

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва транспорту та енергетики
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЕШКОВ
“ ____ ” _____2024р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти
на тему
“Організація системи моніторингу силових
трансформаторів для підвищення надійності їх
роботи”

Виконав здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕЕ-23М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141
«Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка»
_____Варшавський Є.В.
« ____ » _____2024р.
Керівник роботи
к.т.н., доцент
_____Андрій КОТИШ
« ____ » _____2024р.
Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет Будівництва транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ Плешков П.Г.

«_____» _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Варшавського Євгена Валерійовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Організація системи моніторингу силових трансформаторів для підвищення надійності їх роботи

Setting up a monitoring system for power transformers to improve their reliability

2. Керівник роботи (проекту)

Котий Андрій Іванович, к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту)

Вступ; 1.Поняття про особливості систем моніторингу силових трансформаторів; 2.Теплові режими трансформаторів в системах управління, моніторингу та діагностики; 3.Моделювання системи моніторингу силового трансформатора; 4.Фактори та показники, що впливають на інтенсивність старіння трансформаторного масла; 5.Практична реалізація системи моніторингу силових трансформаторів; 6.Охорона праці; Висновки; Перелік посилань.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н, доц. Іван САВЕЛЕНКО</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>07.10.24</i>	
2	<i>Основні поняття про системи моніторингу силових трансформаторів</i>	<i>12.10.24.</i>	
3	<i>Дослідження теплового режиму трансформатора в системах управління, моніторингу і діагностики</i>	<i>16.10.24</i>	
4	<i>Моделювання системи моніторингу трансформатора</i>	<i>20.10.24.</i>	
5	<i>Показники та фактори, що впливають на інтенсивність старіння масла</i>	<i>01.11.24.</i>	
6	<i>Практична реалізація системи моніторингу силових трансформаторів</i>	<i>10.11.24.</i>	
7	<i>Охорона праці</i>	<i>20.11.24</i>	
8	<i>Висновки</i>	<i>29.11.24.</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2024 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2024 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 84 с.; 29 рис.; 3 табл.; 20 джерел.

Варшавський Є.В. Організація системи моніторингу силових трансформаторів для підвищення надійності їх роботи. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». Центральноукраїнський національний технічний університет. Кропивницький, 2024 р.

Метою кваліфікаційної роботи є підвищення надійності електропостачання споживачів, що досягається шляхом впровадження системи моніторингу силових трансформаторів.

Задачами дослідження є оцінка працездатності та функціональної якості силових трансформаторів на предмет можливого пошкодження та виявлення внутрішніх несправностей.

Запропоновано проектну модель трансформатора, в тому числі алгоритм управління його системою охолодження та впливу режимів роботи трансформатора на інтенсивність старіння оливи.

Результати досліджень, виконаних у цій магістерській роботі, можуть бути застосовані під час розробки системи електропостачання промислового підприємства, а також при плануванні ремонтно-відновлювальних робіт на об'єктах електроенергетики промислових підприємств і в електричних мережах.

Ключові слова: моніторинг, трансформаторне мастило, надійність роботи, силовий трансформатор, струм короткого замикання, частковий розряд.

SUMMARY

Varshavskiy Y.V. Setting up a monitoring system for power transformers to improve their reliability. 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics" EPP, "Electrical power consumption systems". Central Ukrainian National Technical University. Kropyvnytskyi, 2024.

The purpose of the qualification work is to increase the reliability of electricity supply to consumers, which is achieved by implementing a monitoring system of power transformers.

The objectives of the study are to assess the performance and functional quality of power transformers for possible damage and detection of internal malfunctions.

The design model of the transformer is proposed, including the algorithm for controlling its cooling system and the influence of the transformer's operating modes on the intensity of oil aging.

The results of research carried out in this master's work can be applied during the development of the power supply system of an industrial enterprise, as well as in the planning of repair and restoration works at the power generation facilities of industrial enterprises and in electrical networks.

Key words: monitoring, transformer lubricant, operational reliability, power transformer, short-circuit current, partial discharge.

