

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему:

**«Діагностування силових трансформаторів фотоелектричних станцій»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-21м  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні системи і  
мережі»

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Дунаєвський П.Д.

(прізвище та ініціали)

Керівник к.т.н., професор каф. ЕСС

Рубаненко О.Є.

(прізвище та ініціали)

«14» Чудова 2022 р.

Опонент: к.т.н. доц. каф. ЕССЕМ

Владимир Р.А.

(прізвище та ініціали)

«16» Чудова 2022 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

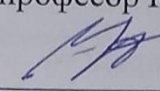
(прізвище та ініціали)

«14» Чудова 2022 р.

Вінниця ВНТУ - 2022 рік

Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій та систем  
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)  
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»  
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
Освітньо-професійна програма – Електричні станції

**ЗАТВЕРДЖУЮ**  
**Завідувач кафедри ЕСС**  
д.т.н., професор Комар В. О.

  
14 вересня 2022 року

## **ЗАВДАННЯ** **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

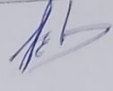
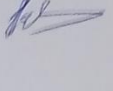
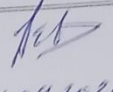
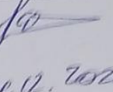
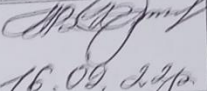
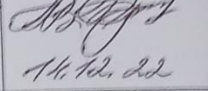
Дунаєвського Павла Дмитровича .  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Діагностування силових трансформаторів фотоелектричних станцій  
керівник роботи к.т.н., професор каф. ЕСС Рубаненко О. Є.  
затверджена наказом вищого навчального закладу від 14.09.2022 року № 203
2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2022 року
3. Вихідні дані до роботи: Початкові дані: герметизовані силові трансформатори напругою обмотки ВН: 35 кВ або 10 кВ з ізолюваною нейтраллю; вторинна обмотка: 04 кВ з заземленню нейтраллю; група з'єднань – 11; трансформатори масло-наповнені. Перелік літературних джерел за тематикою роботи: О. Rubanenko, M. Hryshchuk «Planning of the experiment for the defining of the technical state of the transformer by using amplitude-frequency characteristi», *Przegląd elektrotechniczny Vol 2020, № 3, p. 119–124, 2020.*; О.Є. Рубаненко, М.О. Грищук, М.П. Лабзун Обґрунтування можливості виявлення дефектів деформації обмоток силового трансформатора за результатами вимірювань FRA, *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*, № 186, с. 103–106, 2017. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х.: Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.; Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. ГКД 34.20.507-2003 (ПТЕ) у новій редакції – Х.: Видавництво «Форт», 2019. – 596 с. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. – Х. : Видавництво «Форт», 2018. – 370 с. СОУ-Н ЕЕ 20.302:2020 Норми випробування електрообладнання. 2020. – 237 с.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1.Аналіз об'єкта діагностування. 2.Визначення коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора. 3.Методи та засоби діагностування СТ ФЕС. 4.Економічна частина. 5.Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.











5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Актуальність. 2. Мета та задачі досліджень. 3. Об'єкт, предмет та методи досліджень. 4. Конструктивні особливості СТ ФЕС. 5. Визначення характеру пошкодження СТ. 7. Формування таблиці початкових даних. 8. Структура моделі та нейро-мережі.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Рубаненко О. Є. к.т.н., професор кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Рубаненко О.Є. к.т.н., проф., професор каф. ЕСС	 16.09.2022	 14.12.2022
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 16.09.2022	 14.12.22

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ 24 вересня 2022 року

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	06.09.22	
2	Аналіз об'єкту діагностування	07.09.22	12.09.22	
3	Визначення коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора	13.09.22	05.10.22	
4	Методи та засоби діагностування СТ ФЕС	06.10.22	20.10.22	
5	Економічна частина	21.10.22	30.10.22	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.22	10.11.22	
7	Економічна частина	11.11.22	16.11.22	
8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.22	25.11.22	

Студент

(підпис)

П.Д. Дунаєвський

Керівник роботи

(підпис)

О. Є. Рубаненко

## АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Дунаєвський Павло Дмитрович «Діагностування силових трансформаторів фотоелектричних станцій». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2022. 146 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 31 назв; рис.: 24; табл. 17.

В магістерській кваліфікаційній роботі проаналізовано пошкодження силових трансформаторів фотоелектричних станцій.

Розроблені математична та комп'ютерна моделі коефіцієнта залишкового ресурсу силового трансформатора фотоелектричної станції.

Досліджено питання проектування заземлювальних пристроїв. У розділі охорони праці проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на електростанції та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних умовах.

Також виконаний розрахунок економічних показників діагностування силових трансформаторів фотоелектричних станцій.

Ключові слова: фото електрична станція, електричне обладнання, діагностування, пошкодження, силовий трансформатор, коефіцієнт залишкового ресурсу.

## ABSTRACT

UDC 621.311.1

Dunaevsky Pavel Dmitrievich "Diagnosis of power transformers of photovoltaic stations". Master's qualification work in the specialty 141 - Electricity, electrical engineering and electromechanics. Vinnitsa: VNTU. 2022. 146 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 31 titles; fig.: 24; tab. 17.

In the master's qualification work, damage to power transformers of photovoltaic stations was analyzed.

A mathematical and computer model of the coefficient of residual life of the power transformer of a photovoltaic station has been developed.

The issues of designing grounding devices are investigated. In the labor protection section, an analysis of potentially hazardous and harmful production factors at the power plant was carried out and measures were proposed for the safety of personnel in emergency conditions.

Also, the calculation of economic indicators of diagnosing power transformers of photovoltaic stations was made.

Key words: photo power plant, electrical equipment, diagnostics, damage, power transformer, residual life coefficient.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП.....</b>	<b>5</b>
<b>ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ .....</b>	<b>7</b>
<b>1 АНАЛІЗ ОБ’ЄКТА ДІАГНОСТУВАННЯ .....</b>	<b>8</b>
1.1 Конструктивні особливості силових трансформаторів ФЕС в ЕЕС.....	9
1.2 Результати пошкоджуваності силових трансформаторів ФЕС .....	15
1.3 Аналіз умов функціонування СТ .....	25
Висновки до першого розділу.....	28
<b>2 ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ ТРАНСФОРМАТОРА .....</b>	<b>29</b>
2.1 Математична модель коефіцієнта залишкового ресурсу СТ .....	29
2.2 Нейро-нечітка модель коефіцієнта залишкового ресурса СТ .....	33
2.3 Вибір оптимального варіанту комп’ютерної системи діагностування СТ ...	55
Висновки до другого розділу .....	59
<b>3 МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ ДІАГНОСТУВАННЯ СТ ФЕС .....</b>	<b>61</b>
3.1 Методи та засоби визначення технічного стану СТ за результатами періодичного контролю .....	61
3.2 Метод контролю опору ізоляції.....	62
3.3 Метод контролю тангенсу кута діелектричних втрат .....	65
3.4 Метод контролю опору обмоток постійного струму .....	68
Висновки до третього розділу.....	69
<b>4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА .....</b>	<b>70</b>
4.1 Загальні відомості про кошторисний розрахунок .....	70
4.2 Кошторисний розрахунок заробітної плати .....	71
Висновок до четвертого розділу .....	77
<b>5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ</b>	

<b>СИТУАЦІЯХ.....</b>	<b>78</b>
5.1 Задачі розділу .....	78
5.2 Безпечні рішення з технічної експлуатації об'єкта .....	79
5.2.1 Санітарно-гігієнічні вимоги .....	79
5.3 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії .....	83
5.3.1 Мікроклімат .....	83
5.3.2 Склад повітря робочої зони.....	84
5.3.3 Виробниче освітлення .....	85
5.3.4 Виробничий шум.....	87
5.3.5 Розрахунок захисного заземлення.....	88
5.4 Висновки до п'ятого розділу.....	93
<b>ВИСНОВКИ .....</b>	<b>93</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....</b>	<b>94</b>
<b>ДОДАТКИ.....</b>	<b>98</b>

## ВСТУП

На сьогоднішній день перед експлуатаційним персоналом фото-електричних станцій України стоять складні завдання з діагностування електричного обладнання. Одним з видів такого обладнання є силовий трансформатор. В наш час впроваджуються найновіші технології для досягнення максимально високих показників ефективності та надійності електропостачання.

Відомим фактом є те, що велика кількість обладнання розподільних електричних мереж пошкоджується в результаті військових дій. Забезпечення надійної роботи силових трансформаторів фото-електричних станцій та підстанцій розподільних електричних мереж, вимірювальних пристроїв, пристроїв релейного захисту значною мірою визначається безвідмовною роботою силових трансформаторів.

Аналіз вітчизняних літературних джерел підтверджує те, що на більшості підстанцій України та на ФЕС експлуатуються силові трансформатори, які пошкоджуються і які потребують ремонту або заміни замінювати. Для того, щоб визначити, які трансформатори потребують першочергової заміни або ремонту потрібно знати їх залишковий ресурс, наприклад коефіцієнт залишкового ресурсу. Отже тема магістерської кваліфікаційної роботи є актуальною.

Так, зокрема, питання сучасних методів діагностики силових трансформаторів розглянуто в наукових статтях [1] авторів Андрієнко П. Д., Сахно А. А., Конограй С. П., Спіца А. Г., Скрупска Л. С. та [2] Н. В. Костирева, Е. І. Бардика. Активно питанням модернізації та продовження терміну експлуатації займаються в Інституті електродинаміки НАН України та в ряді інших науково-дослідних інститутів та установ. **Метою** роботи є вдосконалення методів діагностування силових трансформаторів фотоелектричних станцій.

Згідно поставленої **мети** в роботі вирішуються наступні **задачі**:



- проаналізувати пошкоджуваність силових трансформаторів;
- розробити математичну модель коефіцієнта залишкового ресурсу силового трансформатора з використанням нечіткого моделювання;
- розробити комп'ютерну модель коефіцієнта залишкового ресурсу силового трансформатора ФЕС з використанням нечіткого моделювання;
- проаналізувати сучасні засоби діагностування силових трансформаторів;
- виконати розрахунок економічної ефективності вдосконалення системи діагностування силового трансформатора;
- проаналізувати заходи з охорони праці під час виконання робіт з діагностування силових трансформаторів та порахувати параметри пристрою заземлення підстанції, яка отримує живлення від ФЕС.

**Об'єктом дослідження** є силові трансформатори фотоелектричних станцій.

**Предметом дослідження** є методи та засоби діагностування силових трансформаторів фотоелектричних станцій.

**Методи дослідження.** В роботі використані методи теорії нечітких множин та теорії нейронних мереж.

**Наукова новизна отриманих результатів.** Отримав подальший розвиток метод визначення коефіцієнта залишкового ресурсу силових трансформаторів (СТ) ФЕС.

**Практичне значення** полягає у наведених прикладах розрахунку залишкового ресурсу СТ, який змінюється під час експлуатації на ФЕС.

**Особистий внесок здобувача.** Результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- БД – бази даних
- БЗ – база знань
- ЕЕС – електроенергетична система
- ЕО – електрообладнання
- ІС – інформаційну систему
- КЗ – коротке замикання
- ПК – персональний комп'ютер
- ФХА – фізико-хімічний аналіз
- ХАГР – хроматографічний аналіз розчинених газів
- СТ – силові трансформатор

## 1 АНАЛІЗ ОБ'ЄКТА ДІАГНОСТУВАННЯ

Відомо, що нині попит на електроенергію як в Україні, так і у світі зменшується (рис. 10) [1]. Це зменшує зацікавленість споживачів та енергопостачальних компаній в оновленні високовольтного обладнання (ВО).

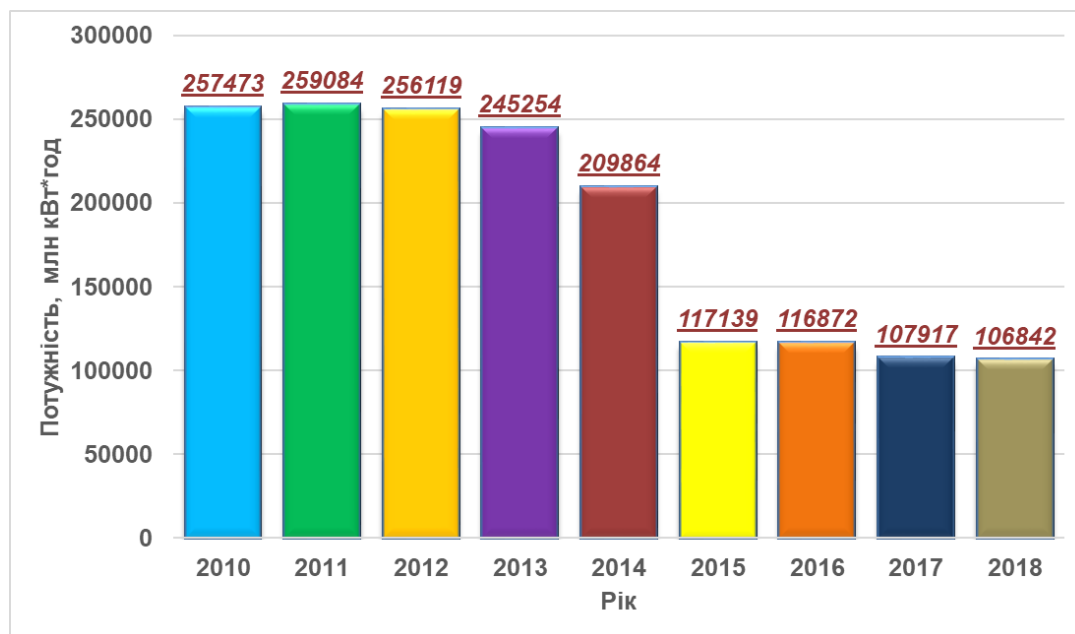


Рисунок 1.1 – Розподіл зміни споживання електроенергії за даними НКРЕ КП

Однак курс розвитку нашої країни стимулює до збільшення споживачів електричної енергії та будівництва відновлюваних джерел енергії, таких як, наприклад, (ФЕС, ГЕС, ВЕС, і т.д.) [2-5]. Так, наприклад, за чотири роки потужність ФЕС зросла більш як в 3 рази і складає на кінець 2018 року становила – 1100 МВт, (рис. 10). Також варто врахувати, що ФЕС розміщені нерівномірно по території України що, в свою чергу, призводить до труднощів під час забезпечення надійної роботи мережі.

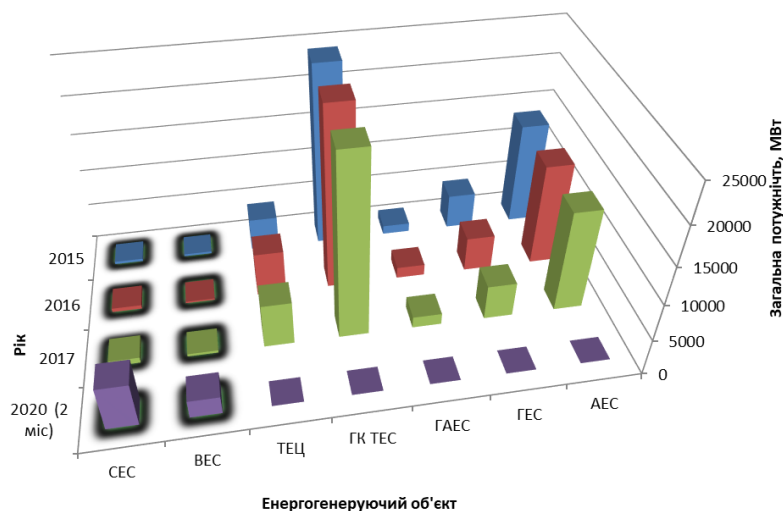


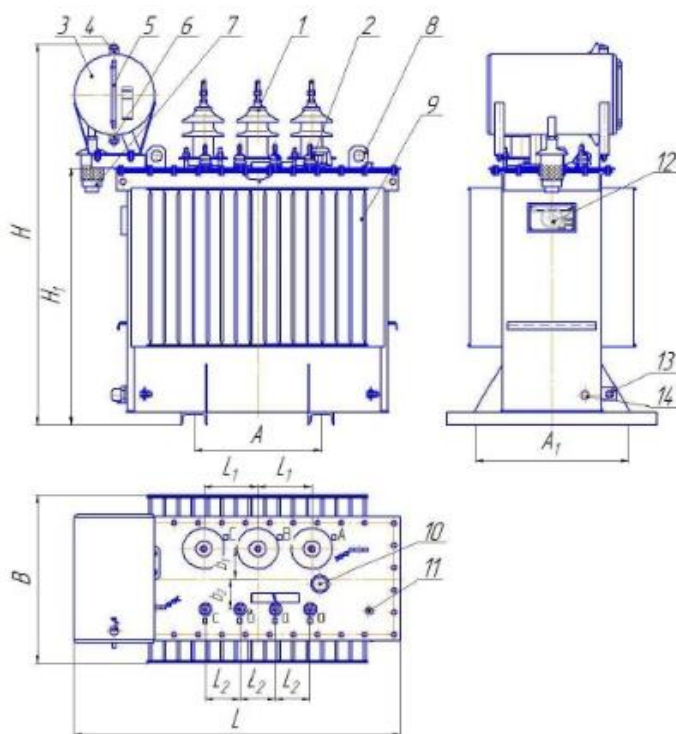
Рисунок 1.2 – Розподіл зміни енергогенерувальних компаній за даними НКРЕ КП (2015-2020рр.)

Цей факт акцентує увагу на важливості безперебійного виробництва та надійної передачі електроенергії, з врахуванням такого, важливого показника, як якість електричної енергії. Одним із факторів забезпечення таких умов є підвищення надійності, діагностування та прогнозування дефектів силового обладнання. Адже силовий трансформатор (СТ) є досить вагомим елементом електроенергетичної системи (ЕЕС). Оскільки рівень напруги від електростанції до системи розподілу змінюється кілька разів, сукупність встановленої потужності СТ зазвичай становить від 8 до 10 разів більше, ніж встановлена потужність генераторів на електростанціях. Для ефективного діагностування СТ, пропонується визначити, які ж СТ, часто зустрічаються в експлуатації.

### 1.1 Конструктивні особливості силових трансформаторів ФЕС

Більшість СТ, що експлуатуються в Україні на ФЕС, становлять СТ класом напруги 35–0,4 кВ. Такий силовий трансформатор є вартісним електричним обладнанням, який конструктивно складається з декількох важливих вузлів та деталей. Відомо, що силовий трансформатор – статичний електромагнітний

пристрій, який має дві чи більше індуктивно пов'язаних обмоток; призначений для перетворювання через електромагнітну індукцію однієї (первинної) чи декількох систем змінної напруги (струму) в іншу (вторинну) чи декілька інших систем змінної напруги (струму), як правило, з іншими значеннями, не змінюючи частоти, з метою передачі електричної потужності [5]. Схематичне зображення основних елементів подано на рис. 1.3.



- 1 – ввід ВН;
- 2 – ввід НН;
- 3 – розширювальний бачок;
- 4 – отвір заливання оливи;
- 5 – показчик рівня оливи;
- 6 – отвір для зливання оливи;
- 7 – повітросушка осушувач;
- 8 – пристрої для підйому СТ;
- 9 – бак;
- 10 – привод ПБЗ;
- 11 – гільза для термометра;
- 12 – паспорт;
- 13 – затискач для заземлення;
- 14 – отвір для взяття проб оливи.

Рисунок 1.3 – Схематичне зображення СТ

Розглянувши детально, структуру силового трансформатора, можна виділити декілька основних елементів, які можна перерахувати так [8-10].



Бак – фактично є контейнером для активної частини, яка занурена в оливу, його форма залежить від типу, призначення чи потужності СТ, як правило – прямокутна кубічна, виконана з м'якої магнітної сталі, товщина близько декількох сантиметрів. Бак СТ призначений для виконання декількох завдань наприклад: механічних, акустичних, теплових, транспортних, електричних та електромагнітних.

Магнітопровід – такий елемент можна назвати «серцем» силового трансформатора. Елемент, що створює замкнутий магнітний контур для магнітного зв'язку потоку між обмотками. Ядро виконано з листів шихтованої сталі товщиною приблизно 0,3 мм або менше, які покриті дуже тонким шаром ізоляційного матеріалу з товщиною близько 10–20 нм. Конструкція сучасних трансформаторів базується на пресуванні горизонтально встановлених ярм; здійснюється не балками, а склобандажами. Верхня і нижня ярмова балка з'єднані між собою за принципом жорсткого зчеплення і виконують тільки функцію розкріплення обмоток. Як ізоляція між обмотками та магнітопроводом застосовується спеціальний електрокартон.

Обмотки – для обмотки котушок, як правило, використовуються два основні способи – намотування шарами і дискове намотування. В обох з них котушка циліндрична, а загальний переріз – прямокутний. Використовується ізольований мідний чи алюмінієвий провідник з прямокутним поперечним перерізом. Обмотки НН і ВН – це збірні конструкції, що виконані як блок із загальним ізоляційним кільцем (наприклад ДСП), зумовлено це виключенням однієї складової додаткових втрат КЗ шляхом усунення металевих частин з шунтами. Зниження втрат ХХ досягається за рахунок вдосконалення конструкції основної ізоляції, адже застосування електротехнічних сталей при проектуванні та виготовленні СТ із якісної сировини дозволило знизити втрати ХХ на 15–20%, в окремих випадках до 40% порівняно з ГОСТ 17544-85. Застосування в обмотках

НН спеціальних транспонованих проводів, що покриваються епоксидною плівкою, дозволило також збільшити електродинамічну стійкість обмоток при КЗ. Підвищення електродинамічної стійкості обмоток при КЗ є пріоритетним завданням для експлуатуючих підприємств.

Перемикач відпайок (на ФЕС) - без збудження ПБЗ) – пристрій, призначений для регулювання значення напруги зі сторони високовольтної обмотки СТ на відключеному від напруги та навантаження трансформатора (на ФЕС).

Система охолодження – для роботи СТ конструктивно передбачено систему охолодження, що забезпечує нормальний температурний режим під час його експлуатації. На трансформаторах ФЕС часто використовуються сухі трансформатори з природною циркуляцією повітря; сухий з примусовим обдувом повітрям; герметичні трансформатори з природньою циркуляцією масла всередині бака та з природнім обдувом оточуючим повітрям поверхні бака та радіаторів; Ізоляційна система (олива) – олива високої чистоти і малої в'язкості, що отримується шляхом очищення фракцій оливи. Олива ізолює струмоведучі частини СТ та виконує дугогасильні процеси, що відбуваються під час його експлуатації.

Захисне устаткування – сукупність приладів, що використовуються для захисту СТ від аварій та дозволяють контролювати технічний стан СТ.

Нині досить часто використовуються маслonaповнені СТ, крім того, більшість обладнання відпрацювало свій паспортний ресурс, що характеризується зменшенням показників надійності СТ. Варто зазначити, що на 0 показано основні елементи, адже різновидів СТ є безліч, хоча будь-який вид містить в собі основні конструктивні елементи.

Система охолодження:

1. Сухі трансформатори С — природне повітряне при відкритому виконанні; СЗ — природне повітряне при захищеному виконанні; СГ — природне повітряне при герметичному виконанні; СД — повітряне з дуттям;

2. Масляні трансформатори: М — природне масляне; МЗ — з природним масляним охолодженням із захистом за допомогою захисної азотної подушки без розширника; Д — масляне з дуттям і природною циркуляцією масла; ДЦ — масляне з дуттям і примусовою циркуляцією масла; Ц — масляно-водяне з примусовою циркуляцією масла;

3. З негорючим рідким діелектриком: Н — природне охолодження негорючим рідким діелектриком; НД — охолодження негорючим рідким діелектриком з дуттям.

Так, наприклад, автори [18] описують класифікацію СТ за деякими ознаками так, як на рис. 10:

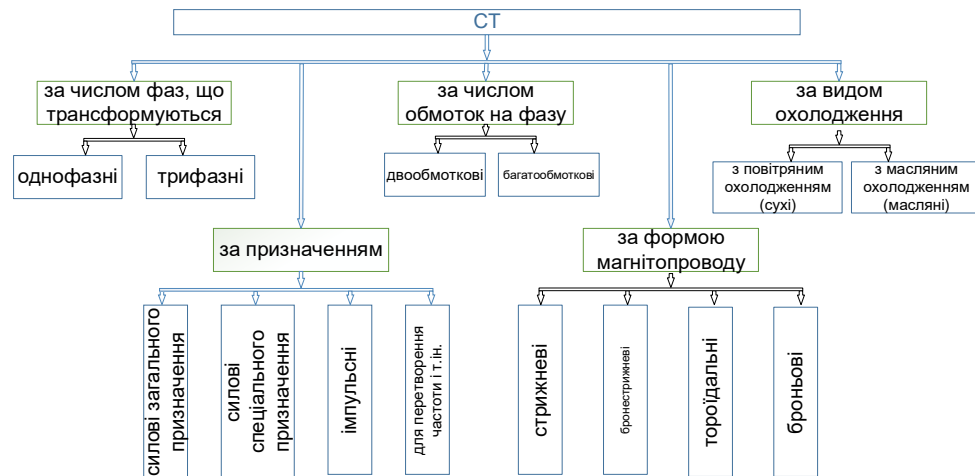


Рисунок 1.4 – Класифікація СТ

Відповідно до призначення конструктивних особливостей та умов експлуатації СТ мають відповідну назву, яку розшифровують у відповідності до [6] як:

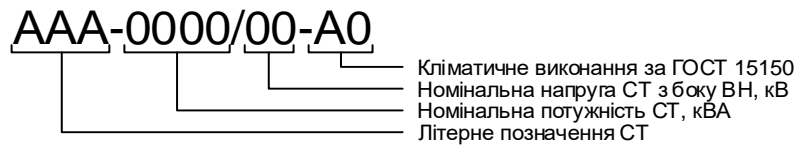


Рисунок 1.5 – Умовне позначення СТ

Таким чином за [8] СТ можуть позначати:

Призначення трансформатора (може бути відсутнім): А — автотрансформатор; Е — електропічний.

Кількість фаз: О — однофазний трансформатор; Т — трифазний трансформатор.

Розщеплення обмоток (може бути відсутнім): Р — розщеплена обмотка НН.

Особливість трансформатора (може бути відсутнім): Л — виконання трансформатора з литою ізоляцією; Т — триобмотковий трансформатор (для двообмоткових трансформаторів не вказують); Н — трансформатор з регулюванням під навантаженням (РПН); З — трансформатор без розширника, з природним масляним охолодженням або з охолодженням негорючим рідким діелектриком із захистом за допомогою азотної подушки; Ф — трансформатор з розширником і виводами, змонтованими у фланцях на стінках бака; Г — трансформатор у гофробаку без розширника – «герметичне виконання».

Призначення (може бути відсутнім): С — виконання трансформатора для власних потреб електростанцій; П — для ліній передачі постійного струму; М — виконання трансформатора для металургійного виробництва; ПН — виконання для живлення заглиблених електронасосів.

Дослідження основних вузлів СТ показало, що таке обладнання складається із досить важливих елементів для дієздатності СТ під час експлуатації. Та разом із тим варто зазначити, що вагомими, з погляду надійності та фінансової сторони, є обмотки такого обладнання як СТ. Аналіз літературних

джерел показав, що часто СТ, які експлуатуються ОСР чи, наприклад, таких об'єктів, як ФЕС, є СТ типу ТМ чи ТМГ, тому варто дослідити статистику пошкоджуваності саме таких СТ на цих об'єктах енергетичного комплексу України.

## 1.2 Результати аналізу пошкоджуваності силових трансформаторів ФЕС

Відомо, що дефекти СТ під час його експлуатації неминучі протягом циклу експлуатації СТ, враховуючи складність специфіки роботи (наприклад, несправність трансформаторів часто виникає через вплив перехідних процесів в електроенергетичній мережі) та штучні фактори, що впливають на безпеку та стабільність роботи.

Першочергова роль СТ, яку відіграє таке обладнання в електромережі, є надійність. Адже від безперебійної роботи СТ, залежить доставлення електричної енергії до споживача, від чого залежить прибуток енергопостачальної організації. Однак, відома крива пошкоджуваності обладнання (рис. 16) справедлива і для трансформаторного обладнання [4].

