основі цих даних дійшли висновку про необхідність розробки нової серії трансформаторів 765 кВ з підвищеною стійкістю до пошкоджень , що і було виконано фірмою Westinghouse[6,8].

Частина прояву різних видів дефектів в силових трансформаторах 110кВ в мережах північної Польщі[6,8] (статистика за 22 роки) показано в таблиці 2.4.

Частина різних видів дефектів в СТ 110кВ в мережах північної Польщі.

Конкретні місця пошкоджень	Частка,%
Дефекти РПН	35.2
Дефекти ПБН	2.5
Пошкодження обмотки	22.6
Пошкодження введів	18.9
Зовнішні шиноз'єднання	10.1
Протікання масла	3.1
Сердечник і магнітопровід	1.9
Пошкодження ізоляції	0.6
Інші вузли	5.0

Аналіз причин виявлених дефектів конструкції показав, що найбільш частими дефектами трансформаторів, що працюють в польських електричних мережах, є: високотемпературні місцеві перегріву (сердечника і обмотки), електричні розряди (повні або часткові з різною інтенсивністю) і одночасно наявність кількох видів внутрішніх дефектів. Частка різних видів дефектів: 40-50% -перегрів з високою температурою, 30-40% -електричні розряди, 5-10% поєднання кількох видів дефектів. Отож бачимо, що у закордонних трансформаторах характер виявлення дефектів і середні цифри питомої пошкоджуваності близькі до цифр отриманих з вітчизняної практики.

2.2 Дефекти окремих елементів і вузлів силових трансформаторів.

2.2.1 Дефекти головної і повздовжньої ізоляції. Характерним дефектом головної ізоляції, що проявляється на трансформаторах напругою 220 кВ і вище, є утворення так званих повзучих розрядів у верхній та нижній ярмовій ізоляції або на ізоляційних циліндрах [6,9,10]. Для цього виду пошкодження характерний сильно розгалужений слід розряду на поверхні чи в товщі ізоляції: саме пошкодження зазвичай спочатку виникає у зоні

найбільшої напруженості електричного поля, можливо, через випадкові виробничі дефекти, що привели до місцевого викривлення електричного поля (нерівності у накладанні ізоляції чи екрану), і може розвиватися до завершення пробою чи перекриття протягом тривалого часу, до декількох місяців. Розвитку повзучих розрядів сприяє зволоження масла та твердої ізоляції. Виникнення повзучих розрядів може бути пов'язане, наприклад, із зміщенням ізоляційних циліндрів через дефекти їх кріплення, що приводить до перерозподілу електричного поля.

Невиявлений своєчасно повзучий розряд, як правило, завершується пробоем головної ізоляції, у ряді випадків із значними руйнуваннями трансформатора. У зв'язку з цим особливе значення набуває такий метод завчасного виявлення повзучих розрядів, як контроль рівня ч. р. Повзучий розряд виникає у зоні підвищеної напруженості електричного поля, утвореної внаслідок заводського дефекту (розрив фольги з утворенням складки).

Для виключення виникнення повзучих розрядів необхідно здійснити комплекс заходів по запобіганню зволоження твердої ізоляції під час експлуатації[6,10,11]: контроль вологомісткості масла, прискорена зміна силікагелю у вологоосушувачах, періодичний контроль рівня ч. р. і вмісту газів у маслі (хроматографічний аналіз). Доцільно також перевести трансформатори минулих років випуску, не оснащені азотним чи плівковим захистом, на цей більш досконалий метод захисту масла від зволоження. Попередженню прояву повзучих ч. р. сприяє також посилення вимог до технології зборки трансформатора у ході його виготовлення і ремонту.

У числі основних дефектів повздовжньої ізоляції можна назвати розбухання додаткової ізоляції дискових катушок, що відзначалися на обмотках напругою 110 кВ і вище і які приводили до зменшення або повного припинення циркуляції масла у каналах. Як наслідок, погіршуються умови охолодження, настає місцевий перегрів катушок обмотки, який завершується пробоем ізоляції з витковим замиканням[6,8,13].

У подібних трансформаторах необхідно перевірити розмір каналу в світлі, і якщо він виявиться менше допустимого, то слід замінити обмотку чи, принаймні, виконати переізоляцію відповідних катушок.

Звуження масляних каналів можливе також і внаслідок припаювання відводів до котушок із внутрішнього боку, або через установку ізоляційних шайб між ходами обмотки таким чином, що шайба частково перекриває канал. Перегрів торцевих витків обмотки НН внаслідок додаткових втрат у поперечних полях розсіювання спостерігається на трансформаторах напругою 110 кВ і вище потужністю більше 90 МВ · А, і проявляється він, як показує практика, після 3 – 9 років експлуатації[6,9]. На подібних трансформаторах можна рекомендувати форсування охолодження, зокрема, шляхом організації направленої циркуляції масла, що забезпечить зниження робочої температури обмоток без їх реконструкції.

Пошкодження повздожньої ізоляції може бути пов'язане із прихованими дефектами обмотувального проводу, які викликають повний або частковий прокол ізоляції (задирки, гострі краї, раковини, вибоїни), із задираннями та вигинами витків при зборці обмоток, а також з незадовільним зварюванням витків (порушення виткової ізоляції через металеві включення в неї на ділянці зварювання).

2.2.2 Порушення динамічної стійкості обмоток. Вихід з ладу повздожньої і головної ізоляції під впливом стискаючих електромагнітних зусиль, викликаних протіканням струмів КЗ у межах значень, допустимих за ДСТУ 11677-75, - наслідок незадовільної електродинамічної стійкості обмоток[12-16]. Характерним для таких дефектів є зміщення і залишкові деформації витків і котушок за осьовими, рідше радіальними напрямками, з розвитком пошкодження до виткового КЗ.

Недостатня динамічна стійкість обмоток пояснюється головним чином великою усадкою застосовуваного в якості опорної ізоляції електрокартона[13], яка приводить до поступового зниження первісних зусиль запресовування у процесі експлуатації. Особливо ненадійне застосовуване раніше пресування обмоток шляхом забивання ізоляційних клинів між прокладками головної ярмової ізоляції і ярмом. Проте і використовуване у теперішній час регульоване пресування обмотки металевими та ізоляційними кільцями і пресуючими болтами не виключає зниження первісних зусиль після декількох років експлуатації, а іноді і одразу після перевезення із заводу-виробника, на порядок і більше проти розрахункових. Таке послаблення запресовування обмоток порушує їхню жорсткість та знижує здатність

обмотки протистояти електродинамічним зусиллям при наскрізних КЗ і поштовхах струму навантаження.

При цьому процес порушення динамічної стійкості обмоток носить кумулятивний характер[154,16]: кожне наскрізне КЗ, перенесене трансформатором, все більше розхитує обмотки, послаблюючи їхнє кріплення. Зміщення витків і обмоток при електродинамічних впливах на обмотки з порушеним пресуванням викликає, у свою чергу, поштовхи трансформаторного масла, які можуть привести до спрацьовування струменевого (газового) реле. З урахуванням сказаного, відключення трансформатора від газового захисту при наскрізному КЗ може бути сигналом про початкову стадію порушення динамічної стійкості обмоток.

Підвищенню динамічної стійкості обмоток трансформатора сприяє впровадження конструкцій пресування, які автоматично компенсують усадку ізоляції, забезпечуючи стабільне зусилля пресування у ході експлуатації і тим самим виключаючи необхідність у періодичному огляді виємної частини[]. До числа подібних конструкцій відноситься пружинна система пресування, що виправдала себе на трансформаторах 2,5 МВ · А 110 кВ, а також система автоматичного підпресування обмоток гідропружинними домкратами.

2.2.3 Дефекти відводів і введів. Характерними дефектами відводів є порушення контактних з'єднань, наприклад, внаслідок неякісної пайки, незадовільного стану різьблення чи неповної затяжки різьбового з'єднання на приєднанні відводу до вводу; механічний злам і обрив відводу від вібрації внаслідок надмірного натягу чи через зниження міцності перегрітого при зварюванні металу та інше[6,8,9]. При недостатній жорсткості кріплення відводів діючі на них електродинамічні зусилля при надструмах і наскрізних струмах КЗ можуть приводити до деформації та зміщенню; в експлуатації такі КЗ відзначались неодноразово.

Причиною КЗ на відводах можуть бути і такі дефекти, як нещільність ізоляції у місцях вигину відводу або повна відсутність ізоляції. Тут виникненню КЗ сприяли забруднюючі частинки, які з потоком масла через нагнітальний патрубок циркуляційної системи охолодження, розташованої навпроти відводів, потрапили в ізоляційний проміжок. У теперішній час заводи-виробники не застосовують конструкції трансформаторів з

неізольованими відводами НН, а при наявності подібних трансформаторів в експлуатації їх відводи повинні бути ізолювані.

Найчастішою причиною пошкодження вводів напругою 110 кВ і вище є зволоження їхньої ізоляції через проникнення вологи всередину вводу[618]. Зволоження внутрішньої порожнини негерметичного вводу може бути пов'язане з нещільностями верхнього і нижнього вузлів кріплення розширювача чи масломірного скла, а також з неправильною установкою вологоосушувача, яка виводить з роботи гідравлічний затвор.

При відсутності чи непрацездатності вологоосушувачів у маслобар'єрних вводах спостерігається відносно швидко (три-чотири роки) зволоження масла через засмоктування атмосферної вологи при викликаних періодичними змінами температури коливаннях рівня масла у ввіді чи осадженні води у нижній частині вводу.

Дефект маслобар'єрних ввідів, який часто зустрічається, викликаний тим, що трубка для відбору проб не доходить до нижнього фланця вводу. Не контрольоване скупчення вологи і шламу, у кінцевому рахунку, приводить до перекриття паперової основи нижньої частини вводу.

В експлуатації може відбуватися порушення герметизації ввідів, зокрема, у місці стику фарфору з верхньою частиною вводу внаслідок недопустимо великих зусиль, переданих на ввід ошинуванням. Такого роду явища спостерігаються у випадку приєднання жорсткого ошинування безпосередньо до ввідів, без гнучких зв'язків, а також при великій масі ошинування, дії на неї вітрового навантаження тощо. На герметичних вводах відзначається такий дефект, як зміщення окремих деталей через послаблення пружини або дефектної зборки, що приводить до витoku масла із вводу[6].

Іноді пошкодження вводу починається з порушення цілісності ланцюга заземлення вимірювальної обкладки: розвиток дефекту приводить до перекриття по нижній частині паперового остову від струмоведучої трубки до вимірювальної обкладки і далі на з'єднувальну втулку вводу. З досвіду експлуатації виявлено, що причинами обриву ланцюга заземлення вимірювального виводу можуть бути порушення пайки, повертання шпильки тощо. Проявляються в експлуатації і дефекти контактної частини ввідів, що приводять до надмірного нагріву з наступним пошкодженням вводу.

Для підвищення надійності роботи маслонаповнених негерметичних вводів необхідно при ремонті чи монтажі перевіряти якість їх ущільнень шляхом створення надлишкового тиску масла 98 кПа протягом 30 хв; слід також забезпечити наявність на всіх вводах силікагелевих вологоосушувачів і періодично замінювати масло у гідравлічних затворах.

Фарфорові вводи, які застосовуються на напрузі 35 кВ і нижче, значно надійніші в експлуатації, ніж маслонаповнені. Разом з тим і на них спостерігається механічне руйнування фарфору, головним чином як наслідок розвитку прихованих тріщин і порушення щільності армування, що приводить з часом до появи витoku масла з бака через ввід.

2.2.4 Дефекти магнітопроводів і баків. З дефектів магнітопроводів найчастіше зустрічаються замикання пакетів і окремих листів сталі, наприклад, внаслідок порушення ізоляції стяжної шпильки, незадовільного шихтування, зміщення консолі із замиканням її на сталь, порушення шару міжлистової ізоляції, замикання сторонніми предметами [6,10,15]. Подібні дефекти приводять до циркуляції вихрових струмів, посиленому місцевому нагріву з прогресуючим розвитком пошкодження, яке супроводжується розкладанням масла і виділенням газів. Іноді дефекти конструкції чи зборки трансформатора пов'язані з утворенням короткозамкненого витка у магнітному потоці. Приклади таких дефектів – дотик кишенею датчика термосигналізатора листів активної сталі, з'єднання магнітопроводу з баком через пресуючий домкрат при випаданні ізолюючої прокладки, через заземлюючу шину, яка має зайву довжину, або через провідниковий шлам. Відзначалися випадки дотику кришки бака з деталями серг для підйому активної частини при усадці гумових ущільнень нижнього роз'єму.

Дефекти, що приводять до замикання між елементами магнітопроводу чи між магнітопроводом та баком, можуть виникати при транспортуванні трансформатора і потім розвиватися у ході його експлуатації.

Для деяких трансформаторів типів ТДН і ТДНС 35 кВ потужністю 10 і 16 МВ·А характерним є дефект, коли при навантаженні, близькому до номінального, спостерігається значний (на 14-16 °С) місцевий перегрів стінки бака у порівнянні з верхніми шарами масла через підвищений потік розсіювання обмоток [6,10]. Цей підвищений нагрів бака в деяких

випадках (наприклад, при високій зовнішній температурі) може обмежити допустиме навантаження трансформатора.

Такий дефект, як недостатня пропускна здатність вихлопної труби трансформатора або установка в ній діафрагми підвищеної міцності, приводить до значного пошкодження бака трансформатора при внутрішньому КЗ. Так, на потужних трансформаторах при внутрішніх пошкодженнях спостерігається значна деформація бака з випинанням стінок, розривом зварювальних швів балок жорсткості і обривом болтів кріплення у роз'ємі бака. Установка клапану відсіку між розширювачем і баком та застосування замість вихлопної труби запобіжного клапана на заводах-виробниках знизили число пошкоджень трансформаторів.

Недосконалість системи контрольних міток на розширювачі (для розширювачів з масломірним склом), а також дефекти масловказівника і занижений об'єм розширювача поряд з прямими помилками експлуатаційного персоналу часто приводять до відключення трансформаторів газовим захистом через відхід масла з розширювача при зменшенні навантаження трансформатора чи температури навколишнього повітря[6,9,10].

Корисним є лише той об'єм розширювача, в якому забезпечується контроль за зміною рівня масла. Проте недосконалість конструкції вказівників рівня масла не дозволяє прослідкувати за рівнем масла по всій висоті розширювача. Так, на трансформаторах потужністю 6,3 – 25 МВ · А, на яких в якості вказівника використовується масломірне скло, корисний об'єм розширювача становить не більше 80 % його повного об'єму. При цьому контрольні мітки рівня масла у розширювачі відповідають температурі масла непрацюючого трансформатора, коли температура масла у всіх шарах масла однакова і дорівнює середній, причому нижня мітка відповідає температурі – 35 °С (для трансформаторів, виготовлених до 1965 р.; за ДСТУ 11677-75 відмітка відповідає температурі – 45 °С). У той же час термометр, встановлений на трансформаторі, вказує температуру верхніх шарів масла, яка вище середньої. Якщо при доливанні масла керуватися показниками лише термометра без поправок на різницю середньої температури і температури верхніх шарів масла, можна викликати повний відхід масла з розширювача ненавантаженого або слабо навантаженого трансформатора при низькій температурі навколишнього повітря.

2.3 Ліквідація експлуатаційним персоналом аномальних режимів при відмовах силових трансформаторів.

2.3.1 Загальний порядок вияву неполадок і дії персоналу при відмовах. Персонал, який першим виявляє відхилення від нормальної роботи трансформатора, першим же повинен вжити необхідних заходів. Це, як правило, оперативний персонал. Саме оперативний персонал, здійснюючи періодичні планові і непланові огляди трансформатора, виявляє дефекти в його роботі і, фіксуючи та аналізуючи покази приладів, веде контроль режиму роботи. До оперативного персоналу надходить інформація сигнальних реле про відхилення режиму роботи трансформатора від допустимого, про спрацьовування тих чи інших пристроїв захисту і автоматики трансформатора тощо.

Виявивши відхилення стану чи режиму роботи трансформатора від нормального, оперативний персонал далі діє сам (наприклад, здійснюючи переключення для розвантаження перевантаженого трансформатора чи включаючи додаткові охолоджуючі пристрої при перегріві масла), а також залучає інші категорії експлуатаційного персоналу підприємства: адміністративно-технічних керівників, ремонтний і релейний персонал, персонал електролабораторії і суміжних організацій (наприклад, пожежні команди) і організовує їхню роботу з урахуванням необхідних правил техніки безпеки[5,6,17,19].

Доцільний порядок дій експлуатаційного персоналу при ненормальних режимах роботи трансформатора багато в чому визначається індивідуальними особливостями конкретного енергооб'єкта (схема, склад обладнання, режим, організація експлуатації) і обов'язково регламентується спеціальними місцевими інструкціями. Приведені нижче вказівки щодо дій персоналу у ненормальних ситуаціях носять лише загальний характер.

2.3.2 Перевантаження або перегрів трансформатора, несправність системи охолодження. При виникненні перевантаження оперативний персонал повинен як можливо точніше визначити його і зіставити з номінальним струмом відповідної обмотки. У добовій відомості мають бути зафіксовані значення навантаження і температура верхніх

шарів масла з відміткою часу виміру. У період появи перевантаження контроль навантаження і температури із записами у відомості повинен здійснюватися частіше.