ЗМІСТ

Вступ.....	7
Розділ 1. Поняття про особливості систем моніторингу силових трансформаторів	8
1.1. Класифікація ушкоджень електроенергетичних високовольтних маслонаповнених апаратів	14
1.2. Закордонний досвід діагностики силових трансформаторів	17
Розділ 2. Теплові режими трансформаторів в системах керування, моніторингу та діагностики	23
2.1. Потоки масла в системі охолодження	24
2.2. Теплопередача охолоджувачів	25
2.3. Розрахунок сталого теплового режиму силового трансформатора ...	28
2.4. Рівняння динаміки системи охолодження трансформатора	32
Розділ 3. Моделювання системи моніторингу силового трансформатора	35
3.1. Проектна модель трансформатора.....	35
3.2. Алгоритм керування системою охолодження силового трансформатора.....	40
Розділ 4. Фактори та показники, що впливають на інтенсивність старіння трансформаторного масла	46
4.1. Кислотне число оливи	48
4.2. Вміст в оливі водорозчинних кислот	51
4.3. Температура спалаху оливи	53
4.4. Пробивна напруга трансформаторної оливи	56
Розділ 5. Практична реалізація системи моніторингу силових трансформаторів	58
5.1. TDM – сучасна система моніторингу та діагностики технічного стану силових трансформаторів.....	58
5.2. Економічна ефективність запровадження системи моніторингу TDM	64
5.3. Визначення додаткових капіталовкладень на монтаж системи	

моніторингу TDM	70
6. Охорона праці	74
6.1. Заходи з охорони праці при виконанні робіт з сепарації трансформаторної оливи та обслуговування маслоочищувальної установки.....	74
6.3. Розрахунок блискавкозахисту об'єкту	79
Висновки	81
Перелік посилань	82

ВСТУП

У цій кваліфікаційній роботі розглянуто підвищення якості експлуатації силових трансформаторів через впровадження системи моніторингу, яка дозволяє в режимі реального часу виявляти певні дефекти та запобігати аварійним відключенням обладнання. Окрім цього, проведено розрахунок економічної доцільності застосування такої системи, а також розглянуто питання охорони праці тощо.

Надійність роботи трансформатора відіграє критичну роль у загальній надійності системи електропостачання, оскільки трансформатор є ключовим елементом цієї системи. Основні впливи полягають у наступному:

Безперервність електропостачання: Трансформатори забезпечують перетворення напруги для передавання і розподілу електроенергії. Вихід з ладу трансформатора може призвести до відключення електропостачання споживачам або на цілий регіон, що знижує загальну надійність системи.

Мінімізація аварій: Надійний трансформатор зменшує ризик аварій та відмов, що сприяє стабільній роботі електричних мереж. Це важливо для запобігання каскадних відмов у системі, які можуть виникнути через пошкодження обладнання.

Зменшення витрат на технічне обслуговування: Висока надійність трансформатора знижує частоту та необхідність ремонтів, що підвищує ефективність експлуатації системи електропостачання і зменшує витрати на технічне обслуговування.

Забезпечення стабільної напруги: Надійна робота трансформатора забезпечує стабільну напругу на всіх етапах розподілу електроенергії, що важливо для належної роботи кінцевого обладнання споживачів.

Таким чином, від надійності трансформатора залежить стабільність, ефективність і безпека всієї системи електропостачання.

РОЗДІЛ 1

ПОНЯТТЯ ПРО ОСОБЛИВОСТІ СИСТЕМ МОНІТОРИНГУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Моніторинг силових трансформаторів є одним з найбільш широко обговорюваних питань серед виробників трансформаторів та експертів енергоспоживаючих організацій, які експлуатують трансформатори; різні методи моніторингу розроблялися з 1970-х років, і деякі з цих методів були включені до стандарту IEEE C57.104 [1] у 1978 році.

Ці методи слугують різним цілям, і їхня вартість значно відрізняється як з точки зору самих систем, так і з точки зору витрат на встановлення та обслуговування. Незважаючи на деяке функціональне дублювання, методи, пропонувані виробниками, можна розділити на чотири основні групи: датчики виявлення газів у трансформаторному маслі, виїзні лабораторії, системи моніторингу та контролю і портативне обладнання.

Моніторинг - це безперервний онлайн-контроль найважливіших або характерних параметрів обладнання, що експлуатується.

Оцінка фактичного стану енергетичного електрообладнання за результатами діагностичних вимірювань є складним і актуальним завданням сьогодення. Багато з них відпрацювали свій ресурс, але продовжують експлуатуватися через брак коштів на заміну. Як наслідок, витрати на проведення комплексних обстежень та діагностики з кожним роком зростають.