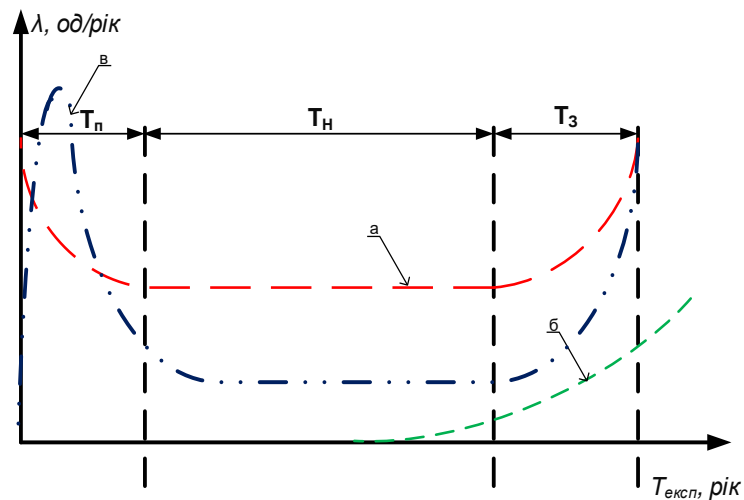


Рисунок 1.6 – Залежність частоти відмов обладнання від часу експлуатації



Вищенаведений графік (рис. 1.6 характеризується двома кривими а – інтенсивність відмов в різні періоди експлуатації; б – крива старіння, що залежить від показника частоти відмов  $\lambda$ , од./рік, та періоду експлуатації  $T_{\text{експ}}$ , рік; в – крива, яка запропонована автором, що з'явилась нещодавно у статистиці пошкоджень СТ; характеризує нововведені в експлуатацію СТ (часто на таких об'єктах, як, наприклад, ФЕС). Умовно період експлуатації  $T_{\text{експ}}$  можна поділити на три етапи:  $T_{\text{п}}$  – період припрацювання;  $T_{\text{н}}$  – період нормальної експлуатації;  $T_{\text{з}}$  – період старіння (зношування) обладнання. Технічний стан СТ на кожному з таких періодів залежить від показників надійності СТ, таких як, наприклад, показник потоківідмов та інших, що описані в пункті.

Враховуючи ресурс терміну експлуатації СТ, що відповідно до паспортних даних в середньому становить 30 років, пошкодження будуть з'являтися під час терміну його експлуатації. Оскільки, як описано в [17], існуючий на сьогоднішній день значний знос основних фондів України сягає 50%: обладнання на електростанціях – 70%, будівель і споруд – 40%, повітряних ліній електропередач – 40%, що суттєво підвищує рівень аварійності в ЕЕС. Аналізуючи умови функціонування сучасних енергосистем України, можемо говорити про те, що спостерігається збільшення частки парку СТ, які відпрацювали свій нормативний ресурс, та термін експлуатації перевищує 25 років [10], [18]. Результати дослідження термінів експлуатації СТ показано на рис. 1.7.

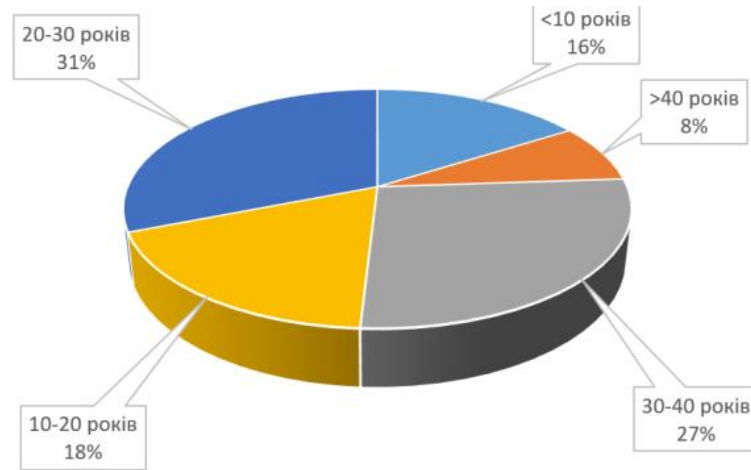


Рисунок 1.7 – Аналіз терміну експлуатації СТ

Аналізуючи стан терміну експлуатації такого обладнання, видно, що енергетика в сучасних умовах – це сукупність ряду складних систем із генерації та перетворення енергетичних ресурсів, виробітку, передачі та використання всіх видів енергії [10], а термін експлуатації СТ (навіть враховуючи збільшення залишкового ресурсу СТ шляхом проведення капіального ремонту) з урахуванням погіршення метеорологічних умов (ураганні вітри, грози, ожеледь) і низки інших факторів, які призводять до збільшення кількості відмов електрообладнання, що сприяє підвищенню ризику виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС [10], вимагає від експлуатуючих підприємств значних капіталовкладень під час експлуатації СТ.

Проведені дослідження свідчать про старіння парку трансформаторів, що пояснюється відсутністю фінансування на заміну трансформаторів, які відпрацювали свій ресурс та знаходяться в експлуатації понад 25 років.

Під час дослідження було використано літературне джерело [1], як статистичні дані. Для порівняння було використано як українські джерела, так і закордонні. Аналіз виконаємо за даними, що публікувались протягом останніх 10 років, оскільки стратегія розвитку паливно-енергетичного комплексу України привела до значного зростання кількості високовольтного обладнання класу

напруги 0,4÷35 кВ. За вказаний період зросла кількість енергетичних підприємств, які виробляють електричну енергію, використовуючи як первинні джерела енергії природні джерела енергії – сонце, вітер, воду, енергію морських хвиль і т. п.

Під час інтерпретації результатів проведеного аналізу пропонується використовувати термін «відмова». Відмова – подія, яка полягає в порушенні роботоздатного стану об'єкта, тобто будь-яка незапланована ситуація, яка потребує виведення обладнання з експлуатації для проведення діагностування, ремонтних робіт або заміни деталей [17]. Однак, з огляду на те, що в цьому дослідженні використовуються статистичні дані, врахуємо, що відмови можна поділити на дві категорії, а саме – на значні та незначні відмови. Відомо [17], що значна відмова – це будь-яка ситуація, яка потребує виведення з експлуатації на термін більше 7 днів для проведення діагностування, ремонтних робіт або для заміни деталей, що вважаються високовартісними вузлами СТ. Незначна відмова – ситуація, коли визначення пошкодження триває менше, ніж 7 днів.

Також, врахуємо, що під час експлуатації, часто виникають ситуації, коли стан СТ такий, при якому він не здатен виконувати всі задані функції. Такий стан об'єкта, при якому він повністю не відповідає хоча б одній із вимог нормативно-технічної документації СТ та одночасно втратив функцію, необхідну за місцем експлуатації, будемо називати «повна відмова» [17]. Наприклад, втрачена функція резервування охолоджувачів з причини пошкодження двигуна вентилятора одного з охолоджувачів системи охолодження СТ.

Визначимо відмови основних елементів СТ (рис. 1.8).

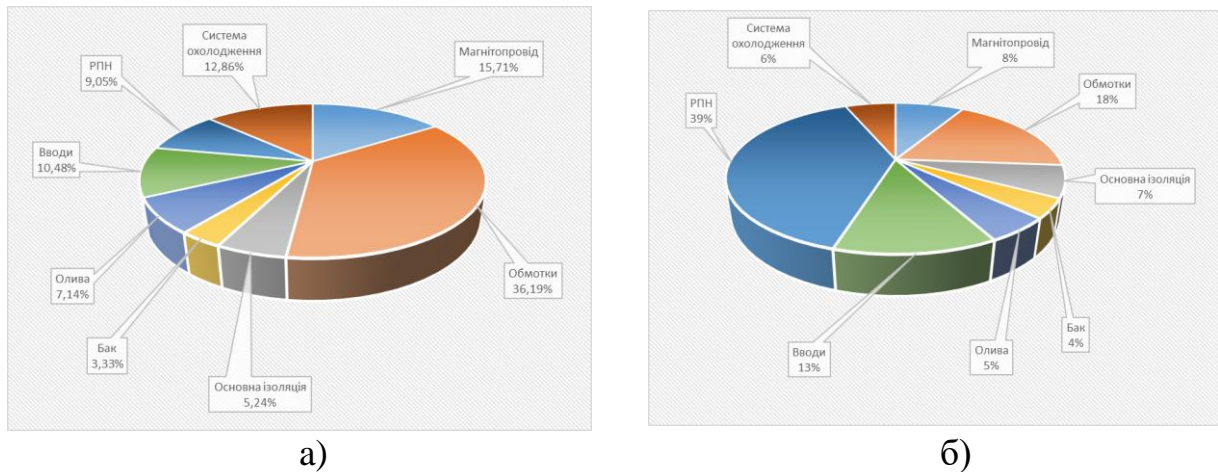


Рисунок 1.8 – Визначення пошкоджуваності основних елементів СТ:  
а) в Україні; б) закордоном

Аналіз рис. 1.8 свідчить про те, що в Україні найчастіше пошкоджуються обмотки СТ, за кордоном – РПН. Це пояснюється більш інтенсивною експлуатацією обмоток в Україні, оскільки розвиток енергетичного комплексу підвищує навантаження на них, закордоном більш інтенсивніше змінюється режим роботи мережі, тому статистика показує часті пошкодження РПН. Розглянемо причини, що викликали дефекти основних частин СТ, в Україні (рис. 1.9). Відомо, що робота СТ характеризується різними процесами (електричними, діелектричними та ін.). Враховуючи такий факт, пропонується дослідити статистику відмов на предмет процесу, який призвів до відмови СТ (рис. 10). Фактично оцінимо характер відмови, що показує причину виведення СТ в аварійний режим роботи. Тобто, наприклад, діелектричний збій ймовірно може виникнути під час оперативного втручання (перемикання відгалужень СТ, зміна роботи ЕЕС і т. д.), погіршення заземлення, плаваючий потенціал і т. д.

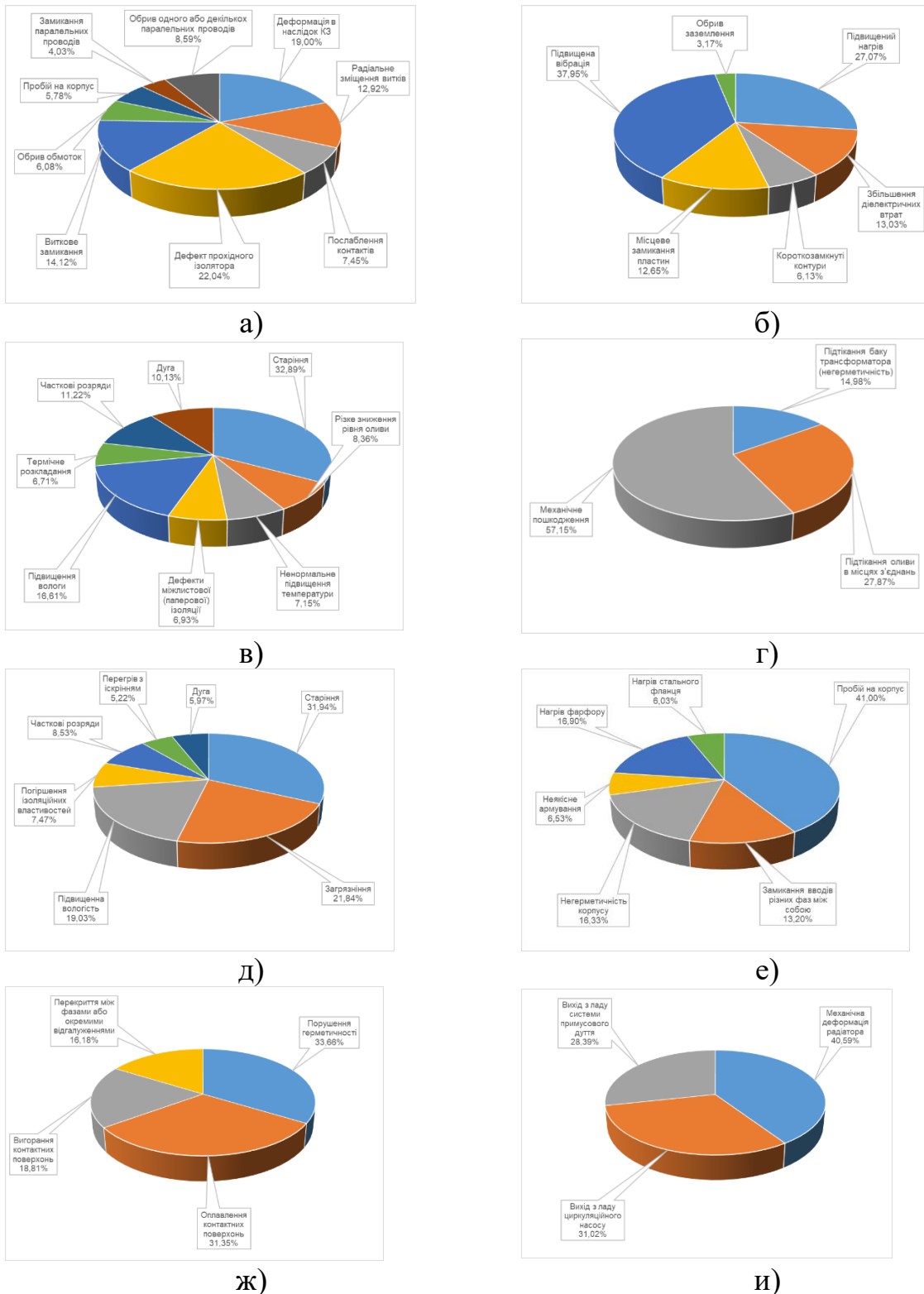


Рисунок 1.9 – Причини, що викликали пошкодження основних систем СТ:  
 а) обмотки; б) магнітопровід; в) основна ізоляція; г) бак; д) олива; е) прохідні ізолятори; ж) ПБВ; и) система охолодження



З рис. 1.10 видно, що домінуючою причиною, яка викликала пошкодження в аналізованих СТ, є електричні процеси як під час роботи СТ, так і зовнішнього середовища (наприклад, ЛЕП, що під'єднуються до СТ, ПС які заживлено від СТ і т. д.). Це зрозуміло і пояснюється тим, що специфіка роботи СТ передбачає перш за все електричні процеси.

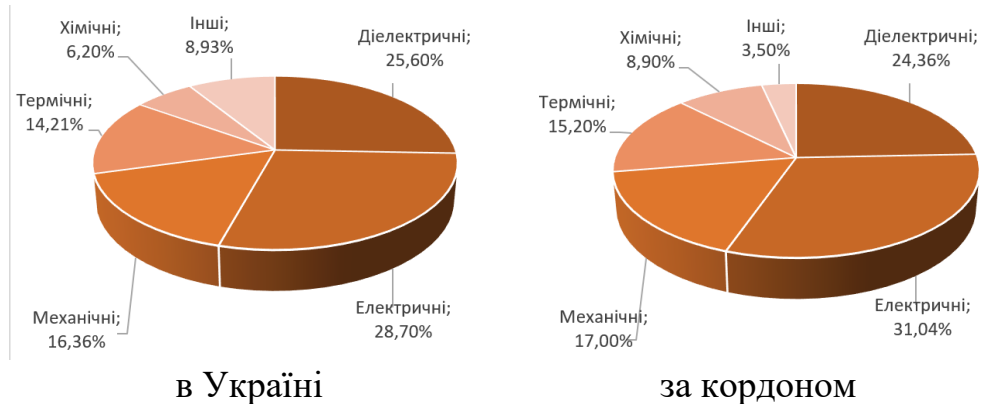


Рисунок 1.10– Визначення характеру пошкодження СТ

Також було проведено аналіз обставин, що ймовірно спричинили вихід з ладу СТ, починаючи від проектування електричної машини і до проведення технічного обслуговування за місцем експлуатації. Тобто, пропонується врахувати такі фактори, як, наприклад, недоліки під час виготовлення чи розробки проекту моделі СТ, неякісні матеріали, пошкодження під час транспортування СТ до місця його експлуатації, неякісні пусконаладжувальні роботи, старіння, блискавка, перенапруга і т. д. Найвагоміші із вищеописаних причин подано на рис. 1.11.

З рис. 1.10 видно, що як в Україні, так і за кордоном частою причиною виходу з ладу СТ є старіння парку такого обладнання. Крім того, досить великий показник і причини, які не вдалось визначити, це, наприклад, повне згорання СТ чи розрив баку, тобто ті, які призвели до непоправимих наслідків. Варто

врахувати, що, підвищуючи якість діагностування такого обладнання шляхом впровадження нових та більш точних методів діагностування, ці показники можна значно зменшити.

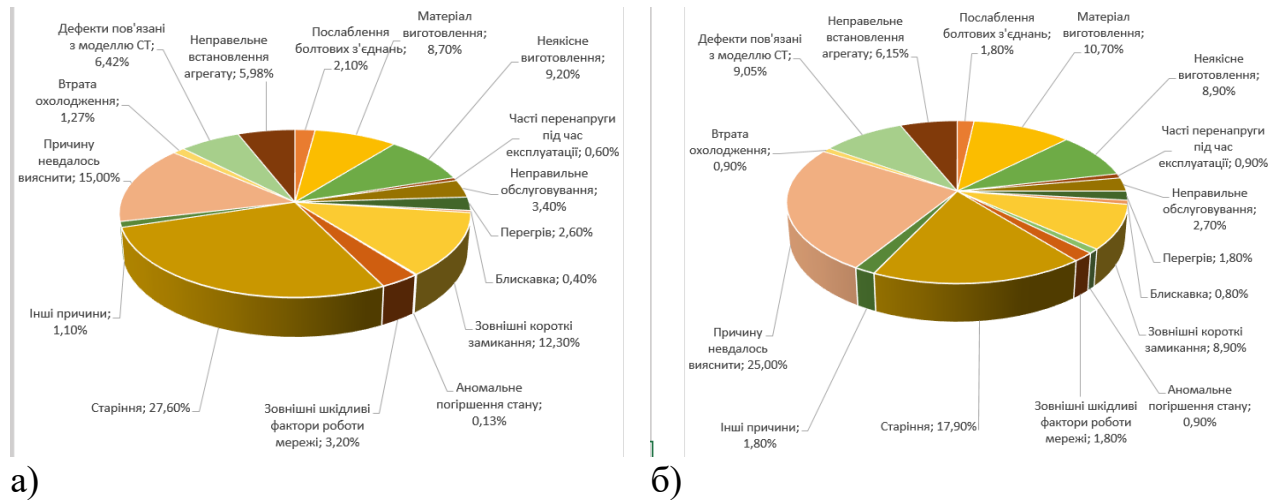


Рисунок 1.11– Визначення причин пошкодження СТ а) в Україні б) за кордоном

Враховуючи вартість та значимість СТ для електроенергетичних підприємств та проаналізувавши пошкодження й причини, що призвели до виведення СТ з експлуатації, потрібно згадати і про час, витрачений на усунення проблеми, адже від цього залежать економічні витрати підприємств.

Пропонується дослідити тенденцію затрат часу на усунення проблеми під час виходу з ладу СТ, рис. 1.12.

З рис. 1.12 видно, що часто СТ (46,91 % - в Україні) та (35,6 % - за кордоном) неможливо відремонтувати, що говорить про серйозні пошкодження, які призвели до втрати такого агрегату. На другій позиції знаходиться ремонт, який було проведено спеціалізованими технічними сервісами у своїх цехах, щоправда тут потрібно врахувати, що підприємство під час такого ремонту також зазнає економічних витрат, адже це доставка СТ від місця його експлуатації до місця ремонту і назад, діагностування, розбір та збір агрегату, сушіння, і т. д.

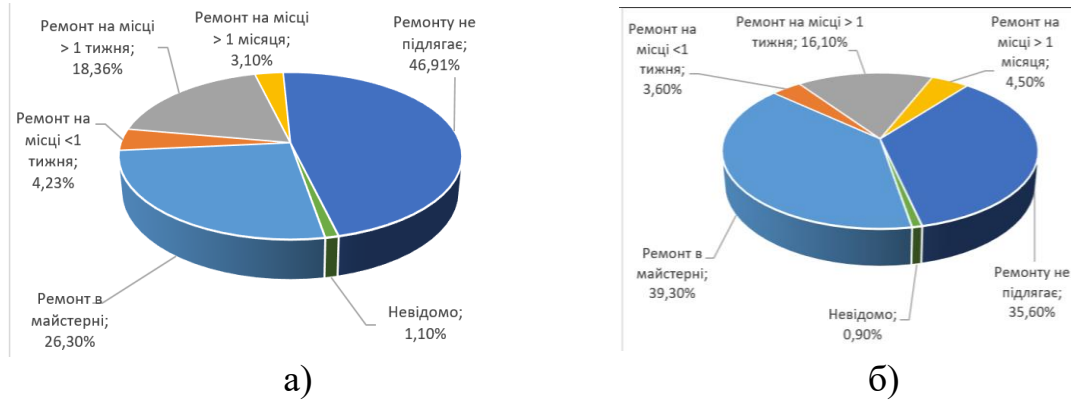


Рисунок 1.12 – Визначення часу усунення пошкодження СТ: а) в Україні; б) закордоном

З проведеного аналізу видно, що технічний стан СТ характеризується різними параметрами, які впливають на загальний технічний стан СТ. Так, наприклад, в процесі експлуатації стан механічної частини СТ погіршується, присутній і факт природнього старіння. Ізоляція поступово втрачає свої властивості, якість контактних з'єднань погіршується, під дією механічних сил з'являються вібрації в обмотці, що сприяють прискореному пошкодженню ізоляції, зсуву обмотки вниз, виникненню часткових розрядів в обмотці, коротким замкненням між витками. Через електричні та електродинамічні сили відбувається зсув основних обмоток, причому такий дефект характеризується різною деформацією, наприклад, осьовий рух чи радіальний рух витків обмоток. Основні та часті пошкодження силових трансформаторів можна поділити на:

а) пошкодження ізоляції: погіршення якості оливи; різке зниження рівня оливи; ненормальне підвищення температури оливи і місцеві перегриви; дефекти міжлистової (паперової) ізоляції;

б) пошкодження прохідних ізоляторів: пробій на корпус; замикання різних фаз між собою; негерметичність корпусу; неякісне армування; нагрів ізоляції прохідного ізолятора;

- c) пошкодження обмотки: виткове замикання; обрив обмоток; пробій на корпус; міжфазне коротке замикання; радіальна та осьова деформація витків;
- d) пошкодження магнітопроводу: місцеве замикання пластин шихтованої сталі і «пожар в сталі»; підвищена вібрація; обрив заземлення;
- e) пошкодження ПБВ: оплавлення або вигорання контактних поверхонь; перекриття між фазами або окремими відгалуженнями (дефект подібний міжфазному короткому замикання обмоток);
- f) пошкодження системи охолодження;
- g) пошкодження баку: підтікання баку трансформатора (негерметичність); підтікання масла в місцях з'єднань; механічне пошкодження.

Враховуючи таке різноманіття пошкоджень СТ, стає зрозуміло, що контролюючи один параметр та використовуючи один метод діагностування поточний технічний стан СТ визначити неможливо. Пропонується дослідити методи та засоби контролю технічних параметрів СТ з метою визначення його поточного стану.

Варто зазначити, що значний вплив на технічний стан СТ мають режими його роботи. Особлива увага має приділятися розподільним мережам з ВДЕ. Адже потужність споживання електроенергії в Україні спадає, разом із тим відновлювані джерела продовжують будуватись. Це безпосередньо впливає на показники надійності будь-якого енергетичного об'єкта і електроенергетичної системи зокрема. Оскільки режим роботи мережі включає в себе показники струмів, напруги, перетоки потужності, аварійні режими і т. д. Отже, для визначення стану та умов експлуатації СТ варто дослідити математичні описи показників балансової надійності та режимної надійності розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням. При цьому варто проаналізувати саме ті властивості, які зумовлені особливостями ВДЕ.

### 1.3 Аналіз умов функціонування СТ

Враховуючи дослідження, описані вище, варто дослідити СТ класом напруги 35–0,4 кВ, що експлуатуються в розподільних мережах з ФЕС та безпосередньо на ФЕС. Моделювання будемо проводити на предмет динаміки змін напруги та струму у СТ залежно від потужності генерування ФЕС.

Так, у нашому варіанті результат визначення режимів роботи електричної мережі в математичній моделі описується напругою, струмом, частотою та залежить від схеми електромережі, добового графіка навантаження, розташування вузлів і т. д. Порівняно висока ефективність режимних оптимізаційних заходів, розвиток науково-технічного прогресу та розвиток енергетики в цілому, за малих капітальних витрат, сприяв розвитку математичному і програмному забезпеченню цього класу задач, і визначення параметрів оптимальних режимів, як правило, нині не викликає труднощів.

Для аналізу умов функціонування СТ пропонується змоделювати режим роботи електричної мережі, до якої під'єднано декілька джерел ВДЕ. Однією із таких мереж є, наприклад, фрагмент схеми Ямпільських районних електричних мереж 10 кВ, показаний на рис. 1.13.



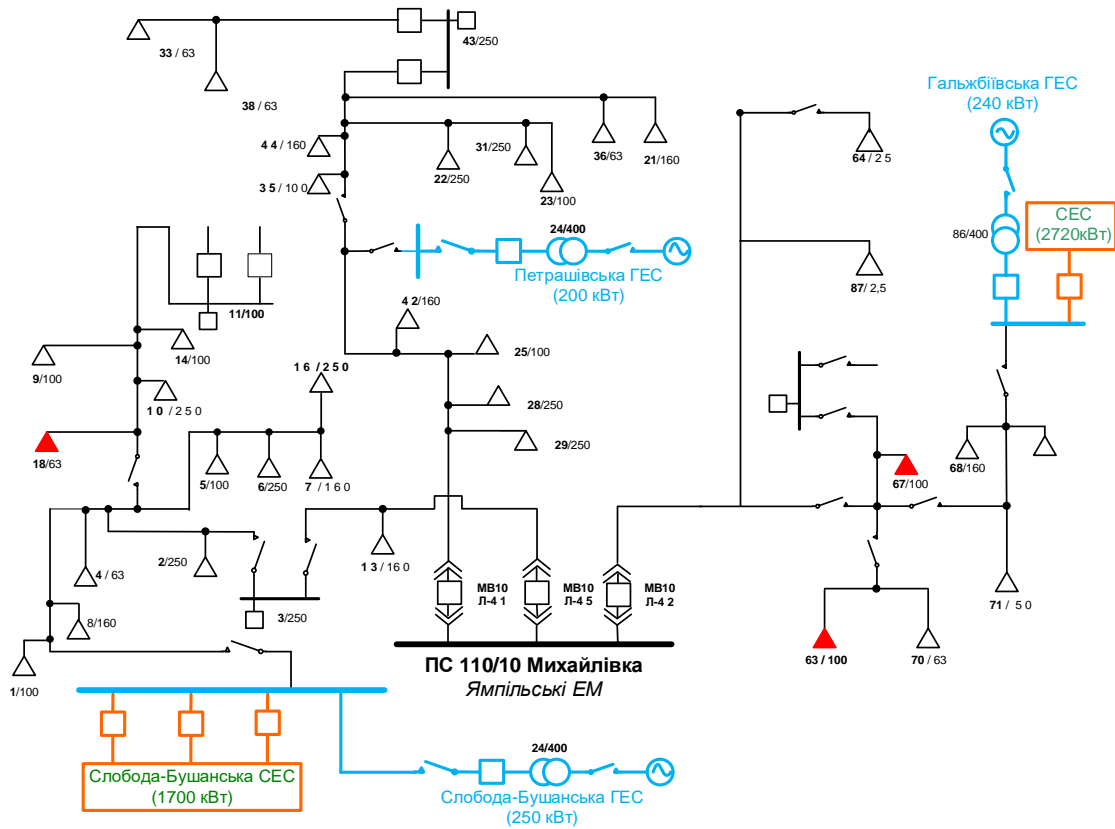


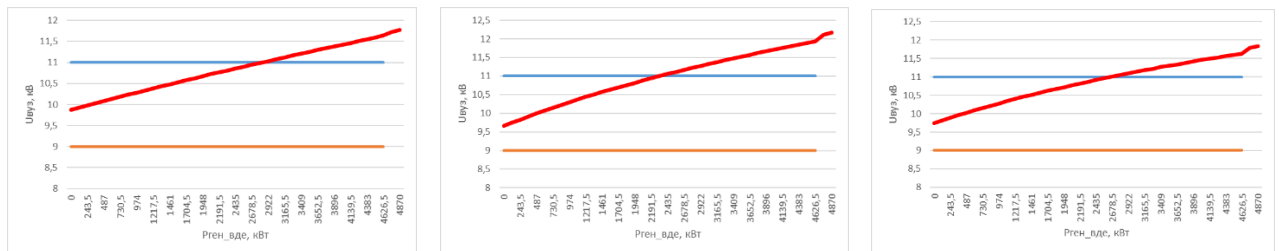
Рисунок 1.13 – Схема електричної мережі (фрагмент)

Дослідження напруги будемо виконувати у вузлах №67, №63, №18. Моделювання режиму роботи електромережі виконуємо у програмному комплексі «ВТРАТИ». Виконавши введення електричної мережі у програмний комплекс, будемо змінювати режим генерації кожної із наявних ВДЕ, на 5 %, як це показано в табл. 1.1, та контролювати при цьому значення напруги у досліджуваних вузлах.