У задачу оперативного персоналу входить оцінити, чи відноситься дане перевантаження до систематичних чи аварійних, визначити, чи не перевищує фактичне значення перевантаження дозволена межу та встановити гранично допустиму тривалість цього перевантаження. Про виникнення перевантаження слід повідомити диспетчеру, у оперативному веденні і управлінні якого знаходиться трансформатор (якщо лише останній не переданий повністю в управління і ведення оперативному персоналу енергооб'єкта) [6,17,20]. Необхідно встановити посилене спостереження за станом як самого трансформатора, так і його ошикування та обладнання приєднання трансформатора (вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму), звертаючи особливу увагу на відсутність недопустимого нагріву. При цьому слід враховувати можливість застосування на трансформаторі і у схемі його приєднання елементів з різними номінальними струмами (вводи, пристрої РПН, трансформатори струму, комутаційна апаратура, ошикування) і відповідно більш ретельно контролювати обладнання з меншим номінальним струмом.

При перевантаженні, якщо є така можливість, доцільно посилити охолодження трансформатора включенням додаткових охолоджуючих пристроїв, застосувати форсування охолодження [6,10,21]. Якщо значення або тривалість перевантаження виходять за допустимі межі, а також якщо виявлений недопустимий нагрів елементів трансформатора, слід вжити заходів для розвантаження трансформатора шляхом зміни схеми чи режиму мережі або, як крайній випадок, шляхом відключення частини споживачів. Питання про те, які із вказаних дій здійснюються оперативним персоналом самостійно, а які – лише після отримання дозволу вищестоящої оперативної особи, уточнюються спеціальними місцевими інструкціями.

Головний інженер енергопідприємства вправі допустити і більші систематичні перевантаження, ніж дозволяється. Справа у тому, що регламентованими директивними документами граничні перевантаження не скорочують термін служби трансформатора проти нормованого: якщо піти на прискорений знос ізоляції, то можна підвищити межу допустимих перевантажень [6,17]. На практиці підвищені систематичні перевантаження

допускають, наприклад, на трансформаторах тимчасових підстанцій або при передбачуваній найближчим часом заміні трансформатора.

При підвищенні температури масла трансформатора, не пов'язаному з його перевантаженням, оперативний персонал повинен спробувати виявити причину перегріву, зокрема, зв'язок її з можливим підвищенням температури навколишнього середовища (повітря, вода) або з несправністю пристрою охолодження; доцільно також уточнити достовірність показів термосигналізатора[6,10,20].

При несправності будь-якого елемента пристрою охолодження слід вжити термінових заходів щодо підключення резервних охолоджуючих пристроїв (при їх наявності) та прискорити ліквідацію дефекту, а за необхідністю – розвантажити тим чи іншим шляхом перегрітий трансформатор. Якщо перегрівання викликане підвищенням температури навколишнього середовища, то необхідно форсувати охолодження (збільшення витрати води, підключення додаткових охолоджувачів) чи розвантажити трансформатор.

Зауважимо, що трансформатор із системою охолодження Д при відключенні усіх вентиляторів допускає тривалу роботу з навантаженням, менше номінального, якщо температура верхніх шарів масла не перевищує 55 °С, а при температурі навколишнього повітря нижче нуля – з будь-яким навантаженням, якщо температура верхніх шарів масла не перевищує 45 °С. Короткочасна робота цих же трансформаторів з номінальним навантаженням без обмеження за температурою масла допускається у залежності від температури навколишнього повітря у відповідності з наступними даними[5,6]:

Температура навколишнього повітря, °С	-15	-10	0	+10	+20	+30
Допустима тривалість роботи, год.	60	40	16	10	6	4

Ці дані відносяться до трансформаторів, виготовлених після 1965 р., для решти трансформаторів вказана тривалість відноситься до температур, знижених на 5 °С у порівнянні з приведеними.

Трансформатори з примусовою циркуляцією масла (системи ДЦ і Ц) допускають тривалу роботу при повному (у зимовий період) або частковому (влітку) відключенні вентиляторів або припиненні циркуляції води з навантаженням до номінального включно при одночасному дотриманні двох умов: якщо збереглася циркуляція масла і температура

верхніх шарів масла не перевищує 45 °С (для обмеженого числа трансформаторів 220 і 500 кВ випуску 1955-1966 рр. з конструктивними дефектами обмоток, що викликають підвищені нагріву, гранична температура 35 °С). Якщо у трансформаторах із системами охолодження ДЦ і Ц припиняється також і циркуляція масла, допускається їхня робота з номінальним навантаженням протягом 10 хв., а якщо після закінчення цього часу температура верхніх шарів масла буде нижче 80 °С для трансформаторів потужністю до 250 МВ · А і 75 °С при потужності більше 250 МВ · А, то можна працювати з номінальним навантаженням до досягнення верхніми шарами масла вказаної температури, але не більше години після припинення примусового охолодження. У тих самих умовах допустимий режим ХХ до 30 хв. [5,6].

При виході з ладу частини охолоджувачів прямо пропорційно має бути знижене тривало допустиме навантаження трансформатора. Так, при збереженні у роботі половини нормального числа охолоджувачів (не рахуючи резервного) трансформатор із системою охолодження ДЦ або Ц може тривало працювати з навантаженням 50 % номінального, при збереженні третини охолоджувачів – з навантаженням 30 % тощо. [5,6,19,20]

2.3.3 Підвищення напруги на трансформаторі. Підвищення напруги, що подається на первинну обмотку трансформатора, понад допустимого значення збільшує магнітний потік у магнітопроводі і відповідно індукцію в сталі. До того ж, оскільки зазвичай трансформатор конструюється з розрахунком роботи у близькій до насичення частині характеристики намагнічування сталі, невелике збільшення підведеної напруги викликає різке збільшення струму намагнічування, вміст вищих гармонік у цьому струмі і втрат у магнітопроводі (втрати зростають пропорційно квадрату напруги, струм і вищі гармоніки – у степені, більшій 2). Результатом збільшення втрат є перегрівання магнітопроводу з можливим руйнуванням ізоляції пластин та виплавленням самої сталі у місцях підвищеного нагріву. Зростання же струму намагнічування із збільшенням вищих гармонік викривляє криву напруги на шинах, що позначається на нормальній роботі споживачів, а також приводить до збільшення перешкод на лініях зв'язку[6,17,18].

В силу сказаного, значні і тривалі перевищення напруги на трансформаторі є недопустимими. При таких підвищеннях оперативний персонал зобов'язаний негайно вжити заходів щодо зниження напруги самостійно або вимагати цього від відповідного

диспетчера. У всіх випадках необхідно встановити чіткий контроль за напругою і тривалістю існування режиму перезбудження з фіксацією їх значень у добовій відомості. Слід також проконтролювати температурний режим трансформатора, тому що в силу теплової інерції найбільше перегрівання трансформатора може наступити значно пізніше появи піку перезбудження[].

Аналогічно слід діяти при перезбудженні ярма магнітопроводу трансформатора, який має у нейтралі відгалуження або підключений вольтододатковий трансформатор.

2.3.4 Зниження рівня масла в баку трансформатора та спрацювання газового захисту на сигнал. Зниження рівня масла в баку є характерним дефектом маслонаповнених трансформаторів, що виявляється як при огляді масломірного скла чи масловказівника, так і в деяких випадках при спрацюванні на сигнал газового реле або реле рівня масла. Дії експлуатаційного персоналу в цій ситуації визначаються причиною зниження рівня масла та швидкістю відходу масла, а також очікуваними наслідками цього відходу[6,7].

Небезпека значного зниження рівня масла полягає в тому, що оголюються відводи обмоток, а надалі – ярмо магнітопроводу і пресуючі конструкції. Умови охолодження деталей, які виявилися поза маслом, погіршуються; може порушитися циркуляція масла в баку і охолоджувачах (радіаторах) і, як наслідок, навіть повністю припинитися охолодження обмоток і магнітопроводу в цілому. Дотик ізоляційних деталей з повітрям може викликати їхнє зволоження; не виключено і перекриття ізоляційних проміжків, електрична міцність яких виявляється різко ослабленою у результаті заміни масла повітрям.

Оскільки нижня кромка масловказівного скла розташована вище кінця трубопроводу, що з'єднує розширювач з баком трансформатора, при відході масла з розширювача можливість подальшого контролю рівня масла втрачається, фактичне його положення залишається невідомим, а єдиним показником може слугувати лише спрацювання газового захисту при відході масла з газового реле.

Якщо зниження рівня масла виявляється не за спрацюванням газового захисту (реле рівня), а в результаті огляду, то передусім необхідно уточнити, якщо це можливо, чим викликане зниження рівня – протіканням масла чи зменшенням або навантаження, або температури навколишнього середовища. У першому випадку слід вжити заходів для

усунення протікання і одночасно оцінити можливість та доцільність тимчасового підвищення рівня масла шляхом деякого підігріву трансформатора (у межах допустимих температур) за рахунок зниження інтенсивності охолодження. До зниження інтенсивності охолодження доцільно вдатися і при зниженні рівня масла в результаті зменшення навантаження або зниження температури повітря. В обох випадках слід як можливо швидше долити масло у трансформатор. Одночасно немає необхідності переводити елемент газового захисту, який відключає, на сигнал, але разом з тим після закінчення доливання масла необхідно випустити з газового реле накопичене повітря.

Аналогічно треба діяти, якщо зниження рівня масла виявляється за спрацюванням сигнального елемента газового захисту. Проте при цьому, в першу чергу, слід впевнитися через вікно газового реле у наявності в ньому газу, а також уточнити (за масломірним склом чи вказівником рівня масла), чи дійсно мав місце відхід масла із розширювача, а не попадання в газове реле повітря чи газу, що вирвалося з бака трансформатора, і чи не відбулося хибне спрацювання сигналу (при газовому реле, заповненому маслом).

При відході масла із розширювача можна очікувати, що газовий захист, який вже спрацював на сигнал, при подальшому зниженні рівня масла відключить трансформатор. Тому слід оцінити швидкість зниження рівня масла (за характером протікання, якщо воно є причиною, за швидкістю спадання температури тощо), і, якщо рівень масла знижується швидко, вжити термінових заходів для розвантаження трансформатора або підготовки умов резервування при його раптовому відключенні. Переводити елемент газового захисту, що відключає, на сигнал при цьому не треба.

Якщо ж масло в розширювачі є, то необхідно перевірити, чи не перекритий помилково клапан відсіку або кран на маслопроводі між баком і розширювачем, а також чи не засмічений отвір масломірного скла, у результаті чого воно дає хибні показники, та чи справний стрілочний вказівник рівня масла.

При спрацюванні газового захисту на сигнал не у зв'язку із зниженням рівня масла в розширювачі можна очікувати наявності внутрішнього дефекту в баку трансформатора. Необхідно негайно провести ретельний огляд і прослуховування трансформатора, звертаючи увагу на такі ознаки пошкодження, як потріскування або клацання всередині бака, викид масла через вихлопну трубу тощо. При виявленні таких ознак необхідно

терміново вивести трансформатор з роботи і провести хімічний аналіз проб газу з газового реле. При відсутності явних ознак пошкодження також слід відібрати пробу газу з газового реле для хімічного аналізу і перевірки його на горючість. Додатково слід відібрати проби масла з бака трансформатора для скороченого хімічного аналізу і аналізу газомісткості (для трансформаторів напругою 110 кВ і вище).

Трансформатори напругою 330 кВ і вище, враховуючи знижені запаси електричної міцності ізоляції, необхідно незалежно від результатів аналізу як можливо швидше вивести з роботи для детальних профілактичних випробувань із заміром характеристик ізоляції, втрат в сталі і активного опору обмоток. Навіть короточасна експлуатація трансформаторів надвисокої напруги після виділення газу допустима лише у випадку, якщо негайне відключення викликає припинення електропостачання споживачів (на роботу такого трансформатора потрібен особливий дозвіл головного інженера енергопідприємства).

Трансформатори нижчих класів напруги можуть за потреби тимчасово бути залишені у роботі, якщо газ, що виділяється, негорючий, немає чітко вираженого кольору та запаху (крім запаху масла) і не дає підстав однозначно судити про наявність у трансформаторі дефекту. Проте за трансформатором має бути встановлений більш частий візуальний контроль з повторенням аналізу проб газу, якщо газ продовжує виділятися, а також перевірок газомісткості масла.

Якщо кількість газу, що виділяється, зростає, що можна встановити, періодично фіксуючи кількість газу в реле, або якщо його склад, а також газомісткість масла свідчить про розвиток дефекту, трансформатор слід відключити для випробувань та можливого ремонту.

Аналогічно треба вчинити, якщо газовий захист на сигнал не діяв, але при огляді газового реле в ньому виявлений газ.

Коли газовий захист спрацьовує на сигнал при відсутності газу в газовому реле, можна припустити хибну роботу захисту, наприклад, внаслідок дефекту реле чи кабелю. Необхідно терміново провести перевірку усіх елементів захисту. При виявленні дефекту кабелю чи реле і при відсутності можливості виводу трансформатора з роботи на період

ремонту або заміни пристрою, що відмовив, для того щоб уникнути хибного відключення трансформатора, слід перевести дію елемента газового захисту, що відключає, на сигнал.

2.3.5 Визначення виду дефекту трансформатора за аналізом складу газу в газовому реле. При внутрішніх пошкодженнях у трансформаторі газу, що виділяються в газовому реле, характеризуються зниженим вмістом кисню та наявністю водню, окису вуглецю, вуглекислого газу і вуглеводів[6,7,12,13,18]. При цьому відповідно до того, як пошкодження буде розвиватися, вміст кисню в газі буде зменшуватися, а інших газів збільшуватися. Саме тому аналіз газу в реле дозволяє визначити внутрішні пошкодження в трансформаторі, а в деяких випадках також і характер цих пошкоджень[].

Таблиця 4.1

Причина появи газу	Приклади пошкодження трансформатора	Характер виділення газу	Робота газового захисту	Об'ємний вміст компонентів у пробі газу, %				
				водень	вуглеводи		окис вуглецю	вуглекислий газ
					граничні	неграничні		
Електрична дуга у маслі	Перекриття в перемикачі і виткові замикання	Бурне виділення ; нерідко викид масла з вихлопної труби	Не відключення	40-65	0,1-5	0,1-5	0-0,2	0,1-3
Розклад електричною дугою масла і твердої ізоляції				30-65	0,5-10	0,2-5	1-25	0,2-5
Розклад масла при нагріві	Місцевий нагрів металу, що не стикається з ізоляцією	Невелика швидкість виділення	На сигнал	0,5-30	3-10	0,2-10	0-0,02	0,1-2,0
Розклад масла і твердої ізоляції	Місцевий нагрів ізоляції, часткові розряди			2-25	2-10	0,1-10	0,2-15	0,2-5

Примітка: при аналізі за допомогою хроматографа за суму граничних вуглеводів приймається сума концентрацій метану та етану, а неграничних – ацетилену і етилену.

Аналіз складу проби газу з газового реле може виконуватися за допомогою або хімічного газоаналізатора. Результати аналізу зіставляються з узагальненими даними складу газу, що виділяється при різних внутрішніх пошкодженнях, приведених в табл. 4.1.

Трансформатори 35 кВ і нижче, що мають внутрішні пошкодження, при яких розкладається масло, але не пошкоджена тверда ізоляція, можуть бути тимчасово залишені в роботі з урахуванням місцевих умов. Масло з цих трансформаторів повинне контролюватися не рідше одного разу в місяць в об'ємі скороченого аналізу і визначення $\text{tg } \delta$, і при зростанні швидкості виділення газу чи погіршення показників масла трансформатор слід вивести з роботи.

При аналізі складу газу необхідно мати на увазі, що в маслі трансформатора, не оснащеного азотним (плівковим) захистом, міститься від 5 до 10 % розчиненого повітря. При внутрішніх пошкодженнях у такому трансформаторі значна частина утворених газів спочатку буде розчинятися у маслі і витісняти повітря, саме тому первісне виділення в газовому реле повітря ще не гарантує відсутності внутрішніх пошкоджень трансформатора і потрібний подальший відбір проб газу з їхнім аналізом, а також аналіз газомісткості масла[6,7,13,18].

У всіх випадках для індикації пошкодження та визначення можливого характеру дефекту крім проби газу з газового реле слід додатково використовувати інші методи і способи контролю, а також аналізувати режим роботи трансформатора, дані про його попередній стан, перенесені зовнішні КЗ тощо.

2.3.6 Автоматичне відключення трансформатора. Дії експлуатаційного персоналу при автоматичному відключенні трансформатора залежать, зокрема, від того, який захист спрацював, а також від наслідків відключення.

При автоматичному відключенні трансформатора від захистів слід передусім за типом захисту, що спрацював, та за відомою зоною його дії знайти можливе місце пошкодження. Слід розрізняти газовий захист і струминне реле, зона дії яких знаходиться відповідно всередині баків трансформатора або пристрою РПН, відсікання та дифзахист трансформатора, зона дії яких, окрім самого трансформатора, охоплює також апаратуру і ошикування приєднання трансформатора, і, нарешті, захисти від зовнішніх КЗ, зони дії яких охоплюють елементи електроустановки та мережі, зовнішні по відношенню до трансформатора[5,6].

При спрацюванні будь-якого одного із вказаних захистів можна з певною ймовірністю припускати і його хибну дію. Тому, якщо огляд зони дії захисту не виявить

пошкодження і наступні випробування самого трансформатора також не виявлять дефекту, слід перевірити пристрій захисту, що спрацював. При виявленні дефекту захисту він повинен бути виведений з дії, а трансформатор за потреби може бути включений у роботу. Одночасно повинні бути вжиті заходи щодо відновлення несправного захисту. До того ж слід враховувати підвищену небезпеку розвитку можливого пошкодження трансформатора при відсутності швидкодіючого газового захисту. Особливо небезпечна робота трансформатора без струминного реле, яке практично є єдиним захистом бака контактора. Така робота допустима на період не більше доби за особливим дозволом головного інженера енергопідприємства.