Надійна та безперебійна робота енергетичного комплексу або системи значною мірою залежить від роботи його компонентів. По-перше, силовий трансформатор забезпечує узгодження між комплексом і системою та перетворює багато параметрів електроенергії до значень, необхідних для подальшого використання. Слід зазначити, що трансформатор з несправною активною частиною може нормально працювати протягом багатьох років, хоча несправна частина нагрівається і викликає частковий розряд в ізоляторі,

що призводить до погіршення результатів діагностичних вимірювань і аналізів. Якщо трансформатор експлуатується протягом декількох років і знову виникає сильне коротке замикання, може статися відмова трансформатора з серйозними наслідками.

Одним з перспективних напрямків підвищення ефективності електромалярних установок є вдосконалення систем технічного обслуговування і ремонту електроустановок. В даний час основним способом зниження обсягів і вартості технічного обслуговування електроустановок і чисельності ремонтного персоналу є перехід від запобіжного принципу і жорсткої регламентації ремонтних циклів і періодичності ремонтів до обслуговування, заснованого на нормативах періодичного планово-попереджувального ремонту (ППР).

Оперативна концепція технічного стану електроустановок розроблена на основі більш поглибленого підходу, де періодичність та обсяги технічного обслуговування і ремонту визначаються на основі результатів діагностичних обстежень і моніторингу електроустановок в цілому і маслонаповнених трансформаторних установок зокрема, які є невід'ємною частиною електричної системи.

Перехід до системи ремонту, що базується на рівні розвитку технологій, якісно змінює вимоги до системи діагностики електрообладнання. Вирішення цієї проблеми є непростим і можливе лише на основі комплексного підходу, що передбачає вдосконалення методів, засобів, алгоритмів та організаційно-технічних форм діагностування.

Визначення фактичного стану обладнання базується на оцінці параметрів моніторингу, для яких були визначені сигнали тривоги та рівні тривоги. Порівнюючи поточні значення зі встановленими рівнями тривог і попередніми вимірами, оцінюються зміни в стані.

Основним завданням діагностичного контролю є попередження відмов обладнання, визначення його стану та прогнозування залишкового ресурсу як одного з основних показників надійності.

Одним з основних напрямків діагностики електрообладнання є діагностика силових трансформаторів. Це пов'язано з тим, що трансформатори є дорогими, критично важливими для надійності електропостачання споживачів і їх важко виявити на ранній стадії пошкодження або несправності.

З точки зору діагностики, особливий інтерес викликають безконтактні методи визначення часу безвідмовної роботи для моніторингу обладнання в процесі експлуатації. До таких методів належать хроматографічний аналіз газів, розчинених в оливі, акустичний моніторинг і тепловізійний контроль.

Застосування термографічної діагностики базується на тому, що певні дефекти у високовольтному обладнанні спричиняють зміну температури дефектного елемента, що призводить до зміни інтенсивності інфрачервоного випромінювання, яке можна виявити за допомогою термографічного обладнання.

Аналіз вітчизняної та зарубіжної науково-технічної літератури показує, що безпосередньо питанням моніторингу теплового поля складних електричних елементів та обладнання для ідентифікації виникнення внутрішніх дефектів на його основі присвячено мало досліджень. Не досліджено процес розподілу теплового потоку з урахуванням динаміки холодоагенту, не визначено оціночні показники для визначення внутрішньої абсолютної температури та не розглянуто проблему визначення та ідентифікації внутрішніх пошкоджень в трансформаторному обладнанні.

Попередні дослідження створили передумови для вирішення завдань виявлення внутрішніх несправностей, що впливають на тепловий режим роботи обладнання, визначення місця розташування та абсолютної температури дефектів.

Донедавна обслуговування енергетичного обладнання базувалося на стратегії аварійно-профілактичного обслуговування. Підвищення надійності обладнання, що обслуговувалося в аварійному режимі, досягалося за рахунок періодичного профілактичного обслуговування, що вимагало значних витрат.

В даний час відбувається розділення відділів технічного обслуговування та ремонту. Цей поділ стимулює перехід від застарілих методів технічного обслуговування до технічного обслуговування за станом. Необхідність такого переходу та його переваги не викликають сумнівів.

Основна ідея цієї послуги полягає у проведенні робіт з технічного обслуговування та ремонту, виходячи з фактичного стану обладнання. Визначення фактичного стану обладнання базується на оцінці параметрів моніторингу, для яких визначаються рівні тривожних та аварійних сигналів. Зміни в стані оцінюються шляхом порівняння поточних значень з встановленими рівнями тривог та історичними вимірами.