Таблиця 1.1 – Зміна параметрів генерування

Об'єкт	ФЕС		Петрашівська ГЕС		Слобода-Бушанська ГЕС		Слобода-Бушанська ФЕС		Загалом, кВт
	Встановлена потужність, кВт	Потужність генераторів, кВт	Встановлена потужність, кВт	Потужність генераторів, кВт	Встановлена потужність, кВт	Потужність генераторів, кВт	Встановлена потужність, кВт	Потужність генераторів, кВт	
0,00%	2720	0	200	0	250	0	1700	0	0
2,50%		68		5		6,25		42,5	121,75
5,00%		136		10		12,5		85	243,5
7,50%		204		15		18,75		127,5	365,25
10,00%		272		20		25		170	487
...		...		...		...		...	...
32,50%		884		65		81,25		552,5	1582,75
35,00%		952		70		87,5		595	1704,5
37,50%		1020		75		93,75		637,5	1826,25
40,00%		1088		80		100		680	1948
42,50%		1156		85		106,25		722,5	2069,75
45,00%		1224		90		112,5		765	2191,5
47,50%		1292		95		118,75		807,5	2313,25
50,00%		1360		100		125		850	2435
...		...		...		...		...	...
90,00%		2448		180		225		1530	4383
92,50%		2516		185		231,25		1572,5	4504,75
95,00%		2584		190		237,5		1615	4626,5
97,50%		2652		195		243,75		1657,5	4748,25
100,00%		2720		200		250		1700	4870

Таким чином отримуємо значення напруги у контрольованих вузлах, подані на рис. 1.14



а)

б)

в)

Рисунок 1.14 – Значення напруги у контрольованих вузлах

Наступним кроком змодельовано режим роботи ФЕС на прикладі добового графіка навантаження.

З графіків, показаних на рис. 1.14 видно, що зміна потужності генерації ВДЕ зумовлює підвищення напруги у вузлах, що призводить до перевантаження СТ.

### **Висновки до першого розділу**

1. Виконаний аналіз електроенергетичного комплексу України, свідчить про спадання споживання електроенергії, однак визначений напрямок економічного розвитку, нашої країни, сприяє будівництву нових енергетичних об'єктів генерації електричної енергії (наприклад ФЕС, ГЕС, БіоЕС, і. т.д.).

2. Аналіз особливостей парку силових трансформаторів розподільних електричних мереж, що експлуатуються в Україні, який показав, що більшість з них відпрацювало свій паспортний ресурс.

3. На основі аналізу конструктивних та експлуатаційних особливостей силових трансформаторів розподільних електричних мереж 10-35 кВ визначено, що частими причинами виведення силових трансформаторів з експлуатації є дефекти обмоток такі, як пошкодження ізоляції, деформації та сповзання витків. Зростання кількості ФЕС та генерованої ними електричної енергії збільшує її передавання через трансформатори, а вимкнення та увімкнення ФЕС супроводжується додатковими перехідними процесами. За таких мають місце пошкодження СТ навіть в перші роки їх експлуатації.

## 2 ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ ТРАНСФОРМАТОРА ФЕС

### 2.1 Ймовірна математична модель коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора

Системи контролю трансформаторів, що існують на даний час використовують у своїх розрахунках відомі математичні моделі трансформаторів, однак ці моделі мають досить суттєвий недолік – вони не можуть визначити і врахувати функціональні зв'язки між багатьма з їх контрольованих діагностичних параметрів одночасно, в одній математичній моделі. Задача ускладнюється в умовах неповноти початкових даних, коли частина параметрів відома на момент розрахунків, наприклад, з причин необхідності проведення додаткових досліджень. Для встановлення таких зв'язків дуже конструктивною технологією є нечітке моделювання. Таке моделювання дозволяє одержувати більш достовірні результати в порівнянні з результатами роботи існуючих систем діагностування.

Якщо в результаті аналізу даних, наданих представниками цеху ремонтів трансформаторів, з літературних джерел чи за даними служби ізоляції і т.п. буде зібрана інформація щодо деяких причини виведення в ремонт трансформаторів, то такі дані можна упорядкувати, наприклад так, як це показано в таблиці 2.1.

В таблиці 2.1 під контрольованим діагностичним параметром розуміємо параметр, відхилення якого від норми сприяло виведенню трансформатора в ремонт або враховулось при виведенні його в ремонт. В якості діагностичних параметрів в таблиці 2.1 приведені: параметри, які характеризують стан обмоток, ізоляції, прохідних ізоляторів, масла, ПБВ, баку і т.п..

Параметри, які характеризують стан:

- обмоток:  $Z_k$  – деформація обмоток,  $t^o$  – погіршення стану контактних з'єднань,  $P_{xx}$  – зниження зусиль пресування;
- ізоляції:  $R_{із}$  – забруднення ізоляції,  $W$  – зволоження ізоляції;
- прохідних ізоляторів:  $k_{з.р.пі}$  – дефекти вводів;
- масла:  $ХАРГ_з$  – забруднення масла;  $ФХА$  – підвищений вміст вологи в маслі;  $ХАРГ_р$  – розряди в маслі;
- ПБВ:  $k_{з.р.пбв}$  – дефекти ПБВ;
- системи охолодження:  $t_{охолодж.}^o$  – температура радіаторів та баку,  $t_2^o$  охолодж. – рівномірність розподілу температури по баку трансформатора та радіаторів системи охолодження;
- бака:  $k_{з.р.бак}$  – протікання бака

Проаналізувавши дані таблиці 2.1 та літературні джерела була створена схема, яка показує залежний, або не залежний вплив діагностичних параметрів на коефіцієнт загального залишкового ресурсу трансформаторів (рисунок 2.1).

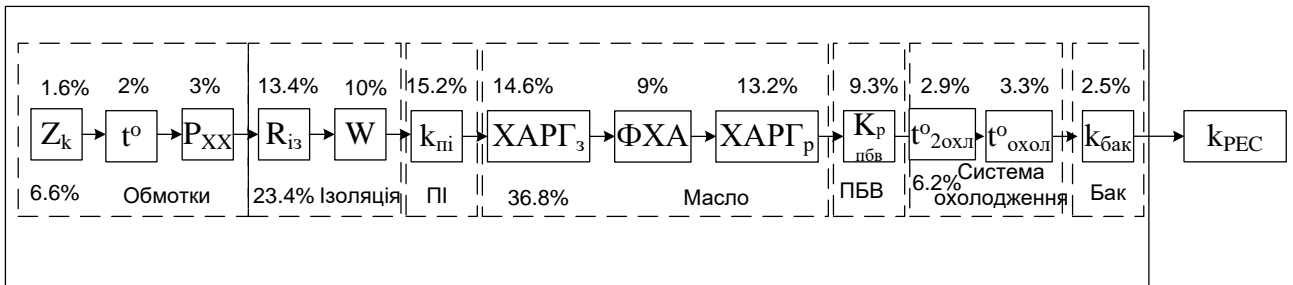


Рисунок 2.1 – Структурна схема моделі коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора.

На рисунку 2.1 не показано взаємний вплив одного контрольованого діагностичного параметра на інший, а лише показано у взаємозалежний чи не у залежний спосіб ці параметри впливають на коефіцієнт загального залишкового

ресурсу СТ.

На рисунку 2.1 над параметром показана відсоткова кількість виявлених дефектних трансформаторів за даним параметром, яка наведена у відсотках від загальної кількості дефектних трансформаторів.

Таблиця 2.1 – Причини виводу в ремонт трансформаторів

Елемент трансформатора	Діагностичний параметр		Кількість	
	Позначення	Назва параметру	од.	%
Обмотки	$Z_k$	Деформація обмотки	8	1,6
	$t^o$	Погіршення стану контактних з'єднань	10	2
	$P_{xx}$	Зниження зусиль пресування	15	3
Ізоляція	$R_{із}$	Забруднення ізоляції	65	13,4
	$W$	Зволоження ізоляції	48	10
Прохідний ізолятор	$k_{з.р.ВВ}$	Дефекти прохідних ізоляторів	74	15,2
Масло	$ХАРГ_з$	Забруднення масла газами	71	14,6
	$\PhiХА$	Підвищений вміст води в маслі	43	9
	$ХАРГ_р$	Розряди в маслі	64	13,2
ПБВ	$k_{з.р.пбв}$	Дефекти РПН	45	9,3
Система охолодження	$t_{2охл.}^o$	Розподіл температури температура по баку трансформатора	14	2,9
	$t_{охолодж.}^o$	Температура охолоджувачів	16	3,3
Бак	$k_{з.р.бак}$	Протікання бака	12	2,5
			485	100

На рисунку 2.1 послідовно позначені блоки з параметрами, відхилення яких від норми сприяло виведенню трансформаторів в ремонт. Паралельно зображуються блоки з параметрами, які сприяють виведенню СТ в ремонт за умови одночасного відхилення від норм цих параметрів, що зумовлено вимогами до надійності роботи трансформаторів. В кожному з наведених послідовних блоків можна виділити паралельні, проте їх не наведено для спрощення

розрахунку, так як це навчальний проект.

З метою отримання узагальненого показника залишкового ресурсу трансформатора, який вираховує значення всіх діагностичних параметрів та їх вплив, пропонується від відомих значень діагностичних параметрів перейти до відповідних цим значенням коефіцієнтів залишкових ресурсів по кожному діагностичному параметру. Ці коефіцієнти визначаються у відносних одиницях за виразом (2.1) і тому характеризують сумарне напрацювання трансформаторів від моменту контролю його технічного стану до переходу у граничний стан коли діагностичний параметр досягає граничного значення, тобто залишковий технічний ресурс [12,13]. Коефіцієнт залишкового ресурсу  $k_i$  по  $i$ -му діагностичному параметру:

$$k_{i_l} = \left| \frac{x_{i_l,гран} - x_{i_l,ном}}{x_{i_l,гран} - x_{i_l,поч}} \right|; \quad (2.1)$$

де:  $x_{i_l,гран}$  – граничне нормативне значення  $i_l$ -го діагностичного параметра,  $x_{i_l,ном}$  – значення  $i_l$ -го діагностичного параметра на момент контролю,  $x_{i_l,поч}$  – початкове значення  $i_l$ -го діагностичного параметра (на момент введення в експлуатацію нового обладнання або після ремонту),  $i_l$  – діагностичний параметр.

Так для трансформатора параметр  $tg(\delta)$  паперово – масляної ізоляції після ремонту дорівнював 0,2 %, а на момент контролю дорівнював 0,4 %, граничне значення цього параметру – 1,0 % [6]. Тому коефіцієнт залишкового ресурсу  $k_{tg(\delta)}$  по діагностичному параметру  $tg(\delta)$  визначається за виразом (2.2):

$$k_{tg(\delta)} = \left| \frac{1.0 - 0.4}{1.0 - 0.2} \right| = 0.75 (в.о.). \quad (2.2)$$

Коефіцієнт загального залишкового ресурсу визначається за виразом:

$$k_{заг.рес.} = k_{обм.} \cdot k_{ізол.} \cdot k_{ні} \cdot k_{масла} \cdot k_{нбз} \cdot k_{охол} \cdot k_{бак}, \quad (2.3)$$

де:  $k_{обм.}, k_{ізол.}, k_{ні}, k_{масла}, k_{нбз}, k_{охол}, k_{бак}$  – відомі на момент розрахунку значення коефіцієнтів залишкового ресурсу відповідно по елементам трансформатора.

## 2.2 Нейро-нечітка модель коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора

Формування початкових навчальних даних було проведено наступним чином.

Для семи вхідних параметрів моделі, які змінювались випадковим чином від 0 до 1, був визначений коефіцієнт загального залишкового ресурсу трансформатора (за виразом 2.3). Для зручності застосування даних і спрощення поточних розрахунків у системі комп'ютерної математики MATLAB вхідні параметри моделі приводились до відносних одиниць їх відхилення від норми.

Сім вхідних параметрів моделі – коефіцієнти залишкового ресурсу трансформатора, які відповідають семи діагностичним параметрам. Кількість параметрів може бути більшою.

Фрагмент результатів розрахунків приведений в таблиці.

Повна таблиця містить 3000 розглянутих варіантів сполучень діагностичних параметрів та відповідних їм значень загального залишкового ресурсу трансформатора.

Далі у 50 рядках цієї таблиці були скореговані значення коефіцієнту залишкового ресурсу СТ (таблиця 2.2) шляхом опитування незалежних



експертів: кваліфікованих представників цеху ремонту СТ служби ремонтів високовольтного обладнання, служби підстанцій, служби ізоляції, діагностування та грозозахисту, монтажної та інших організацій.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора

Діагностичні параметри							Коефіцієнт залишкового ресурсу трансформатора
$k_{обм}$	$k_{із}$	$k_{пі}$	$k_{масла}$	$k_{пбв}$	$k_{охол}$	$k_{бак}$	
1	1	1	1	1	1	1	1
0	0	0	0	0	0	0	0
0	1	1	1	1	1	1	0
1	0	1	1	1	1	1	0
...	...	...	...	...	...	...	...
0,36	1	1	1	0,36	1	1	0,1296
0,37	1	1	1	0,37	1	1	0,1369
0,38	1	1	1	0,38	1	1	0,1444
...	...	...	...	...	...	...	...
0,85	0,87	0,89	0,91	0,93	0,95	0,97	0,513272
0,86	0,88	0,9	0,92	0,94	0,96	0,98	0,554162
0,87	0,89	0,91	0,93	0,95	0,97	0,99	0,597811
0,88	0,9	0,92	0,94	0,96	0,98	1	0,644374

Відкориговані дані були використані в якості навчальних даних при моделюванні в системі комп'ютерної математики MATLAB. Для цього використовувався пакет Fuzzy Logic Toolbox. За допомогою редактора ANFIS Editor (Edit – редактор, Adaptive Network of Fuzzy Inference of the System – адаптивна мережа системи нечіткого висновку) з використанням гібридного

навчального алгоритму та використовуючи алгоритм нечіткого висновку Сугено [3] була отримана нейро-нечітка модель коефіцієнту залишкового ресурсу трансформатора (з використанням методу субкластеризації). Структура отриманої нейро-мережі показана на рисунку 2.3.

Таблиця 2.3 – Фрагмент скорегованих значень коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора

Діагностичні параметри							Коефіцієнт залишкового ресурсу трансформатора
$k_{обм}$	$k_{із}$	$k_{ні}$	$k_{масла}$	$k_{пбв}$	$k_{охол}$	$k_{бак}$	
1	1	1	1	1	1	1	1
0	0	0	0	0	0	0	0
0	1	1	1	1	1	1	0
1	0	1	1	1	1	1	0
...	...	...	...	...	...	...	...
0,98	0,83	0,77	0,85	0,61	0,74	0,8	0,72
0,14	0,29	0,37	0,15	0,22	0,13	0,56	0,2
0,91	0,87	0,88	0,95	0,84	0,92	0,99	0,9
...	...	...	...	...	...	...	...
0,47	0,65	0,67	0,78	0,44	0,34	0,43	0,51
0,69	0,7	0,55	0,45	0,78	0,88	0,93	0,73
0,93	0,49	0,72	0,65	0,85	0,76	0,57	0,57
0,71	0,28	0,89	0,85	0,92	0,64	0,21	0,36

Для кожної вхідної змінної нейро-моделі використовувались по чотири лінгвістичні терми з Гаусовими функціями належності [3]:

$$k_{pec.il} = f(x_{il}; \sigma_{il}; c_{il}) = e^{-\frac{(x_{il}-c_{il})^2}{2 \cdot \sigma_{il}^2}}. \quad (2.4)$$

У виразі 2.4:  $\sigma_{il}$  та  $c_{il}$  – числові параметри,  $\sigma_{il}^2$  – в теорії ймовірності називається дисперсією розподілу [14], а другий параметр  $c_{il}$  – математичним очікуванням,  $i_l$  – вхідний параметр нейро-нечіткої моделі, який відповідає діагностичному параметру,  $x_{il}$  – значення  $i_l$ -го вхідного параметра моделі:

$$x_1 = k_{обм.}, x_2 = k_{ізол.}, x_3 = k_{пі}, x_4 = k_{масла}, x_5 = k_{нбз}, x_6 = k_{охол}, x_7 = k_{бак}.$$

Це такі терми, як: «нормальні» значення діагностичного параметру, «незначні відхилення» значення діагностичного параметру, «передаварійні» значення діагностичного параметру, «аварійні» значення діагностичного параметру.

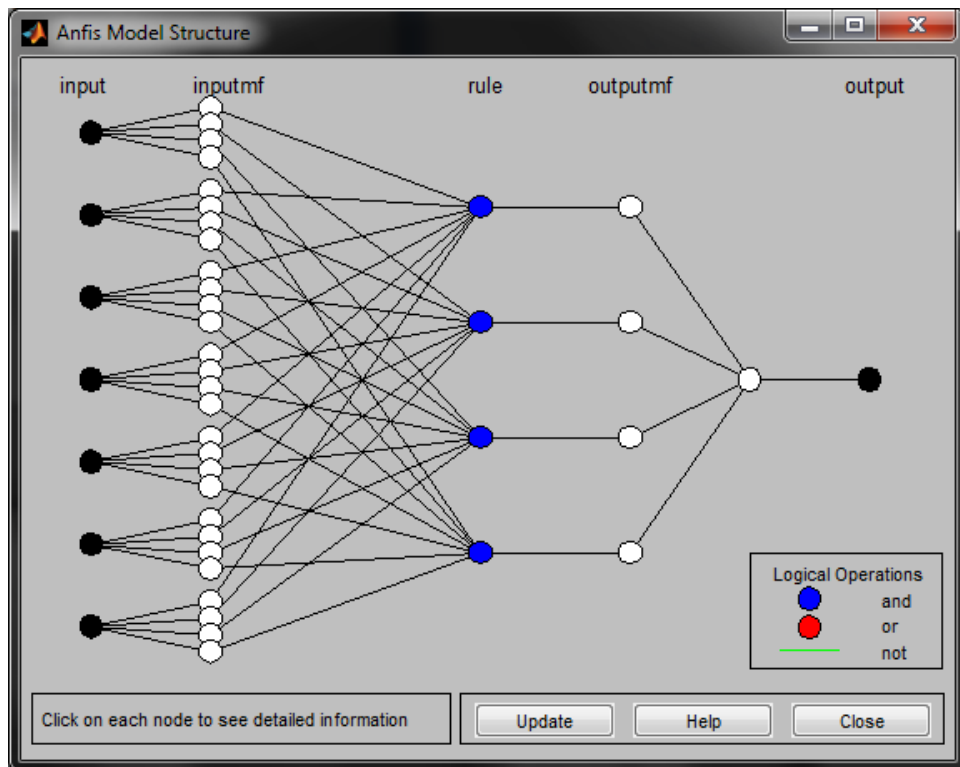


Рисунок 2.2 – Структура ANFIS – мережі трансформатора

Для знаходження значення коефіцієнта загального залишкового ресурсу використовуємо нечітку нелінійну авторегресійну модель коефіцієнта загально залишкового ресурсу трансформатора. Ця модель встановлює нечітке нелінійне перетворення між значеннями коефіцієнтів залишкового ресурсу по діагностичним параметрам та загальним коефіцієнтом залишкового ресурсу трансформатора:

$$k_{\text{заг.зал.рес}} = F(k_{\text{обм.}}, k_{\text{ізол.}}, k_{\text{ні}}, k_{\text{масла}}, k_{\text{нбз}}, k_{\text{охол}}, k_{\text{бак}}) ; \quad (2.5)$$

де:  $F$  – нечітке функціональне перетворення.

Для визначення значення коефіцієнта загально залишкового ресурсу трансформатора використовуємо модель логічного висновку Такагі-Сугено. В цій моделі нечіткі правила визначаються на основі заданої кількості значень «вхід-вихід» модельованого об'єкта у вигляді:

$$\text{ЯКЩО } x_1 \in A_1 \text{ ТА } x_2 \in B_2 \text{ ТА } \dots x_m \in V_i \text{ ТО } y_i = f(x_1, x_2, \dots, x_m), \quad (2.6)$$

де:  $A_1 B_2 V_m$  – нечіткі множини посилянь, а  $y_i = f(x_1, x_2, \dots, x_m)$  – чітка функція висновку, зазвичай  $f(x_1, x_2, \dots, x_m)$  – визначається у вигляді поліному вхідних змінних  $x_1, x_2, \dots, x_m$ .

Математична модель коефіцієнта загально залишкового ресурсу є системою логічних рівнянь (2.7).

$$\left. \begin{aligned}
& \mathbf{ЯКЩО} k_{обм} \in \text{"нормальне"} \mathbf{ТАК}_{i_3} \in \text{"нормальне"} \mathbf{ТАК}_{ni} \in \text{"нормальне"} \\
& \mathbf{ТАК}_{масла} \in \text{"нормальне"} \mathbf{ТАК}_{пбз} \in \text{"нормальне"} \mathbf{ТАК}_{co} \in \text{"нормальне"} \\
& \mathbf{ТАК}_{бак} \in \text{"нормальне"} \mathbf{ТО} \\
& k_{заг.зал.рес} = a_{11} \cdot k_{обм} + a_{12} \cdot k_{i_3} + a_{13} \cdot k_{ni} + a_{14} \cdot k_{масла} + a_{15} \cdot k_{пбз} + a_{16} \cdot k_{co} + a_{17} \cdot k_{бак} + c_1 \\
& \mathbf{ЯКЩО} k_{обм} \in \text{"незначне відхилення"} \mathbf{ТАК}_{i_3} \in \text{"незначне відхилення"} \\
& \mathbf{ТАК}_{ni} \in \text{"незначне відхилення"} \mathbf{ТАК}_{масла} \in \text{"незначне відхилення"} \\
& \mathbf{ТАК}_{пбз} \in \text{"незначне відхилення"} \mathbf{ТАК}_{co} \in \text{"незначне відхилення"} \\
& \mathbf{ТАК}_{бак} \in \text{"незначне відхилення"} \mathbf{ТО} \\
& k_{заг.зал.рес} = a_{21} \cdot k_{обм} + a_{22} \cdot k_{i_3} + a_{23} \cdot k_{ni} + a_{24} \cdot k_{масла} + a_{25} \cdot k_{пбз} + a_{26} \cdot k_{co} + a_{27} \cdot k_{бак} + c_2 \\
& \mathbf{ЯКЩО} k_{обм} \in \text{"передаварійне"} \mathbf{ТАК}_{i_3} \in \text{"передаварійне"} \mathbf{ТАК}_{ni} \in \text{"передаварійне"} \\
& \mathbf{ТАК}_{масла} \in \text{"передаварійне"} \mathbf{ТАК}_{пбз} \in \text{"передаварійне"} \mathbf{ТАК}_{co} \in \text{"передаварійне"} \\
& \mathbf{ТАК}_{бак} \in \text{"передаварійне"} \mathbf{ТО} \\
& k_{заг.зал.рес} = a_{31} \cdot k_{обм} + a_{32} \cdot k_{i_3} + a_{33} \cdot k_{ni} + a_{34} \cdot k_{масла} + a_{35} \cdot k_{пбз} + a_{36} \cdot k_{co} + a_{37} \cdot k_{бак} + c_3 \\
& \mathbf{ЯКЩО} k_{обм} \in \text{"аварійне"} \mathbf{ТАК}_{i_3} \in \text{"аварійне"} \mathbf{ТАК}_{ва} \in \text{"аварійне"} \mathbf{ТАК}_{масла} \in \text{"аварійне"} \\
& \mathbf{ТАК}_{рпн} \in \text{"аварійне"} \mathbf{ТАК}_{co} \in \text{"аварійне"} \mathbf{ТАК}_{бак} \in \text{"аварійне"} \mathbf{ТО} \\
& k_{заг.зал.рес} = a_{41} \cdot k_{обм} + a_{42} \cdot k_{i_3} + a_{43} \cdot k_{ni} + a_{44} \cdot k_{масла} + a_{45} \cdot k_{пбз} + a_{46} \cdot k_{co} + a_{47} \cdot k_{бак} + c_4 \\
& \dots
\end{aligned} \right\} \quad (2.7)$$

Вихід моделі  $k_{заг.зал.рес.}$  (2.8) знаходиться, як зрівноважена сума висновків бази правил, записаних у вигляді системи логічних рівнянь (2.7).

$$k_{заг.зал.рес} = \sum_{j_2=1}^{m_3} w_{j_2} \left( a_{j_2 1} \cdot k_{обм} + a_{j_2 2} \cdot k_{i_3} + a_{j_2 3} \cdot k_{ni} + a_{j_2 4} \cdot k_{масла} + a_{j_2 5} \cdot k_{пбз} + a_{j_2 6} \cdot k_{co} + c_{j_2} \right), \quad (2.8)$$

де:  $0 \leq w_{j_2} \leq 1$  – степінь виконання (вага)  $j_2$ -го правила, яка визначається відповідністю реальних змін діагностичних параметрів трансформатора, що відображені у  $j_2$ -му правилі (2.9):

$$\begin{aligned}
 w_1 &= \frac{\Omega_1}{\xi} \\
 w_2 &= \frac{\Omega_2}{\xi} \\
 w_3 &= \frac{\Omega_3}{\xi} \quad , \\
 w_4 &= \frac{\Omega_4}{\xi}
 \end{aligned} \tag{2.9}$$

де:

$$\begin{aligned}
 \xi &= \sum_{j_1=1}^{m_3} [\mu_j(k_{обм}) \cdot \mu_j(k_{із}) \cdot \mu_j(k_{ні}) \cdot \mu_j(k_{масла}) \cdot \mu_j(k_{пбз}) \cdot \mu_j(k_{co}) \cdot \mu_j(k_{бак})] \\
 \Omega_1 &= \mu_{1''}(k_{обм}) \cdot \mu_{1''}(k_{із}) \cdot \mu_{1''}(k_{ні}) \cdot \mu_{1''}(k_{масла}) \cdot \mu_{1''}(k_{пбз}) \cdot \mu_{1''}(k_{co}) \cdot \mu_{1''}(k_{бак}) , \\
 \Omega_2 &= \mu_{2''}(k_{обм}) \cdot \mu_{2''}(k_{із}) \cdot \mu_{2''}(k_{ні}) \cdot \mu_{2''}(k_{масла}) \cdot \mu_{2''}(k_{пбз}) \cdot \mu_{2''}(k_{co}) \cdot \mu_{2''}(k_{бак}) , \\
 \Omega_3 &= \mu_{3''}(k_{обм}) \cdot \mu_{3''}(k_{із}) \cdot \mu_{3''}(k_{ні}) \cdot \mu_{3''}(k_{масла}) \cdot \mu_{3''}(k_{пбз}) \cdot \mu_{3''}(k_{co}) \cdot \mu_{3''}(k_{бак}) , \\
 \Omega_4 &= \mu_{4''}(k_{обм}) \cdot \mu_{4''}(k_{із}) \cdot \mu_{4''}(k_{ні}) \cdot \mu_{4''}(k_{масла}) \cdot \mu_{4''}(k_{пбз}) \cdot \mu_{4''}(k_{co}) \cdot \mu_{4''}(k_{бак})
 \end{aligned}$$

– функції належності значень коефіцієнтів залишкового ресурсу контрольованих діагностичних параметрів до відповідної нечіткої множини значень цих параметрів відповідного правила ( $j_2$  – номер правила,  $m_3$  – кількість правил),  $\mu_1(k_{обм}) = \mu_{нормальне}(k_{обм})$ ,  $\mu_1(k_{із}) = \mu_{нормальне}(k_{із})$ ,  $\mu_1(k_{ні}) = \mu_{нормальне}(k_{ні})$ ,  $\mu_1(k_{масла}) = \mu_{нормальне}(k_{масла})$ ,  $\mu_1(k_{пбз}) = \mu_{нормальне}(k_{пбз})$ ,  $\mu_1(k_{co}) = \mu_{нормальне}(k_{co})$ ,  $\mu_1(k_{бак}) = \mu_{нормальне}(k_{бак})$ .

Налаштування моделі полягає у визначенні параметрів функцій належності і рівнянь висновку. Терми значень лінгвістичних змінних задаються у вигляді Гаусових функцій належності. Необхідно визначити середньо квадратичне відхилення  $\sigma_{k_{обм}}$ ,  $\sigma_{k_{із}}$ ,  $\sigma_{k_{ні}}$ ,  $\sigma_{k_{масла}}$ ,  $\sigma_{k_{пбз}}$ ,  $\sigma_{k_{co}}$ ,  $\sigma_{k_{бак}}$ , та математичне очікування

$C_{k_{обм}}$ ,  $C_{k_{із}}$ ,  $C_{k_{ні}}$ ,  $C_{k_{масла}}$ ,  $C_{k_{нбз}}$ ,  $C_{k_{со}}$ ,  $C_{k_{бак}}$  Гаусових функції належності, і параметри рівнянь висновку ( $a_{11} - a_{44}$ ,  $c_1 - c_4$ ).