Зауважимо, що спрацювання захисту нульової послідовності на трансформаторі з трьома приводами пристрою РПН може статися у випадку неузгодженості роботи цих приводів. Якщо ж спрацюють одночасно два захисти, зони яких охоплюють, зокрема, сам трансформатор, то ймовірність хибного відключення дуже мала, до того ж іноді більш чітко проглядається характер передбачуваного пошкодження. З іншого боку, одночасне спрацювання захисту від зовнішніх КЗ і, скажімо, дифзахисту трансформатора може свідчити як про порушення динамічної стійкості обмоток при дії струму наскрізного КЗ, так і про неселективну дію дифзахисту, наприклад, через його недостатнє відстроювання від зростаючих при КЗ струмів небалансу[5,6].

З урахуванням сказаного при автоматичному відключенні трансформатора від захистів, дія яких не пов'язана з його пошкодженням (максимальний захист, диференціальний захист ошиновування тощо), дозволяється його повторне включення. Так само дозволяється негайне повторне включення трансформаторів, відключених газовим або диференціальним захистом, якщо це відключення викликало припинення електропостачання споживачів і лише при умові, що спрацював лише один з цих захистів (причому без видимих ознак пошкодження трансформатора).

При одночасному спрацюванні двох захистів від внутрішніх пошкоджень, а також при виявленні видимих ознак пошкодження, до яких відносять і наявність газу в газовому реле, повторне включення трансформатора до його огляду і випробувань діючі директивні матеріали не допускають. Це викликано побоюваннями розвитку пошкодження дефектного трансформатора: іноді при повторному включенні на стійке КЗ всередині

трансформатора спостерігається додаткове руйнування обмоток або деформація і навіть розрив бака з викидом масла та з пожежею трансформатора[5,6,17].

З іншого боку, необхідність проведення випробувань і отримання оперативним персоналом дозволу керівництва на включення приводить до тривалого простою трансформатора у відключеному положенні, що зокрема для підстанції з одним трансформатором і при відсутності повного резервування по мережі НН викликає відповідно тривале знеструмлення споживачів і завдає значний народногосподарський збиток. Водночас не завжди пошкодження трансформатора є перешкодою для його більш менш тривалої успішної роботи.

У зв'язку з цим заслуговує дослід високовольтних мереж з повторного включення свідомо пошкоджених силових трансформаторів[5,14, 17]. Всього зроблено 28 спроб повторного включення трансформаторів 35 – 220 кВ потужністю 1,8 – 40,5 МВ · А, аварійно відключених спрацюванням одночасно не менше, ніж двох захистів від внутрішніх пошкоджень (диференціального та газового), або одним газовим, але з наявністю в газовому реле горючого газу; 7 з цих випадків випробувань, здійснені перед повторним включенням, також вказували на безсумнівну наявність дефекту в трансформаторі. А втім, через необхідність відновити електропостачання споживачів приймалось примусове рішення про повторне включення трансформатора. У 15 випадках (57 %) включення було успішним, в інших – трансформатор відключався повторно. Тривалість роботи до післяаварійного ремонту успішно включених таким чином трансформаторів – від 7 годин до 18 років. Зауважимо, що навіть короточасна робота свідомо пошкодженого трансформатора буває цілком виправдана, тому що дозволяє здійснити необхідні переключення в мережі, що знижують аварійний невідпуск електроенергії. Наявність і характер пошкоджень були уточнені при наступному ремонті трансформатора на ремонтному заводі енергосистеми. Жодного разу неуспішне повторне включення не супроводжувалось додатковими видимими руйнуваннями або загорянням трансформатора. Додаткове збільшення внутрішніх пошкоджень, без сумніву, мало місце і може бути охарактеризоване зіставленням вартості відновлювального ремонту трансформаторів, що успішно і неуспішно включалися.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ

- 1.** Проаналізовано статистику відмов та умови функціонування сучасних силових трансформаторів електростанцій.
- 2.** Встановлено, що існує підвищена вірогідність відмов СТ внаслідок перш за все вичерпання нормативного терміну експлуатації.
- 3.** Виявлено фактори, що сприяють відмовам СТ при КЗ, причини та механізми розвитку дефектів.
- 4.** Представлено алгоритми ліквідації аварій при відмовах силових трансформаторів.

Розділ 3

МЕТОДИ І МОДЕЛІ ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ І РЕСУРСУ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.

3.1 Основні показники надійності силових трансформаторів електростанцій.

Надійністю об'єкта називається властивість виконувати задані функції, зберігаючи у часі у заданих межах значення встановлених експлуатаційних показників при заданих режимах використання та умовах обслуговування і ремонту[5,6,10].

При цьому кількісні показники надійності визначаються статистичною ймовірністю виконання цих функцій або випадковими значеннями частоти вимушених відмов і тривалості нормальної та аварійної роботи, у зв'язку з чим при оцінці надійності використовуються методи теорії ймовірності і математичної статистики.

Відповідно до ДСТУ 27.002-83можуть використовуватися 16 одиничних показників надійності, які визначають окремо безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність та збереже здатність об'єкта. Окрім того, надійність як комплексну властивість технічного об'єкта можуть характеризувати п'ять комплексних показників.

Із усього різноманіття показників для оцінки надійності трансформаторів практично використовуються лише наступні[5,6,10]: параметр потоку відмов ω – середнє число відмов виробу, що ремонтується, в одиницю часу (наприклад, відмова/рік); час відновлення після відмови T_B – середній час вимушеного простою, необхідного для виявлення та усунення однієї відмови (год/відмова); частота планових ремонтів μ , (ремонт/рік); середня тривалість одного планового ремонту T_p (год/ремонт); коефіцієнти вимушеного простою $K_B = \omega T_B$ і планового $K_p = \mu T_p$; іноді середньорічною тривалістю простою відповідно в аварійному та плановому ремонтах) – ймовірності знаходження елемента у вимушеному і плановому простої відповідно (год/рік); коефіцієнт технічного використання $K_{т.и} = 1 - (K_B + K_p)$ – ймовірність знаходження елемента у працездатному стані, тобто у роботі або у резерві.

Відмови трансформаторів можуть бути як раптовими, так і поступовими (такими, що є результатом зносу). Співвідношення тих чи інших відмов, зокрема, залежить від надійності конструкції, якості виготовлення і монтажу трансформатора та характерних особливостей експлуатації трансформатора на даному підприємстві. На тих енергопідприємствах, де приділяється належна увага кваліфікованому прийманню знову змонтованих трансформаторів, але разом з тим сильно проявляються експлуатаційні фактори, що викликають підвищений знос трансформатора, переважають поступові відмови (їх частка, наприклад, за даними [6,8,9] складає 80% усіх відмов). Отож, чітко проявляється зв'язок між надійністю трансформатора і тривалістю його експлуатації. В інших умовах діяльності енергопідприємства може спостерігатися підвищена частка раптових відмов і тоді вплив старіння не помітний.

Ймовірність безвідмовної роботи регламентується державними стандартами відповідно до конкретних типів трансформаторів. Так, для трансформаторів напругою до 35 кВ включно ДСТУ 11920-73Е встановлює ймовірність безвідмовної роботи не менше 0,96 при довірчій ймовірності 0,8 на напрацювання 24000 год. Для трансформаторів 110 кВ ДСТУ 12965-74 регламентує ймовірність безвідмовної роботи не менше 0,99 при довірчій ймовірності 0,8 на напрацювання 8800 год.

3.2 Ресурс працездатності електрообладнання.

Надійність і ефективність функціонування електрообладнання систем енергетики визначається його технічним станом, який може бути встановлений за допомогою різних технічних засобів і методів діагностики, шляхом безпосереднього або непрямого виміру фізичних величин, що характеризують його працездатність. Проте у більшості випадків вони не дають комплексної, якісної та кількісної оцінки технічного стану всього електрообладнання або окремої збірної одиниці, а фіксують лише окремі дефекти або їхні ознаки[]. При цьому, зазвичай, за результатами діагностування важко визначити конкретну причину дефекту. Тому важливою задачею є створення комплексного методу визначення технічного стану, здатного об'єднати різнобічну діагностичну інформацію, і на цій базі дати кількісну оцінку технічного стану обладнання. В якості такого інтегрального

показника, який характеризує технічний стан електрообладнання, пропонується використовувати технічний ресурс[5,6,8,10]. Саме цей показник найповніше відображає властивість довговічності електрообладнання.

Технічний ресурс – це сумарне напрацювання об'єкту від початку його експлуатації до переходу у граничний стан, а напрацювання визначається як тривалість або об'єм роботи об'єкту. Граничним називається стан об'єкту, при якому його подальша експлуатація повинна бути припинена через порушення вимог безпеки або зниження рівня працездатності, які неможуть бути усунені, або недопустиме зниження рівня експлуатації.

Напрацювання може бути виміряне як у неперевних одиницях (час, енергія тощо), так і у дискретних (кількість пусків, комутацій тощо). Вибір в якості одиниць виміру напрацювання кількості комутацій, здійснених апаратом, обумовлений тим, що його знос визначається кількістю здійснюваних операцій, а не часом, на протязі якого обладнання експлуатувалось у стаціонарному режимі. Дійсно, при знаходженні комутаційного апарату у включеному стані, коли він знаходиться під напругою, процес спрацювання ресурсу відбувається менш інтенсивно, ніж при виконанні операцій відключення струму навантаження чи струму КЗ, коли перехідний опір контактів високовольтного комутаційного апарату поступово збільшується, починає горіти дуга, яка приводить до сильного нагріву як контактної системи, так і дугогасильної камери.

Для електрообладнання, працюючого у статичних режимах (силові трансформатори, вимірювальні ТС і ТН) виправданий вибір часових одиниць виміру напрацювання.

Використовуючи широке (не лише у одиницях часу) поняття «напрацювання», можна вивести загальні рівняння для розв'язку задачі оцінки технічного стану. А далі, обираючи об'єкт дослідження і одиниці виміру напрацювання, вже перейти до конкретних виразів для розрахунку за окремими групами електрообладнання.

При розробці моделі спрацювання технічного ресурсу електрообладнання використовують наступні терміни і визначення[5,10]:

- нормативний ресурс R_0 - ресурс електрообладнання при його роботі у нормативних (розрахункових, проектних) умовах (відома величина з паспорта або технічних умов на експлуатацію відповідного електрообладнання);

- нормативний залишковий ресурс $R_{0,зад}$ - ресурс електрообладнання, який воно зможе спрацювати у нормативних умовах експлуатації з моменту розрахунку до переходу у граничний стан;
- фактично спрацьований ресурс R - ресурс, спрацьований електрообладнанням при його роботі у конкретних умовах експлуатації;
- фактичний залишковий ресурс $R_{зад}$ - ресурс електрообладнання, який воно зможе спрацювати у конкретних умовах експлуатації з моменту розрахунку до моменту переходу у граничний стан.

Якщо розрахунковим шляхом отримана оцінка спрацьованого ресурсу, то, зіставляючи це значення з допустимими границями його зміни, можна надати рекомендації щодо необхідності виводу електрообладнання у ремонт чи продовженні його експлуатації.

3.3 Математична модель комплексної оцінки технічного стану електрообладнання .

У процесі експлуатації електрообладнання піддається впливу різних експлуатаційних факторів, кожний з яких певним чином приводить до зміни технічного стану електрообладнання. Погіршення технічного стану електрообладнання відбувається як при роботі електрообладнання у нормативних, так і не нормативних умовах експлуатації. Це пов'язано з накопичувальним характером розвитку дефектів і пошкоджень у конструктивних елементах і збірних одиницях електрообладнання. В обтяжених режимах роботи цей процес відбувається інтенсивніше, а при полегшених менш інтенсивно відносно номінальних умов експлуатації. Тому необхідно виконувати коригування нормативного ресурсу R_0 з урахуванням інтенсивності впливу експлуатаційних факторів [6,10,21].

Припустимо, що на електрообладнання діє деякий фактор X_i . При кожному збільшенні фактора X_i на величину ΔX_i фактичний спрацьований ресурс електрообладнання збільшується у n разів, а при зменшенні зменшується у n разів. Тоді вираз для обчислення

фактичного спрацьованого ресурсу електрообладнання R у залежності від зміни величини записується у вигляді [6,10,21].

:

$$R = R_0 n^{\frac{(X_i - X_{0i})}{\Delta X_i}}, \quad (3.1)$$

де R – фактичний спрацьований ресурс електрообладнання при $X_i = const$; X_{0i} – нормативне значення фактора X_i ; $\Delta X_i = const$ – абсолютне відхилення фактора X_i . При $X_i = X_{0i}$ електрообладнання працює у нормативних умовах $R = R_0$.

Вираз (3.1) у відносних одиницях:

$$R^* = R_0^* \cdot n^{\frac{(X_i^* - 1)}{\Delta X_i^*}}, \quad (3.2)$$

де R^* – фактичний спрацьований ресурс електрообладнання у відносних одиницях ($R^* = R/R_0$) при $X_i = const$; X_i^* – відносне значення i -го фактора або кратність цього фактору ($X_i^* = X_i/X_{0i}$); ΔX_i^* – відносне відхилення i -го фактора ($\Delta X_i^* = \Delta X_i/X_{0i}$); $R_0^* = R_0/R_0 = 1$ в.о.

Величину n можна прийняти рівною будь-якому числу, крім нуля. Для зручності математичних перетворень приймають величину $n = e = 2,718 \dots$. Тоді формула (7.2) прийме вигляд

$$R^* = e^{\frac{(X_i^* - 1)}{\Delta X_i^*}}, \quad (3.3)$$

Формула (3.3) справедлива для випадку, коли на електрообладнання впливає лише єдиний i -й фактор X_i^* . Якщо на електрообладнання діє N експлуатаційних факторів, то для визначення фактичного спрацьованого ресурсу необхідно скористатися принципом суперпозиції, за яким рахується, що дія N факторів на електрообладнання не залежить одна від одної

$$R^* = \prod_{i=1}^N R_i^* = \prod_{i=1}^N e^{\frac{(X_i^* - 1)}{\Delta X_i^*}} = e^{\sum_{i=1}^N \frac{(X_i^* - 1)}{\Delta X_i^*}} \quad (3.4)$$

Усі експлуатаційні фактори, що діють на електрообладнання, за своєю фізичною природою можуть бути умовно поділені на чотири групи:

- теплові (пов'язані з нагрівом вузлів електрообладнання);

- електричні (пов'язані із зміною напруженості зовнішнього і внутрішнього електричного поля електрообладнання);
- механічні (пов'язані з механічним зносом);
- хімічні (пов'язані з хімічними процесами, що відбуваються у матеріалах електрообладнання).

З урахуванням цього вираз (7.4) можна представити у вигляді

$$R^* = e^{\sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{i_T}^* - 1)}{\Delta X_{i_T}^*} + \sum_{i_E=1}^{N_E} \frac{(X_{i_E}^* - 1)}{\Delta X_{i_E}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{i_M}^* - 1)}{\Delta X_{i_M}^*} + \sum_{i_X=1}^{N_X} \frac{(X_{i_X}^* - 1)}{\Delta X_{i_X}^*}}, \quad (3.5)$$

де $i_T = 1 \dots N_T$ - кількість теплових факторів; $i_E = 1 \dots N_E$ - кількість електричних факторів; $i_M = 1 \dots N_M$ - кількість механічних факторів; $i_X = 1 \dots N_X$ - кількість хімічних факторів; $X_{i_T}^*$ - кратність i_T -го теплового фактору; $\Delta X_{i_T}^*$ - відносне відхилення i_T -го теплового фактору; $X_{i_E}^*$ - кратність i_E -го електричного фактору; $\Delta X_{i_E}^*$ - відносне відхилення i_E -го електричного фактору; $X_{i_M}^*$ - кратність i_M -го механічного фактору; $\Delta X_{i_M}^*$ - відносне відхилення i_M -го механічного фактору; $X_{i_X}^*$ - кратність i_X -го хімічного фактору; $\Delta X_{i_X}^*$ - відносне відхилення i_X -го хімічного фактору.

У загальному випадку за фактори X_i можна приймати величини, зміна яких здійснює суттєвий вплив на фактичний ресурс електрообладнання.

У реальних умовах електрообладнання працює при різній інтенсивності впливу експлуатаційних факторів. Припустимо, що фактор ΔX_i^* має постійне значення на проміжку напрацювання dr^* , причому $dr^* > 0$. Тоді фактичний спрацьований ресурс dR^* визначиться за формулою

$$dR^* = e^{\frac{(X_i^* - X_{0i}^*)}{\Delta X_i^*}} dr^*, \quad (3.6)$$

Рівняння (2.6) уявляє собою диференціальне рівняння першого порядку. Проінтегруємо обидві частини цього рівняння і отримаємо:

$$\Delta R^* = \int_{R_1^*}^{R_2^*} e^{\frac{(X_i^* - X_{0i}^*)}{\Delta X_i^*}} dr^*, \quad (3.7)$$

де ΔR^* - фактичний спрацьований ресурс при даному значенні фактора X_i^* на проміжку напрацювання $[R_1^*; R_2^*]$.