На сьогоднішній день достатній розвиток автоматичних систем управління призвів до диференціації всіх частин функції управління наступним чином. Частина функцій контролю передається автоматичі та електроніці, що звільняє персонал від рутинного моніторингу регулюючих параметрів, а заходи контролю, що залишаються за персоналом, носять більш діагностичний характер. Основний фокус контрольних заходів - виявлення відхилень у функціонуванні обладнання та їх причин з метою прогнозування та запобігання непередбачуваним відмовам. На практиці існує два підходи до завдання діагностичного моніторингу стану обладнання:

- безперервне стеження за найбільш відповідальними або характеристичними важливими параметрами – моніторинг;
- епізодичне визначення найбільш відповідальних параметрів - діагностичне обстеження.

Діагностичний контроль електрообладнання в експлуатації:

- Діагностичні випробування;
- Фізико-хімічна діагностика
- Тепловізійна діагностика
- Електричні методи експлуатаційної діагностики

Основним завданням діагностичного контролю є попередження відмов обладнання, визначення його стану та прогнозування залишкового ресурсу як одного з основних показників надійності.

З 519 проаналізованих трансформаторів 330-750 кВт 45 були пошкоджені в 2010-2020 роках. Серйозні пошкодження відповідають частоті 0,7-1,0% на рік для загальної кількості встановлених трансформаторів, тобто загальний рівень аварій і відмов з серйозними пошкодженнями становить 32-45%. Частота пошкоджень для трансформаторів є дещо нижчою, ніж для автоматичних трансформаторів.

За оцінками, приблизно 1,7% автотрансформаторів 150-330 кВ можуть зазнавати впливу небезпечних кратних струмів короткого замикання один раз на рік. Відповідно до нормованої електродинамічної стійкості, що визначається допустимим мультиплікатором струмів короткого замикання, приблизно від 10% до 15% всіх трансформаторів не відповідають реальним умовам енергосистеми, і це стосується приблизно половини трансформаторів, виготовлених до 1979 року.

Ще одним небезпечним фактором є довготривале підвищення напруги. Це відбувається через недостатню компенсацію реактивної потужності та недоліки системи регулювання напруги в мережах 330-750 кВ, особливо в умовах мінімального навантаження. Перезбудження трансформаторів збільшує нагрівання осердь і, зокрема, сталевих частин конструкції, що є небезпечним для ізоляторів, які з ними контактують.

Основними причинами пошкоджень трансформаторів під час експлуатації є ненадійні герметичні вводи 110-750 кВ, ненадійні пристрої РПН багатьох типів, погана герметичність ущільнень і зварних швів, несправність трубною запірної арматури, низька динамічна стійкість обмоток, несправність систем охолодження, ненадійний плівковий захист, низька надійність підшипників насосів, низька надійність баків і з'єднувальних муфт, ненадійний плівковий захист низька надійність підшипників масляних насосів і систем вентиляції, локальні перегріви баків і з'єднувальних болтів.

Пошкодження високовольтних вводів є однією з основних причин серйозних відмов трансформаторів. Такі пошкодження становлять 30-45% від загальної кількості аварій і відмов на рік.

У разі важких умов експлуатації або виникнення несправностей трансформатори мають стратегію технічного обслуговування обладнання на основі оцінки стану. Досвід показує, що зупинки за результатами оцінки стану можуть значно зменшити обсяг капітального ремонту.

Стратегії стану обладнання включають комплексні дослідження з оцінки надійності з рекомендаціями щодо профілактики та ремонту.

Безперервний моніторинг трансформаторів під робочою напругою відіграє важливу роль. Це включає в себе вимірювання перегріву, часткових розрядів, газовиділення з масла та інших параметрів. Завдання продовження терміну служби обладнання може бути вирішене тільки шляхом ефективного управління станом обладнання на основі перевірок, що включають безперервний моніторинг параметрів, які відображають виникнення несправностей всередині трансформатора, регулярний моніторинг інших параметрів і детальний аналіз всіх можливих параметрів.

Поява мікропроцесорної техніки на початку 1980-х років стала вирішальним фактором у побудові діагностичних систем моніторингу працездатності високовольтного обладнання. Швидкодія і великий обсяг пам'яті комп'ютерів дозволили реєструвати і оцінювати параметри робочого стану обладнання, а також визначати фактичні інтервали технічного обслуговування і повідомляти (попереджати) про аварійні ремонти при перевищенні нормованих значень.

У сучасних розробках діагностику високовольтного обладнання можна розділити на такі види: періодичний контроль при виведенні обладнання з технологічного ланцюга (зі зняттям напруги - of line) і безперервний контроль обладнання, що працює під напругою (моніторинг - on line).