Функції належності описуються наступними виразами:

– для «трикутної» (trimf) функції належності

$$\mu = f_{\Delta}(x; a, b, c) = \begin{cases} 0, & x \leq a \\ \frac{x-a}{b-a}, & a \leq x \leq b \\ \frac{c-x}{c-b}, & b \leq x \leq c \\ 0, & c \leq x \end{cases}, \quad (2.10)$$

– для «трапецеподібної» (trapezmf) функції належності

$$\mu = f_{\Delta}(x; a, b, c, d) = \begin{cases} 0, & x \leq a \\ \frac{a-x}{b-a}, & a \leq x \leq b \\ 1, & b \leq x \leq c \\ \frac{d-x}{d-c}, & c \leq x \leq d \\ 0, & d \leq x \end{cases}, \quad (2.11)$$

– для «дзвоноподібної» (gbellmf) функції належності

$$\mu = f_{\Delta}(x; a, b, c) = \left\{ \frac{1}{1 + \left| \frac{x-c}{a} \right|^{2 \cdot b}} \right\}, \quad (2.12)$$

– для «сигмоїдальної» (sigmf) функції належності

$$\mu = f_{\Delta}(x; a, b) = \left\{ \frac{1}{1 + e^{-a(x-b)}} \right\}, \quad (2.13)$$

– для сплайн-функції належності «S – подібної» (smf)

$$\mu = f_s(x; a, b) = \begin{cases} 0, & x \leq a \\ 2 \cdot \left( \frac{x-a}{b-a} \right)^2, & a \leq x \leq \frac{a+b}{2} \\ 1 - 2 \cdot \left( \frac{b-x}{b-a} \right)^2, & \frac{a+b}{2} < x < b \\ 1, & b \leq x \end{cases}, \quad (2.14)$$

– для сплайн-функції належності «Z – подібної» (zmf)

–

$$\mu = f_z(x; a, b) = \begin{cases} 1, & x \leq a \\ 1 - 2 \cdot \left( \frac{x-a}{b-a} \right)^2, & a \leq x \leq \frac{a+b}{2} \\ 2 \cdot \left( \frac{b-x}{b-a} \right)^2, & \frac{a+b}{2} < x < b \\ 0, & b \leq x \end{cases}, \quad (2.15)$$

– для «» (rimf) функції належності

–

$$\mu = f_{\Pi}(x; a, b, c, d) = f_s(x; a, b) \cdot f_z(x; c, d), \quad (2.16)$$

Шар 2. Визначає посилання нечітких правил. Кожний вузол даного шару неадаптивний який виконує нечітку логічну операцію ТА на параметрах посилань кожного правила та посилає інформаційний сигнал далі. Вихід цього вузла – вага правила  $W'_2$ , яка визначається як добуток значень функцій приналежності коефіцієнтів залишкового ресурсу діагностичних параметрів:



$$W_{j_2} = \prod_{i_2=1}^{m_4} \mu_{j_2, i_2}(k_{i_2}), \quad (2.17)$$

де:  $i_2$  – порядковий номер діагностичного параметра,  $m_4$  – кількість діагностичних параметрів.

Так:  $i_2=1$  відповідає параметру  $k_{обм}$  – коефіцієнту залишкового ресурсу по діагностичному параметру стан обмотки трансформатора;  $i_2=2$  відповідає параметру  $k_{із}$  – коефіцієнту залишкового ресурсу по діагностичному параметру стан ізоляції трансформатора;  $i_2=3$  відповідає параметру  $k_{ні}$  – коефіцієнту залишкового ресурсу по діагностичному параметру стан прохідного ізолятора;  $i_2=4$  відповідає параметру  $k_{масла}$  – коефіцієнту залишкового ресурсу по діагностичному параметру стан масла;  $i_2=5$  відповідає параметру  $k_{пбз}$  – коефіцієнту залишкового ресурсу по діагностичному параметру стан ПБЗ;  $i_2=6$  відповідає параметру  $k_{со}$  – коефіцієнту залишкового ресурсу по діагностичному параметру стан системи охолодження;  $i_2=7$  відповідає параметру  $k_{бак}$  – коефіцієнту залишкового ресурсу по діагностичному параметру стан бака трансформатора.

Тоді, для правила з порядковим номером  $j_2$  ваговий коефіцієнт знаходиться за виразом:

$$w_{j_2} = \mu_{j_2}(k_{j_2, обм}) \cdot \mu_{j_2}(k_{j_2, із}) \cdot \mu_{j_2}(k_{j_2, ні}) \cdot \mu_{j_2}(k_{j_2, масла}) \cdot \mu_{j_2}(k_{j_2, пбз}) \cdot \mu_{j_2}(k_{j_2, со}) \cdot \mu_{j_2}(k_{j_2, бак}), \quad (2.18)$$

де:  $j_2 = 1, 2, 3, 4$ .

Вихід кожного вузла цього шару визначає степінь спрацьовування правила, тобто виконання умов які закладені в параметрах посилок.

Шар 3. Неадаптивні вузли цього шару обчислюють нормалізовану вагу правил:

$$\bar{w}_{j2} = \frac{w_{j2}}{\sum_{j2=1}^{m3} w_{j2}}, \quad (2.19)$$

де:  $j2 = 1, 2, 3, 4$ .

Шар 4. Адаптивні вузли цього шару обчислюють  $k_{заг.зал.рес}$  трансформатора відповідно до кожного з правил (висновок кожного правила):

$$k_{заг.зал.рес, j2} = \left( \sum_{i2=1}^{m4} a_{j2, i2} \cdot k_{i2} \right) + c_{j2}, \quad (2.20)$$

тому для  $j2$ -го правила

$$k_{заг.зал.рес, j2} = \left[ \begin{array}{l} a_{j2,1} \cdot k_{обм, j2} + a_{j2,2} \cdot k_{із, j2} + a_{j2,3} \cdot k_{ні, j2} + a_{j2,4} \cdot k_{масла, j2} + \\ + a_{j2,5} \cdot k_{нбз, j2} + a_{j2,6} \cdot k_{со, j2} + a_{j2,7} \cdot k_{бак, j2} + c_{j2} \end{array} \right],$$

де:  $j2 = 1, 2, 3, 4$ ;  $\{a_{11}-a_{44}, c_1-c_4\}$  – вектор параметрів висновку.

Шар 5. Неадаптивний вузол цього шару є суматором:

$$k_{заг.зал.рес} = \sum_{j2=1}^{m3} (\bar{w}_{j2} \cdot k_{заг.зал.рес, j2}), \quad (2.21)$$

якщо в (2.20) підставити (2.18), то  $k_{заг.зал.рес}$  знаходиться за виразом (2.22):

$$k_{заг.зал.рес} = \frac{\sum_{j2=1}^{m3} (w_{j2} \cdot k_{заг.зал.рес, j2})}{\sum_{j2=1}^{m3} w_{j2}}, \quad (2.22)$$

З метою зменшення часу на навчання нейро-нечіткої моделі в системі

комп'ютерної математики MATLAB [3], використовуємо метод субкластеризації. Субкластеризація – це об'єднання об'єктів у групи на основі однаковості ознак для об'єктів однієї групи та неоднаковості ознак між групами. Більшість алгоритмів кластеризації не ґрунтуються на традиційних для статистичних методів припущеннях. Вони можуть використовуватись в умовах майже повної відсутності інформації про закони розподілу даних. Кластеризацію використовують для об'єктів з кількісними (числовими), якісними або змішаними ознаками. Початковою інформацією для кластеризації є матриця спостережень, кожен рядок якої являє собою значення  $n$  ознак одного з  $M$  кластеризації. Задача кластеризації полягає в розбитті об'єктів на декілька підмножин (кластерів) в яких об'єкти схожі між собою ніж з об'єктами з інших кластерів. В матричному просторі «однаковість» зазвичай визначають через відстань. Відстань може розраховуватись як між початковими об'єктами (рядками матриці) так і від цих об'єктів прототипу кластерів. Зазвичай координати прототипів не відомі і вони знаходяться одночасно з розбиттям даних на кластери. Використовувались наступні параметри методу кластеризації: рівень впливу вхідних змінних (Range of influence) – 1.1; коефіцієнт послаблення (Squash factor) – 1.1; коефіцієнт який встановлює у скільки раз потенціал даної точки має бути вищим за потенціал центра першого кластера для того, щоб центром одного з кластерів була призначена точка яка розглядається (Accept radio) – 0.5; коефіцієнт який встановлює у скільки разів потенціал даної точки має бути меншим за потенціал центра першого кластера, щоб ця точка була виключена з можливих центрів кластерів (Reject radio) – 0.15.

Для навчання мережі використовувався гібридний алгоритм навчання. Після семи десяти трьох епох навчання середньо квадратична похибка навчання склала 0.0147 в.о. В результаті навчання були отримані параметри Гаусових функцій належності які в подальшому були використані при створенні нейро-нечіткої

моделі трансформатора.

Тому, наприклад, при подальшому моделюванні, для коефіцієнта залишкового ресурсу  $k_{обм}$  діагностичного параметра *стан обмотки* першого правила значення Гаусової функції належності були взяті наступні значення параметрів:  $\delta_{обм}=0,3825$  в.о.,  $C_{обм}=0,7944$  в.о.

Далі були введені наступні параметри рівнянь висновків правил (таблиця 2.4).

Таблиця 2.4 – Параметри висновків правил нейро-нечіткої моделі СТ

Номер	Параметри рівняння висновку							
	$a_{j,1}$	$a_{j,2}$	$a_{j,3}$	$a_{j,4}$	$a_{j,5}$	$a_{j,6}$	$c_j$	
1	0.6166	0.4125	0.4618	1.83	1.804	0.0462	1.96	-5.377
2	-0.0393	0.2609	0.1086	-0.37	-0.1459	-0.02387	-0.05863	0.1288
3	-0.2165	-0.3714	-0.4678	-0.514	-0.882	-0.5302	-1.406	3.88
4	0.03166	-0.06144	-0.387	0.05968	0.3199	-0.02604	-0.005558	0.002926

З урахуванням проведених ітераційних обчислювальних експериментів визначений вектор параметрів функцій належності.

Таблиця 2.5 – Параметри функцій належності

Діагностичні параметри	Вхідні параметри моделі	Назва терма (нечіткої множини значень вхідних параметрів)	Номер правила	Параметри функцій належності	
				<i>b</i>	<i>c</i>
1	2	3	4	5	6
Стан обмотки	$k_{обм}$	нормальні	1	0,3825	0,7944
		незначні відхилення	2	0,479	0,5197
		передаварійні	3	0,4903	0,5668
		аварійні	4	0,4	0,1697
Стан ізоляції	$k_{із}$	нормальні	1	0,3653	0,8698
		незначні відхилення	2	0,4642	0,6104
		передаварійні	3	0,5102	0,5267
		аварійні	4	0,3949	0,1742
Стан прохідних ізоляторів	$k_{лі}$	Нормальні	1	0,3202	0,9221
		незначні відхилення	2	0,3419	0,7649
		передаварійні	3	0,4914	0,5376
		аварійні	4	0,4032	0,1925
Стан масла	$k_m$	нормальні	1	0,4369	0,9273
		незначні відхилення	2	0,3404	0,9674
		передаварійні	3	0,412	0,599
		аварійні	4	0,4031	0,2057
Стан ПБВ	$k_{пбв}$	нормальні	1	0,3984	0,973
		незначні відхилення	2	0,3316	0,963
		передаварійні	3	0,4468	0,5881
		аварійні	4	0,4428	0,2349
Стан системи охолодження	$k_{со}$	нормальні	1	0,3439	1,153
		незначні відхилення	2	0,3507	0,9706
		передаварійні	3	0,437	0,597
		аварійні	4	0,4263	0,2397
Стан бака	$k_{бак}$	нормальні	1	0,3454	0,9506
		незначні відхилення	2	0,3801	1,017
		передаварійні	3	0,4582	0,6273
		аварійні	4	0,4213	0,2403

З урахуванням даних таблиць 2.5, 2.6 та (2.10) отримуємо математичну модель коефіцієнта загально залишкового ресурсу у вигляді (2.22):

$$\begin{aligned}
& \mathbf{ЯКШО} k_{обм} \in \text{"нормальне"} \mathbf{ТАК}_{із} \in \text{"нормальне"} \mathbf{ТАК}_{ні} \in \text{"нормальне"} \\
& \mathbf{ТАК}_{масла} \in \text{"нормальне"} \mathbf{ТАК}_{пбз} \in \text{"нормальне"} \mathbf{ТАК}_{со} \in \text{"нормальне"} \\
& \mathbf{ТАК}_{бак} \in \text{"нормальне"} \mathbf{ТО} \\
& k_{заг.зал.рес} = 0,6166 \cdot k_{обм} + 0,4125 \cdot k_{із} + 0,4618 \cdot k_{ні} + 1,83 \cdot k_{масла} + 1,804 \cdot k_{пбз} + \\
& + 0,0462 \cdot k_{со} + 1,96 \cdot k_{бак} - 5,377 \\
& \mathbf{ЯКШО} k_{обм} \in \text{"незначне відхилення"} \mathbf{ТАК}_{із} \in \text{"незначне відхилення"} \\
& \mathbf{ТАК}_{ні} \in \text{"незначне відхилення"} \mathbf{ТАК}_{масла} \in \text{"незначне відхилення"} \\
& \mathbf{ТАК}_{пбз} \in \text{"незначне відхилення"} \mathbf{ТАК}_{со} \in \text{"незначне відхилення"} \\
& \mathbf{ТАК}_{бак} \in \text{"незначне відхилення"} \mathbf{ТО} \\
& k_{заг.зал.рес} = -0,0393 \cdot k_{обм} + 0,2609 \cdot k_{із} + 0,1086 \cdot k_{ні} - 0,37 \cdot k_{масла} - 0,1459 \cdot k_{пбз} - \\
& - 0,02387 \cdot k_{со} - 0,05863 \cdot k_{бак} + 0,1288 \\
& \mathbf{ЯКШО} k_{обм} \in \text{"передаварійне"} \mathbf{ТАК}_{із} \in \text{"передаварійне"} \mathbf{ТАК}_{ні} \in \text{"передаварійне"} \\
& \mathbf{ТАК}_{масла} \in \text{"передаварійне"} \mathbf{ТАК}_{пбз} \in \text{"передаварійне"} \mathbf{ТАК}_{со} \in \text{"передаварійне"} \\
& \mathbf{ТАК}_{бак} \in \text{"передаварійне"} \mathbf{ТО} \\
& k_{заг.зал.рес} = -0,2165 \cdot k_{обм} - 0,3714 \cdot k_{із} - 0,4678 \cdot k_{ні} - 0,514 \cdot k_{масла} - 0,882 \cdot k_{пбз} - \\
& - 0,5302 \cdot k_{со} - 1,406 \cdot k_{бак} + 3,88 \\
& \mathbf{ЯКШО} k_{обм} \in \text{"аварійне"} \mathbf{ТАК}_{із} \in \text{"аварійне"} \mathbf{ТАК}_{ні} \in \text{"аварійне"} \mathbf{ТАК}_{масла} \in \text{"аварійне"} \\
& \mathbf{ТАК}_{пбз} \in \text{"аварійне"} \mathbf{ТАК}_{со} \in \text{"аварійне"} \mathbf{ТАК}_{бак} \in \text{"аварійне"} \mathbf{ТО} \\
& k_{заг.зал.рес} = 0,03166 \cdot k_{обм} - 0,06144 \cdot k_{із} - 0,387 \cdot k_{ні} + 0,06 \cdot k_{масла} + 0,3199 \cdot k_{пбз} - \\
& - 0,026 \cdot k_{со} - 0,006 \cdot k_{бак} + 0,003 \\
& \dots
\end{aligned} \tag{2.23}$$

На рисунку 2.3 показаний фрагмент віконної заставки редактора адаптивної мережі системи нечіткого висновку (ANFIS Editor) пакету Fuzzy Logic Toolbox системи комп'ютерної математики MATLAB. Ця мережа має одинадцять входів, один вихід та передбачає використання алгоритму нечіткого висновку Сугено.

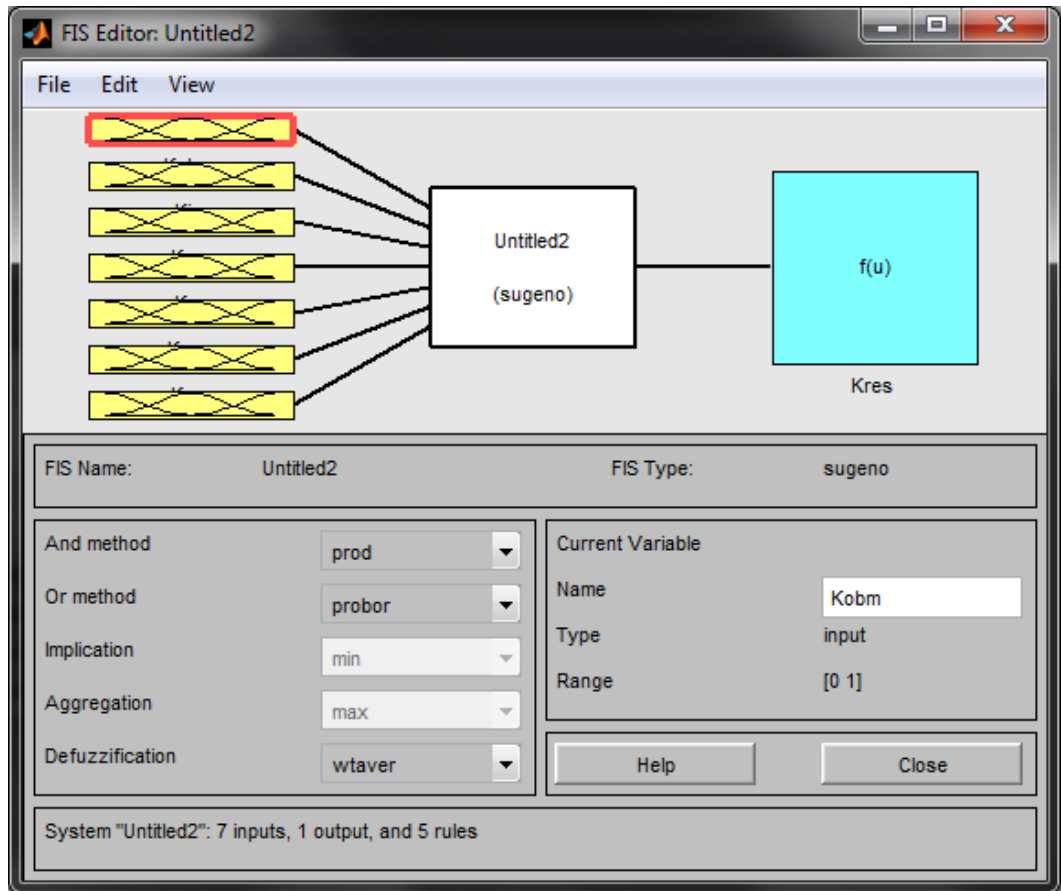


Рисунок 2.3 – Фрагмент віконної заставки редактора ANFIS.

На рис. 2.4 показана екранна заставка системи комп'ютерної математики MATLAB підчас формування структури нейро-нечіткої моделі трансформатора.

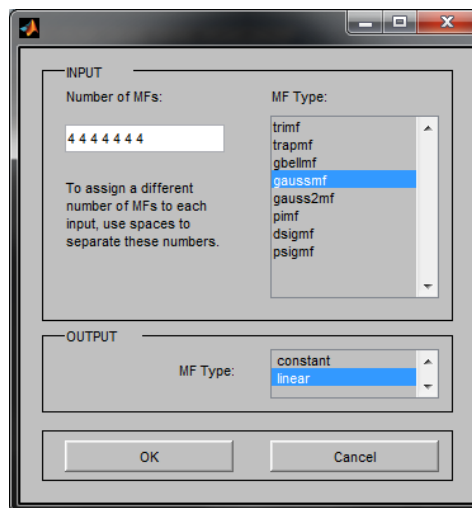


Рисунок 2.4 – Формування структури нейро-нечіткої моделі трансформатора

З рис. 2.3 видно, що під час формування структури нейро-нечіткої моделі трансформатора було задано сім входів та один вихід цієї моделі. Кожний з семи входів має по чотири терми. Тобто кожна множина можливих значень вхідних параметрів моделі умовно поділена на чотири підмножини: «нормальні» значення вхідного параметру, «незначні відхилення» значення вхідного параметру, «передаварійні» значення вхідного параметру, «аварійні» значення вхідного параметру. Степінь належності кожного значення вхідного параметру до відповідної цьому параметру множини значень визначається Гаусовою функцією належності. Модель призначена для знаходження числового значення коефіцієнта загального залишкового ресурсу трансформатора, тому має один вихід. Це числове значення знаходиться шляхом рішення лінійного рівняння, яке описує залежність коефіцієнта загального залишкового ресурсу трансформатора від вхідних параметрів.

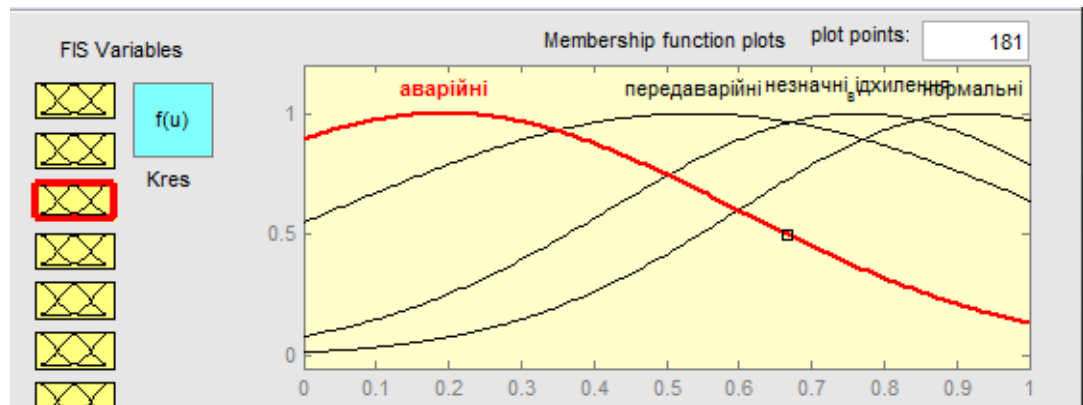


Рисунок 2.5 – Введення параметрів функції належності.

На рисунку 2.5 показано, що степінь належності значення коефіцієнта  $k_{ni}$  залишкового ресурсу по параметру «стан прохідних ізоляторів трансформатора» до підмножини «аварійні» значення визначається рівнянням Гаусової функції  $\mu(k_w) = f(k_w, \sigma, c)$  з параметрами  $\sigma = 0,4032$  в.о. та  $c = 0,1925$  в.о.,  $k_w \in 0,1$  в.о. та  $\mu(k_w) \in 0,1$  в.о.



На рисунку 2.5 показані: діапазон можливих значень коефіцієнта загального залишкового ресурсу трансформатора  $k_{заг.pec} = 0 \div 1$  в.о., параметри рівняння висновку першого правила: 0.6166, 0.4125, 0.4618, 1.83, 1.804, 0.0462, 1.96, -5.377.

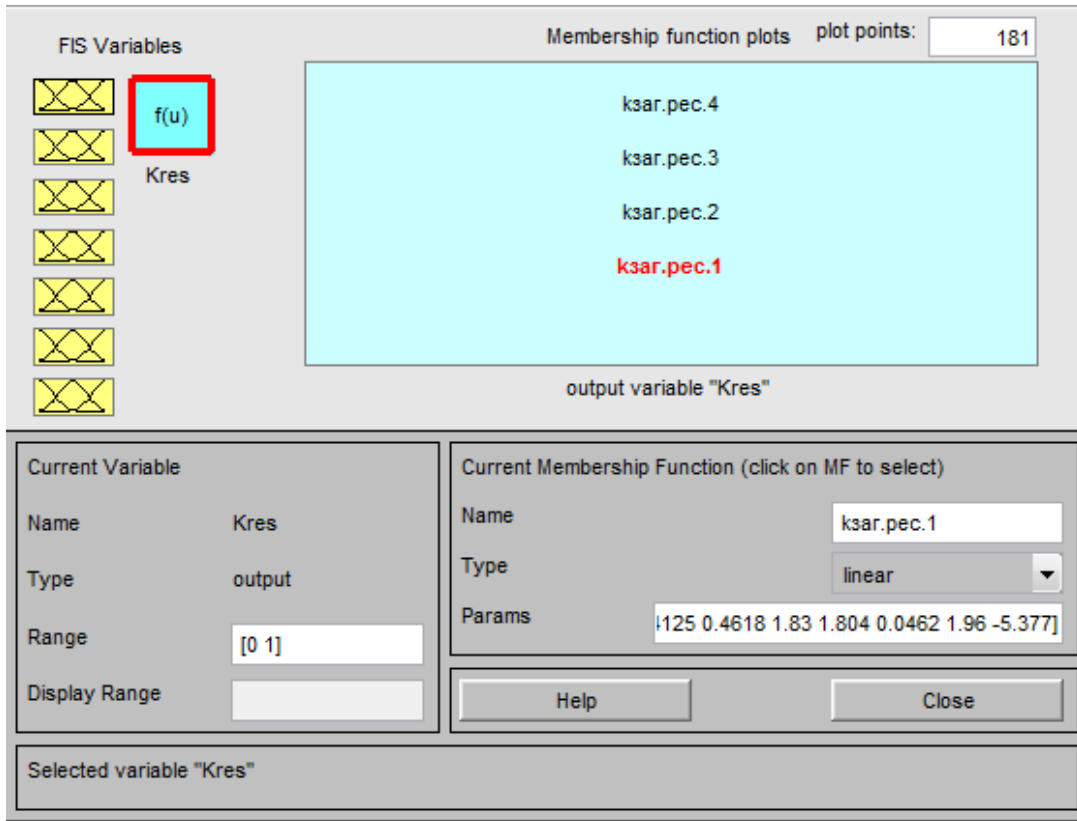


Рисунок 2.6 – Введення параметрів рівняння висновку правила.

У відповідності до таблиці 2.2 з файлу з розширенням .dat вводимо вибірку навчальних даних (рисунок 2.8).

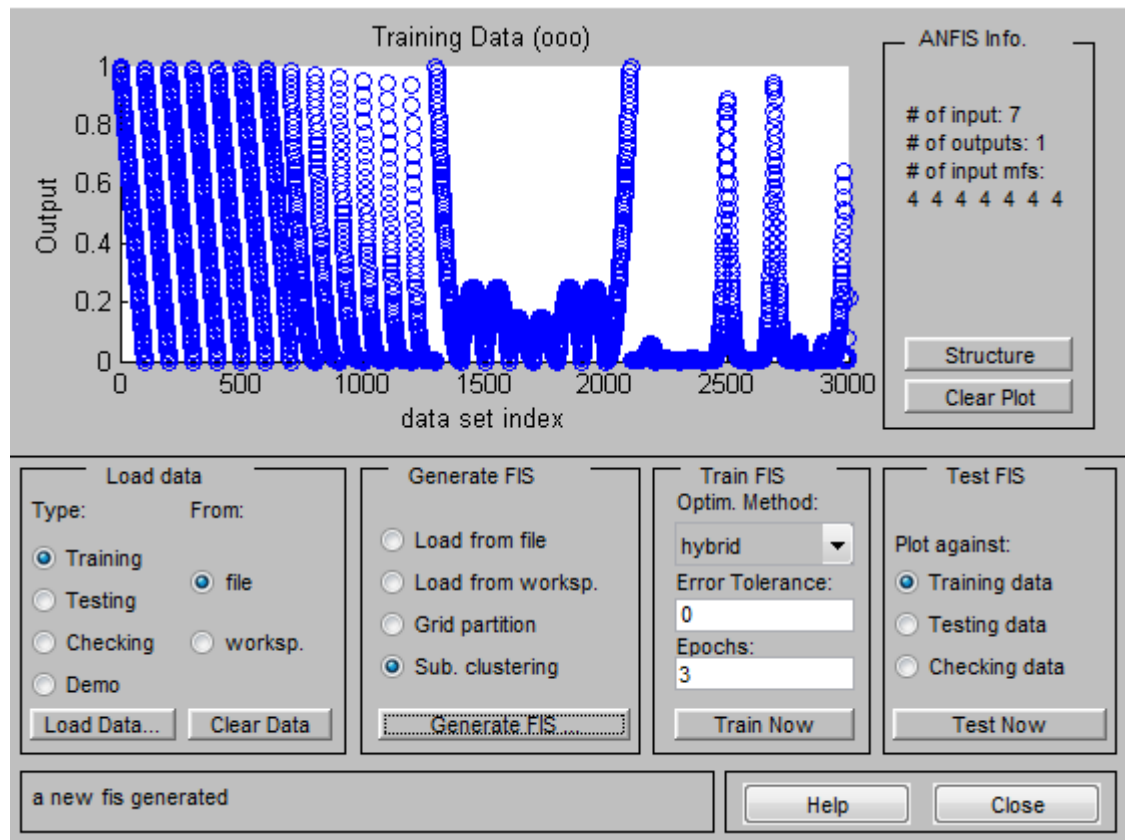


Рисунок 2.7 – Введення вибірки навчальних даних з файлу.

Далі навчаємо модель. Навчання передбачає 80 епох. Результати навчання показані на рисунку 2.7. Ознакою припинення навчання є незмінність середньоквадратичної похибки навчання. На рисунку 2.7 показано, що середньоквадратична похибка навчання, яке тривало 80 епох, дорівнює 0.014679 в.о.