Якщо на K проміжках інтенсивність впливу експлуатаційних факторів на електрообладнання стає відмінною від нормативної, то сумарний спрацьований ресурс на цих інтервалах напрацювання фактичний ресурс електрообладнання ΔR_{Σ}^* розраховується за виразом

$$\Delta R_{\Sigma}^* = \sum_{j=1}^K \int_0^{R_j^*} e^{\frac{(X_{ij}^* - X_{0i}^*)}{\Delta X_i^*}} dr^*, \quad (2.8)$$

де $j = 1 \dots K$ – кількість проміжків, на яких спостерігаються ненормативні умови експлуатації електрообладнання; R_j^* – фактичний спрацьований ресурс на j -му проміжку напрацювання у нормативних умовах експлуатації; X_{ij}^* – значення i -го фактору на j -му проміжку напрацювання.

З урахуванням виразу (3.5) формула (3.8) прийме вигляд

$$\Delta R_{\Sigma}^* = \sum_{j=1}^K \int_0^{R_j^*} e^{\sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{i_T}^* - 1)}{\Delta X_{i_T}^*} + \sum_{i_E=1}^{N_E} \frac{(X_{i_E}^* - 1)}{\Delta X_{i_E}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{i_M}^* - 1)}{\Delta X_{i_M}^*} + \sum_{i_X=1}^{N_X} \frac{(X_{i_X}^* - 1)}{\Delta X_{i_X}^*}} dr^*, \quad (3.9)$$

де $X_{i_T}^*, X_{i_E}^*, X_{i_M}^*, X_{i_X}^*$ – значення i_T -го теплового фактору, i_E -го електричного фактору; i_M -го механічного фактору; i_X -го хімічного фактору на j -му проміжку напрацювання. При чому $\sum_{j=1}^K R_j^* \leq R_0^*$.

Отже, величина ресурсу володіє властивістю адитивності, що полягає в тому, що сумарний фактичний спрацьований ресурс ΔR_{Σ}^* складається із суми значень фактичного спрацьованого ресурсу на кожному j -му проміжку напрацювання R_j .

Фактичний спрацьований ресурс R^* за напрацюванням в об'ємі R_0^* при дії експлуатаційних факторів визначиться як сума напрацювань при нормативних ΔR_0^* та при ненормативних ΔR_{Σ}^* умовах (фактично спрацьований ресурс за залишкову частину сумарного нормативного ресурсу):

$$R^* = \Delta R_0^* + \Delta R_{\Sigma}^* \quad (3.10)$$

Величина ΔR_0^* визначається за виразом

$$\Delta R_0^* = R_0^* - \sum_{i=1}^K R_j^* \quad (3.11)$$

Підставляючи вирази (3.9) і (3.11) у (3.10), отримаємо формулу для визначення фактичного спрацьованого ресурсу електрообладнання R^* за напрацюванням в об'ємі нормативного ресурсу R_0^* :

$$R^* = R_0^* - \sum_{i=1}^K R_j^* + \sum_{j=1}^K \int_0^{R_j^*} e^{\sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{i_T}^* - 1)}{\Delta X_{i_T}^*} + \sum_{i_E=1}^{N_E} \frac{(X_{i_E}^* - 1)}{\Delta X_{i_E}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{i_M}^* - 1)}{\Delta X_{i_M}^*} + \sum_{i_X=1}^{N_X} \frac{(X_{i_X}^* - 1)}{\Delta X_{i_X}^*}} dr^* \quad (3.12)$$

Перетворимо формулу (3.12) і отримаємо кінцевий вираз для визначення фактичного спрацьованого ресурсу електрообладнання за напрацюванням в об'ємі R_0^* :

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j^*} e^{\sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{i_T}^* - 1)}{\Delta X_{i_T}^*} + \sum_{i_E=1}^{N_E} \frac{(X_{i_E}^* - 1)}{\Delta X_{i_E}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{i_M}^* - 1)}{\Delta X_{i_M}^*} + \sum_{i_X=1}^{N_X} \frac{(X_{i_X}^* - 1)}{\Delta X_{i_X}^*}} dr^* - R_j^* \right), \quad (3.13)$$

Величина R^* розраховується за напрацюванням R_0^* , тоді при розрахунках за формулою (3.13) необхідно виконати умову: $\sum_{j=1}^K R_j^* = R_0^*$. Якщо треба розрахувати фактичний ресурс за напрацюванням, відмінним від напрацювання в об'ємі нормативного ресурсу $R_0^* = 1$ в. о., то у виразі (3.13) необхідно прийняти значення R_0^* , рівне цьому напрацюванню, або скористатися виразом (3.9).

Якщо електрообладнання вже спрацювало деякий ресурс $R_{сп}^*$, то можна визначити значення нормативного залишкового ресурсу $R_{0.зал}^*$ при умові подальшої роботи електрообладнання у нормативних умовах експлуатації за виразом

$$R_{0.зал}^* = 1 - R_{сп}^*, \quad (3.14)$$

При ненормативних умовах подальшої роботи електрообладнання величина $R_{0.зал}^*$ повинна бути скоригована з урахуванням впливу експлуатаційних факторів. Це можна зробити за виразом (7.13), прийнявши у ньому $R_0^* = 1 - R_{0.зал}^*$ і $R^* = 1 - R_{зал}^*$.

За виразом (3.5) отримаємо значення фактичного залишкового ресурсу $R_{зал}^*$:

$$1 - R_{зал}^* = 1 - R_{0.зал}^* + \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j^*} e^{\sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{i_T}^* - 1)}{\Delta X_{i_T}^*} + \sum_{i_E=1}^{N_E} \frac{(X_{i_E}^* - 1)}{\Delta X_{i_E}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{i_M}^* - 1)}{\Delta X_{i_M}^*} + \sum_{i_X=1}^{N_X} \frac{(X_{i_X}^* - 1)}{\Delta X_{i_X}^*}} dr^* - R_j^* \right),$$

$$R_{зал}^* = R_{0.зал}^* - \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j^*} e^{\sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{i_T}^* - 1)}{\Delta X_{i_T}^*} + \sum_{i_E=1}^{N_E} \frac{(X_{i_E}^* - 1)}{\Delta X_{i_E}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{i_M}^* - 1)}{\Delta X_{i_M}^*} + \sum_{i_X=1}^{N_X} \frac{(X_{i_X}^* - 1)}{\Delta X_{i_X}^*}} dr^* - R_j^* \right) \quad (3.15)$$

3.4 Математичні моделі для розрахунку показників надійності силових трансформаторів при КЗ.

Зв'язок між тривалістю попередньої експлуатації трансформатора і ймовірністю його відмови, який притаманний відмовам через знос, представимо узагальненою математичною моделлю, котра враховує інтенсивність впливу на трансформатор основних факторів, що викликають знос експлуатаційних факторів.

Якщо прийняти, що єдиним фактором, який визначає зниження надійності трансформатора в експлуатації, є дія наскрізних струмів КЗ, то шукана математична модель може бути побудована, виходячи з наступних передумов[5,6,10,13,15].

Трансформатор володіє деяким початковим ресурсом надійності, рівним допустимому числу КЗ Γ_0 з максимально можливою для даного трансформатора кратністю КЗ K_0 .

Згідно до ДСТУ 3484-77 трансформатор повинен витримувати без погіршення результатів контрольних випробувань, принаймні, шість наскрізних КЗ з граничною кратністю струму; отож, вважаємо $\Gamma_0 = 6$. Далі приймаємо, що частина початкового ресурсу X , яка спрацьовується при черговому наскрізному КЗ, є квадратичною функцією цієї кратності:

$$X = (K/K_0)^2 \quad (3.16)$$

І, нарешті, вважаємо, що трансформатор під час його експлуатації піддається дії потоку зовнішніх КЗ, розподілених за законом Пуассона з інтенсивністю ω .

Тоді ймовірність безвідмовної роботи трансформатора з початку його експлуатації до моменту t визначається як[]:

$$P_1(t) = \Phi \left(\frac{\Gamma_0/x - 0.5 - \omega t}{\sqrt{\omega t}} \right), \quad (3.17)$$

де Φ – нормальна функція розподілу, визначена з таблиць; x – середнє значення параметра X ; ω – середнє значення інтенсивності ω .

Значення ω і x , що входять у визначений вище вираз, визначаються шляхом обліку усіх КЗ, що відбулися, з фіксацією значень струму КЗ, який протікав через трансформатор;

при вирішенні задачі з прогнозування ці величини можуть визначатися розрахунком за відомою схемою мережі і показниками надійності елементів цієї схеми.

У таблиці 3.1 наведена визначена у відповідності із запропонованою моделлю зносу трансформатора залежність відносного зносу при одиничному КЗ від фактичної кратності струму КЗ K для трансформаторів з різним максимальним значенням кратності K_0 . За відносний знос I_0 прийнята величина, обернена X і виражена у відсотках: $I_0 = 100/X$.

Таблиця 3.1

K	Розрахункова величина I_0 при значенні K_0				
	25	20	15	10	8
25	16,7	-	-	-	-
20	10,7	16,7	-	-	-
15	6,0	9,4	16,7	-	-
10	2,7	4,2	7,3	16,7	-
8	1,7	2,7	4,7	10,7	16,7
6	1,0	1,5	2,7	6,0	9,4
4	0,4	0,7	1,2	2,7	4,2

При врахуванні наскрізних КЗ, перенесених даним трансформатором у ході експлуатації, можна після кожного випадку наскрізного КЗ з відомим струмом КЗ визначати величину відносного зносу трансформатора.

Так, наприклад, для трансформатора ТМ-6300/35 згідно з ДСТУ 11677-75 $K_0 \approx 15$. Нехай цей трансформатор переніс одне КЗ з кратністю $K = 15$, три з $K = 10$ і п'ять з $K = 8$. Тоді відносний знос трансформатора після усіх перенесених КЗ $I_0 = 16,7 \cdot 1 + 7,3 \cdot 3 + 4,7 \cdot 5 = 62,1$ %. При відносному зносі, близькому до 100%, трансформатор рекомендується вивести у ремонт, або на ньому повинні бути проведені випробування, які дозволяють виявити безпечний ступінь деформації обмоток, що загрожує порушенню динамічної стійкості. Може бути рекомендований метод імпульсного дефектографування.

Трансформатор піддається дії потоку перевантажень; при цьому значення і тривалість чергового перевантаження розглядаються як випадкові незалежні величини. Перевантаження не приводить до відмови трансформатора, якщо діє протягом проміжку часу, що не перевищує деякого значення, яке залежить, у свою чергу, від значення перевантаження.

Умовою практичного застосування цієї моделі в експлуатації є попереднє визначення ймовірності безвідмовної роботи трансформатора при одній дії перевантаження з урахуванням усіх можливих значень останнього. Значення R_0 повинне нормуватися для основних типів трансформаторів і характерних умов їх експлуатації.

Описані математичні моделі, що враховують лише наскрізні КЗ або лише перевантаження (однофакторні моделі), не є єдино можливими[11-14]. Зокрема, трансформаторам надвисоких напруг з великими напруженостями електричного поля в ізоляції може відповідати модель зносу, яка приймає в якості визначального фактору добові і сезонні цикли зміни температури масла ізоляції. Коли ж необхідно рахуватися з одночасною дією двох або більше факторів, що сприяють зносу (наприклад, коли трансформатор піддається суттєвому впливу як наскрізних КЗ, так і перевантаженню), ймовірність відмови трансформатора повинна визначатися як ймовірність сум незалежних подій - відмов, розрахованих незалежно за кожною з розглядуваних однофакторних математичних моделей.

3.5 Моделі визначення ресурсу працездатності силових трансформаторів.

Силові трансформатори призначені для перетворення енергії з одного рівня напруги на інший. Трансформатори є статичними елементами, і тому в якості одиниць виміру напрацювання доцільно вибрати часові одиниці (рік) $r = t$.

Відповідно до досліджень і нормативно-технічної документації основною причиною спрацювання ресурсу силових трансформаторів є старіння ізоляційних конструкцій[5,6]. Знос ізоляції трансформаторів відбувається інтенсивніше, ніж знос його провідних конструкцій, тому очевидно, що знос ізоляції трансформатора досягне свого граничного стану швидше, ніж провідні конструкції. Проте як ізоляційні, так і провідні матеріали конструктивних елементів трансформатора взаємодіють між собою. При цьому протікають хімічні реакції, у результаті яких конструктивні елементи трансформатора руйнуються.

Згідно із законом Вант Гоффа-Аррениуса на швидкість протікання хімічних реакцій, а значить і на процес спрацювання ресурсу істотно впливає температура процесу. Тому за

найбільш суттєвий експлуатаційний фактор для силових трансформаторів доцільно обрати саме температуру.

Існує два основних підходи до оцінки ресурсу силових трансформаторів при дії теплових експлуатаційних факторів[5,6-10]:

- 1) використання закону Вант Гоффа-Аррениуса;
- 2) використання $\Delta\vartheta$ -градусних правил, де $\Delta\vartheta$ зазвичай дорівнює {6; 8; 10; 12, ... } °C у залежності від типу ізоляції.

З окремих наукових досліджень відомо, що у випадку розгляду ізоляційних конструкцій (замість провідних) швидкість хімічних реакцій описується законом Вант Гоффа- Аррениуса [5,6-10]:

$$\ln W = \frac{A}{\theta} + B, \quad (3.18)$$

де W – питома швидкість хімічної реакції; $A = E_a/R$ – енергія активації (надлишкова кількість енергії, якою повинна володіти молекула для подолання енергетичного бар'єру, щоб бути здатною до хімічної взаємодії); $R = 8,317$ Дж/(град·моль) – універсальна газова постійна; B – коефіцієнт, що залежить від відносної концентрації прореагувавших молекул у визначений момент часу. У таблиці 8.1 приведені значення енергії активації E_a і постійної B для ізоляції різних класів.

Таблиця 3.1

Значення енергії активації E_a і постійної B

Клас ізоляції	E_a , Дж/моль	B
А	7,90	15,3
Е	8,19	15,1
В	8,48	15,5
F	10,55	19,7
Н	12,89	24,2
С	12,89	21,8

Для трансформаторів загального призначення до 100 МВ·А прийняте 6-градусне правило ($\Delta\vartheta = 6$ °C), відповідно до якого рахується, що при збільшенні температури найбільш нагрітої точки (ННТ) на кожні 6 °C строк служби трансформатора зменшується у

2 рази. Оскільки у даному випадку напрацювання трансформатора вимірюється у часових одиницях, то поняття фактичного спрацьованого ресурсу еквівалентне поняттю фактичного строку служби. Величина, рівна 6°C , є абсолютним відхиленням температурного експлуатаційного фактора, але для основи степеня 2. Перерахуємо його для основи степеня e і отримаємо величину $\Delta\vartheta = 8,656^\circ\text{C}$. Номінальним (базовим) значенням температурного фактора є величина $\vartheta_0 = 98^\circ\text{C}$. Відносне відхилення $\Delta\vartheta^* = 0,088$ в. о.

Існують і інші значення абсолютних відхилень температури для ізоляції різних класів: клас А - 8°C ; клас В - 10°C ; клас F - 12°C . Це дає можливість використати 6-, 8-, 10-, 12-градусні правила для силових трансформаторів різної потужності і призначення.

Для трансформаторів формула (7.3) може бути предсталена у вигляді

$$R^* = e^{\frac{(\vartheta^*-1)}{\Delta\vartheta^*}}, \quad (3.19)$$

де $\vartheta^* = \vartheta/\vartheta_0$ і $\Delta\vartheta^* = \Delta\vartheta/\vartheta_0$ за аналогією з 6-градусним правилом і у вигляді

$$R^* = e^{\frac{(X_\vartheta^*-1)}{\Delta X_\vartheta^*}}, \quad (3.20)$$

де $X_\vartheta^* = X_\vartheta/X_{\vartheta,0} = (1/\vartheta)/(1/\vartheta_0) = \vartheta_0/\vartheta$; $\Delta X_\vartheta^* = \Delta X_\vartheta/X_{\vartheta,0} = \vartheta_0\Delta X_\vartheta$ за аналогією із законом Вант Гоффа- Аррениуса.

Тоді формули (3.19) і (3.20) з урахуванням формули можуть бути відповідно записані у вигляді

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j^*} e^{\frac{(\vartheta^*-1)}{\Delta\vartheta^*}} dr^* - R_j^* \right), \quad (3.21)$$

$$R_{\text{зал}}^* = R_{0.\text{зал}}^* - \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j^*} e^{\frac{(\vartheta^*-1)}{\Delta\vartheta^*}} dr^* - R_j^* \right), \quad (3.22)$$

а з урахуванням формули (3.3) – у вигляді

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j^*} e^{\frac{(X_\vartheta^*-1)}{\Delta X_\vartheta^*}} dr^* - R_j^* \right), \quad (3.23)$$

$$R_{\text{зал}}^* = R_{0.\text{зал}}^* - \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j^*} e^{\frac{(X_\vartheta^*-1)}{\Delta X_\vartheta^*}} dr^* - R_j^* \right), \quad (3.24)$$

Температура ННТ обмотки трансформатора, яка встановилася, може бути розрахована за виразом

$$\vartheta_{\text{ННТ}} = \vartheta_{\text{охл}} + \Delta\vartheta_{\text{м}} + \Delta\vartheta_{\text{ННТ}}, \quad (3.25)$$

де $\vartheta_{\text{охл}}$ – температура охолоджувального середовища (приймається рівною 20 °С); $\Delta\vartheta_{\text{м}}$ – перевищення температури масла над температурою охолоджувального середовища $\vartheta_{\text{охл}}$; $\Delta\vartheta_{\text{ННТ}}$ – перевищення температури ННТ над температурою масла $\vartheta_{\text{м}} = \vartheta_{\text{охл}} - \Delta\vartheta_{\text{м}}$.
Перевищення температури $\Delta\vartheta_{\text{м}}$ розраховується за виразом

$$\Delta\vartheta_{\text{м}} = \Delta\vartheta_{\text{м.ном}} \left[\frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x, \quad (3.26)$$

де $\Delta\vartheta_{\text{м.ном}}$ – номінальне перевищення температури масла над температурою охолоджувального середовища (приймається рівним 40 °С для трансформаторів із системою охолодження ДЦ (Ц); 60 °С - для трансформаторів із системою охолодження М (Д), а також використовується і для трансформаторів з $\Delta\vartheta_{\text{м.ном}} = 55$ °С); S^* - відносне навантаження трансформатора, рівне відношенню $S/S_{\text{ном}}$, де S – фактичне навантаження трансформатора, $S_{\text{ном}}$ – номінальне навантаження трансформатора; $d = \Delta P_{\text{к}}/\Delta P_{\text{хх}}$ - відношення втрат короткого замикання $\Delta P_{\text{к}}$ до втрат холостого ходу $\Delta P_{\text{хх}}$ (якщо воно невідоме, то можна прийняти $d = 5$); $x = 0,9$ – для трансформаторів із системою охолодження типу М і Д; $x = 1,0$ – для трансформаторів із системою охолодження типу ДЦ і Ц.