За зарубіжними даними, використання засобів технічної діагностики дозволяє скоротити час обслуговування електрообладнання на 40%, знизити

ймовірність раптових пошкоджень приблизно вдвічі і значно подовжити міжремонтні періоди.

1.1. Класифікація ушкоджень електроенергетичних високовольтних маслонаповнених апаратів

Якщо проводити комплексне діагностування ушкоджень трансформатора, то можна прогнозувати значні пошкодження під час експлуатації, пов'язані з втратою осьової та радіальної стійкості обмотки [2], скручуванням або пошкодженням обмотки керування, провисанням обмотки тощо.

Природно, що надійність передавальних мереж, електростанцій і енергосистем сильно залежить від надійності оливнонаповненого обладнання (силових трансформаторів, шунтуючих реакторів, введів, трансформаторів струму і трансформаторів напруги) тим більш, що як правило основна частина трансформаторів відпрацювала понад чверть століття.

Надійність передавальних мереж, електростанцій та енергосистем значною мірою визначається надійністю оливнонаповненого обладнання, такого як силові трансформатори, шунтуючі реактори, вводи, трансформатори струму та напруги.

Для аналізу надійності роботи трансформаторів необхідно мати таку інформацію:

- розподіл пошкоджень по основних вузлах трансформаторів різних класів напруги;
- характеристики тяжкості пошкоджень;
- частота виникнення пошкоджень у залежності від терміну експлуатації трансформаторів;
- причини та наслідки пошкоджень.

Основним параметром, що забезпечує безаварійну роботу трансформаторного обладнання, є геометрія обмоток. Вона може змінюватися під впливом струмів короткого замикання, що призводить до

деформацій обмоток і, в подальшому, до віткових замикань, вибухів і пожеж з серйозними наслідками та втратами через недопостачання електроенергії. Прикладом залишкових деформацій, спричинених наскрізними струмами короткого замикання під час електродинамічних випробувань на потужному випробувальному стенді (МІС) [3], є фотографія фази “А” обмотки НН трансформатора типу ТДЦ-250000/220, зображена на рис. 1.1, яка демонструє втрату радіальної стійкості обмотки.



Рис. 1.1 – Фото втрати радіальної стійкості обмотки силового трансформатора типу ТДЦ-250000/220

Фото виникнення виткового замикання в обмотці НН трансформатора типу ТДЦ-250000/220 Ладизинської ГРЕС показано на рис 1.2.



Рис. 1.2 – Виткове замикання в обмотці низької напруги трансформатора типу ТДЦ-250000/220

Місця пошкоджень [4] розподіляються наступним чином: у 50,96 % випадків – обмотка ВН, у 16,27 % – між обмотками ВН та НН, у 8,57 % – обмотка НН, у 6,64 % – ізолятори та вводи, у 5,35 % – масляна система, у 3,21 % – бак, і в 1,71 % випадків – інші частини трансформатора. У 1,93 % випадків пошкодження стосувалися всього трансформатора, причини не були вказані у 4,28 % випадків. Середній час заміни трансформатора після аварії складав 7,2 години.

Аналіз пошкоджень ключових трансформаторів в енергетичній компанії PacifiCorp (США) виявив наступні причини: коливання в системі – 29 %, старіння ізоляції – 13 %, вплив гроз – 16 %, недостатнє обслуговування – 13 %, ослаблення з'єднань – 13 %, зволоження – 7 %, перевантаження – 2 %.

Пошкодження обмоток трапляються у трансформаторів незалежно від терміну їх експлуатації. Щодо РПН, найбільша кількість пошкоджень спостерігається у трансформаторів із терміном служби від 10 до 30 років, а

для високовольтних вводів – після 10 років експлуатації. Однак ці дані не дають змоги оцінити залежність частоти пошкоджень від тривалості експлуатації.

1.2. Закордонний досвід діагностики силових трансформаторів

Фахівці Ганноверського університету (Німеччина) вважають особливо ефективним моніторинг стану ізоляції (яка в основному визначає загальну продуктивність трансформатора) шляхом виявлення часткових розрядів (ЧР). Методи для цього дуже різноманітні, включаючи моніторинг вмісту газу в газових реле, газохроматографічний аналіз масла і вимірювання видимого заряду ЧР. Також розроблено критерії для оцінки цих методів і існують можливості для локалізації ПП. Як новий метод виявлення несправностей запропоновано визначати перехідну функцію обмотки як відношення вхідного сигналу до вихідного. Порівнюючи перехідні функції, можна оцінити зміни в розподілі напруги на ізоляторі.