Рисунок 2.8 – Навчання моделі

Отримана нейро-нечітка модель дозволяє визначити значення коефіцієнта загального залишкового ресурсу трансформатора в залежності від значень вхідних параметрів – коефіцієнтів залишкових ресурсів по кожному з контрольованих діагностичних параметрів. Так: якщо кожний з коефіцієнтів залишкового ресурсу діагностичних параметрів буде дорівнювати 0 в.о., то коефіцієнт загального залишкового ресурсу (з похибкою 0,4%) дорівнює 0,004 в.о. (рисунок 2.8); якщо кожний з коефіцієнтів залишкового ресурсу діагностичних параметрів буде дорівнювати 1 в.о., то коефіцієнт загального залишкового ресурсу (з похибкою 3.2%) дорівнює 0,968 в.о. (рисунок 2.9).

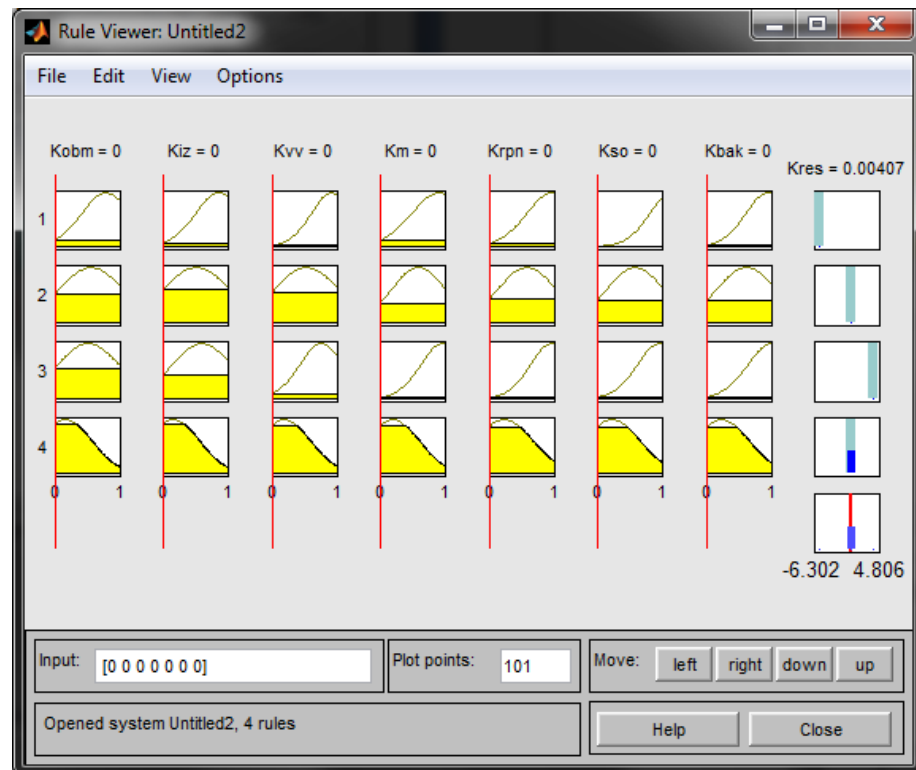


Рисунок 2.8 – Визначення коефіцієнта залишкового ресурсу при значеннях всіх вхідних параметрів 0 в.о

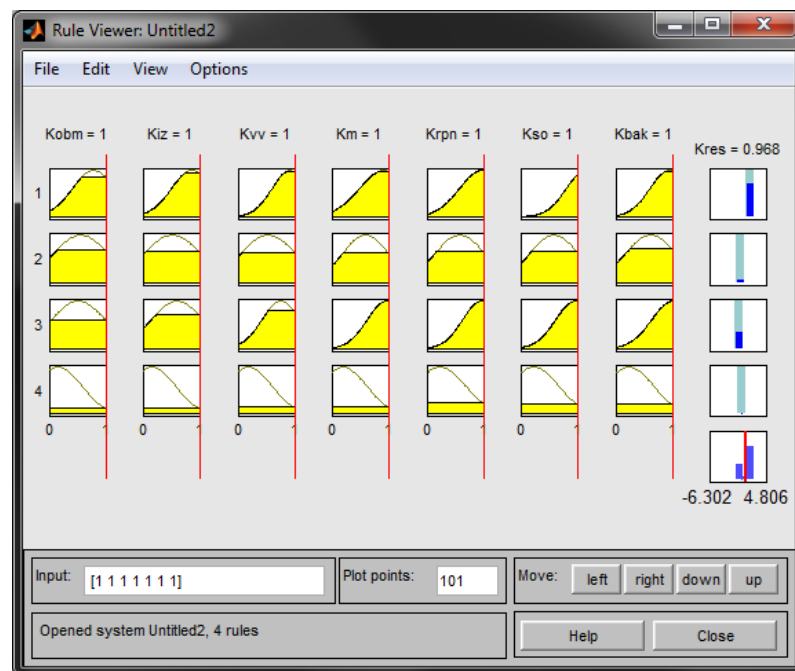


Рисунок 2.9 – Визначення коефіцієнта залишкового ресурсу при значеннях всіх вхідних параметрів 1 в.о.

Складність залежностей вихідного параметру розробленої моделі від сукупності вхідних параметрів підтверджують графіки поверхонь цих залежностей, які показані на рисунках 2.10 – 2.12.

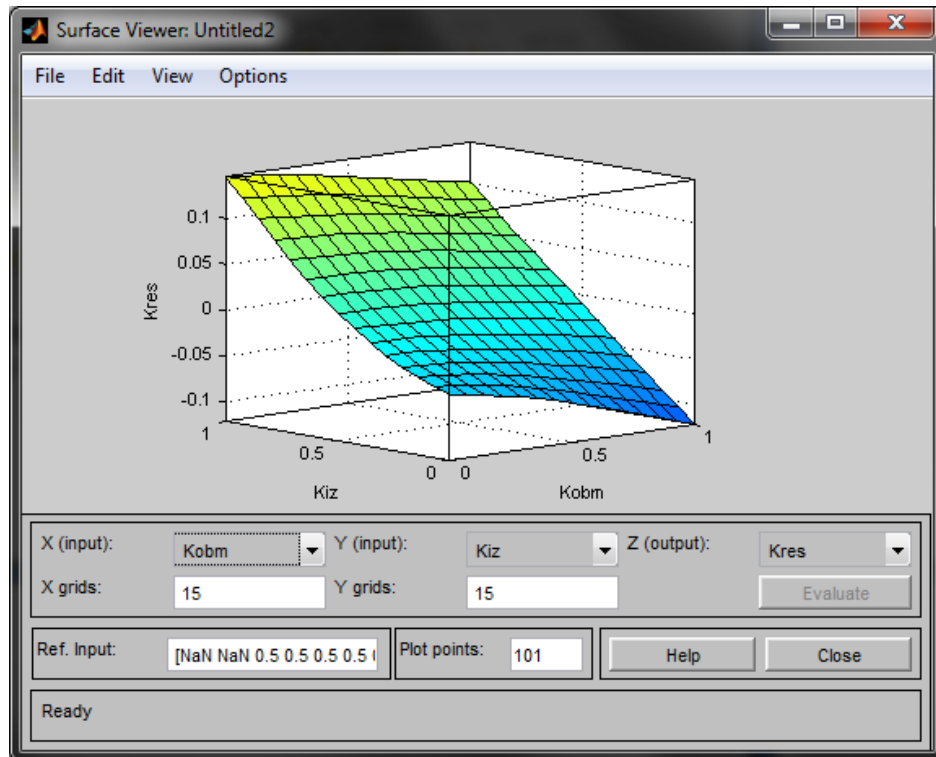


Рисунок 2.10 – Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу від  $k_{iz}$  та  $k_{обм}$ .

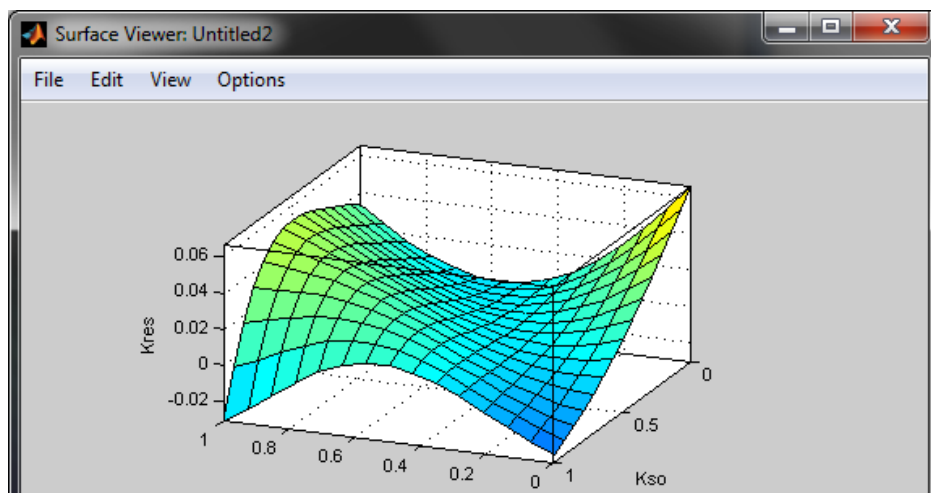


Рисунок 2.11 – Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу від  $k_{ni}$  та  $k_{охол}$ .

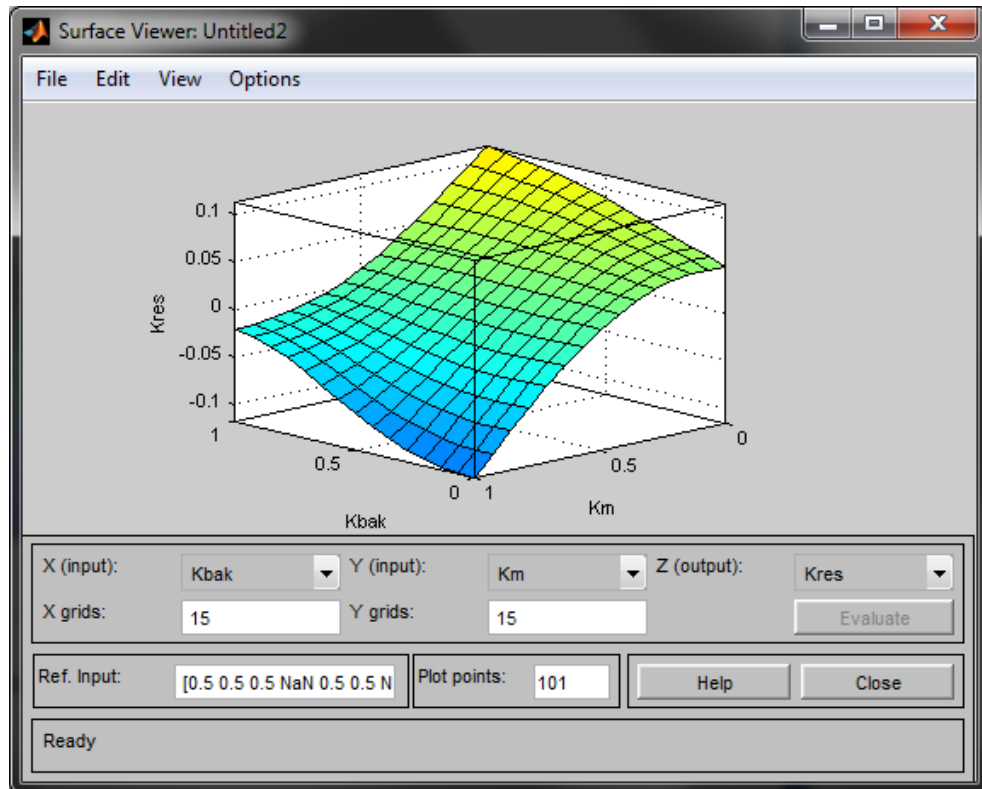


Рисунок 2.12 – Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу від  $k_{бак}$  та  $k_{масла}$ .

Незважаючи на складність залежностей, які показані на рисунках 2.10 - 2.12 математична модель коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора (2.22) може бути використана для програмування нечіткого контролера з метою створення пристрою оперативного визначення стану трансформатора шляхом аналізу величини коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора.

## 2.6 Вибір оптимального варіанту комп'ютерної системи діагностування силових трансформаторів

Система діагностичного моніторингу марки TDM (Transformer Diagnostics Monitor) призначена для оперативної оцінки технічного стану трансформаторів, підготовки інформації для системи технічного обслуговування і ремонтних робіт.

Основа для роботи системи TDM складає набір методів і засобів оперативної оцінки стану найбільш важливих підсистем трансформатора, що працюють в

режимі «on-line». Додаткова інформація, що отримується в результаті періодичних вимірювань параметрів трансформатора, також використовується в діагностичних моделях, реалізованих в TDM.

Система TDM, відкрита для інтеграції в більш загальні, комплексні, системи моніторингу трансформаторів, які розробляються різними фірмами. Для цього в ній присутні всі основні інтерфейси інформаційного зв'язку з іншими системами, вона має відкриті протоколи обміну.

Система TDM реалізована у вигляді набору програмно – технічних модулів, кожен з яких призначений для оперативної оцінки технічного стану певних підсистем контрольованого трансформатора. Набір модулів для конкретної системи моніторингу визначається технічним завданням на розробку.

Рекомендується створити комп'ютерну систему діагностики, за основу якої прийняти систему моніторингу TDM, і яка б діяла згідно алгоритму (рисунок 2.13). Запропоновано наступну схему КСД (рисунок 2.14).

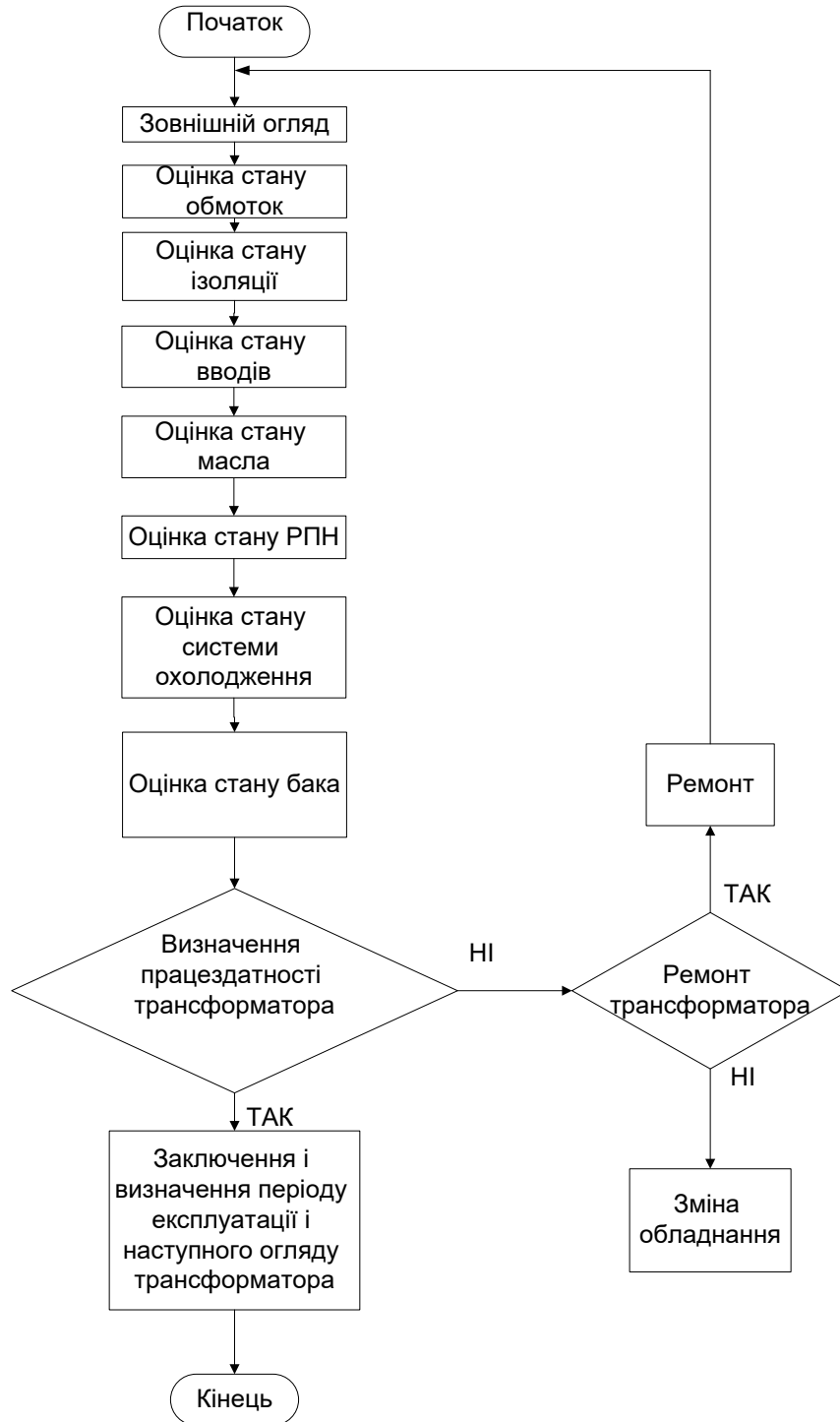


Рисунок 2.13 – Алгоритм роботи КСД



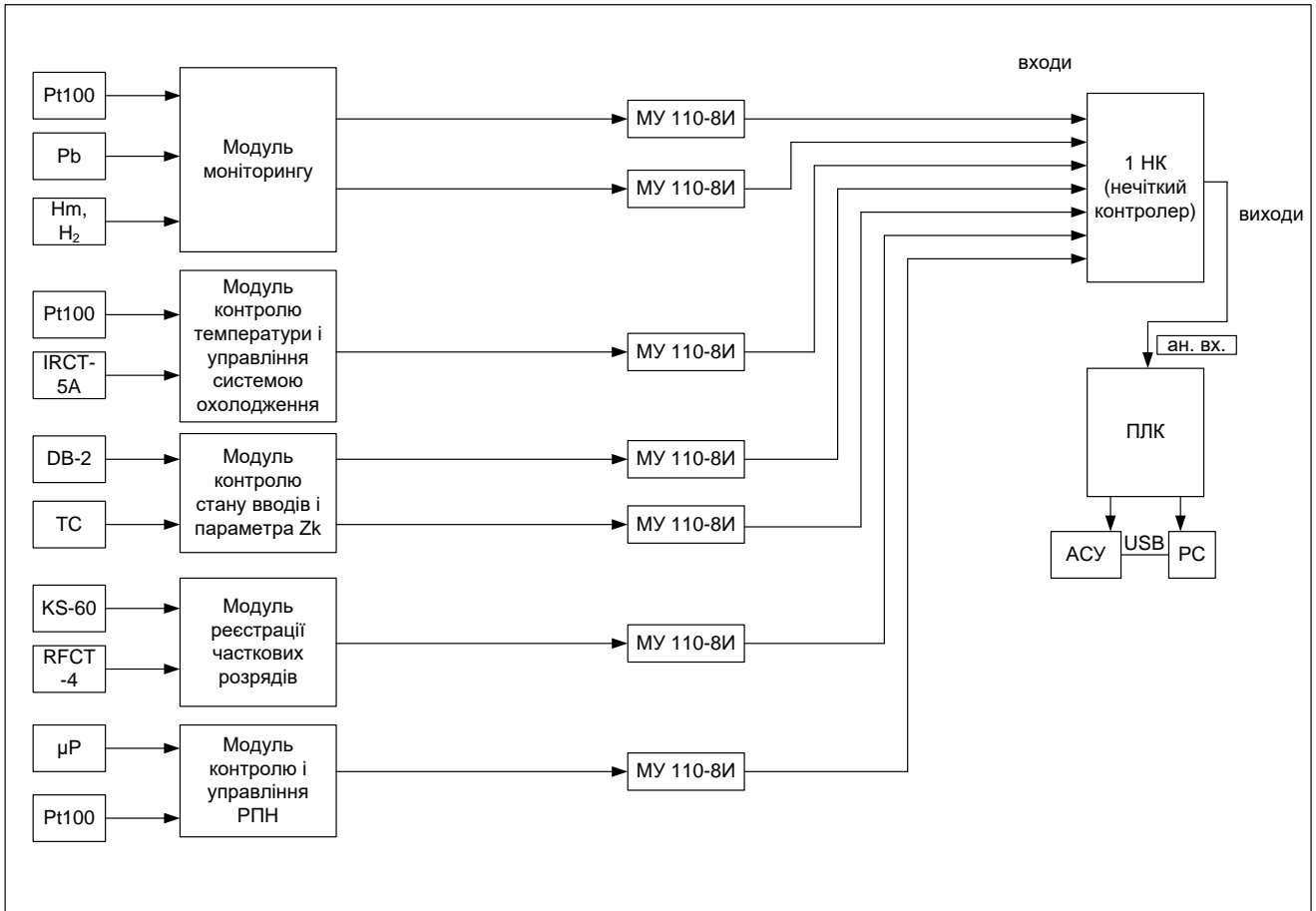


Рисунок 2.14 – Схема КСД

Запропонована комп'ютерна система діагностики дозволяє отримати поточне значення коефіцієнту загального залишкового ресурсу і на основі цих даних робити висновок про необхідність ремонту чи можливість подальшої експлуатації обладнання. Це дозволяє зменшити витрати на планово-попереджувальні ремонти і навіть продовжити термін служби обладнання, оскільки без необхідності не здійснюється втручання в його роботу.

## Висновки до другого розділу

В енергосистемах, на промислових підприємствах, у міських і сільських мережах експлуатується велика кількість трансформаторів. Головне завдання, яке доводиться вирішувати експлуатаційного персоналу, підтримувати трансформатори в стані, що забезпечує їх тривалу експлуатацію, своєчасно виявляти відхилення від цього стану і відновлювати їх нормальну працездатність.

В даний час розроблені нові способи і засоби діагностики стану трансформаторів, які не потребують відключення або значно спрощують роботи на відключеному трансформаторі. Правильне використання цих методів в поєднанні з традиційними дозволяє виявити відхилення від нормального стану трансформатора і прийняти необхідні заходи по запобіганню розвитку ушкодження.

Діагностика технічного стану силових трансформаторів дозволяє:

- своєчасно попередити виникнення аварійних ситуацій;
- суттєво зменшити витрати на ремонти;
- оцінити дійсний стан електроустаткування й визначити запас його працездатності;
- визначити залишковий ресурс електроустаткування.

Для дослідження технічного стану силового трансформатора з метою попередження пошкоджень, що можуть трапитися з досліджуваним обладнанням, необхідно:

1. інформаційна система, яка зберігає та аналізує аварійність та дефективність подібного обладнання, а також необхідну експлуатаційну та діагностичну інформацію про трансформатор.
2. здійснювати діагностику про поточний стан трансформатора.

Використавши нейронне моделювання та регресійний аналіз, зроблено висновок, що надійність трансформаторів в процесі експлуатації змінюється. На

швидкість їх зміни здійснюють вплив як режим функціонування трансформатора, так і параметри режиму ЕЕС, - зміна технічного стану трансформатора з часом до погіршення.

Рекомендується створити комп'ютерну систему діагностики, за основу якої прийняти систему моніторингу TDM, і яка б діяла згідно алгоритму (рисунок 2.13). Запропоновано схему системи діагностування СТ.

Запропонована комп'ютерна система діагностики дозволяє отримати поточне значення коефіцієнту загального залишкового ресурсу і на основі цих даних робити висновок про необхідність ремонту чи можливість подальшої експлуатації обладнання. Це дозволяє зменшити витрати на планово-попереджувальні ремонти і навіть продовжити термін служби обладнання, оскільки без необхідності не здійснюється втручання в його роботу.

### 3 МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ ДІАГНОСТУВАННЯ СТ ФЕС

#### 3.1 Методи та засоби визначення технічного стану СТ за результатами періодичного контролю

Контроль стану ВО визначається стратегією його обслуговування. Як правило, до СТ невеликих потужностей застосовується система виведення з роботи за фактом пошкодження, для СТ великих потужностей використовується, переважно, стратегія за розкладом обстежень і ремонтів відповідно до встановленого план-графіка. Однак варто зазначити, що в деяких випадках економічно недоцільною є така стратегія, оскільки обслуговування згідно з план-графіком передбачає дії, які можуть бути недоцільними для конкретно взятого СТ, так само і виведення СТ за фактом пошкодження може призвести до повної втрати такого обладнання. Тому на сьогодні використовують методи контролю технічного стану, що поділяються на дві категорії – з періодичними та постійними методами діагностування параметрів [21]. Та нині популярними є комплексні методи визначення технічного стану СТ, оскільки вони дозволяють об'єктивно оцінити стан і визначити дефекти в усіх системах трансформатора, зокрема в активній частині (обмотках і магнітопроводі), вводах, системі охолодження, системі регулювання напруги та ін. [14, 21, 25, 30]. Так, комплексне діагностування СТ охоплює етапи: аналіз характерних дефектів цього типу трансформаторів; аналіз технічної документації й результатів поточних експлуатаційних вимірювань; проведення вимірювань на працюючому трансформаторі в режимі навантаження й неробочого ходу, а також на відключеному трансформаторі; відбір проб масла з бака, вводів (маслонаповнених), контактора регулювання напруги трансформатора (РПН) і проведення фізико-хімічних аналізів масла в лабораторії [32].

Під терміном технічне діагностування (ТД) будемо вважати інформаційну процедуру, метою якої має бути відображення його технічного стану у вигляді висновку про характер та важливість цього стану. Також вважатимемо, що основними аспектами ТД є: надійність, безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність, функція реакції, контролепридатність [17].

Технічне діагностування СТ (у разі продуманої стратегії виконання та правильної інтерпретації отриманих результатів) дозволяє: своєчасно попередити виникнення аварійних ситуацій; суттєво зменшити витрати на ремонти; оцінити дійсний стан електроустаткування й визначити його коефіцієнт ресурсу; підготувати до введення в роботу системи безперервної діагностики й визначити залишковий ресурс електроустаткування.

Методи діагностування ґрунтуються на результатах контролю діагностичних параметрів і передбачають визначення технічного стану, причин та місця пошкодження. Для визначення стану порівнюють вимірне значення діагностичного параметра з нормованим значенням цього показника або з нормованим його відхиленням від результатів попередніх вимірів. Вимірювання таких параметрів та визначення їх відхилень зазвичай проводиться відповідно до [77]. Пропонується розглянути одні із основних методів діагностування СТ.

Зрозуміло, що періодичність вимірювань і випробувань СТ не можна обирати в довільній формі; відповідно до [21], запропоновано періодичність випробувань, які необхідно проводити експлуатувальним компаніям.

В цьому підрозділі пропонується розглянути методи вимірювань і випробувань СТ під час їх експлуатації.

### ***3.2 Метод контролю опору ізоляції***

Вимірювання опору ізоляції обмоток виконують мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Омметр – це електровимірювальний прилад безпосереднього відліку для визначення резистивних опорів. Як правило, вимірювання таким приладом

проводиться при постійному струмі. Нині існують два типи омметрів – цифрові та механічні, схеми підключення яких наведено на рис. 30

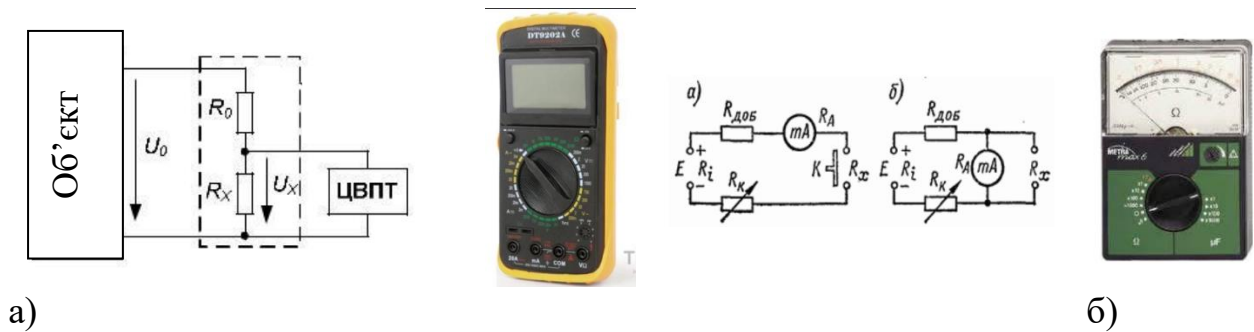


Рисунок 3.1– Схеми вимірювання омметром

Існує два варіанти (схеми) електромеханічних омметрів: з послідовним (рис. 3.1, а) і з паралельним (рис. 3.1, б) підключенням вимірюваного опору  $R_X$  до вимірювального механізму.