Перевищення температури ННТ над температурою масла визначається за виразом

$$\Delta\vartheta_{\text{ННТ}} = \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}} (S^*)^y, \quad (3.27)$$

де $\Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}$ – номінальне перевищення температури ННТ над температурою масла (приймається рівним $\Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}} = 98 - 20 - \Delta\vartheta_{\text{м.ном}}$ °С; $y = 1,6$ – для трансформаторів із системою охолодження типу М і Д; $y = 1,8$ – для трансформаторів із системою охолодження типу ДЦ і Ц.

Підставимо (3.25) і (3.26) у (3.27) і отримаємо кінцеву формулу для визначення усталеної температури ННТ трансформатора:

$$\vartheta_{\text{ННТ}}^{\text{с}} = \vartheta_{\text{охл}} + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}} \left[\frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}} (S^*)^y, \quad (3.28)$$

Причому $S = S_{\text{ном}}$ ($K = 1$) $\vartheta_{\text{ННТ}} = \vartheta_0 = 98$ °С. Вираз (8.11) при зміні температури $\vartheta_{\text{ННТ}}$ за шкалою Кельвіна має вигляд (з урахуванням формули переходу $\theta_{\text{к}} = \theta_{\text{с}} + 273$, де $\theta_{\text{к}}$, $\theta_{\text{с}}$ – температури за шкалою Кельвіна і Цельсія відповідно)

$$\vartheta_{\text{ННТ}}^{\text{к}} = \vartheta_{\text{охл}} + 273 + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}} \left[\frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^{\text{х}} + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}(S^*)^{\text{у}}, \quad (3.29)$$

У відносних одиницях вирази (3.28) і (3.29) будуть відповідно мати вигляд

$$\vartheta_{\text{с}}^* = \vartheta_{\text{охл}}^* + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}}^* \left[\frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^{\text{х}} + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}^*(S^*)^{\text{у}}, \quad (3.30)$$

$$\vartheta_{\text{к}}^* = 0,736 + \vartheta_{\text{охл}}^* + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}}^* \left[\frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^{\text{х}} + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}^*(S^*)^{\text{у}}, \quad (3.31)$$

де $\vartheta_{\text{с}}^* = \vartheta_{\text{ННТ}}^{\text{с}}/\vartheta_0 = \vartheta_{\text{ННТ}}^{\text{с}}/98$;

$\vartheta_{\text{к}}^* = \vartheta_{\text{ННТ}}^{\text{к}}/(\vartheta_0 + 273) = \vartheta_{\text{ННТ}}^{\text{к}}/(98 + 273) = \vartheta_{\text{ННТ}}^{\text{к}}/371$; $0,736 = 273/371$;

$\Delta\vartheta_{\text{м.ном}}^* = \Delta\vartheta_{\text{м.ном}}/98$; $\Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}^* = \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}/98$; $\Delta\vartheta_{\text{охл}}^* = \Delta\vartheta_{\text{охл}}/98$ у виразі (8.13) і

$\Delta\vartheta_{\text{м.ном}}^* = \Delta\vartheta_{\text{м.ном}}/371$; $\Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}^* = \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}/371$; $\Delta\vartheta_{\text{охл}}^* = \Delta\vartheta_{\text{охл}}/371$; - у виразі (8.14).

З урахуванням використовуваного закону ($\Delta\vartheta$ -градусних правил або закону Вант Гоффа-Аррениуса) підставимо формули (8.13) і (8.14) у вирази (8.2) - (8.7) в якості ϑ^* і відповідно отримаємо:

$$R^* = e^{\frac{\vartheta_{\text{охл}} + 273 + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}} \left[\frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^{\text{х}} + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}(S^*)^{\text{у}} - 1}{\Delta\vartheta^*}}, \quad (3.32)$$

$$\begin{aligned} R^* &= e^{\frac{1}{\vartheta_{\text{охл}}^* + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}}^* \left[\frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^{\text{х}} + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}^*(S^*)^{\text{у}} - 1}} = \\ &= e^{\frac{0,264 - \vartheta_{\text{охл}}^* - \Delta\vartheta_{\text{м.ном}}^* \left[\frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^{\text{х}} - \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}^*(S^*)^{\text{у}}}{\Delta X_{\vartheta}^* \left[0,736 + \vartheta_{\text{охл}}^* + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}}^* \left[\frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^{\text{х}} + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}^*(S^*)^{\text{у}} \right]}}, \end{aligned} \quad (3.33)$$

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K R_j^* \left(e^{\frac{\vartheta_{\text{охл}} + 273 + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}} \left[\frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^{\text{х}} + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}(S^*)^{\text{у}} - 1}{\Delta\vartheta^*}} - 1 \right), \quad (3.34)$$

$$R_{\text{зал}}^* = R_{\text{озал}}^* - \sum_{j=1}^K R_j^* \left(e^{\frac{\vartheta_{\text{охл}} + 273 + \Delta\vartheta_{\text{м.ном}} \left[\frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^{\text{х}} + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.ном}}(S^*)^{\text{у}} - 1}{\Delta\vartheta^*}} - 1 \right), \quad (3.35)$$

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K R_j^* \left(e^{\frac{0.264 - \vartheta_{\text{ОХЛ}}^* - \Delta\vartheta_{\text{М.НОМ}}^* \left[\frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x - \Delta\vartheta_{\text{ННТ.НОМ}}^*(S^*)^y}{\Delta X_{\vartheta}^* \left[0.736 + \vartheta_{\text{ОХЛ}}^* + \Delta\vartheta_{\text{М.НОМ}}^* \left[\frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.НОМ}}^*(S^*)^y \right]} - 1 \right), \quad (3.36)$$

$$R_{\text{зал}}^* = R_{0\text{зал}}^* - \sum_{j=1}^K R_j^* \left(e^{\frac{0.264 - \vartheta_{\text{ОХЛ}}^* - \Delta\vartheta_{\text{М.НОМ}}^* \left[\frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x - \Delta\vartheta_{\text{ННТ.НОМ}}^*(S^*)^y}{\Delta X_{\vartheta}^* \left[0.736 + \vartheta_{\text{ОХЛ}}^* + \Delta\vartheta_{\text{М.НОМ}}^* \left[\frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.НОМ}}^*(S^*)^y \right]} - 1 \right), \quad (3.37)$$

Допускаючи, що для інших типів силових трансформаторів (наприклад, іноземного виробництва) температура ϑ_0 може відрізнятися від 98 °С (371 К), запишемо аналогічні (3.33) – (3.37) вирази:

$$R^* = e^{\frac{\frac{1}{\vartheta_0} \left[\vartheta_{\text{ОХЛ}} + 273 + \Delta\vartheta_{\text{М.НОМ}} \left[\frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.НОМ}}(S^*)^y \right] - 1}{\Delta\vartheta^*}}, \quad (3.38)$$

$$R^* = e^{\frac{\frac{371}{\vartheta_{\text{ОХЛ}} + 273 + \Delta\vartheta_{\text{М.НОМ}} \left[\frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.НОМ}}(S^*)^y}{\Delta X_{\vartheta}^*} - 1}}, \quad (3.39)$$

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K R_j^* \left(e^{\frac{\frac{1}{\vartheta_0} \left[\vartheta_{\text{ОХЛ}} + \Delta\vartheta_{\text{М.НОМ}} \left[\frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.НОМ}}(S^*)^y \right] - 1}{\Delta\vartheta^*}} - 1 \right), \quad (3.40)$$

$$R_{\text{зал}}^* = R_{0\text{зал}}^* - \sum_{j=1}^K R_j^* \left(e^{\frac{\frac{1}{\vartheta_0} \left[\vartheta_{\text{ОХЛ}} + \Delta\vartheta_{\text{М.НОМ}} \left[\frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.НОМ}}(S^*)^y \right] - 1}{\Delta\vartheta^*}} - 1 \right), \quad (3.42)$$

$$R^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K R_j^* \left(e^{\frac{\frac{\vartheta_0 + 273}{\vartheta_{\text{ОХЛ}} + 273 + \Delta\vartheta_{\text{М.НОМ}} \left[\frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta\vartheta_{\text{ННТ.НОМ}}(S^*)^y}{\Delta X_{\vartheta}^*} - 1}} - 1 \right), \quad (3.43)$$

$$R_{\text{зал}}^* = R_{\text{озал}}^* - \sum_{j=1}^K R_j^* \left(e^{\frac{\vartheta_0 + 273}{\Delta X_{\vartheta}^*} \left[\frac{\vartheta_{\text{охл}}^* + 273 + \Delta \vartheta_{\text{м.ном}}^* \left[\frac{1+d(S^*)^2}{1+d} \right]^x + \Delta \vartheta_{\text{ННТ.ном}}^* (S^*)^y}{\Delta X_{\vartheta}^*} \right]^{-1}} - 11 \right), \quad (3.44)$$

Нормативний ресурс трансформаторів приймається за паспортними даними і для різних типів трансформаторів дорівнює 25 чи 30 рокам.

Таким чином, за виразами (3.38) – (3.44) або можна розрахувати фактичний спрацьований і залишковий ресурс силових трансформаторів у залежності від їхнього навантаження на різних проміжках напрацювання R_j під дією групи теплових факторів. Як було зазначено вище, проміжки напрацювання електрообладнання у ненормативних умовах невеликі, і тому на них дані залежності можуть бути записані з такими числовими значеннями коефіцієнтів, що вони будуть практично збігатися. Причому чим меншою буде величина цього проміжку, тим меншою буде похибка апроксимації однієї залежності іншою.

3.2.4 Оцінка технічного стану на основі аналізу динаміки змінення визначальних параметрів

Для оцінки технічного стану СТ запропоновано методику ,яка не суперечить діючим нормативним документам та дозволяє отримати кінцеві результати у зручному і доступному для широкого кола спеціалістів вигляді.

По даному алгоритму технічний стан обладнання визначається найменшим значенням коефіцієнта відносної оцінки обчисленого для кожного визначального параметра шляхом порівняння виміряного у даний момент часу значення цього параметра з вихідним і граничним значенням.

Вихідними вказані у паспортах і протоколах заводських значення, випробувань або значення параметрів, отримані при прийнятно-здавальних випробуваннях. Коефіцієнт відносної оцінки ТС даного обладнання за i -м визначальним параметром K_i визначається за формулою[5,6-11]:

$$K_i = 1 - \frac{P_{oi} - P_{Bi}}{P_{oi} - P_{\Gamma i}} \quad (3.45)$$

де P_{oi} –початкове значення і-го визначального технічного параметра за заводськими паспортом або за приймально-здавальним випробуванням; P_{Vi} -вимірне значення і-го визначального параметра при проведенні дослідження; P_{Ti} – граничне значення і-го визначального параметра ,при якому експлуатація даного обладнання недопустима (за вимогами нормативних документів).

На початку експлуатації, коли значення визначального параметра дорівнює паспортному

$$P_{oi} = P_{Vi}, K_i = 1$$

У міру старіння обладнання вимірне значення визначального параметра зменшується(збільшується) в при $P_{oi} = P_{Vi}, K_i = 0$

Таким чином ,технічний стан обладнання за даним визначальним параметром оцінюється коефіцієнтом K_i , який змінюється у межах $1 \div 0$

Якщо значення виміряного параметра досягне і перевершить граничне, коефіцієнт K_i прийме від'ємне значення.

Для прикладу на рис. 3.2.4 наведений графік зміни стану ізоляції обмоток високої і низької напруги для трансформатора початку експлуатації до поточного часу

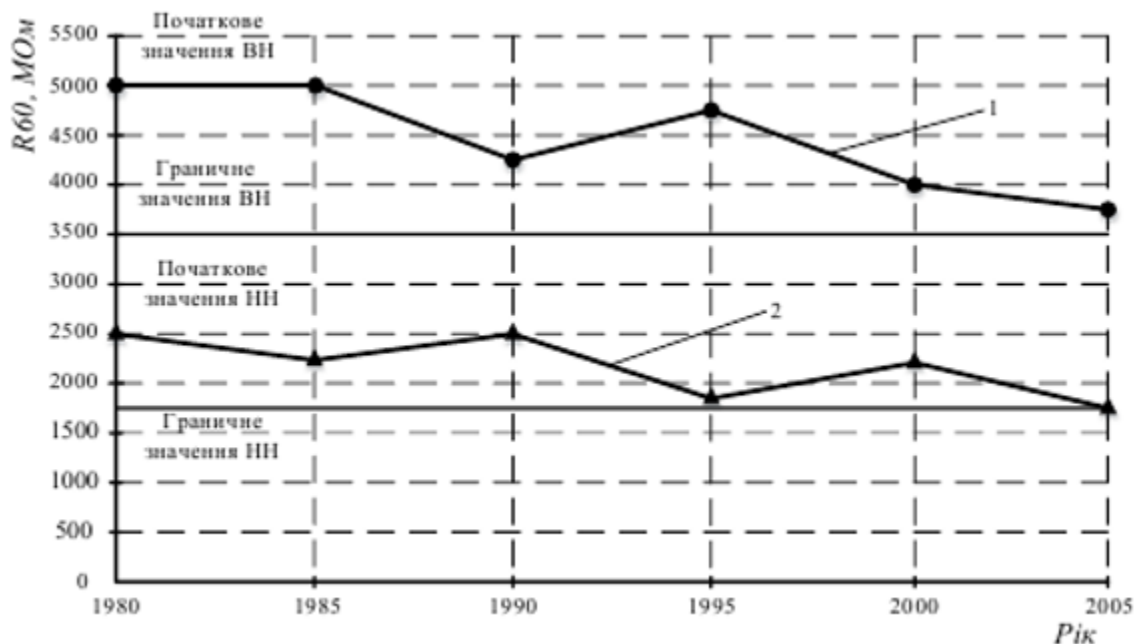


Рис.3.2.4-НН-обмотка низької напруги, ВН-обмотка високої напруги 1-опір R60`ВН,2-опір R60`НН

На графіку відзначаються початкове і граничне значення параметра. Усі значення опорів повинні бути приведені до розрахункової (базової) температури (70 °С). На графіку видні періоди прискореного старіння ізоляції і можуть бути визначені середні швидкості старіння, як для окремих періодів експлуатації, так і за увесь період з початку експлуатації і до поточного часу. Аналогічно будуються графіки змінювання у часі інших визначальних параметрів. Середня швидкість змінювання визначального параметра обчислюється за формулою:

$$a = \frac{P_0 - P_B}{T} \quad (3.46)$$

де P_0 і P_B відповідно початкове і вимірне при випробуваннях значення визначального параметра; T - час від початку експлуатації до моменту вимірювань. Поточний технічний стан електротехнічного обладнання характеризується, головним чином, поточними значеннями визначальних параметрів і розрахованими на їхній основі показників надійності.

Вибір показників надійності для електротехнічного обладнання здійснюється з урахуванням вимог ДСТУ 26291 і ДСТУ 20.39.312.

В якості основних показників надійності, які визначають поточний стан для силового електротехнічного обладнання, обираються:

- середній наробіток до відмови (T_{cp});
- гамма-відсотковий наробіток (T_γ);
- ймовірність безвідмовної роботи $P t$

Методика розрахунку показників надійності виконується за схемою, наведеною в ДСТУ 2862 (розділ 6), і передбачає визначення чисельних значень показників надійності на основі визначених раніше фізичних процесів деградації, що приводять до відмов у процесі експлуатації (ДСТУ3433-96). Розрахунок здійснюється для усталеного домінуючого визначального параметра, що характеризує поточний стан обладнання в цілому. Для досліджуваного електротехнічного обладнання на основі аналізу механізму старіння, що обумовлює зміну визначальних параметрів (зносу), за підсумками побудови графіків змінювання у часі визначальних параметрів робиться висновок, що превалюючим

процесом деградації є немонотонний процес, близький до монотонного, який у ряді випадків може бути представлений як монотонний. На цій основі обирається вид розподілу як випадковий процес з незалежними гаусовими стаціонарними приростами (ДСТУ 2862. Додаток Г).

Математичний опис функції зміни визначального параметра для даного виду розподілу виражено:

$$Z_t = \Pi_0 - ut \quad (3.47)$$

де Π_0 - початкове значення визначального параметра; ut -випадкова величина, що має характеристики: $a = M du/dt$ - середня швидкість змінювання визначального параметра, $a > 0$, $du/dt < > 0$.

Середній наробіток до відмови (T_{cp}) для усталеного домінуючого параметра визначається за формулою:

$$T_{cp} = \frac{\Pi_0 - \Pi}{a} \quad (3.48)$$

де a - середня швидкість змінювання домінуючого параметра, визначена за виразом (2); Π_0 - початкове значення домінуючого параметра; Π - граничне значення домінуючого параметра.

Гамма-відсотковий наробіток (T_y) визначається за виразом:

$$T_y = \frac{\Pi_0 - \Pi}{a} \left(1 - \frac{y}{100} \right) \quad (3.49)$$

де $\frac{y}{100}$ -регламентна (задана) ймовірність відмов

Ймовірність безвідмовної роботи визначається за формулою

$$P_t = \Phi * \frac{\Pi_0 - \Pi - at}{v at \Pi_0 - \Pi} \quad (3.5)$$

де v -коефіцієнт варіації основних процесів деградації, приймається по ДСТУ 2862 ,додаток Б ,для руйнування виду «старіння» у діапазоні 0.4÷1.0

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ

1. Проаналізовано основні показники надійності і характеристики ресурсу працездатності силових трансформаторів електростанцій.
3. Обґрунтовано необхідність застосування комплексного підходу щодо побудови математичних моделей оцінки технічного стану СТ.
4. Запропоновано математичні моделі для розрахунку показників надійності силових трансформаторів при КЗ.
5. Побудовано модель оцінки ресурсу працездатності силового трансформатора;
5. Побудовано математичну модель оцінки технічного стану СТ на основі змінення визначальних параметрів;

Розділ 4

Розрахунки показників надійності та ресурсу працездатності силових трансформаторів.

. Розрахувати показники надійності для одного з визначальних параметрів трансформатора ТСЗСУ-1000/10 системи власних потреб електростанції, визначеного як домінуючого (опір ізоляції обмоток). Задані наступні показники параметра: початкове (за паспортом) значення опору ізоляції обмотки $P_0 = 5000$ МОм; виміряне при випробуваннях значення опору ізоляції обмотки $P = 4200$ МОм; граничне значення опору ізоляції обмотки $P = 3500$ МОм (зменшене на 30 % від початкового); час від початку експлуатації до моменту випробувань $T = 25$ років. Визначаємо середню швидкість змінювання визначального параметра за формулою (2):

$$a = \frac{5000 - 4200}{25} = 32 \text{ МОм/рік}$$

Середній наробіток до відмови (T_{cp}) визначається за виразом (4);

$$T_{cp} = \frac{5000 - 3500}{32} = 46 \text{ років}$$

Гамма-відсотковий наробіток (T_y) визначається за виразом (5)

$$T_y = \frac{5000 - 3500}{32} * 1 - 0.95 = 2.3 \text{ роки}$$

Знайдемо ймовірність безвідмовної роботи трансформатора для заданого строку подовження експлуатації (на 5 років понад використаного) за формулою (6) при $T = 25 + 5 = 30$ років і $v = 0,7$.

$$P_t = \Phi * \frac{5000 - 3500 - 32 * 30}{0.7 * 32 * 30 * 5000 - 3500} = \Phi 0.64$$

Використовуючи функцію (Φ) нормального розподілу (ДСТУ 2862, таблиця Л.6, стр. 37-38), визначимо ймовірність безвідмовної роботи трансформатора P_t при подовженні строку його експлуатації на 5 років:

$$P_t = 0,742.$$

Робимо висновок, що опір ізоляції трансформатора досягне граничного значення через 5 років з ймовірністю 0,742.

Знайти ймовірність безвідмовної роботи силових трансформаторів власних потреб на протязі 10 років їхньої експлуатації, якщо

ТМ-6300/35 переніс одне КЗ з кратністю $K = 12$, три - з $K = 8$ і шість - з $K = 6$.

ТМ-2500/110 переніс одне КЗ з кратністю $K = 14$, одне - з $K = 12$, чотири - з $K = 8$ і десять - з $K = 6$.

ТМ-5300/150 переніс одне КЗ з кратністю $K = 10$ і п'ять - з $K = 6$.

ТМ-80000/220 переніс одне КЗ з кратністю $K = 15$, три - з $K = 10$, п'ять - з $K = 8$ і сім - з $K = 6$.

Інтенсивність КЗ дорівнює $\omega = 2$.

Для прикладу зробимо розрахунок для трансформатора ТМ-2500/110.

Згідно з ДСТУ 11677-75 гранична кратність струму КЗ $K_0 = 14$. Приймаємо

$K_0 = 15$. Тоді

$$X_1 = \frac{K^2}{K_0} = \frac{14^2}{14} = 1; \quad X_2 = \frac{12^2}{14} = 0,74$$

$$X_3 = \frac{8^2}{14} = 0,32 \quad X_4 = \frac{6^2}{14} = 0,18$$

Середнє значення X :

$$X = \frac{1 \cdot X_1 + 1 \cdot X_2 + 4 \cdot X_3 + 10 \cdot X_4}{16} = \frac{1 \cdot 1 + 1 \cdot 0,74 + 4 \cdot 0,32 + 10 \cdot 0,18}{16} = 0,301$$

Ймовірність безвідмовної роботи трансформатора з початку його експлуатації до моменту $t=10$ визначається формулою (3.51):

$$P_t = \Phi \frac{\Gamma_0 / X - 0,5 - \omega t}{\overline{\omega t}} = \Phi \frac{\frac{6}{0,301} - 0,5 - 2 \cdot 10}{2 \cdot 10} = \Phi \frac{-0,57}{4,472} = \Phi - 0,13 = 0,45$$

Аналогічним чином можна знайти ймовірність безвідмовної роботи для інших типів трансформаторів. Результати розрахунків зведені нижче у таблицю.

Таблиця 4.1-ймовірність безвідмовної роботи трансформатор

	K ₀ (Згідно ГОСТ 11677- 75)	Значення параметрів X _i при значенні K						x _{cp}	t	ω	Φ(t)	Pt
		15(n)	14(n)	12(n)	10(n)	8(n)	6(n)					
ТМ- 6300/35	12	-	-	1,00(1)	-	0.45(3)	0.25(6)	0.385	10	2	Φ (-1.09)	0.1 4
ТМ- 2500/110	14	-	1,00(1)	0,74(1)	-	0.32(4)	0.18(10)	0.301	10	2	Φ (-0.13)	0.4 5
ТМН- 5300/150	14	-	-	-	0.51(1)	-	0.18(5)	0.235	10	2	Φ (1.13)	0.8 7
ТДЦ- 80000/220	15	2.00(1)	-	-	0.45(3)	0.28(5)	0.16(7)	0.367	10	2	Φ (-0.93)	0.1 8

Розглянемо приклади по оцінці фактичного спрацьованого і залишкового ресурсу силових трансформаторів

Приклад 3. Припустимо, що для трансформатора ТД-25000/110 за допомогою засобів діагностики (наприклад, фірми «Alstom») на протязі доби були виміряні еквівалентні (середні) температури ННТ згідно з таблицею 8.2.

Таблиця 8.2

Розподіл температури ННТ за часом на протязі доби

R _j , год	0,5	7,5	12	4
ϑ _{ННТ} , °С	120	75	99	50
ϑ _{НННТ} , °К	393	348	372	323

Відомо, що такий розподіл температур спостерігається у даного трансформатора протягом усього строку служби R₀ = 25 років. Приймаючи Δϑ = 8,656 °С, за формулою (8.4) визначимо фактичний спрацьований ресурс:

$$R^* = 1 + \sum_{j=1}^K R_j^* \left(e^{\frac{j-98}{\Delta\vartheta}} - 1 \right) = 1 + \frac{0,5}{8760} \cdot 365 \left(e^{\frac{120-98}{8,656}} - 1 \right) +$$

$$\begin{aligned}
& + \frac{7,5}{8760} \cdot 365 \left(e^{\frac{75-98}{8,656}} - 1 \right) + \frac{12}{8760} \cdot 365 \left(e^{\frac{99-98}{8,656}} - 1 \right) + \\
& + \frac{4}{8760} \cdot 365 \left(e^{\frac{50-98}{8,656}} - 1 \right) = 0,848 \text{ в. о.}
\end{aligned}$$

В іменованих одиницях $R = 0,848 \cdot 25 = 21,2$ років. Якщо продовжувати експлуатувати трансформатор у нормативних умовах, то його залишковий ресурс становить $1 - 0,848 = 0,152$ в. о. або 3,8 років.

Обчислимо фактичний спрацьований ресурс даного трансформатора за виразом (8.6), при цьому будемо мати на увазі, що $\Delta X\vartheta = -R/E_a = -8,317/7,9 = -1,053$ 1/К для класу ізоляції А (див. табл. 8.6 і $\vartheta \text{ }^\circ\text{K} = \vartheta \text{ }^\circ\text{C} + 273$:

$$\begin{aligned}
R^* &= 1 + \sum_{j=1}^K R_j^* \left(e^{\frac{1/\vartheta - 1/371}{\Delta\vartheta}} - 1 \right) = 1 + \frac{0,5}{8760} \cdot 365 \left(e^{\frac{1/393 - 1/371}{-1,053}} - 1 \right) + \\
& + \frac{7,5}{8760} \cdot 365 \left(e^{\frac{1/348 - 1/371}{-1,053}} - 1 \right) + \frac{12}{8760} \cdot 365 \left(e^{\frac{1/372 - 1/371}{-1,053}} - 1 \right) + \\
& + \frac{4}{8760} \cdot 365 \left(e^{\frac{\frac{1}{323} - \frac{1}{371}}{-1,053}} - 1 \right) = 0,999 \text{ в. о.}
\end{aligned}$$

В іменованих одиницях $R = 0,999 \cdot 25 = 24,975$ років. Якщо продовжувати експлуатувати трансформатор у нормативних умовах, то його залишковий ресурс становить $1 - 0,999 = 0,001$ в. о. або 0,025 року, чи 219 год.

Похибка розрахунку за різними методами при умові, що трансформатор ТД-25000/110 виконаний з ізоляцією класу А, складає $\sim 15\%$ від нормативного строку служби R_0 , тобто $0,15 \cdot 25 = 3,7$ років. При розрахунку з урахуванням закону Вант Гоффа-Аррениуса запас ресурсу виявляється більшим, тобто у цьому випадку слід менше турбуватися про вплив неврахованих експлуатаційних факторів.

Приклад 4. Припустимо, що на підстанції встановлений трансформатор типу ТД-80000/220. Відомо, що на протязі доби він працював 16 год з навантаженням 78 МВ·А ($S^* = 0,975$ в. о.) при температурі охолоджувального середовища $\vartheta_{\text{охл}} = 17 \text{ }^\circ\text{C}$, або $\vartheta_{\text{охл}}^* = 0,173$ в. о. (0,046 в. о.), 7,5 год – 72 МВ·А ($S^* = 0,9$ в. о.) при $\vartheta_{\text{охл}} = -13 \text{ }^\circ\text{C}$, або $\vartheta_{\text{охл}}^* = -0,133$ в. о. (-0,035 в. о.) і 0,5 год - 85 МВ·А ($S^* = 1,063$ в. о.) при $\vartheta_{\text{охл}} = 22 \text{ }^\circ\text{C}$, або $\vartheta_{\text{охл}}^* = 0,224$ в. о. (-0,059 в. о.). У дужках вказані значення температур для застосування формул, заснованих

на використанні закону Вант Гоффа-Аррениуса. У даному режимі трансформатор пропрацював усі 25 років свого нормативного строку служби R_0 .

Для даного трансформатора приймаємо $x = 0,9$; $y = 1,6$; $\Delta\vartheta_{\text{М.НОМ}} = 60^\circ\text{C}$ (60 К) або $\Delta\vartheta_{\text{М.НОМ}}^* = 0,612$ в. о. (0,162 в. о.); $\Delta\vartheta_{\text{М.НОМ}} = 98 - 20 - 60 = 18^\circ\text{C}$ або $\Delta\vartheta_{\text{М.НОМ}}^* = 0,184$ в. о. (0,049 в. о.). Знайдемо коефіцієнт $d = 315/79 = 3,987$.

Розрахуємо фактичний спрацьований ресурс R^* за формулою (8.17):

$$R^* = 1 + \frac{16}{8760} \cdot 365 \left(e^{\frac{0,173+0,612 \left[\frac{1+3,987(0,975)^2}{1+3,987} \right]^{0,9} + 0,184(0,975)^{1,6}-1}{0,088}} - 1 \right) +$$

$$+ \frac{7,5}{8760} \cdot 365 \left(e^{\frac{-0,133+0,612 \left[\frac{1+3,987(0,9)^2}{1+3,987} \right]^{0,9} + 0,184(0,9)^{1,6}-1}{0,088}} - 1 \right) +$$

$$+ \frac{0,5}{8760} \cdot 365 \left(e^{\frac{0,224+0,612 \left[\frac{1+3,987(1,063)^2}{1+3,987} \right]^{0,9} + 0,184(1,063)^{1,6}-1}{0,088}} - 1 \right) = 0,401 \text{ в. о.}$$

Припускаючи, що даний трансформатор має ізоляцію класу А, величина $\Delta X_{\vartheta} = -1,053$ 1/К, як у попередньому прикладі. Тоді $\Delta X_{\vartheta}^* = \Delta X_{\vartheta}/(1/371) = 1,053 \cdot 371 = 390,663$ в. о. Розрахуємо фактичний спрацьований ресурс трансформатора при тих же умовах експлуатації за виразом (8.19):

$$R^* = 1 + \frac{16}{8760} 365 \left(e^{\frac{0,264-0,046-0,162 \left[\frac{1+3,987(0,975)^2}{1+3,987} \right]^{0,9} - 0,049(0,975)^{1,6}}{390,663 \left[0,736+0,046+0,162 \left[\frac{1+3,987(0,975)^2}{1+3,987} \right]^{0,9} + 0,049(0,975)^{1,6} \right]}} - 1 \right)$$

$$+ \frac{7,5}{8760} 365 \left(e^{\frac{0,264+0,035-0,162 \left[\frac{1+3,987(0,9)^2}{1+3,987} \right]^{0,9} - 0,049(0,9)^{1,6}}{390,663 \left[0,736-0,035+0,162 \left[\frac{1+3,987(0,9)^2}{1+3,987} \right]^{0,9} + 0,049(0,9)^{1,6} \right]}} - 1 \right) +$$

$$+ \frac{0,5}{8760} \cdot 365 \left(e^{\frac{0,264 - 0,059 - 0,162 \left[\frac{1 + 3,987(1,063)^2}{1 + 3,987} \right]^{0,9} - 0,049(1,063)^{1,6}}{390,663 \left[0,736 + 0,059 + 0,162 \left[\frac{1 + 3,987(1,063)^2}{1 + 3,987} \right]^{0,9} + 0,049(1,063)^{1,6} \right]}} - 1 \right) =$$

$$= 0,999 \text{ в. о.}$$

В іменованих одиницях фактичний спрацьований ресурс у першому випадку буде дорівнювати $R = 0,401 \cdot 25 = 10,025$ років і $R = 0,999 \cdot 25 = 24,975$ років.

Порівняємо значення фактичного спрацьованого ресурсу, отримані у прикладі 8.1 і прикладі 8.2 при використанні виразів на базі закону Вант Гоффа-Аррениуса. Очевидно, що вони цілковито однакові, проте, це неможливо, оскільки температурні режими роботи трансформаторів різні. Тому застосування закону Вант Гоффа-Аррениуса вимагає додаткових досліджень.

У першому випадку нормативний залишковий ресурс визначається як $R_{0,зал}^* = 1 - 0,401 = 0,559$ в. о. або $R_{зал} = 25 - 10,025 = 14,975$ років. Це справедливо, якщо далі трансформатор протягом доби буде працювати з номінальним навантаженням (80 МВ·А) температурою ННТ (98 °С).

Припустимо, що такий режим роботи трансформатора збережеться і далі. Тоді фактичний залишковий ресурс розрахуємо за формулою (8.18):

$$R^* = 0,599 - \left[\frac{16}{8760} \cdot 365 \left(e^{\frac{0,173 + 0,612 \left[\frac{1 + 3,987(0,975)^2}{1 + 3,987} \right]^{0,9} + 0,184(0,975)^{1,6} - 1}{0,088}} - 1 \right) + \right. \\ \left. + \frac{7,5}{8760} \cdot 365 \left(e^{\frac{-0,133 + 0,612 \left[\frac{1 + 3,987(0,9)^2}{1 + 3,987} \right]^{0,9} + 0,184(0,9)^{1,6} - 1}{0,088}} - 1 \right) + \right. \\ \left. + \frac{0,5}{8760} \cdot 365 \left(e^{\frac{0,224 + 0,612 \left[\frac{1 + 3,987(1,063)^2}{1 + 3,987} \right]^{0,9} + 0,184(1,063)^{1,6} - 1}{0,088}} - 1 \right) \right] = 1,198 \text{ в. о.}$$

В іменованих одиницях фактичний залишковий ресурс буде дорівнювати $R_{зал} = 1,198 \cdot 25 = 29,95$ років.