Для вимірювання опору ізоляції використовують схему приєднання, подану на рис. 3.1. Зрозуміло, що межа вимірювань під час такого діагностування, перебуває в межах «МΩ»; вимірюваний опір  $R_X$  включається послідовно з опором між клемми 1 і 2, клемми 2 і 3 залишаються розімкнутими (рис. 3.1) [28]. Для визначення відносної похибки вимірювання опору пропонується використовувати такий вираз [29], [30]:

$$\gamma = K \cdot \frac{L}{L_i}, \quad (3.1)$$

де  $K$  – клас точності омметра;  $L$  – довжина всієї шкали омметра, мм;  $L_i$  – довжина частини шкали, від крайньої лівої оцінки до положення покажчика при вимірюванні опору, мм.

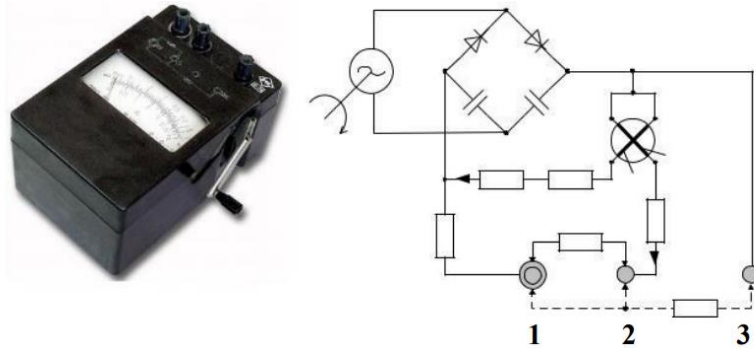


Рисунок 3.2 – Схема вимірювання мегаомметром

Після того як проведено дослідження, отримані результати порівнюють з допустимими значеннями. Так, за [31] допустимі значення опору ізоляції для обмоток маслонаповнених трансформаторів відповідають:

для СТ, які вводять до експлуатації – регламентуються вимогами заводських документів;

для обмотки сухих трансформаторів, які вводять до експлуатації, за температури від 10 °С до 30 °С для обмоток з номінальною напругою:

до 1 кВ – не нижче 100 МОм;

6 кВ – 300 МОм;

вище 6 кВ – 500 МОм.

Найменші допустимі значення опору ізоляції, за яких дозволяється введення трансформаторів в роботу після капітального ремонту, регламентуються вказівками [30].

Під час експлуатації СТ значення опору ізоляції не нормується, але його враховують під час комплексного розгляду результатів усіх вимірювань ізоляції і порівнювати з раніше одержаним результатом.

Вимірювання опору ізоляції обмоток за [30] виконують при температурних режимах ізоляції, °С:

— для трансформаторів до 150 кВ – не нижче за 10;

— для трансформаторів від 220 кВ до 750 кВ – не нижче ніж 20.

Також, як різновид, використовують вимірювання опору ізоляції ярмових балок, пресувальних кілець і стяжних шпильок СТ. Його виконують мегаомметром на напругу 1,0 кВ або 2,5 кВ. Опір ізоляції нормується значенням, не меншим за 0,5 МОм.

Такі вимірювання дають змогу судити про дефекти обмоток та про ступінь зволоження їх ізоляції. Варто зазначити, що стан ізоляції СТ характеризується не тільки абсолютним значенням виміряного опору ізоляції, а й коефіцієнтом абсорбції (відношенням опору ізоляції, виміряного двічі – через 15 і 60 с після прикладення напруги на випробовуваному об'єкті,  $R_{60}$  і  $R_{15}$ ).

$$K_{\text{абс}} = \frac{R_{60}}{R_{15}}.$$

### ***3.3 Метод контролю тангенса кута діелектричних втрат***

Діелектричними втратами називається потужність  $P_d$ , що розсіюється в ізоляції під час прикладення до неї змінної напруги. Однак потужність втрат залежить не тільки від стану ізоляції, але і від її обсягу. Тому, для оцінення стану ізоляції зазвичай використовується тангенс кута діелектричних втрат:

$$\operatorname{tg}(\delta) = \frac{P_d}{U \cdot I_p} = \frac{I_a}{I_p},$$

де  $U$  – напруга, що прикладається до ізоляції;

$I_a, I_p$  – активна і реактивна складові струму через ізоляцію.

При практичному застосуванні, під час визначення технічного стану СТ, користуються значенням  $\operatorname{tg}(\delta)$  у відсотках.

Зрозуміло, що параметри, які описують стан ізоляції обмоток, залежать не тільки від ізолювального середовища (характеристик оливи), а і від температури



ізоляції обмоток. Приведення отриманої під час визначення технічного стану величини зміни характеристик масла до отриманої в лабораторних умовах відбувається так.

Відомо з [30], [31], що при  $\Delta t \geq 10$  °C значення  $tg\delta$  збільшується в 1,5 раза, тоді визначають коефіцієнт приведення температур КЗ за виразом:

$$K_{3[1]} = 1,5^{\frac{t_0 - t_{M1}}{10}},$$

де  $t_0$  – дані про стан температури під час вимірювань в заводському протоколі;

$t_{M1}$  – дані про стан температури під час вимірювань в лабораторних умовах.

Фактичне значення  $tg\delta_{M1\phi}$  отриманих в результаті вимірювань заводом-виробником, визначається шляхом приведення значень, отриманих в лабораторії, до температури вимірювання ізоляції:

$$tg(\delta_{M1\phi}) = K_{3[1]} \cdot tg_{M1},$$

де  $tg\delta_{M1}$  – тангенс дельта, отриманий під час вимірювань в лабораторії.

Щодо вимірювань безпосередньо під час експлуатації, то тут також можливе використання коефіцієнтів приведення. Так значення коефіцієнта  $K_1$ , що враховує вплив різниці температур під час вимірювань на заводі-виробнику та під час експлуатації, визначають як:

$$K_1 = 1,26^{\frac{t_x - t_0}{10}},$$

де  $t_x$  – значення температури під час вимірювань в процесі експлуатації;

$t_0$  – значення температури під час вимірювань на заводі-виробнику.

Наступним кроком визначають коефіцієнт  $K_{M2}$ , що характеризує вплив на значення  $tg\delta$  при заводських вимірюваннях та під час монтажних вимірювань 0:

$$K_{M2} = 0,45 \cdot \left( \operatorname{tg} \delta_{M2} \cdot 1,5^{\frac{t_x - t_{M2}}{10}} - \operatorname{tg} \delta_{M1} \cdot 1,5^{\frac{t_x - t_{M1}}{10}} \right),$$

де  $t_{M2}$  – значення температури, отримане під час вимірювань в лабораторії після монтажу СТ;

$\operatorname{tg} \delta_{M2}$  – значення тангенса дельта, отримане під час вимірювань в лабораторії після монтажу СТ.

Наступним кроком визначають фактичне значення тангенса діелектричних втрат:

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{\operatorname{tg} \delta}{K_1} - 0,45 \cdot K_{M2}.$$

Під час вимірювань  $\operatorname{tg} \delta$  користуються схемами приєднань вимірювальних приладів до СТ, наприклад такою, яка зображена на рис. 30.

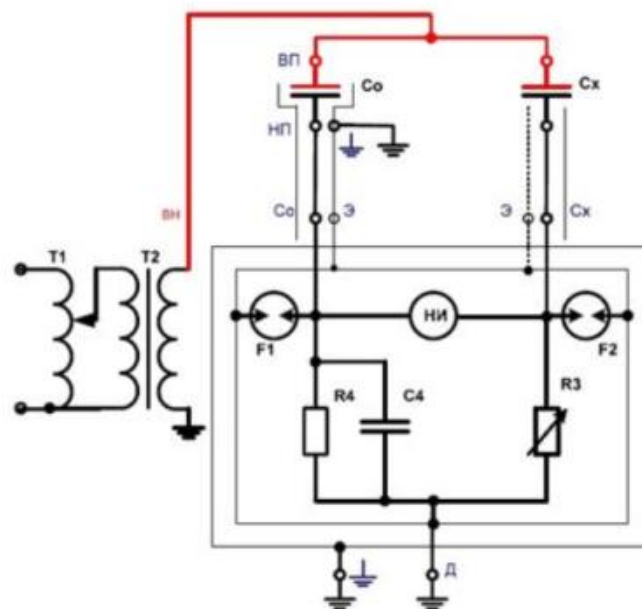


Рисунок 3.3– Вимірювання  $\operatorname{tg} \delta$  за схемою мосту Шерінга

Під час вимірювань всі невипробувані обмотки і бак трансформатора необхідно заземлити. В табл. 30 подано структуру включень приладів до СТ, де ВН, СН, НН – відповідно обмотки високої, середньої і низької напруги.

Таблиця 3.1 – Схеми з'єднань під час дослідження  $tg\delta$  СТ

Двообмоткові СТ	Триобмоткові СТ
ВН – НН, бак	ВН – СН, НН, бак
НН – ВН, бак	СН – ВН, НН, бак
ВН, НН – бак	НН – ВН, СН, бак
	ВН, СН – НН, бак
	ВН, СН, НН – бак

Так, за [24] для трансформаторів, які пройшли капітальний ремонт, найбільші допустимі значення  $tg\delta$  наведено.

Отже,  $tg\delta$  є показником не лише стану ізоляції, але її геометричних розмірів, що є перевагою методу. Як правило, вимірювання  $tg\delta$  дозволяє виявити загальне погіршення ізоляції. Однак методи вимірювання  $tg\delta$  ізоляції відносні і набагато складніші за своїм алгоритмом виконання, ніж, наприклад, методи вимірювання опору ізоляції та коефіцієнта абсорбції.

### ***3.4 Метод контролю опору обмоток постійному струму***

Вимірювання опору обмоток постійному струму за [26] виконують на усіх відгалуженнях, якщо в заводському паспорті немає інших вказівок і якщо для це не потребує від обслуговуючого підприємства вийняття з баку активної частини.

Такі вимірювання, як правило, рекомендується проводити:

- методом вольтметра та амперметра;
- методом одинарного (Уїнстона) або подвійного (Томсона) містка;
- методом омметра логометричної системи.

Часто для вимірювання опорів обмоток трансформаторів використовують перші два методи. Приклад схеми вимірювання опору методом вольтметра та амперметра наведено на рис. 3.4.

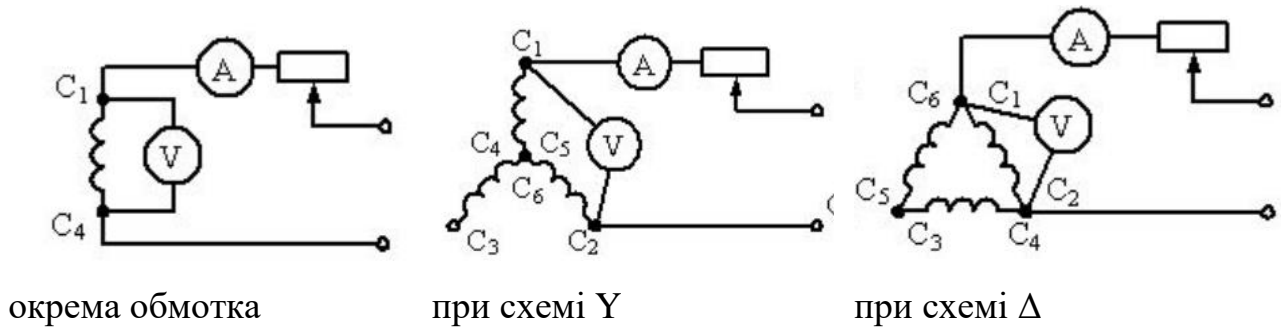


Рисунок 3.4 – Схеми вимірювання опору обмоток методом вольтметра та амперметра

### Висновки до третього розділу

Досліджено послідовність дій, що дозволить, визначити готовність СТ до експлуатації (наприклад, під час першого пуску, чи після введення його в експлуатацію після капітального ремонту).

## **4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА**

Однією з причин пошкоджень обладнання на ФЕС є невчасне виявлення дефектів обладнання, несправність яких може викликати аварійну ситуацію, або навіть виведення з роботи усієї ФЕС. Також, відомим фактом є те, що в розподільних мережах застосовуються застарілі пристрої РЗА (на основі електромеханічних реле), що не завжди спрацьовують вірно, а як свідчить аналіз літературних джерел, при подвійних замиканнях, такий захист може взагалі не спрацювати, тому, доцільно розглянути вартість кошторисного розрахунку виїзду бригади діагностичного відділу для проведення планової перевірки обладнання, яка вказана в договорі про експлуатацію об'єкта.

Для розрахунку поточних витрат вихідними даними служать технічні параметри та експлуатаційні показники. Необхідний набір показників визначається в залежності від особливостей об'єктів, технічних засобів, їх призначення, витрат на паливо та цілей, які повинні бути досягнуті. Склад поточних витрат визначається відповідно до номенклатури витрат по основній діяльності підприємства і прийнятим порядком калькуляції собівартості.

### **4.1 Загальні відомості про кошторисний розрахунок**

Кошторисна вартість будівництва (ремонту) – це сума грошових коштів, необхідних для його здійснення у відповідності з проектною документацією. Кошторисна вартість є основою для визначення розміру капітальних вкладень, фінансування будівництва, розрахунків за виконані підрядні (будівельно-монтажні) роботи тощо. Виходячи з кошторисної вартості, ведеться облік і звітність, проводиться оцінка діяльності будівельно-монтажних організацій і замовників, а також формується балансова вартість введення в дію основних фондів побудованих будівель і споруд.

Для визначення кошторисної вартості необхідно мати проект і робочу документацію, у складі яких приймаються параметри будівель, споруд, їх частин та конструктивних елементів, у тому числі: креслення, відомості обсягів будівельних і монтажних робіт, специфікації і відомості на обладнання, основні рішення з організації, прийняті в проекті будівництва, пояснювальні записки до вказаних матеріалів. Також діючі кошторисні нормативи, відпускні ціни на устаткування, меблі та інвентар.

Кошторисні нормативи – це узагальнена назва комплексу кошторисних норм, цін, що об'єднуються в окремі збірники. Разом з правилами і положеннями, що містять необхідні вимоги з виконання будівельних робіт, вони використовуються для визначення кошторисної вартості будівництва та реконструкції будівель і споруд, розширення і технічного переоснащення підприємств всіх галузей народного господарства.

Кошторисною нормою називається сукупність ресурсів (витрат праці робітників будівництва, часу роботи будівельних машин, потреби в матеріалах, виробках і конструкціях і т.д.), встановлена на прийнятий еквівалент будівельних, монтажних або інших робіт.

Головна функція кошторисних норм – визначити нормативну кількість ресурсів, необхідних для виконання відповідного виду робіт як основи для наступного переходу до вартісних показників.

#### **4.2 Кошторисний розрахунок заробітної плати**

Заробітна плата визначається шляхом безпосереднього розрахунку, виходячи з потрібної кількості працівників, їх кваліфікації, прийнятої системи оплати праці. На підставі періодичності проведення обслуговування ФЕС (див. табл. 4.1) визначимо річні витрати на оплату праці персоналу відділу діагностики, що обслуговує ФЕС.

Розрахунок заробітної плати здійснюється на основі єдиних тарифних ставок і окладів, які визначаються виходячи з мінімальної заробітної плати. Розрахунок приведено для бригади у кількості 3 - х осіб ( 2 - х інженерів та провідного інженера) з убуванням у відрядження на 5 робочих днів з урахуванням амортизаційних витрат на транспорт, проживання персоналу та оренди обладнання.

Вартість 1 години праці інженера та провідного інженера визначимо за формулою:

$$З = \left( \frac{T_m}{t_m} \cdot K_N \right) \cdot (1 + K_{II}) \quad (4.1)$$

де  $T_m$  - мінімальний розмір оплати праці робітника 5000 грн./міс;  $t_m$  - середньомісячна норма робочого часу 164,17 годин;  $K_N$  - тарифний коефіцієнт розряду;  $K_{II}$  - розмір премії 25%.

$$З_{инжV} = \left( \frac{5000}{164,17} \cdot 3,29 \right) \cdot (1 + 0,25) = 125,29 \text{ (грн / год)} \quad (4.2)$$

$$З_{пров.инжV} = \left( \frac{5000}{164,17} \cdot 3,94 \right) \cdot (1 + 0,25) = 150,04 \text{ (грн / год)}$$

Таблиця 4.1– Норми часу на діагностичний огляд

Вид ремонту	Періодичність проведення огляду	Склад бригади	Норма часу, людина- година
Профілактичний огляд обладнання	2 рази в рік	інженер – 1(V) інженер – 1(V) Пров.Інженер– 1(V)	8 год/день

Профілактичний огляд обладнання проводиться з використанням квадрокоптера з вбудованою тепловізійною камерою над фотоелектричними модулями. При обстеженні фотоелектричних модулів індикаторною тепловізійною камерою на базі квадрокоптера є можливість ідентифікації температурних відхилень та фіксація місця їх розташування. Огляд обладнання проводиться 2 рази на рік згідно договору про експлуатацію з замовником, та при виникненні аварійної ситуації.

Для розрахунку витрат на обслуговування ФЕС за рік скористаємося формулою:

$$Z_{\text{ПОО}} = Z_{\text{год}} \cdot T_n \cdot T_d \cdot T_{\text{об}} \quad (4.3)$$

де  $T_d$  - кількість днів у відрядженні;

$T_n$  - кількість робочих годин, ( ПОО - 8 год)

$T_{\text{об}}$  - періодичність проведення обслуговування ( 2 рази на рік)

Обчислимо витрати заробітної плати на плановий огляд обладнання ФЕС:

$$Z_{\text{ПОО}} = (Z_{\text{інж}} + Z_{\text{інж}} + Z_{\text{пров.інж}}) \cdot T_n \cdot T_d = (125,29 + 125,29 + 150,04) \cdot 8 \cdot 5 \cdot 2 = 32049,60(\text{грн});$$

Профілактичний огляд обладнання відділом діагностики включає в себе:

1. Перевірка стану кабелів та обладнання
2. Тепловізійне обстеження ящиків з'єднань та силових ланцюгів
3. Вимірювання опору ізоляції кабелів та обладнання
4. Проведення ревізії контактних з'єднань
5. Вимірювання опору заземлення



6. Вимірювання температури фотоелектричних модулів та силової частини інвертора

7. Обробка показників та передача в електронному вигляді звітів

Кваліфіковані фахівці з техобслуговування ФЕС систематично оглядають ввірені їм об'єкти, щоб переконатися, що все працює справно. У разі виявлення несправностей проводиться ремонт або заміна обладнання.

Найбільш типові проблеми, які виявляють професіонали, представлені в таблиці 4.2

Таблиця 4.2 – Основні види несправностей та їх вплив на роботу ФЕС

Види несправностей	Наслідки для ФЕС
Відсутність або послаблення кріплень	Даний дефект може привести до механічних пошкоджень окремих модулів або навіть всієї системи.
Перегрів або пошкодження інверторів	Попри те, що інвертори розраховані на роботу на відкритому повітрі, забитий та вчасно не очищений фільтр призведе до перегріву та збою в роботі інвертора, що призведе до коливань напруги та до зниження продуктивності станції.
Наявність дефектів фотомодулів	Може стати причиною цілого ряду проблем, в тому числі зниження продуктивності системи. Несправність хоча б одного модуля може відчутно скоротити потужність СЕС.

Продовження табл. 4.2

Види несправностей	Наслідки для ФЕС
Неякісне заземлення	Відсутність відведення напруги в землю, ненадійні контакти або пошкоджена ізоляція можуть викликати не тільки зниження продуктивності, але й множинні пошкодження у всій системі.
Затінення або забруднення фотомодулів	Знижує рівень інсоляції та коефіцієнт корисної дії сонячної станції.

Виїзд бригади у відрядження на 5 робочих днів з урахуванням амортизаційних витрат на транспорт, проживання персоналу та оренду обладнання, покажемо загальний кошторисний розрахунок на рік ( табл. 4.3).

Таблиця 4.3 – Загальний кошторисний розрахунок обслуговування ФЕС

Показники	Вартість ( з урахуванням послуг 2 рази/рік)
Заробітня плата, грн	32049,6
Добові, 150 грн/день	$150 \cdot 5 \cdot 3 \cdot 2 = 4500$ (грн);
Оренда приладу, 1600 грн/день	16000

Продовження табл. 4.3

Показники	Вартість ( з урахуванням послуг 2рази/рік)
(суми вказані з урахуванням витрат на 1МВт) Перевірка стану кабелів та обладнання, грн Тепловізійне обстеження ящиків з'єднань та силових ланцюгів, грн Вимірювання опору ізоляції кабелів та обладнання, грн Проведення ревізії контактних з'єднань, грн Вимірювання опору заземлення, грн	  1000 2000 1500 1000 500
Вимірювання температури фотоелектричних модулів та силової частини інвертора, грн Обробка показників та передача в електронному вигляді звітів, грн	 500 500
Адміністративні витрати, 1000 грн/день	30000
Витрати на проживання персоналу, 600 грн/доба	14400
Амортизаційні витрати на транспорт з врахуванням палива, грн	2000
Адміністративні витрати, 1000 грн/день	30000
Витрати на проживання персоналу, 600 грн/доба	14400
Амортизаційні витрати на транспорт з врахуванням палива, грн	2000

### **Висновки до четвертого розділу**

В даному розділі проведено кошторисний розрахунок виїзду бригади діагностичного відділу для проведення планової перевірки обладнання при виникненні аварійної ситуації. Загальні витрати на профілактичний огляд обладнання складають 105 949,6 грн/рік. Отже, можна зробити висновок, що регулярний моніторинг роботи ФЕС дозволяє оперативно виправити несправності та запобігати зниженню продуктивності.

## **5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ**

### **5.1 Задачі розділу**

Гарантії прав на охорону праці починаються вже з моменту обговорення та укладання трудової угоди, оскільки згідно ст. 5 Закону «Про охорону праці» умови трудового договору не можуть містити положень, що суперечать законам та іншим НПАОП. Під час укладання трудового договору роботодавець повинен проінформувати працівника під розписку про умови праці та про наявність на його робочому місці небезпечних і шкідливих виробничих факторів, які ще не усунуто, можливі наслідки їх впливу на здоров'я та про права працівника на пільги і компенсації за роботу в таких умовах.

Працівнику не може пропонуватися робота, яка за медичним висновком протипоказана йому за станом здоров'я. До виконання роби підвищеної небезпеки та тих, що потребують професійного добору, допускаються особи за наявності висновку психофізіологічної експертизи [30].

Враховуючи те, що для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників що займаються питаннями експлуатації ФЕС, пов'язаних з діагностикою їх стану в темпі процесу вимагається вирішення цілого комплексу питань з охорони праці, тому сформулюємо основні задачі охорони праці за темою «Методи та засоби діагностування фотомодулів ФЕС»:

1. Провести аналіз умов праці для персоналу, пов'язаних з роботою відділу діагностики, які працюють у складі електроенергетичної системи України, за міждержавним ДСТУ 12.0.003-2015 Система стандартів безпеки труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы.

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при виконанні робіт відділу діагностики. Розглянути питання освітлення у приміщенні, де працюють інженери.

## **5.2 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта**

### **5.2.1 Санітарно-гігієнічні вимоги до робочого середовищакористувача ПК**

Основним обладнанням робочого місця користувача є відеомонітор, клавіатура, робочий стіл, стілець (крісло). Вимоги до них відображені у нормативних документах: ВСНиПРВЦ; ГОСТ 12.2.032-78; ГОСТ 22269-76.

Під просторовою орієнтацією робочого місця розуміється розміщення у певному порядку елементів основного та допоміжного обладнання відносно одне одного та працюючої людини. Просторова організація робочого місця в основному визначається розмірами та формою сенсорного та моторного простору, формою та параметрами елементів робочого місця та просторовим розташуванням елементів відносно працюючого [30].

Робочі місця повинні розташовуватися на відстані не менше як 1,5 м від стіни з віконними прорізами, від інших стін – на відстані 1 м, між собою на відстані не менше як 1,5 м. При розміщенні робочих місць необхідно виключити можливість прямого засвічування екрана джерелом природного освітлення. Джерело природного освітлення (вікно) не повинно також потрапляти у зону прямого спостереження користувача. Відносно світлових отворів робочі місця доцільно розташовувати таким чином, щоб природне світло падало на нього збоку, переважно зліва [30].

При розміщенні ПК на робочому місці потрібно забезпечити простір для користувача величиною не менше як 850 мм з урахуванням виступаючих частин обладнання та застосування (при необхідності) спецодягу. Для стоп має бути

передбачено простір по глибині та висоті не менше як 150 мм, по ширині — не менше як 530 мм.

Розташовувати ПК на робочому місці необхідно так, щоб поверхня екрана знаходилася на відстані 400 - 700 мм від очей користувача. Рекомендується розміщувати елементи робочого місця таким чином, щоб витримувалася однакова відстань очей користувача від екрана, клавіатури, тримача документів.

Залежно від виду роботи та зручності користувача доцільно користуватися можливістю повороту та регулюванням нахилу екрана. Ця вимога тим більш важлива, чим численнішими та різноманітнішими є заплановані випадки застосування ПК. Установка рівня екрана над столом та його розташування повинні забезпечуватися за допомогою вторинних пристроїв на робочому місці.

Необхідно стало розташовувати клавіатуру на робочому столі, не допускаючи її хитання. Разом з тим має бути передбачена можливість її поворотів та переміщень. Положення клавіатури та кут її нахилу повинні відповідати побажанням користувача.

Принтер треба розташовувати так, щоб доступ до нього користувача та його колег був зручним.

Конструкція робочого столу повинна забезпечувати можливість оптимального розміщення на робочій поверхні обладнання, що використовується, з урахуванням його кількості, розмірів, конструктивних особливостей та характеру роботи, яка виконується. Корисно мати модульне, рухоме робоче місце. Площа столу залежить від всіх необхідних для роботи компонентів, що розміщуються, та повинна допускати можливість вільного переміщення пристроїв. Поверхня столу має бути матовою з малим відбиттям та теплоізолюючою.

Розташування технічних засобів повинно давати можливість користувачеві виконувати прості функції лівою рукою з метою зниження великих навантажень

на праву руку під час ведення записів, роботи з клавіатурою та інших операцій. Якщо у конструкції клавіатури не передбачено простору для опори долонь, то її слід розташовувати на відстані не менше як 100 мм від краю столу в оптимальній зоні моторного поля.

Якщо конструкція робочого місця передбачає протікання трудового процесу у позі сидячи, то висота робочої поверхні столу повинна регулюватися у межах 680 - 800 мм, у середньому вона повинна становити 725 мм. Робочий стіл повинен мати простір для ніг висотою не менше як 600 мм, шириною не менше як 500 мм, глибиною на рівні колін, але не менше як 450 мм та на рівні витягнутої ноги – не менше як 650 мм.

Робоче крісло забезпечує підтримання робочої пози у положенні сидячи, і чим триваліше це положення протягом робочого дня, тим жорсткішими мають бути вимоги до створення зручних та правильних робочих сидінь.

Існує цілий ряд публікацій щодо конструювання різних типів робочих крісел. Незважаючи на розбіжність думок дослідників у визначенні деяких параметрів, виділяють загальні рекомендації конструювання крісла: необхідність регулювання найбільш важливих його елементів – висоти сидіння, висоти спинки сидіння та кута нахилу спинки. Причому процес регулювання має бути нескладним. Не слід надмірно збільшувати кількість регульованих параметрів крісла, оскільки це позначатиметься на його стійкості. Для надання більшої стійкості та попередження перекидання при відхиленні тіла на спинку крісла у багатьох європейських країнах використовують стільці на п'яти ніжках.

Встановлення правильної висоти сидіння є першочерговим завданням під час організації робочого місця. Цей параметр визначає інші просторові параметри: висоту положення екрана, клавіатури, поверхні для записів тощо. Висота поверхні сидіння визначається висотою підколінної ямки над підлогою, вимірної у положенні сидячи при куті згинання коліна 90°. Висоту сидіння



необхідно регулювати.

Конструкція робочого стільця (крісла) повинна забезпечувати підтримання раціональної робочої пози під час виконання основних виробничих операцій, створювати умови для зміни пози. З метою попередження втоми необхідно забезпечити зниження статичного напруження м'язів шийно-плечової ділянки та спини.

Тип робочого стільця повинен обиратись залежно від характеру та тривалості роботи. Він має бути підйомно-поворотним і регулюватися по висоті та кутах нахилу сидіння і спинки, а також відстані спинки від переднього краю сидіння. Регулювання кожного параметра має бути незалежним і мати надійну фіксацію. Всі важелі та ручки пристосування (для регулювання) мають бути зручними в управлінні.

Висота поверхні сидіння повинна регулюватись у межах 400 - 550 мм. Ширина та глибина його поверхні має бути не менше як 400 мм. Поверхня сидіння має бути плоскою, передні краї – закругленими. Сидіння та спинка крісла мають бути напівм'якими, з неслизьким, таким, що не електризується та повітропроникним покриттям, матеріал якого забезпечує можливість легкого очищення від забруднення. Слід передбачити можливість зміни кута нахилу поверхні сидіння у межах від  $15^{\circ}$  уперед та  $5^{\circ}$  назад.