Таким чином, при умові, що трансформатор на протязі доби завжди буде працювати з навантаженнями і температурою охолоджувального середовища, вказаними у прикладі 8.2, то його повне напрацювання до граничного стану складе $10,025 + 29,95 = 39,975$ років, майже 40 років.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ

1. Проведено розрахунки показників надійності силових трансформаторів електростанції на інтервалі спостереження за наявності КЗ в зовнішній електричній мережі.
2. Розраховано показники надійності силових трансформаторів за динамікою одного з визначальних параметрів(опір ізоляції обмотки).
3. Проведено розрахунки і виконана оцінка фактичного спрацьованого і залишкового ресурсу силових трансформаторів електростанції.

Розділ 5 Охорона Праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації трансформатора напругою 110 кВ

Вступ

Мета розділу: розробка заходів щодо запобігання або зменшення впливу на працівників шкідливих і небезпечних виробничих чинників, які виникають у ході експлуатації силових трансформаторів.

Завдання досліджень:

а) аналіз умов праці під час експлуатації і вибір заходів щодо зменшення впливу на працівників шкідливих;

б) розробка певних технічних та організаційних заходів з охорони праці та безпеки життєдіяльності під час експлуатації трансформатора 110 кВ.

5.1 Технічні характеристики устаткування

Проектом передбачена видача потужності і зв'язок теплоелектроцентралі з енергосистемою на трьох класах напруг 10.5 кВ, 110 кВ та 330 кВ. Структура ТЕЦ: три генератора по 60 МВт кожен, з'єднані зі своєю секцією ГРП, один генератор 100 МВт, з'єднаний з РП 110 кВ за блоковим принципом та два генератори 300 МВт, з'єднані з РП 330 кВ за блоковим принципом.

Використано трансформатор ТДЦ-125000/11 зовнішнього встановлення, технічні параметри якого наведені в таблиці 5.1

Таблиця 5.1 - Основні технічні параметри блочного трансформатора ТДЦ-125000/110

Найменування параметрів	Значення
Виконання	Трифазне
Номінальна потужність, МВА	125
Номінальна напруга ВН, кВ	121
Номінальна напруга НН, кВ	10.5
Режим роботи нейтралі	Глухозаземлена
Маса (повна), т	123
Маса (масла), т	19
Кліматичне виконання	У1 (для експлуатації в районах з помірним кліматом з категорією розміщення на відкритому повітрі)
Значення температури повітря під час експлуатації, °С	Робочі: -45...40 Гранично робочі: -50...45
Відносна вологість повітря, %	Середньорічне значення: 80% при 20°С Верхнє значення: 85% при 25°С
Довжина, мм	7500
Ширина, мм	4700
Висота, мм	7000

5.2 Аналіз умов праці

Оперативне обслуговування здійснюється бригадою яка складається з електрослюсарів приклад наведено в таблиці 5.2 Види робіт які можуть

відбуватись наведено в таблиці 5.3

Таблиця 5.2 – Склад бригад

Функції	Кількість чоловік	Група з електробезпеки
Відповідальний керівник робіт	1	V
Виконавець робіт	2	IV
Член бригади	5	IV

Таблиця 5.3 – Можливі види робіт

Область робіт	Перелік робіт
Трансформатор	<ol style="list-style-type: none"> 1. Профілактичний поточний ремонт; 2. Профілактичний капітальний ремонт; 3. Зовнішній огляд; 4. Контроль температури масла; 5. Контроль рівня масла; 6. Відбирання проб масла для випробувань та аналізу; 7. Періодичні випробування ізоляції; 8. Заміна масла
Система охолодження (дутья та природна циркуляція масла)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Зовнішній огляд; 2. Контроль тиску масла; 3. Профілактичний поточний ремонт; 4. Перевірка стану комплектуючих, які можуть псуватися; 5. Зміна зношених підшипників в електродвигунах; 6. Очищення пакетів масляних фільтрів; 7. Огляд автоматичних вимикачів і контактних поверхні магнітних пускачів; 8. Перевірка опору ізоляції електричних кіл;
Розширник, стрілкові вказівники масла, повітроосушники	<ol style="list-style-type: none"> 1. Очищення внутрішньої порожнини розширника від бруду; 2. Перевірка технічного стану стрілкових вказівників масла; 3. Контроль стану або заміна силікогелю та рівня масла в масляному затворі; 4. Перевірка стану гнучкої оболонки розширника;

Герметичні маслонаповнені вводи	<ol style="list-style-type: none"> 1. Зовнішній огляд; 2. Контроль та регулювання тиску масла всередині вводу, відбирання проб масла для випробувань та аналізу; 3. Перевірка надійності заземлення спеціальних і вимірювальних ввідів; 4. Заміна верхніх ущільнень; 5. Випробування ввідів;
Газовий захист	<ol style="list-style-type: none"> 1. Зовнішній огляд; 2. Профілактичний контроль та відновлення;
Відсічний клапан	<ol style="list-style-type: none"> 1. Зовнішній огляд 2. Перевірка і випробування;
Запобіжний клапан	<ol style="list-style-type: none"> 1. Перевірка стану;
Вбудовані трансформатори струму	<ol style="list-style-type: none"> 1. Перевірка опору ізоляції вторинних обмоток; 2. Зняття характеристик намагнічування на робочому коефіцієнті трансформації;

5.3 Аналіз небезпечних і шкідливих чинників

Небезпечні та шкідливі виробничі чинники, їх фактичні та граничнодопустимі значення наведені в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Перелік небезпечних і шкідливих речовин	Фактичне значення	Гранично допустиме значення
Електричного походження	<ol style="list-style-type: none"> 1. Напруга 2. Струм 3. Напруженість електричного поля 4. Напруженість магнітного поля 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 110,10 кВ 2. 0.656 кА 3. до 16 кВ/м 4. До 5 кА/м 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 6 В [22] 2. 0.6 мА [22] 3. 5 кВ/м [23] 4. 1.4 кА/м [23]
Фізичні	<ol style="list-style-type: none"> 1. Шум 2. Робота на висоті 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 114 дБА 2. 7 м 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 85 дБА [24] 2. 1.3 м [25]
Важкість	Статичні і динамічні навантаження	Категорія робіт III	[26]
Напруженість	Нервово-психологічні навантаження	2	2 [27]

Хімічні	Робота з трансформаторним маслом	18 т	Клас небезпечності III[28]
Мікроклімат	1. Температура взимку 2. Відносна вологість взимку 3. Швидкість вітру взимку 4. Температура влітку 5. Відносна вологість влітку 6. Швидкість вітру влітку	1. -15.5 °C 2. До 86% 3. 4.8 м/с 4. +37°C 5. 76% 6. 3.3 м/с	1. 20°C [29] 2. 75% [29] 3. 0.5 м/с [29] 4. 28°C [29] 5. 75% [29] 6. 0.5-0.6 м/с [29]

5.4 Розробка і розрахунок технічних та організаційних заходів з охорони праці

План розробки технічних і організаційних заходів наведено в таблиці 5.5

Таблиця 5.5 – Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники, характеристики
Технічні заходи з електробезпеки	Знак безпеки	Знак безпеки «Обережно, електрична напруга» наноситься або кріпиться на корпус трансформатора.
	Сигналізація	Світлова сигналізація на щиті керування та спеціальна сигналізація вказує про виникнення аварії за допомогою сигнальних ламп та звукових сигналів.
	Захисне заземлення	Заземлення, яке захистить виконавців робіт від ураження електричним струмом шляхом зменшення напруги дотику. Для даного типу трансформаторів це 0.7 Ом
	Маркування	Навести маркування на станції та на самому трансформаторі Для даного типу трансформатора це ТДЦ
	Вид дозвільного документу на виконання робіт	Наряд-допуск
	Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи без напруги. Роботи поблизу струмовідних частин.

Організаційні заходи з електробезпеки	Підготовка робочого місця	<ol style="list-style-type: none"> 1. Виконати необхідні відключення та вжити заходи, які перешкоджають подачі напруги до місця роботи внаслідок помилкового чи самовільного включення комутаційної апаратури; 2. Перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах, які повинні бути заземлені; 3. Приєднати до «землі» переносні заземлення;
	Порядок виконання робіт	<p>Перед допуском до роботи відповідальний керівник і виконавець робіт, перевіряють виконання технічних заходів з підготовки робочого місця. Після перевірки технічних заходів проводиться допуск бригади, який полягає в тому:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Чи відповідає склад бригади і кваліфікація включених в неї осіб записам в наряді; 2. Прочитують за нарядом прізвища відповідального керівника, виконавця робіт, склад бригади і зміст дорученої роботи, пояснює бригаді, звідки знята напруга, де встановлені заземлення, які частини з сусідніх приєднань залишилися під напругою і які особливі умови при проведенні робіт повинні дотримуватися;
	Плакати безпеки	<p>Заборонні. На ключах дистанційного керування комутаційних апаратів вивішені заборонні плакати;</p> <p>Вказівні. На робочому місці: «Заземлено»</p> <p>Застережні. На робочому місці: «Стій - висока напруга», «Не вилазь - уб'є»</p> <p>Розпорядчі. На робочому місці: «Працювати тут»</p>

Для захисту персоналу від непрямого дотику проведемо розрахунок захисного заземлення трансформатора.

Вихідні дані:

Напруга заземлення обладнання: $U_{обл.} = 110$ (кВ).

Питомий опір ґрунту $\rho = 30$ Ом·м

Для ЕУ напругою більше 110 кВ $R_{доп}$ можна прийняти до розрахунку 0.5 (Ом).

В якості вертикальних заземлювачів використаємо металеві стержні круглого перерізу довжиною 6 м та діаметром 0.015 м . В якості горизонтального заземлювача використаємо сталевий дріт діаметром

0.015 м, довжиною 10 м.

Розрахунковий питомий опір ґрунту

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{таб}} \cdot \Psi_1 = 30 \cdot 1.4 = 42 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Заземлювачі розміщуються біля поверхні землі або глибше зони промерзання ґрунту (0.7-0.8 м). Обраємо глибину 0.8 м.

Відстань від поверхні ґрунту до середини ВЗ

$$t = t_0 + \frac{l_1}{2} = 0.8 + \frac{5}{2} = 3.3$$

Опір розтікання ВЗ

$$\begin{aligned} R_{\text{ВЗ}} &= \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot l_1} \cdot \left(\ln\left(\frac{2 \cdot l_1}{d}\right) + \frac{1}{2} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot t + l_1}{4 \cdot t - l_1}\right) \right) = \\ &= \frac{42}{2 \cdot 3.14 \cdot 5} \cdot \left(\ln\left(\frac{2 \cdot 5}{0.015}\right) + \frac{1}{2} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 2.4 + 5}{4 \cdot 2.4 - 5}\right) \right) = 8.94 \text{ Ом} \\ R_{\text{ВЗ}} &> R_{\text{шт}} \end{aligned}$$

Необхідно сполучити декількіа ВЗ

$$n = \frac{R_{\text{ВЗ}}}{R_3 \cdot \eta_e} = \frac{8.94}{0.8 \cdot 0.63} = 31.2 \text{ шт} \approx 36 \text{ шт}$$

Довжина ГЗ в контурному виконанні

$$l_{\Gamma} = a \cdot n = 12 \cdot 36 = 432 \text{ м}$$

де, зі співвідношення $a/l_1 = 2$, $a = 2 \cdot l_1 = 10 \text{ м}$.

Опір розтікання ГЗ

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\Gamma}} \cdot \ln\left(\frac{l_{\Gamma}^2}{d_{\Gamma} \cdot t_{\Gamma}}\right) = \frac{30 \cdot 5.9}{2 \cdot 3.14 \cdot 432} \cdot \ln\left(\frac{432^2}{0.015 \cdot 0.695}\right) = 1.088 \text{ Ом}$$

Опір розтікання штучного ЗП

$$R'_{шт} = \frac{R_{B1} \cdot R_{\Gamma}}{R_{B1} \cdot \eta_{\Gamma e\phi} + R_{\Gamma} \cdot n \cdot \eta_{B e\phi}} = \frac{8.94 \cdot 1.088}{8.94 \cdot 0.29 + 1.088 \cdot 36 \cdot 0.58} = 0.3843 \text{ Ом}$$

$$R_{шт} \leq R_{шт}$$

Отже, штучне заземлення забезпечить необхідний рівень захисту.

5.5 Вибір індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Перелік обраного обладнання наведено в таблицях 5.6 та 5.7.

Таблиця 5.6 - Засоби індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування
Захисний одяг	Костюм для захисту від виробничих забруднень і механічних впливів	Комбінезон «Слюсар»
Захисне взуття	Захист ніг від механічного та електричного впливу	Чоботи АВ 4060 4 S3 CI SRC
Захист рук	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички з прорезиненими вставками XL (12)
Захист голови	Запобігання або зменшення впливу на голову від механічних і електричних впливів	Каска захисна м215
Захист очей	Захист спереду і з боків від поєднання випромінювань з впливом твердих Частинок від електричної дуги	Окуляри захисні portwest pw13 clear view
Захист органів слуху	Захист вух від шуму	Навушники PELTOR X6A

Таблиця 5.7 – Засосби електрозахисту

Вид ЕЕЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Електрозахисний засіб індивідуального захисту	Діелектричні рукавички	Для робіт під напругою 110 кВ	Підключення після ремонту. Що 6 місяців [36]
	Діелектричне взуття	Для робіт під напругою 110 кВ	Підключення після ремонту. Що 6 місяців [35]
	Діелектрична каска	Для робіт під напругою 110 кВ	Підключення після ремонту. Що 6 місяців [37]
	Комплект екранувального одягу для захисту від електричних полів 110 кВ	Для робіт під напругою 110 кВ	Захист від електричних полів [33]
Контрольно-сигнальні прилади	Штанга вимірювальна	Для визначення опору контактів	110 кВ Раз у 24 місяці [34]
	Штанга універсальна	Виконання монтажних робіт	110 кВ Раз у 24 місяці [34]
	Контактний показник напруги 110 кВ з комбінованою індикацією	Для перевірки наявності або відсутності напруги в електроустановках	110 кВ
	Сигналізатори напруги	Наближення трансформатора під напругою	110 кВ Раз у 12 місяці
	Захисне переносне заземлення, ізолюючі підставки, плакати безпеки	Виконання робіт	110 кВ Раз у 24 місяці [22]

5.6. Аналіз надзвичайних ситуацій і заходи їх запобігання

Що стосується пожежної безпеки, то для даного типу трансформатора, а саме

трансформатору з масляним охолодженням. Підвищений рівень пожежної небезпеки обумлений наявністю трансформаторного масла та відповідно обсягом його. Джерела небезпеки наведені в таблиці 5.8

Таблиця 5.8 – Джерела небезпек

Джерело небезпеки	Причини небезпеки	Наслідки небезпеки
Перевантаження струмовідних частин	Порушення нормального режиму роботи	Виникнення пожежі
Відмови в роботі системи охолодження	Порушення нормального режиму роботи	Виникнення пожежі
Розлив трансформаторного масла	Порушення технологічної процедури	Виникнення пожежі
Пошкодження маслonaповнених вводів	Пробій внутрішньої ізоляції	Виникнення пожежі
Коротке замикання	Ушкодження ізоляції	Виникнення пожежі
Розряд блискавки	Протікання струму і наведення електромагнітного поля	Виникнення пожежі
Обрив фазного проводу	Механічне ушкодження	Виникнення нещасного випадку

Таблиця 5.9 - Перелік заходів і засобів

Група заходів	Вид заходу	Критерії вибору
	Наявність первинних засобів до тушіння пожеж (вогнегасник, пожежний інвентар)	Вогнегасник через 40...70 м. Вид вогнегасника вуглекислотний, порошковий. Щит з інвентарем (1 щит на 500 м ²) [27, 29]

Технічні	Наявність маслоприймачів, масловідводів і маслозбірників	Об'єм маслоприймача повинен бути розрахований на одночасне приймання 100% масла Масловідводи повинні забезпечувати відведення 50% масла не довше ніж за 0,25 год [27]
	Наявність водопровіда з живленням від існуючої зовнішньої мережі	Тиск в зовнішній мережі протипожежного водопроводу не повинен перевищувати 10 кг/см ² [29]
	Наявність газового реле	Робота газового реле, встановленого на трансформаторі з плівковим захистом, перевіряється відповідно до інструкції на газове реле. [30]
Організаційні	Навчання та тренінги	Постійні, періодичні (раз на рік) [34]
	Перевірка від пошкоджень ізоляції обмоток трансформатора	Відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 [33]
	Випробування вводів	Відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 [33]
	Перевірка засобів які запобігають пожежі	Відповідно до технічних умов [29]
	План дій з попередження надзвичайних ситуацій	Відділ з охорони праці [32]
Засоби індивідуального захисту	Захисний одяг від хімічно-активних речовин	Індивідуально для усіх членів команди [32]
	Захисне взуття	Індивідуально для усіх членів команди [32]
	Захисні рукавички від механічних ушкоджень	Індивідуально для усіх членів команди [32]
	Захисні рукавички від хімічних речовин	Індивідуально для усіх членів команди [32]
	Протигаз з фільтром від моно оксиду вуглецю	Індивідуально для усіх членів команди [32]

Висновки

В розділі охорони праці було розглянуто та вибрано заходи для запобігання чи зменшення впливу шкідливих і небезпечних чинників на працівників які можуть виникнути або виникають у ході роботи з трансформатором типу ТДЦ-125000/110 з масляним охолодженням.