Опорна поверхня спинки стільця повинна мати висоту 280 - 320 мм, ширину – не менше як 380 мм та радіус кривизни горизонтальної площини – 400 мм. Кут нахилу спинки у вертикальній площині повинен регулюватися у межах  $(-30^{\circ}) - (+30^{\circ})$  від вертикального положення. Відстань спинки від переднього краю сидіння повинна регулюватися у межах 260 - 400 мм.

З метою зниження статичного напруження м'язів рук доцільно використовувати стаціонарні або ті, що можна демонтувати підлокітники довжиною не менше як 250 мм, шириною у межах 50 - 70 мм, що мають

регулюватися по висоті над сидінням у межах 200 - 260 мм та регулюватися по параметру внутрішньої відстані між підлокітниками у межах 350 -500 мм. В окремих випадках підлокітники доцільно виконувати у вигляді складового елемента робочого столу.

Під час організації робочого простору необхідно враховувати індивідуальні антропометричні параметри користувача з відповідними допусками на можливі зміни робочих поз та потребу у переміщеннях.

Раціональною робочою позою може вважатися таке розташування тіла, при якому ступні працівника розташовані на площині підлоги або на підставці для ніг, стегна зорієнтовані у горизонтальній площині, верхні частини рук – вертикально.

### 5.3 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

#### 5.3.1 Мікроклімат

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні встановлюють допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення.

Таблиця 5.1 – Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт , Ia

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Легка Ia	23-25	60-40	0,1
Холодний		22-24	60-40	0,1

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено:

1. Температура внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій робочої зони і зовнішніх поверхонь обладнання при забезпеченні оптимальних параметрів мікроклімату не повинні бути більше ніж на 2°C за діапазон норм.

2. Якщо температура поверхонь вище або нижче оптимальної температури повітря, то робочі місця повинні бути віддалені від них на відстань не менше 1 м.

3. Для забезпечення нормованих значень руху кисню проектом передбачається витяжна та припливна вентиляційні системи.

### 5.3.2 Склад повітря робочої зони

Робочою зоною вважається простір, який обмежений огорожуючими конструкціями виробничих приміщень, що мають висоту 2 м над рівнем підлоги або площини, на яких знаходяться місця постійного або непостійного перебування працюючих. Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м<sup>3</sup>. [31].

Таблиця 5.2 – Можливі забруднювачі повітря можуть і їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/куб.м		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу вказує на необхідність у вживанні заходів по очищенню від нього. Тому необхідно здійснювати наступні заходи:

- очищувати пил якнайчастіше.
- щодня протирати гарячі поверхні.

Планувати прибирання так щоб вони приходилось на час, коли устаткування виключене.

### **5.3.3 Виробниче освітлення**

В залежності від джерела світла промислове освітлення поділяється на:

- природне освітлення – освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові пройми в зовнішніх огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО ( $e_n$ ). Коефіцієнтом природної освітленості – відношення природного освітлення, яке створюється в деякій точці заданої площини всередині приміщення світлом неба, до значення зовнішньої горизонтальної освітленості. КПО при природному та суміщеному освітленню.

Характеристика зорової роботи при виконанні - роботи високої точності;

Розряд - III;

Підрозряд зорової роботи - б;

Контраст об'єкту розпізнавання - середній;

Характеристика фону - темний;

Бокове КПО, %:

- природне 2,0;
- суміщене 1,2.

Основною величиною для розрахунку і нормування природного освітлення є коефіцієнт природної освітленості (КПО). Прийняте роздільне нормування КЕО для бічного і верхнього освітлення. Ті місця, що освітлюється тільки бічним світлом, нормується мінімальне значення КПО в межах робочої зони, що повинно бути забезпечене в точках, найбільше віддалених від вікна. Нормовані значення КПО для будинків визначаються за формулою:

$$e_n = e_n \cdot m_n, \quad (5.1)$$

де  $e_n$  - значення КПО для будинків;

$m_n$ - коефіцієнт сонячності клімату - 0,85, вікна зорієнтовані на захід.

Природне:  $e_n = 2,0 \cdot 0,85 = 1,7 \%$ ,

суміщене:  $e_n = 1,2 \cdot 0,85 = 1,0 \%$ .

- штучне освітлення використовується двох систем: загальне або комбіноване. Загальне освітлення – освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання Комбіноване освітлення – додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве. Місьцеве освітлення – освітлення, яке створюється світильниками, які концентрують світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Штучне освітлення, лк:

загальне – 300 лк; комбіноване – 1000 лк.

### 5.3.4 Виробничий шум

Рівень звука вимірюється в децибелах і визначається по формулі:

$$L = 20 \cdot \lg \left( \frac{P}{P_0} \right) = 20 \cdot \lg \left( \frac{U}{U_0} \right), \quad (5.2)$$

де  $L$  - рівень шуму, дБ;

$P$  - звуковий тиск, Па;

$U_0$  - коливальна швидкість,  $5 \cdot 10^{-8}$  м/с;

$P_0$  - нульове значення звукового тиску на нижньому порозі чутності в октавній смузі зі середньгеометричною частотою 1000 Гц, умовно прийняте рівним  $2 \cdot 10^{-5}$  Па.

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

Таблиця 5.3—Рівень звукового тиску

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

Шум порушує нормальну роботу шлунка, особливо впливає на центральну нервову систему. Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні.

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони

призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту – «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі.

- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

### 5.3.5 Розрахунок захисного заземлення

Визначаємо розрахунковий питомий опір ґрунту [24]:

$$\rho_{\text{розр.}} = \rho_{\text{табл.}} \cdot K_c, \quad (5.3)$$

де  $\rho_{\text{табл.}} = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  – приблизні значення питомих електричних опорів різних ґрунтів та води,  $\text{Ом} \cdot \text{м}$

$K_c = 1,3$  – коефіцієнт сезонності  $K_{c.v.}$ .

$$\rho_{\text{розр.}} = 40 \cdot 1,3 = 52 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$$

Визначаємо відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача :

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2} \quad (5.4)$$

$$H = 0,7 + \frac{2,5}{2} = 1,95 \text{ (м)}$$

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{l_B} \left( \lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right); \quad (5.5)$$

$$R_B = 0,366 \frac{52}{2,5} \left( \lg \frac{2 \cdot 2,5}{0,045} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 1,95 + 2,5}{4 \cdot 1,95 - 2,5} \right) = 15,578 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при  $\eta_B = 1$

де  $\eta_B$  – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів

$$n_{\text{OP}} = \frac{R_B}{R_d \cdot \eta_B} \quad (5.6)$$

$$n_{\text{OK}} = \frac{15,578}{4 \cdot 1} = 3,89; \text{ приймаємо } n_{\text{OK}} = 4 \text{ шт.}$$

Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів  $n_B$ , заземлювачі розташовані в ряд,  $a/l_B = 2, n = 4$ . Приймаємо  $\eta_B = 0,89$ .

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням коефіцієнта використання:

$$n_B = n_{\text{OP}} / \eta_B; \quad (5.7)$$

$$n_B = 4 / 0,89 = 3,56.$$



Приймаємо  $n_B = 4$  шт.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при  $n_B = 4$  без врахування з'єднувальної стрічки:

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B}; \quad (5.8)$$

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{15,78}{4 \cdot 0,89} = 4,43 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_c = 1,05 \cdot a(n-1); \quad (5.9)$$

$$L_c = 1,05 \cdot 5(4-1) = 15,75 \text{ (м)}.$$

За формулою (5.8) для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму:

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{L_c} \lg \frac{2 \cdot (L_c)^2}{H_0 \cdot B_c}; \quad (5.10)$$

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{52}{15,75} \lg \frac{2 \cdot (15,75)^2}{1,95 \cdot 0,045} = 4,534.$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. при  $l=2$ ,  $n=5$ . Приймаємо  $\eta_\Gamma = 0,79$ .

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням  $\eta_\Gamma$ :

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}; \quad (5.11)$$

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{4,534}{0,79} = 5,73 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{\text{розр.}} = \frac{R_{\text{розр.В}} \cdot R_{\text{розр.}\Gamma}}{R_{\text{розр.В}} + R_{\text{розр.}\Gamma}}; \quad (5.12)$$

$$R_{\text{розр.}} = \frac{4,43 \cdot 5,73}{4,43 + 5,73} = 2,49 \text{ (Ом)};$$

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

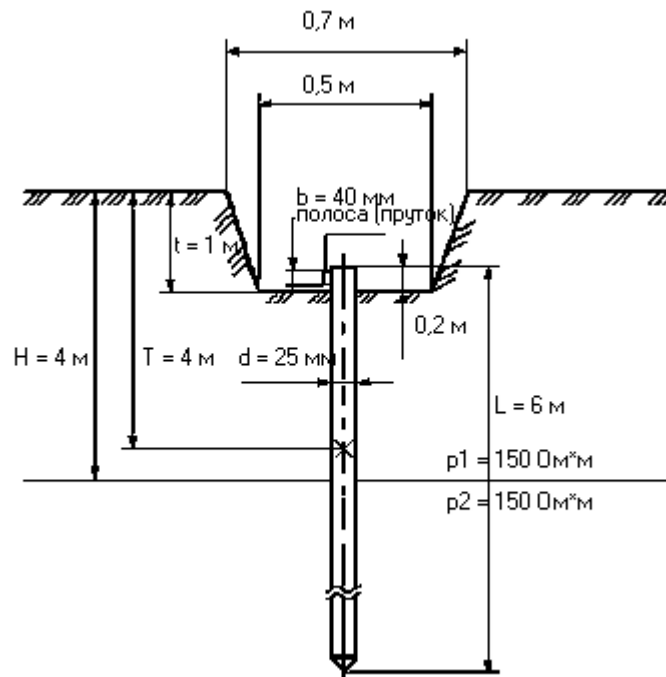


Рисунок 5.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

## **Висновки до п'ятого розділу**

Виконання інструкцій з охорони праці та дотримання закону України з охорони праці дасть змогу забезпечити потрібні умови праці (вітрозахист, шумозахист, освітлення) та зменшити аварійність та об'єктах енергетики.

Також в даному розділі було оцінено стійкість роботи електричної мережі внаслідок НС метеорологічного характеру, а саме стійкість роботи ФЕС при буревії та дії ЕМП. Для підвищення надійності роботи необхідно встановлення спіральних та маятникових гасителів вібрації та установки плавлення ожеледі, а також посилення конструкцій. Для захисту елементів релейного захисту та автоматики від дії ЕМП необхідне встановлення захисного екрану товщиною стінок 0,7 (мм).

## ВИСНОВКИ

1. Виконаний аналіз електроенергетичного комплексу України, свідчить про спадання споживання електроенергії, однак визначений напрямок економічного розвитку, нашої країни, сприяє будівництву нових енергетичних об'єктів генерації електричної енергії (наприклад ФЕС, ГЕС, БіоЕС, і. т.д.).

2. Аналіз особливостей парку силових трансформаторів розподільних електричних мереж, що експлуатуються в Україні, який показав, що більшість з них відпрацювало свій паспортний ресурс.

3. На основі аналізу конструктивних та експлуатаційних особливостей силових трансформаторів розподільних електричних мереж 10-35 кВ визначено, що частими причинами виведення силових трансформаторів з експлуатації є дефекти обмоток такі, як пошкодження ізоляції, деформації та сповзання витків. Зростання кількості ФЕС та генерованої ними електричної енергії збільшує її передавання через трансформатори, а вимкнення та увімкнення ФЕС супроводжується додатковими перехідними процесами. За таких мають місце пошкодження СТ навіть в перші роки їх експлуатації.

4. В даний час розроблені нові способи і засоби діагностики стану трансформаторів, які не потребують відключення або значно спрощують роботи на відключеному трансформаторі. Правильне використання цих методів в поєднанні з традиційними дозволяє виявити відхилення від нормального стану трансформатора і прийняти необхідні заходи по запобіганню розвитку ушкодження.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Андриєнко П.Д. Особенности мониторинга технического состояния основной изоляции высоковольтных вводов и трансформаторов тока / Андриенко П. Д., Сахно А. А., Конограй С. П., Спица А. Г. // Електротехніка та електроенергетика - 2014.
2. Костырев Н.В. Нечёткие алгоритмы оценки технического состояния и прогнозирования остаточного ресурса электрооборудования / Н. В. Костырев, Е. И. Бардик, Р. В. Вожаков [и др.] // Наукові праці ДонНТУ – Електротехніка і енергетика. – 2008. – №8. – С.65-70.
3. M. Gutten, D. Korenciak and R. Zahoransky, "Measuring and diagnostic system of transformers," 2018 Cybernetics & Informatics (K&I), 2018, pp. 1-4, doi: 10.1109/CYBERI.2018.8337563.
4. A. V. Bessolitsyn, A. V. Golgovskich and A. V. Novikov, "Experimental study of current error of up to 50 hz current-measuring transformer," 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), 2017, pp. 1-4, doi: 10.1109/ICIEAM.2017.8076241.
5. Лежнюк, П. Д. Оперативне діагностування високовольтного обладнання в задачах оптимального керування режимами електроенергетичних систем / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, О. В. Нікіторович // Технічна електродинаміка. – 2012. – № 3. – С. 35-36.
6. [Проблемы диагностики маслонаполненных измерительных трансформаторов]Режим доступа: <https://leg.co.ua/stati/podstancii/problemy-diagnostiki-aslonapolnennyh-izmeritelnyh-transformatorov.html>
7. [Диагностика измерительных трансформаторов тока] Режим доступа: <https://lemzspb.ru/diagnostika-izmeritel-nykh-transformatorov-toka/>
8. Грищук М.О. Дослідження пошкодження силового трансформатора на

фотовольтаїчній електростанції. / М.О. Грищук, О.Є. Рубаненко, І.О. Гунько // Хмельницький національний університет – 2019 – С 178-183

9 Матвійчук В.А. Діагностування електрообладнання / В.А. Матвійчук, О.Є. Рубаненко, І.О. Гунько // навч. посіб.-Вінниця: ВНАУ, 2020.-138 с

10. Ввод тип ГМТПА-45-330/2500 У1 ГМТПБ-45-330/2500 У1. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. 2ШЦ.800.120 ТО. 26 с.

11. Про підвищення рівня діагностики та експлуатації оливнонаповнених вимірювальних трансформаторів. Розпорядження НЕК «Укренерго» №39-р від 10 липня 2009 р.

12. Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел, норми оцінювання якості: СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009. – Офіц. Вид. – К. ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, ДП НЕК «Укренерго», Видавництво ДП «НТУКЦ АсЕлЕнерго», КВІЦ, 2007. – 149 с. – (Нормативний документ мінпаливенерго України. Норми).

13. Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і повітряних ліній електропередачі засобами інфрачервоної техніки: СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007. – Офіц. Вид. – К. М-во палива та енергетики України, ДП НЕК «Укренерго», Видавництво ДП «НТУКЦ АсЕлЕнерго», КВІЦ, 2007. – 122 с. – (Нормативний документ мінпаливенерго України. Методичні вказівки).

14. Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі: СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006. – Офіц. Вид. – К. ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, ДП Друкарня Державного управління справами, 2007. – 124 с. – (Нормативний документ мінпаливенерго України. Методичні вказівки).

15. 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).

16. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов: РД 34.46.302-89.

17. Леоненков А.В. Нечеткое моделирование в среде MATLAB и fuzzyTECH. СПб.: БХВ-Петербург, 2003. □ 736 с.

18. В.М. Дубовой, Р.Н. Кветний. Програмування комп'ютеризованих систем управління та автоматики. /Вінниця.: ВДТУ, 1997, - 208 с.

19. «Надежность систем энергетики» (Сборник рекомендуемых терминов). – М : ИАЦ «Энергия», 2007, 192 с.

20. Надежность в технике. Основные понятия термины и определения: ГОСТ 27.002–89. – [Дата введения 1990-01-07] – М. : ИПК Издательство стандартов. 1990. – 37 с.

21. Сеньо П.С. Теорія ймовірностей та математична статистика: Підручник. 2-ге вид., перероб. і доп.– К.: Знання, 2007. 291с.

22. Rubanenko, O. (2016). Оперативне діагностування високовольтних вимірювальних трансформаторів струму. Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Нові рішення у сучасних технологіях, (18 (1190), 107–112.

23. Ноздренков, В.С. Информационная модель графического анализа растворенных газов трансформаторного масла / В.С. Ноздренков, В.И. Романовский, М.В. Петровский // Вісник Сумського державного університету. Серія Технічні науки. — 2008. — №4. — С. 45-50.

24. Jang J.S.R. and Sun C.T. ANFIS - Adaptive network of fuzzy inference of the systems // IEEE Trans of Systems, Man and Cyber tics. – May 1993. – 23(05) –

P.665-f685.

25. H Iryna - Research processes of oil and paper insulation of high-voltage equipment during operation // GS Lakshmi, R Oleksandr, R Olena, H Iryna - AIP Conference Proceedings, 2020

26. Сви П. М. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения / П. М. Сви. – М. : Энергоатомиздат, 1992 – 240 с. : ил.

27. Доля О. Е. Повышение надежности эксплуатации вводов: Материалы 10-ой ежегодной конференции «Методы средства контроля изоляции высоковольтного оборудования» – [Электронный ресурс] – 80 Min / 700 MB. – Пермь : ООО «Димрус», 2013

28. Осотов В. Н. Ошибки при измерении диэлектрических характеристик и оценке состояния высоковольтных вводов: Материалы 10-ой ежегодной конференции «Методы и средства контроля изоляции высоковольтного оборудования» – [Электронный ресурс] – 80 Min / 700 MB. – Пермь : ООО «Димрус», 2013.

29. Поляков В. С. Диагностика высоковольтных вводов и трансформаторов тока под рабочим напряжением : материалы семинара «Современное состояние и проблемы диагностики мощных силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов» [«Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования». Выпуск 11], (5 – 9 июня 2000 г.) – С.Пб. : ПЭИПК, 2000. – 387 с

30. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності: навч. посіб. / Є. А.Бондаренко, А. В. Сердюк. – Вінниця: ВДТУ, 2013. – 160 с.

31. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електро- енергетика, електротехніка та електромеханіка : навч. посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.



## ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ  
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ  
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ  
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Діагностування силових трансформаторів фотоелектричних станцій

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

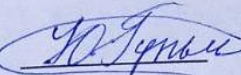
**Показники звіту подібності Unicheck**

Оригінальність 80,7 Схожість 19,3

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку

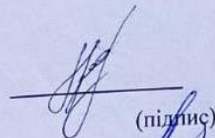
  
(підпис)

Гунько І.О.

(прізвище, ініціали)

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

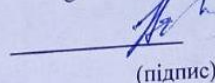
Автор роботи

  
(підпис)

Дунаєвський П.Д.

(прізвище, ініціали)

Керівник роботи

  
(підпис)

Рубаненко О.Є.

(прізвище, ініціали)

**ДОДАТОК Б****Технічне завдання МКР**

Міністерство освіти і науки України  
 Вінницький національний технічний університет  
 Факультет електроенергетики та електромеханіки  
 Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

Д.т.н., професор Комар В. О.(наук. ст., вч. зв., інст. та призв.)(підпис)


" 14 " 09 2022 р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**


на виконання магістерської кваліфікаційної роботи  
**ДІАГНОСТУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА  
 ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЯХ**

08-21.МКР.007.00.124 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

 Рубаненко О. Є..

Магістр групи ЕСМ-21м

 Дунаєвський П. Д.

Вінниця 2022 р.

### **Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)**

а) актуальність досліджень обумовлена тим, діагностування силового електротехнічного устаткування, зокрема силових трансформаторів, сьогодні стає звичайним технічним заходом підвищення надійності і якості електропостачання. Для цього є всі передумови: з одного боку це економічна необхідність і доцільність, а з іншого – технічні можливості. Перше обумовлене високою вартістю шунтуючих реакторів, складністю і значними витратами на їх транспортування і монтаж, а також збитками, викликаними порушенням технологічних процесів через обмеження електропостачання;

б) наказ ректора ВНТУ № 203 від 14 вересня 2022 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

### **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – діагностування силових трансформаторів на фотоелектричних станціях;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

### **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

1. Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Жук І.А Випробування реакторів 750 кВ в умовах електричних станцій і підстанцій/ Вісник Кременчуцького держ. політехн. ун-ту. – 2006. – № 3. – Ч. 2. – с. 68-72.

2. Bao, Yanyan & Liu, Kang & Yang, Junting & Zhang, Guangdong & Wen, Dinjun & Wang, Kun. (2020). A Fault Analysis of 750kV Shunt Reactor and Repair Program. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 782. 032015. 10.1088/1757-899X/782/3/032015.

3. MIAO Junjie, JIANG Qingli. Fault analysis of a 35 kV dry-type reactor in 500 kV substation . Power Capacitor& Reactive Power Compensation, 2012, 33 (2): 65 - 69.

#### 4. Технічні вимоги до виконання МКР

Дослідити причини пошкоджуваності силових трансформаторів. Тип РОДЦ 110000/750. Номінальна напруга 750 кВ. Номінальна потужність 110000 кВА. Допустима тривала лінійна напруга 787 кВ. Номінальний струм 242 А. Частота 50 Гц.

#### 5. Економічні показники

Провести розрахунок економічного ефекту від впровадження сучасних методів діагностування ШР.

#### 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	06.09.22	формування технічного завдання
2	Аналіз об'єкту діагностування	07.09.22	12.09.22	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Визначення коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора	13.09.22	05.10.22	розділ 2
4	Методи та засоби діагностування СТ ФЕС	06.10.22	30.10.22	розділ 3
5	Економічна частина	01.11.22	10.11.22	розділ 4
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	11.11.22	16.11.22	розділ 5
7	Економічна частина	17.11.22	25.11.22	розділ 6
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.12.22	30.11.22	пояснювальна записка

### **7. Матеріали, що подаються до захисту МКР**

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

### **8. Порядок контролю виконання та захисту МКР**

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

### **9. Вимоги до оформлення МКР**

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021 р.

**10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом**

Відсутні.

## ДОДАТОК В

### **В.1 Дослідження стійкості роботи ФЕС в умовах дії загрозливих чинників надзвичайної ситуації**

Згідно державного класифікатора НС ДК019:2010: 203.3.1. НС пов'язана з сильним вітром (швидкість вітру 25 м/с і більше), охоплює шквали та смерчі.

Надзвичайні ситуації природного характеру формуються внаслідок таких природних явищ, як повені, землетруси, посухи тощо. Загалом надзвичайні ситуації розрізняють за конкретними природними явищами, що викликають ці ситуації. До них належать великі повені, катастрофічні затоплення, землетруси та зсувні процеси, лісові та польові пожежі, великі снігопади та ожеледі, урагани, смерчі та шквальні вітри тощо.

Лінії електропередачі — це обладнання відкритого типу постійно зазнає впливу кліматичних факторів і дуже уразливі при екстремальних природних явищах. Тому для забезпечення надійної роботи ПЛ необхідно забезпечувати її захист різними пристроями в залежності від виду кліматичних впливів.

ФЕС призначені для електропостачання великих міст або економічних районів на відстані. А тому вихід з ладу високовольтної лінії, що веде від ФЕС призведе до знеструмлення підстанції, а й може спричинити ситуації, що загрожуватимуть життю та здоров'ю людей

Причини пошкоджень повітряних ліній в основному пояснюються наступними факторами: перенапругами, змінами температури навколишнього середовища, дією сильного вітру, ожеледними утвореннями на проводах, вібрацією, забрудненням повітря та ін.

Дія вітру під час буревію приводить до появи додаткової горизонтальної сили, отже, до додаткової механічного навантаження на дроти, троси і опори. При

цьому збільшуються тяжіння проводів і тросів і механічні напруги їх матеріалу. З'являються також додаткові згинальні зусилля на опори.

### **Оцінка стійкості роботи електричної мережі в умовах дії буревію**

Буревій - вітер руйнівної сили і тривалий в часі, швидкість якого понад 30 м/сек (по шкалі Бофорта - 12 балів).

Повітряні лінії електропередачі і відкриті електричні станції проектують з урахуванням вітрових навантажень.

При обтіканні проводів потоком повітря, спрямованим поперек осі лінії або під деяким кутом до цієї осі, з підвітряного боку проводу виникають завихрення. Періодично відбуваються відриви вітру від проводу та утворення вихорів протилежного напрямку. При збігу частоти утворення вихорів з однією з частот власних коливань натягнутого проводу останній починає коливатися у вертикальній площині. При цьому одні точки найбільше відхиляються від положення рівноваги, утворюючи пучність хвилі, а інші - залишаються на місці, утворюючи так звані вузли. Коливання проводів та грозозахисних тросів з амплітудою, що не перевищує 0,005 довжини напівхвилі або двох діаметрів дроту, називаються вібрацією.

Вібрація проводів виникає при швидкостях вітру 0,5-0,8 м/с; при збільшенні швидкості вітру збільшуються частота вібрації і число хвиль в прольоті, при швидкості вітру понад 5-8 м/с амплітуди вібрації настільки малі, що не є небезпечні для проводу.

Небезпека вібрації полягає в обривах окремих проводів на ділянках їх виходу з затискачів. Ці обриви відбуваються внаслідок того, що змінні напруги від періодичних вигинів проводів у результаті вібрації накладаються на основні розтягують напруги в підвішеному проводі. Якщо останні напруги невеликі, то сумарні напруги не досягають межі, при якому відбувається руйнування проводів.

Вібрація проводів спостерігається, як правило, в прольотах довжиною більше 120 м і посилюється зі збільшенням прольотів. Особливо небезпечна вібрація на переходах через річки та водні простори з прольотами завдовжки більше 500 м.

### **Оцінка стійкості роботи ФЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань**

При оцінці стійкості роботи електричної мережі проводиться аналіз і оцінка стійкості роботи всіх елементів, що піддаються дії ЕМІ. Забезпечення високої надійності роботи електротехнічної і електронної апаратури, кабельних і повітряних ліній може бути досягнуто при наявності високого перехідного затухання між джерелом перешкод і колами.

Можливу дозу опромінення  $D_M$  за встановлений час можна визначити за формулою Є.1:

$$D_M = \frac{2 \cdot p_1 \cdot (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{\text{посл}}}, [P]. \quad (\text{В.1})$$

$D_M$  для пульта керування:

$$D'_M = \frac{2 \cdot 4,79 \cdot (\sqrt{26280} - \sqrt{1})}{4} \approx 386 (P). \quad (\text{В.2})$$

$D_M$  для система збору і обробки даних:

$$D''_M = \frac{2 \cdot 4,73 \cdot (\sqrt{26280} - \sqrt{1})}{2} \approx 772 (P). \quad (\text{В.3})$$

$D_M$  для системи захисту:



$$D_M'' = \frac{2 \cdot 5,67 \cdot (\sqrt{26280} - \sqrt{1})}{1} \approx 1544 (P). \quad (B.4)$$

Таблиця В.1 – Максимально допустимі експозиційні дози для елементів ФЕС

№ п/п	Системи	Блок	Елементи		Д <sub>ігр</sub> , P	Д <sub>гр</sub> , P
			РЕА	P		
1	Пульт керування	Блок живлення (U <sub>ж</sub> = 24 В)	Транзистор		10 <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup>
			NDS9435A			
			Конденсатор EHR471M25BA			
2	Система збору і обробки даних	Блок пам'яті (U <sub>ж</sub> = 12 В)	Діод STPS2L25U		10 <sup>4</sup>	10 <sup>3</sup>
			Мікросхема LM258ADT			
			Мікросхема ULN2803AFWG			
3	Система аварійного ввімкнення	Блок захисту (U <sub>ж</sub> = 5 В)	Транзистор IRF7420		10 <sup>5</sup>	10 <sup>3</sup>
			Діод STPS2L25U			
			Транзистор IRFB3207Z		10 <sup>4</sup>	10 <sup>3</sup>

Допустимий час роботи апаратної частини підстанції в заданих умовах можна визначити з використанням В.5:

$$t_{\partial} = \left( \frac{D_{zp} \cdot K_{\text{посл}} + 2 \cdot p_{1\text{max}} \cdot \sqrt{t_n}}{2p_{1\text{max}}} \right)^2, [\text{год}]. \quad (\text{B.5})$$

Допустимий час роботи пульта керування буде становити:

$$t_{\partial} = \left( \frac{10^3 \cdot 4 + 2 \cdot 4,79 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,73} \right)^2 \approx 179626 (\text{год}) \approx 20 (p) \quad (\text{B.6})$$

Допустимий час роботи системи збору і обробки даних буде становити:

$$t_{\partial} = \left( \frac{10^3 \cdot 2 + 2 \cdot 5,67 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5,67} \right)^2 \approx 45120 (\text{год}) \approx 5,1 (p) \quad (\text{B.7})$$

Допустимий час роботи системи захисту буде становити:

$$t_{\partial} = \left( \frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 4,79 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,79} \right)^2 \approx 11107 (\text{год}) \approx 1,1 (p) \quad (\text{B.8})$$

Результати розрахунку експозиційної дози опромінення та допустимого часу роботи для системи електроспоживання ФЕС ( див. табл. В.2).

Таблиця В.2 – Дані розрахунку  $D_m$ ,  $t_{доп.}$  для ФЕС

Блоки системи електропостачання	$D_m, (P)$	$t_{доп.}, (р.)$
Пульт керування	386	20
Система збору і обробки даних	772	5,1
Система захисту	154 4	1,1

В ході розрахунків було визначено допустимий час роботи апаратної частини. Отже для пульта керування  $t_{доп.}=20$  років при заявлених виробником 8-ми, як бачимо випромінювання не вплине на роботу блока, для система збору і обробки даних  $t_{доп.} =5,1$  року при заявлених виробником 4-х, отже дія випромінювання буде не значною, а для блоку системи захисту  $t_{доп.} = 1,1$  року при заявлених виробником 3-х, що свідчить про швидке руйнування елементів блоку.

### Дослідження стійкості роботи ФЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу

За критерій стійкості роботи ФЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу можна прийняти коефіцієнт безпеки:

$$K_B = 20 \cdot \lg \frac{U}{U_{в(г)}} \geq 40 \text{ [дБ]}, \quad (B.9)$$

де  $U_d$  - допустиме коливання напруги живлення, В;

$U_{B(\Gamma)}$ - напруга наведена за рахунок електромагнітного імпульсу у вертикальних (горизонтальних) струмопровідних частинах, В.

Допустиме коливання напруги живлення обчислюється так:

$$U_{\text{д}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N, [B], \quad (\text{B.10})$$

де  $U_{\text{ж}}$  - напруга живлення, В;

$N$  - допустимі коливання, %.

Отже, допустиме коливання напруги живлення для пульта керування при  $U_{\text{ж}} = 24$  В становить:

$$U'_{\text{д}} = 24 + \frac{24}{100} \cdot 10 = 26,4 (B). \quad (\text{B.11})$$

Допустиме коливання напруги живлення для системи збору і обробки даних при  $U_{\text{ж}} = 12$  В становить:

$$U''_{\text{д}} = 12 + \frac{12}{100} \cdot 10 = 13,2 (B). \quad (\text{B.12})$$

Допустиме коливання напруги живлення для система азахисту при

$U_{\text{ж}} = 5$  В становить:

$$U'''_{\text{д}} = 5 + \frac{5}{100} \cdot 10 = 5,5 (B). \quad (\text{B.13})$$

Визначимо горизонтальну складову напруженості електричного поля за формулою:

$$E_r = 10^{-3} \cdot E_B, [\text{кВ/м}]. \quad (\text{B.14})$$

Отже, горизонтальна складова напруженості електричного поля при  $E_B=12,82$  кВ/м буде становити:

$$E_r = 10^{-3} \cdot 12,82 \cdot 10^3 = 12,82 \text{ (В/м)}. \quad (\text{B.15})$$

Визначимо максимальні довжини струмопровідних частин підстанції:

$$l_{r1} = 4,3 \text{ м}, l_{v1} = 1,6 \text{ м} \quad (\text{B.16})$$

4. Використовуючи Є.2 та Є.3:

$$U_{vi} = E_z \cdot l_{vi}; [B] \quad (\text{B.17})$$

$$U_{zi} = E_v \cdot l_{zi}; [B] \quad (\text{B.18})$$

Визначимо напруги наводок у струмопровідних частинах.

Пульт керування:

$$\begin{aligned} U'_{zi} &= 12,82 \cdot 0,1 = 1,23 \text{ (В)}; \\ U'_{vi} &= 12,82 \cdot 1,3 = 16,6 \text{ (кВ)}. \end{aligned} \quad (\text{B.19})$$

Система збору і обробки даних:

$$\begin{aligned}
 U''_{zi} &= 12,82 \cdot 2,7 = 34,61 (B); \\
 U''_{vi} &= 12,82 \cdot 1,2 = 15,39 (\kappa B).
 \end{aligned}
 \tag{B.20}$$

Система захисту:

$$\begin{aligned}
 U'''_{zi} &= 12,82 \cdot 4,3 = 55,1 (B); \\
 U'''_{vi} &= 12,82 \cdot 1,6 = 20,5 (\kappa B).
 \end{aligned}
 \tag{B.21}$$

Визначимо коефіцієнти безпеки:

$$K_{B_{vi}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\partial}}{U_{vi}}, [\text{дБ}];
 \tag{B.22}$$

$$K_{B_{zi}} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\partial}}{U_{zi}}, [\text{дБ}].
 \tag{B.23}$$

Отже, коефіцієнти безпеки для пульта керування будуть дорівнювати:

$$K_{B_{vi}} = 20 \cdot \lg \frac{26,4}{16,6} \approx 4 \text{ (дБ)};
 \tag{B.24}$$

$$K_{B_{zi}} = 20 \cdot \lg \frac{26,4}{1,23} \approx 26,634 \text{ (дБ)}.
 \tag{B.25}$$

Коефіцієнти безпеки для системи збору і обробки даних будуть дорівнювати:

$$K''_{B_{vi}} = 20 \cdot \lg \frac{13,2}{15,39} \approx -1,3 \text{ (дБ)}; \quad (\text{B.26})$$

$$K''_{B_{zi}} = 20 \cdot \lg \frac{13,2}{34,61} \approx -8,373 \text{ (дБ)}. \quad (\text{B.27})$$

Коефіцієнти безпеки для систем захисту будуть дорівнювати:

$$K'''_{B_{vi}} = 20 \cdot \lg \frac{5,5}{20,5} \approx -11,428 \text{ (дБ)}; \quad (\text{B.28})$$

$$K'''_{B_{zi}} = 20 \cdot \lg \frac{5,5}{55,1} \approx -20 \text{ (дБ)}. \quad (\text{B.29})$$

Результати обчислень для інших блоків занесемо до таблиці В.3.

Таблиця В.3 – Розрахунок коефіцієнтів безпеки по блоках

Блок	$I_{гi}$	$I_{вi}$	$K_{B_{vi}}$ , дБ	$K_{B_{гi}}$ , дБ	Стійкість
Блок пульта керування	0,1	1,3	4	26,634	нестійкий
Блок пам'яті	2,7	1,2	-1,3	-8,373	нестійкий
Блок захисту	4,3	1,6	- 11,428	-20	нестійкий

Оскільки  $K_{B_{vi}} < 40$  дБ та  $K_{B_{гi}} < 40$  дБ, то підстанція нестійка в роботі в умовах дії електромагнітного імпульсу.

### **Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи ФЕС умовах дії загрозливих чинників у надзвичайній ситуації**

Для захисту проводів від пошкоджень, що викликаються вібрацією при сильному вітрі, застосовуються різні засоби: зниження натягу в проводах, посилення проводів спіральною арматурою, зміна довжини прольотів між розпірками в розщеплених проводах.

Плавка дозволяє в короткий термін видалити ожеледь на десятках кілометрів ліній, попередивши небезпеку перевантаження, обриви і зближення проводів, руйнування опор і ліквідувати галоупування проводів.

Також було оцінено стійкість об'єктів до дії ЕМІ на ФЕС та розроблено шляхи боротьби з наслідками такої дії. Для цього досліджено такі параметри, як: граничні значення експозиційних доз елементів релейного захисту та автоматики. Також досліджено вертикальну та горизонтальну напругу наводки на струмоведучих частинах та коефіцієнти безпеки елементів релейного захисту та автоматики.

Для того, щоб робота ЛЕП була стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу, необхідно щоб коефіцієнт безпеки знаходився в межах від 0 до 40 (дБ). Так як  $K_{б(в,г)} < 40$  (дБ), то апаратура буде не стійка в роботі і треба проводити екранування. Розрахуємо перехідне затухання енергії електричного поля екраном та товщини стінок екрану для процесорного блоку. Результати розрахунків для інших блоків виконуються аналогічно і представлені в таблиці Є.4.

$$A_{\text{екр1}} = K_{\text{min}} - K_{\text{б.розр}} = 40 - 2,363 = 37,637 \text{ (дБ)}, \quad (\text{В.30})$$

$$T_1 = \frac{A_{\text{екр1}}}{k \cdot \sqrt{f}} = \frac{37,693}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,059 \text{ (см)}, \quad (\text{В.31})$$

де  $k = 5,2$  (для сталі),  $f = 15000$  (Гц) [25].



Для підвищення стійкості роботи ФЕС до ЕМІ необхідно: встановити захисний екран із сталі з товщиною стінок 0,07 (см), на входах і виходах пульту управління встановити швидкодіючий пристрій вимкнення. Застосовуючи заходи по підвищенню стійкості, ми забезпечуємо працездатність релейного захисту і автоматики, а також повітряної лінії електропередач в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу.

Таблиця В.4 – Дані розрахунку захисного екрану по різним блокам

№	Елемент РЗА	$A_{\text{скр}}$ ,(дБ)	$T_1$ ,(см)
1	Процесорний блок	37,637	0,059
2	Блок живлення	40,404	0,063
3	Блок відображення	25,597	0,04
4	МПК	30,702	0,048
5	Блок пам'яті	42,499	0,067
6	Блок прийому і передачі	39,133	0,061
7	Оптична система	41,855	0,066
8	Диференціальний захист підстанцій та РП	32,64	0,051
9	МСЗ (максимальний струмовий захист) підстанцій та РП	35,563	0,056

## ДОДАТОК Г

### Графічний матеріал



Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

### ДІАГНОСТУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

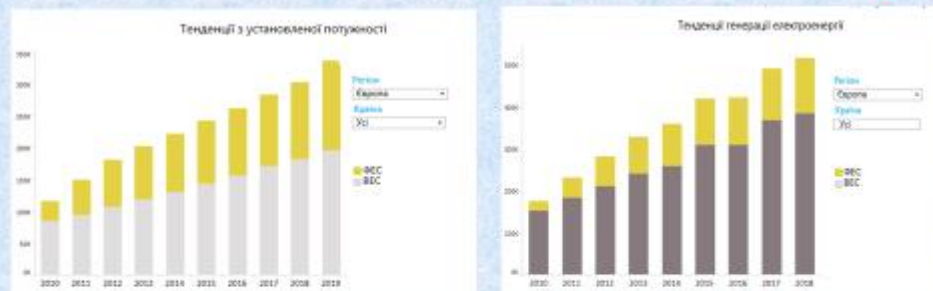


Виконав: ст. гр ЕСМ-21 м      Дунаєвський П. Д.  
Керівник: к.т.н., професор каф. ЕСС      Рубаненко О. Є.

2022 р.

## Актуальність

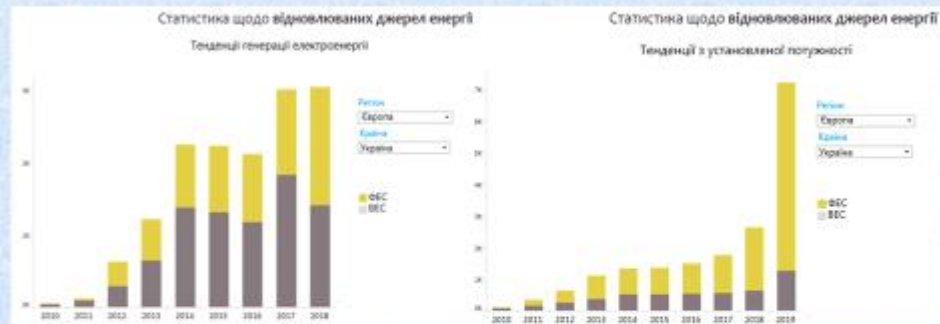
2



Аналіз вітчизняних літературних джерел підтверджує те, що на більшості підстанцій України та на ФЕС експлуатуються силові трансформатори, які пошкоджуються і які потребують ремонту або заміни змінювати. Для того, щоб визначити, які трансформатори потребують першочергової заміни або ремонту потрібно знати їх залишковий ресурс, наприклад коефіцієнт залишкового ресурсу. Отже тема магістерської кваліфікаційної роботи **є актуальною**.

## Актуальність (продовження)

3



З кожним роком частка електричної енергії виробленої електричними станціями, що працюють на відновлюваних джерелах енергії зростає. Згідно даним IRENA (International Renewable Energy Agency) станом на кінець 2019 року встановлена потужність сонячних електростанцій становила 584,842 ГВт у світі та 5,936 ГВт – в Україні

Щодо України, то Вінницька область посідає лідируючі позиції по розбудові сонячних електростанцій, а саме фотоелектричних станцій (ФЕС).

## Мета та задачі досліджень

4

**Метою роботи є:** є вдосконалення методів діагностування силових трансформаторів фотоелектричних станцій

**Задачі досліджень:**

- дослідити особливості конструкції силових трансформаторів ФЕС;
- проаналізувати основні причин пошкоджуваності СТ ФЕС;
- дослідити методи та засоби діагностування СТ ФЕС;
- виконати кошторисний розрахунок виїзду бригади діагностичного відділу для проведення планової перевірки обладнання;
- провести аналіз умов праці для персоналу, пов'язаних з роботою відділу діагностики обладнання



## Об'єкт, предмет та методи досліджень

5



**Об'єктом** дослідження є силові трансформатори фотоелектричних станцій.

**Предметом** дослідження є методи та засоби діагностування силових трансформаторів фотоелектричних станцій.

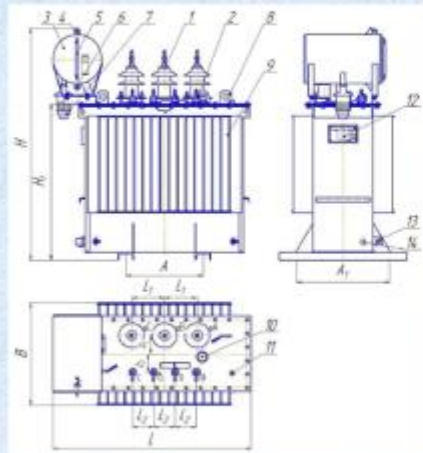
**Методи дослідження.** В роботі використані методи теорії нечітких множин та теорії нейронних мереж.

**Наукова новизна отриманих результатів.** Отримав подальший розвиток метод визначення коефіцієнта залишкового ресурсу силових трансформаторів (СТ) ФЕС.

**Практичне значення** полягає у наведених прикладах розрахунку залишкового ресурсу СТ, який змінюється під час експлуатації на ФЕС.

## Конструктивні особливості силових трансформаторів ФЕС

6



- 1 – ввід ВН;
- 2 – ввід НН;
- 3 – розширювальний бачок;
- 4 – отвір заливання оливи;
- 5 – показчик рівня оливи;
- 6 – отвір для зливання оливи;
- 7 – повітросушка осушувач;
- 8 – пристрої для підйому СТ;
- 9 – бак;
- 10 – привод ПБЗ;
- 11 – гільза для термометра;
- 12 – паспорт;
- 13 – затискач для заземлення;
- 14 – отвір для взяття проб оливи.



## Визначення характеру пошкодження СТ

7



в Україні

за кордоном

## Формування таблиці початкових даних

9

Елемент трансформатора	Показник	Діагностичний параметр	Кількість	
			ос.	%
Обмотки	$Z_{\Sigma}$	Деформація обмотки	8	1,6
	$r^2$	Погрибання сталею контактних з'єднань	10	2
	$P_{\Sigma}$	Затягнення з'єднань пропускання	15	3
Ізоляція	$R_i$	Збудження ізоляції	65	13,4
	$\Sigma W$	Зношення ізоляції	48	10
	$k_{i, j, \text{ос}}$	Дефекти проєкцій ізоляторів	74	15,2
Проеційний ізолятор	$X_{\Delta PT}$	Збудження масла газом	71	14,6
	$\Phi_{\Delta \Delta}$	Підвищений вміст вологи в маслі	43	9
	$X_{\Delta PT, j}$	Розриви в маслі	64	13,2
ПВВ	$k_{\Delta, \text{ос}}$	Дефекти РПН	43	9,3
Система охолодження	$t_{\text{оох}}$	Розход температур температура до баків трансформатора	14	2,9
	$t_{\text{оох, ос}}$	Температура охолоджувачів	16	3,3
	Бак	$k_{i, j, \text{ос}}$	Протікання бачів	12
			485	100

Коефіцієнт залишкового ресурсу  $k_i$  за  $i$ -м діагностичним параметром:

де  $X_{i1, \text{гран}}$  – граничне нормативне значення  $i_1$ -го діагностичного параметра,  $X_{i1, \text{пот}}$  – значення  $i_1$ -го діагностичного параметра на момент контролю,  $X_{i1, \text{поч}}$  – початкове значення  $i_1$ -го діагностичного параметра (на момент введення в експлуатацію нового обладнання або після ремонту),  $i_1$  – діагностичний параметр.

Діагностичні параметри							Коефіцієнт залишкового ресурсу трансформатора	
$k_{\text{об}}$	$k_{\text{і}}$	$k_{\text{іс}}$	$k_{\text{іс, ос}}$	$k_{\text{іс, ос}}$	$k_{\text{іс, ос}}$	$k_{\text{іс, ос}}$		
1	1	1	1	1	1	1	1	1
0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	1	1	1	1	1	1	1	0
1	0	1	1	1	1	1	1	0
...	...	...	...	...	...	...	...	...
0,36	1	1	1	0,36	1	1	1	0,1296
0,37	1	1	1	0,37	1	1	1	0,1369
0,38	1	1	1	0,38	1	1	1	0,1444
...	...	...	...	...	...	...	...	...
0,85	0,87	0,89	0,91	0,93	0,95	0,97	0,99	0,513272
0,86	0,88	0,9	0,92	0,94	0,96	0,98	0,99	0,554162
0,87	0,89	0,91	0,93	0,95	0,97	0,99	0,99	0,597811
0,88	0,9	0,92	0,94	0,96	0,98	1	1	0,644374

$$k_{i1} = \frac{X_{i1, \text{гран}} - X_{i1, \text{пот}}}{X_{i1, \text{гран}} - X_{i1, \text{поч}}}$$

$$k_{i1} = \frac{1,0 - 0,4}{1,0 - 0,2} = 0,75 (\text{в.о.})$$

## Таблиця даних для моделювання

10

Діагностичні параметри							Коефіцієнт залишкового ресурсу трансформатора
$k_{обв}$	$k_{л}$	$k_{н}$	$k_{магст}$	$k_{обс}$	$k_{кор}$	$k_{ср}$	
1	1	1	1	1	1	1	1
0	0	0	0	0	0	0	0
0	1	1	1	1	1	1	0
1	0	1	1	1	1	1	0
...	...	...	...	...	...	...	...
0,98	0,83	0,77	0,85	0,61	0,74	0,8	0,72
0,14	0,29	0,37	0,15	0,22	0,13	0,56	0,2
0,91	0,87	0,88	0,95	0,84	0,92	0,99	0,9
...	...	...	...	...	...	...	...
0,47	0,65	0,67	0,78	0,44	0,34	0,43	0,51
0,69	0,7	0,55	0,45	0,78	0,88	0,93	0,73
0,93	0,49	0,72	0,65	0,85	0,76	0,57	0,57
0,71	0,28	0,89	0,85	0,92	0,64	0,21	0,36

$$k_{заг.рес} = F(k_{обв}, k_{л}, k_{н}, k_{магст}, k_{обс}, k_{кор}, k_{ср})$$

$$k_{рес.ij} = f(x_{ij}, \sigma_{ij}, c_{ij}) = e^{-\frac{(x_{ij}-c_{ij})^2}{2\sigma_{ij}^2}}$$

## Етапи розрахунку ресурсу СТ

11

$\nu$  – кількість діагностичних параметрів відповідно до кількості вузлів,  $p_i$  – ймовірність відхилень контрольованого параметра від гранично допустимого нормованого значення цього параметра:

$$p_i = \frac{y_i}{m_i}$$

де  $y_i$  – кількість відхилень контрольованого параметра від гранично допустимого нормованого значення цього параметра, які були виявлені шляхом контролю  $i$ -го діагностичного параметра з загальної кількості виявлених відхилень контрольованих параметрів від гранично допустимого нормованого значення,  $m_i$  – загальна кількість виявлених відхилень контрольованих діагностичних параметрів від їх гранично допустимих нормованих значень.

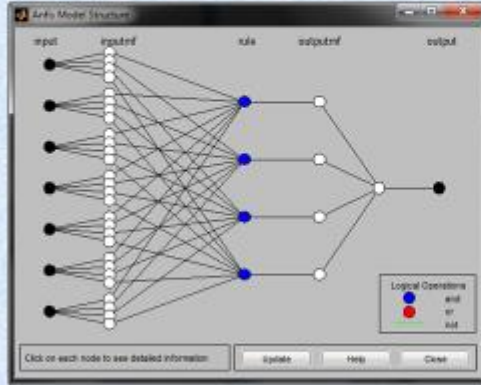
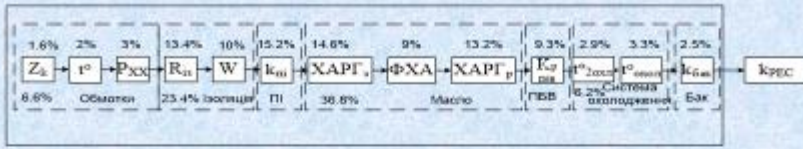
Коефіцієнт загального залишкового ресурсу ФЕМ визначається за виразом (3.5):

$$K_{заг.рес} = K_1^{p_{k1}} \cdot K_2^{p_{k2}} \cdot K_3^{p_{k3}} \cdot K_4^{p_{k4}} \cdot K_5^{p_{k5}} \cdot K_6^{p_{k6}}$$

де  $K_1, K_2, K_3, K_4, K_5, K_6$  – відомі на момент розрахунку значення коефіцієнтів залишкового ресурсу по відповідних діагностичних параметрах,  $p_{k1}, p_{k2}, p_{k3}, p_{k4}, p_{k5}, p_{k6}$  – ймовірності пошкоджень деталей ФЕМ, виявлених шляхом контролю діагностичних параметрів з урахуванням загальної кількості пошкоджень. Так, відповідно:  $p_{k1}=0,034$  в.о.,  $p_{k2}=0,014$  в.о.,  $p_{k3}=0,833$  в.о.,  $p_{k4}=0,018$  в.о.,  $p_{k5}=0,027$  в.о.,  $p_{k6}=0,075$  в.о.

# Структура моделі та нейро - мережі

12



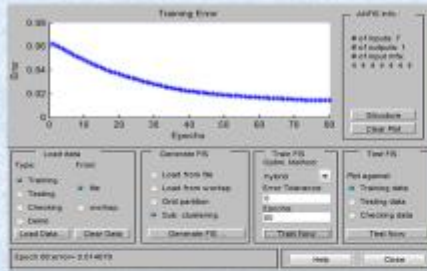
$$K_{pec,i1} = f(x_{i1}; \sigma_{i1}; c_{i1}) = e^{-\frac{(x_{i1} - c_{i1})^2}{2\sigma_{i1}^2}}$$

- Гаусова функція належності

Структура нейро-мережі

# Етапи моделювання

13



Процес навчання нейро мережі



Результати моделювання





## Математична модель коефіцієнта ресурсу

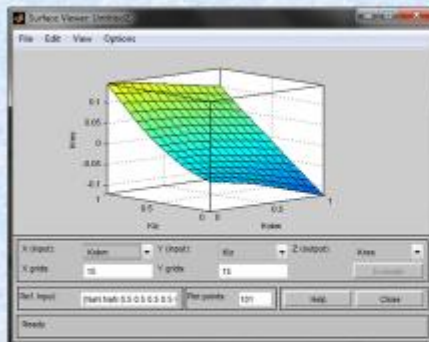
14

ЯКЩО  $k_{одн}$  є "нормальне" ТАК  $k_{д}$  є "нормальне" ТАК  $k_{н}$  є "нормальне"  
 ТАК  $k_{закл}$  є "нормальне" ТАК  $k_{зд}$  є "нормальне" ТАК  $k_{ср}$  є "нормальне"  
 ТАК  $k_{дох}$  є "нормальне" ТО  
 $k_{шт. зап. рес} = a_{11} \cdot k_{обм} + a_{12} \cdot k_{д} + a_{13} \cdot k_{н} + a_{14} \cdot k_{закл} + a_{15} \cdot k_{зд} + a_{16} \cdot k_{ср} + a_{17} \cdot k_{дох} + c_1$   
 ЯКЩО  $k_{одн}$  є "незначне відхилення" ТАК  $k_{д}$  є "незначне відхилення"  
 ТАК  $k_{н}$  є "незначне відхилення" ТАК  $k_{закл}$  є "незначне відхилення"  
 ТАК  $k_{зд}$  є "незначне відхилення" ТАК  $k_{ср}$  є "незначне відхилення"  
 ТАК  $k_{дох}$  є "незначне відхилення" ТО  
 $k_{шт. зап. рес} = a_{21} \cdot k_{обм} + a_{22} \cdot k_{д} + a_{23} \cdot k_{н} + a_{24} \cdot k_{закл} + a_{25} \cdot k_{зд} + a_{26} \cdot k_{ср} + a_{27} \cdot k_{дох} + c_2$   
 ЯКЩО  $k_{одн}$  є "передаварійне" ТАК  $k_{д}$  є "передаварійне" ТАК  $k_{н}$  є "передаварійне"  
 ТАК  $k_{закл}$  є "передаварійне" ТАК  $k_{зд}$  є "передаварійне" ТАК  $k_{ср}$  є "передаварійне"  
 ТАК  $k_{дох}$  є "передаварійне" ТО  
 $k_{шт. зап. рес} = a_{31} \cdot k_{обм} + a_{32} \cdot k_{д} + a_{33} \cdot k_{н} + a_{34} \cdot k_{закл} + a_{35} \cdot k_{зд} + a_{36} \cdot k_{ср} + a_{37} \cdot k_{дох} + c_3$   
 ЯКЩО  $k_{одн}$  є "аварійне" ТАК  $k_{д}$  є "аварійне" ТАК  $k_{н}$  є "аварійне" ТАК  $k_{закл}$  є "аварійне"  
 ТАК  $k_{зд}$  є "аварійне" ТАК  $k_{ср}$  є "аварійне" ТАК  $k_{дох}$  є "аварійне" ТО  
 $k_{шт. зап. рес} = a_{41} \cdot k_{обм} + a_{42} \cdot k_{д} + a_{43} \cdot k_{н} + a_{44} \cdot k_{закл} + a_{45} \cdot k_{зд} + a_{46} \cdot k_{ср} + a_{47} \cdot k_{дох} + c_4$   
 ...

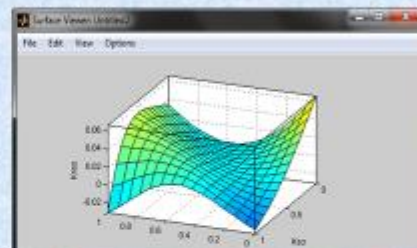
(2.7)

## Залежності коефіцієнта залишкового ресурсу від діагностичних параметрів

15



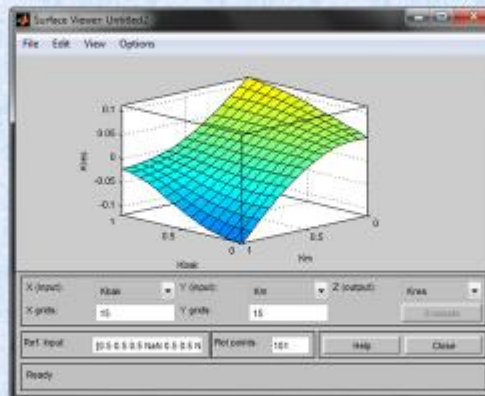
Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу від  $k_{д}$  та  $k_{обм}$ .



Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу від  $k_{н}$  та  $k_{дохл}$ .

## Залежності коефіцієнта залишкового ресурсу від діагностичних параметрів (продовження)

16



Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу від  $K_{обак}$  та  $K_{масла}$ .

## ВИСНОВКИ

17

1. Виконаний аналіз електроенергетичного комплексу України, свідчить про спадання споживання електроенергії, однак визначений напрямок економічного розвитку, нашої країни, сприяє будівництву нових енергетичних об'єктів генерації електричної енергії (наприклад ФЕС, ГЕС, БіоЕС, і т.д.).
2. Аналіз особливостей парку силових трансформаторів розподільних електричних мереж, що експлуатуються в Україні, який показав, що більшість з них відпрацювало свій паспортний ресурс.
3. На основі аналізу конструктивних та експлуатаційних особливостей силових трансформаторів розподільних електричних мереж 10-35 кВ визначено, що частими причинами виведення силових трансформаторів з експлуатації є дефекти обмоток такі, як пошкодження ізоляції, деформації та сповзання витків. Зростання кількості ФЕС та генерованої ними електричної енергії збільшує її передавання через трансформатори, а вимкнення та увімкнення ФЕС супроводжується додатковими перехідними процесами. За таких мають місце пошкодження СТ навіть в перші роки їх експлуатації.
4. В даний час розроблені нові способи і засоби діагностики стану трансформаторів, які не потребують відключення або значно спрощують роботи на відключеному трансформаторі. Правильне використання цих методів в поєднанні з традиційними дозволяє виявити відхилення від нормального стану трансформатора і прийняти необхідні заходи по запобіганню розвитку ушкодження.