Було обрано склад бригад ,розглянуто перелік можливих робіт та чинників які впливають на персонал. Були визначені технічні та організаційні заходи охорони праці . А саме аналіз умов праці ,аналіз небезпечних та шкідливих чинників .Розрахунок технічного заходу в даному випадку було проведено розрахунок заземлення для трансформатора ТДЦ-125000/110 Щоб запобігти різного типу випадку від непрямого дотику .В якості вертикальних заземлюючих прутів було обрано металеві стержні кругового перерізу 5 м та діаметром 0.015м. В якості горизонтального заземлювача використаємо сталевий дріт діаметром 0.015 м, довжиною 10 м. Кількість вертикальних заземлювачів складає 36 штук з інтервалом в 12 метрів а довжина контуру складає 432м це забезпечує опір 0.3834 Ом

РОЗДІЛ 6. РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ

6.1 Опис ідеї проекту

У зв'язку з постійним зростанням рівня вимог, які висуваються що до стійкості, безпечності та ефективності роботи сучасних енергосистем, усе більше розповсюдження набувають інтелектуальні системи оперативного контролю стану електротехнічного обладнання, яке працює на енергетичних об'єктах.

Відмова силового трансформатора може призвести як до недовідпуску електричної енергії, що саме собою призводить до збитків, так і розвиток великої системної аварії, що окрім матеріальних збитків несе загрозу енергетичній безпеці. Тому розробка системи моніторингу стану обладнання та розрахунку ресурсу є перспективною та комерційно вигідною задачею. У таблиці 6.1. подано опис ідеї стартап-проекту.

Таблиця 6.1 – Опис ідеї стартап-проекту.

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигода для користувача
Розробка системи моніторингу технічного стану силового трансформатора	1. Індивідуальне застосування для визначення технічного стану	Отримання якісного продукту для визначення технічного стану парку трансформаторів та керування ним на основі отриманих даних. Зменшення ризиків виникнення аварійних ситуацій, уникнення матеріальних збитків
	2. Електричні станції	Зниження ризику виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС
	3. Застосування системи як складової системи АСУ управління енергокомплексом	Можливість створення багаторівневої системи управління енергокомплексом, що матиме високі комерційні показники
	4. Оператори системи передачі	Задоволення потреб споживачів, у тому числі населення, щодо забезпечення надійності електропостачання

Для того, щоб зрозуміти чим же буде відрізнятися запропонована ідея від існуючих аналогів, був проведений аналіз потенційних техніко – економічних переваг.

Хроматографічний аналіз газів розчинених в маслі, є спеціальним методом, що слугує для виявлення пошкоджень і дефектів конструктивних вузлів електрообладнання, але не інформує про якість та стан самого масла. Хроматографічний аналіз (ХАРГ) дозволяє:

Відстежувати розвиток процесів в обладнанні.

- Виявляти дефекти на ранній стадії їх розвитку, що не виявляються традиційними способами.
- Визначати передбачуваний характер дефекту і ступінь наявного ушкодження.
- Орієнтуватися при визначенні місця пошкодження.

Для оцінки стану маслонаповненого обладнання використовуються гази: водень (H_2), метан (CH_4), етан (C_2H_6), етилен (C_2H_4), ацетилен (C_2H_2), чадний газ (CO), вуглекислий газ (CO_2). Крім цього, завжди присутні кисень і азот, а їх концентрація змінюється в залежності від герметичності корпусу трансформатора і можуть виділятися такі гази як пропан, бутан і інші, але їх дослідження в діагностичних цілях не отримало широкого поширення.

Для успішного комерційного впровадження ідеї визначено потенційні сильні, слабкі та нейтральні сторони проекту та основного конкуренту (ХАРГ). Дана інформація зведена в табл. 6.2.

Таблиця 6.2 – Характеристики проекту.

№ з/п	Техніко-економічні характеристики проекту	Концепції		Сторони проекту		
		Мій проект	Конкурент (ХАРГ)	Сильна	Нейтральна	Слабка
1	Постачання системи окремо від обладнання	+	-	+		
2	Можливість використання гнучких даних	+	-	+		
3	Ринкова вартість	+	+		+	
4	Відсутність можливості централізовано го впровадження	+	-			+
5	Можливість подальшого розвитку	+	+		+	
6	Стабільність до великої кількості експлуатаційних факторів	+	-		+	

6.2 Технологічний аудит ідеї проекту

Розробка програмного комплексу системи моніторингу проводиться з використанням середовища програмування MatLab. При розробці системи використовуються існуючі методи і моделі з суттєвою доробкою та модернізацією. Технології та обладнання, що буде використовуватися при розробці комерційного зразка доступне авторам у необхідному об'ємі. Перелік необхідних технологій та засобів поданий в таблиці 6.3.

Таблиця 6.3 – Технологічна здійсненність ідеї проекту.

№ з/п	Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1	Розробка алгоритмів та моделей	Програмні комплекси, прикладне ПЗ	наявні	доступні
2	Створення програмного комплексу	Програмні комплекси, обчислювальна техніка, середовища програмування	наявні	доступні
3	Створення комерційного озразка, його реалізація та просування	Прямий продаж, створеннядилерської мережі	наявні	необхідне залучення інвестицій

Як видно із даних, що подані в таблиці, реалізація проекту на перших двох етапах не вимагає залучення інвестиційних чи кредитних коштів. Реалізація проекту цілком можлива у разі успішного пошуку інвестора чи відкриття кредитної лінії.

6.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Для визначення ринкових можливостей і можливості виходу на ринок проведено аналіз попиту. Дана інформація зведена в таблиці 6.4.

Таблиця 6.4 – Попередня характеристика потенційного ринку стартап-проекту.

№ з/п	Показники стану ринку	Характеристика
1	Кількість потенційних споживачів, од	40
2	Загальний обсяг продажів, шт/рік	20
3	Динаміка ринку	зростає
4	Наявність обмежень	Відсутність вимог до стандартизації та нормативної документації
5	Специфічні умови до стандартизації	Потребують розробки
6	Середня норма рентабельності	Невідома

Серед клієнтів планується мати як великі енергетичні компанії, так і більшдрібні підприємства, що займаються ремонтом, обслуговуванням обладнання на договірних умовах або на умовах підяду. Характеристика потенційних клієнтів подана в таблиці 6.5.

Таблиця 6.5 – Характеристика потенційних клієнтів стартап-проекту.

№ п/п	Потреба, що формує ринок	Цільова аудиторія	Вимоги споживачів
1	Потреба у гнучкій системі визначення технічного стану силового трансформатору	Енергетичні компанії, ремонтні організації, виробники обладнання	Справедлива ціна, гнучкість, перспективність, простота, можливість інтеграції з різним обладнанням

За визначеними факторами конкурентоспроможності проведений аналіз сильних і слабких сторін стартап – проекту, наведено в табл. 6.6.

Таблиця 6.6 – Фактори загроз.

№ п/п	Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція компанії
1	Збільшення курсу валюти	Здорожчання вартості, помилки при виборі постачальника	Просування розробки унеможлиблює зменшення ймовірності помилки
2	Заходи із підтримання українських виробників	Обмеження доступу іноземних компаній	Налагодження співпраці із вітчизняними виробниками

Таблиця 6.7 – Фактори можливостей.

№ п/п	Фактор	Зміст можливості	Можлива реакція компанії
1	Ймовірне доручення достандартів МЕК	Створення мінімальн о необхідної нормативної бази	Розробка компанією пропозиції з урахуванням стандартів МЕК
2	Зростання кількості впроваджених систем моніторингу технічного стану силового трансформатора	Потенційне збільшення попиту	Формування бази потенційних клієнтів

6.4 SWOT- аналіз стартап -проекту

SWOT-аналіз – матриця аналізу сильних (Strength) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) та можливостей (Opportunities) на основі виділених ринкових загроз та можливостей, та сильних і слабких сторін. Матриця представлена у табл. 6.8.

Таблиця 6.8 – SWOT–аналіз стартап-проекту

Сильні сторони	Постачання системи окремо від обладнання. Використання гнучких даних. Нові технології. Встановлення на будь-який силовий трансформатор.
Слабкі сторони	Відсутність нормативної документації на державному рівні. Необхідне створення нормативно-правової бази на загальнодержавному рівні
Можливості	На основі розробленої методики на початкових етапах можлива розробка нормативної бази на основі стандартів МЕК та зростання попиту на послуги моніторингу.
Загрози	Нестабільність економіки. Зростання цінового фактору для споживачів у зв'язку зі зростанням ціни на систему моніторингу технічного стану силового трансформатора. Потреба включення енергокомпаній в інвестиційні програми.

Висновок до розділу 6

В розділі розглянуто основні стадії розробки проект та його комерціалізації. Визначено основні ідеї, що можуть бути впроваджені, їх перспективність та вигода для кінцевого споживача. Виконано технологічний аудит проекту, розглянуто наявні технології та визначено такі, які потрібні для впровадження проекту. Проведено аналіз ринкових можливостей проекту, де визначено потенційних клієнтів. Якщо аналізувати фактори загроз і можливостей, то варто відзначити, що тут як і для будь-якого бізнесу в Україні характерні з точки зору загроз нестабільна економічна та політична ситуація, недосконалість законодавства тощо. Серед можливостей варто відзначити ненасиченість ринку та бажання основних потенційних клієнтів до оновлення та модернізації обладнання та технологій. Сильною стороною стартап-проекту є постачання системи окремо від обладнання, встановлення на будь-який силовий трансформатор. Слабкою - відсутність нормативної документації на державному рівні.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В магістерській дисертації розглянуто актуальну науково-практичну задачу моделювання технічного стану силового трансформатора для визначення основних показників надійності. При цьому були отримані наступні результати:

1. На основі техніко-економічного порівняння варіантів обрано структурну схему електричних з'єднань ТЕЦ-... з більшим значенням інтегрального ефекту і меншими затратами на виробництво, а також основне обладнання електричної станції, зокрема, синхронні генератори, трансформатору зв'язку, блочний трансформатор, автотрансформатор, блочний автотрансформатор та схеми ВРП різних класів напруг і схему власних потреб електростанції.
2. Проаналізовано умови функціонування сучасних силових трансформаторів електростанцій. Встановлено, що існує підвищена вірогідність відмов СТ внаслідок перш за все вичерпання нормативного терміну експлуатації. Виявлено фактори, що сприяють відмовам СТ при КЗ в електричній мережі.
3. Обгрунтовано і застосовано комплексний підхід щодо побудови математичних моделей оцінки технічного стану СТ.
4. Отримано математичні моделі для розрахунку показників надійності силових трансформаторів при КЗ та оцінки ресурсу працездатності силового трансформатора;
5. Побудовано математичні моделі оцінки технічного стану СТ на основі змінення визначальних параметрів;
6. Проведено розрахунки і виконана оцінка ресурсних характеристик, показників надійності при КЗ, та прогнозних значень визначальних параметрів СТ різних класів напруг.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій:
Навчальний посібник/ Укл.: Є.І. Бардик, П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв./ –
К.: НТУУ «КПІ», 2011 – 105 с.
2. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій.
Частина 2: Навчальний посібник/ Укл.: Є.І. Бардик, П.Л. Денисюк, Ю.В.
Безбереж'єв./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 82 с.
3. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій.
Частина 3: Навчальний посібник/ Укл.: П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв,
О.Г. Філатов./ – К.: НТУУ «КПІ», 2014 – 103 с.
4. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций. - М.: «Энергия», 1976.
– 552 с. Бардик Є.І. Лукаш М.П. Електрична частина станцій та підстанцій.
Основне електрообладнання (навч.пос.), К.: "Політехніка" , НТУУ "КПІ" ,
2012, 250с.
5. Бардик Є.І., Лукаш М.П. Електрична частина електричних станцій. Силові
Трансформатори (навч.пос.)К.: «Політехніка», 2010р–100с.
6. Алексеев Б. А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых
трансформаторов. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 216с.
7. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по
результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле
силовых трансформаторов. РД 34.46.302-89. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1989.
–28с.
8. Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Жук І.А. Діагностування силових
трансформаторів з використанням нечітких множин // Вісник ВНТУ.
Енергетика та електроніка, 2005, №1, с.43-51.

9. Давиденко И.В., Голубев В.П., Комаров В.И. Структура экспертно-диагностической и информационной системы оценки состояния высоковольтного оборудования // Электрические станции. 1997, №6, с. 25
10. Калявин В.П., Рыбаков Л.М. Надежность и диагностика элементов электроустановок. – СПб.: Элмор, 2009. – 336 с.
11. Bardyk, E.I., Kosterev, M.V., Fuzzy modeling of electric equipment for estimation of technical state and taking the decisions about strategy of further exploitation. POWERENG 2007-International Conference on Power Engineering-Energy and Electrical Drives Proceedings 2008, April 12-14, 2008, Setubal Portugal.
12. Bardyk E., Bolotnyi N. Parametric identification of fuzzy model for power transformer based on real operation data // Eastern-european journal of enterprise technologies – 2017. – 6/8 (90). – pp. 4-10.
13. Bardyk E., Bolotnyi N. Development of a model for determining a priority sequence of power transformers out of service // Eastern-european journal of enterprise technologies – 2018. – 3/8 (93). – pp. 6-15.
14. Bardyk, Y.I. Modelling and assessment of chances of failure of power systems electrical equipment taking into account the after repair resource restoration level // Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu (3). – 2014. pp. 82-90
15. Є.І. Бардик, М.В. Костерев, М.П. Болотний. Імовірісно-статистичне моделювання ЕЕС для оцінки ризику відмови силового трансформатора при короткому замиканні в електричній мережі // Вісник Вінницького політехнічного інституту, випуск 2.-Вінниця: Вінницький національний технічний університет, 2016. – с.105-109
16. Бардик Є.І., Костерев М.В., Болотний М.П. Підвищення достовірності ідентифікації дефектів у силових трансформаторах електростанцій настроюванням параметрів нечіткої моделі/ Наукові вісті НТУУ “КПІ”. – 2017. –№6(116). – с.27-37

17. Бардик Є.І. Моделювання електроенергетичної системи для оцінки ризику виникнення аварій при відмовах електрообладнання Наукові праці ДонНТУ. Серія "Електротехніка і енергетика", 2013 р.- № 1(14), с. 15-23.
18. Бардик Є.І., Костерев М.В., Болотний М.П., Вожаков Р.В. Оцінка технічного стану і прогнозування ресурсу працездатності силових трансформаторів на основі теорії нечітких множин Вісник Вінницького політехнічного інституту, випуск 2(101), 2012 р. с.83-87.
19. Abu-Siada A., Islam S. A New Approach to Identify Power Transformer Criticality and Asset Management Decision Based on Dissolved Gas-in-Oil Analysis. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2012. Vol. 19(3). P. 1007–1012
20. Malik H., Tarkeshwar V., Jarial R. K. An expert system for incipient fault diagnosis and condition assessment in transformer. IEEE international conference on computational intelligence and communication systems, 2011. P. 138–142.
21. Macedo da Silva A. C., Garcez Castro A. R., Miranda V. Transformer failure diagnosis by means of fuzzy rules extracted from Kohonen Self-Organizing Map. International journal electrical power energy systems, 2012. Vol. 43(4). P. 1034–1042.
22. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці і безпека у надзвичайних ситуаціях» у магістерській дисертації для студентів енергетичних спеціальностей за освітньо-кваліфікаційним рівнем «магістр професійний» / Укл.: Л. Д. Третьякова. – К.: КПІ ім.. І. Сікорського, ІЕЕ, 2018. – 41 с.
23. Розроблення стартап-проекту [Електронний ресурс] : Методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей / За заг. ред. О.А. Гавриша. – Київ : НТУУ «КПІ», 2016. – 28 с.

24. Правила улаштування електроустановок. Розділ 1. Загальні правила. Розділ 1.7. Заземлення і захисні заходи безпеки. (ПУЕ – 2016), введений з 1.01. 2017 р. Вимоги розділу поширюються на електроустановки змінного і постійного струмів, які проектуєть, будують або реконструюють. Вимоги цього розділу можна також застосовувати до діючих електроустановок.
25. ДСанПіН 3.3.6.096-2002. Державні санітарні норми і правила при роботі з джерелами електромагнітних полів.
26. ДСН 3.3.6.037-99. Державні санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразву
27. НПАОП 0.00-1.15-07. Про затвердження Правил охорони праці під час виконання робіт на висоті
28. Гігієнічні нормативи ГН 3.3.5-8-6.6.1-20014. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу. 08.04.2014.
29. ПІ 1.3.10-456-2006. Примірні інструкція з охорони праці при виконанні робіт з легкозаймистими
30. ДСН 3.3.6.042-99. Державні санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень
31. НАПБ А.01001-2004. Правила пожежної безпеки в Україні; – К.: Держстандарт України, 2004. – 45с
32. ГКД 34.20.507-2003. Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж
33. Третякова Л.Д., Литвиненко Г.Є. Засоби індивідуального захисту: виготовлення та застосування: навчальний посібник. Київ: Лібра, 2008. 317 с
34. Норми випробовувань електрообладнання: СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007. – К.

ГРІФРЕ, М-во палива та енергетики України Об'єднання енергетичних підприємств, ДП МОУ «Воєнне видавництво України «Варта», 2007 – 262 с. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Норми)

35.ДСТУ 4368:2005 Комплект індивідуальний екрануючий для захисту від електричних полів промислової частоти. Загальні технічні вимоги та методи контролювання.

36.ДСТУ 20494:2003. Штанги ізолювальні оперативні та штанги переносних заземлень. Загальні технічні умови.

37.ДСТУ EN 20346:2010. Засоби індивідуального захисту. Захисне взуття.

38.ДСТУ EN 420-2001. Загальні вимоги до рук.

39.ДСТУ EN 397:2017. Каски захисні.