Компанія Alliant Energy (США) широко використовує акустичні монітори Triple 5 Industries 50 fd для виявлення та оцінки сили ЧР трансформаторів. Наразі шість холдингових компаній, що займаються інспекцією трансформаторів, використовують ці монітори для перевірки 850 підстанцій на рік.

Акустичні методи використовуються для перевірки трансформаторів, регуляторів напруги та пристроїв РПН, що дозволяє своєчасно виводити трансформатори з експлуатації. Наприклад, один з трьох трансформаторів 69 кВ на підстанції «Шебойган Фолс» мав порогову інтенсивність ультразвуку 1000 імпульсів (два інших - 28 імпульсів). Газохроматографічний аналіз показав концентрацію ацетилену в оливі 0,0009 ppm (типова концентрація згідно з ІЕС 60599 становить (250)-0,000001). Частковий витік був усунутий під час ремонту.

Монітор виявив залежні від навантаження розряди в трансформаторі 113/69 кВ. Аналіз газів у маслі показав, що концентрація ацетилену зростала

з навантаженням. Розряд був усунутий шляхом дегазації масла, після чого трансформатор експлуатувався під контролем протягом наступних трьох років. Монітор (модифікований 5550FD) успішно виявив несправності перемикання РПН, а акустичні детектори також використовувалися для оцінки вібрацій трансформатора.

Результати оцінки стану ізоляції великих трансформаторів були порівняні експертами Інституту електротехніки у Варшаві. У світлі останніх результатів діагностики була визначена роль безперервних і відключених вимірювань в експлуатації великих трансформаторів.

В даний час основним методом оцінки стану трансформаторів без їх відключення вважається безперервний або періодичний аналіз розчинених в маслі газів, оскільки існують значні розбіжності в критеріях оцінки концентрації основних газів відповідно до стандартів IEEE, IEC 60599 та інструкцій з експлуатації трансформаторів, прийнятих в Польщі, Практика показала, що необхідно порівнювати кілька даних вимірювань, виконаних у різний час. Стандартизація концентрації водню є особливо складною. Досвід показує, що ЧР взагалі не виявляється в трансформаторах до 110 кВ.

Дуже важливо зафіксувати температуру оливи під час відбору проб. Якщо температура невідома, стан масла є невизначеним, і аналіз газової хроматографії може призвести до висновку, що трансформатор несправний, хоча насправді це не так. Те саме стосується і пробивної напруги масла. Оцінка стану ізоляції за допомогою газової хроматографії є більш ефективною, якщо доступні статистичні дані про різні типи трансформаторів, напруги та час роботи.

Для безперервного моніторингу вмісту газів у нафті компанія GE Power випускає датчик моніторингу та вимірювання вмісту газів і вологи в нафті Hydran M2 для систем автоматизації підстанцій, який є результатом розвитку серії датчиків Hydran-201. Датчик контролює не тільки вміст газів у маслі, але й вміст вологи; системи автоматизації GE Power включають моніторинг

стану трансформаторів та їхніх пристроїв РПН, а також функції управління на основі стану трансформатора (GE-TMAP, LTC-MAP, FTTMS).

Компанія PacifiCorp (США) регулює режим роботи трансформаторів підвищеної важливості на основі безперервного моніторингу вмісту горючих газів в оливі. Такий контроль також використовується для реалізації профілактичних заходів відповідно до умов експлуатації трансформатора, а не за графіком.

Компанія Gatron GMBH виробляє газовий монітор TGM, який контролює стан великих трансформаторів; на відміну від монітора Hydran, основним параметром оцінки є кількість газу, що накопичується в спеціально сконструйованих газових реле. Накопичений газ аналізується хроматографічно. Цей метод дозволяє швидше і точніше визначити характер пошкодження трансформатора.

Також проводиться моніторинг газонасиченості нафти. Критерії, розроблені для визначення концентрації розчинених і нерозчинених газів у нафті, можуть бути використані на основі співвідношення між розчиненими і нерозчиненими газами.

Методи аналізу газів, розчинених у трансформаторному маслі, продовжують вдосконалюватися; компанія Kelman Ltd (британсько-німецьке спільне підприємство) розробила газоаналізатор нового покоління Transport X. Цей фотоакустичний аналізатор включає інфрачервоний випромінювач (нагрівальний дріт), параболічний рефлектор-концентратор, переривник імпульсів на обертовому диску, оптичний фільтр для певних довжин хвиль і аналітичну камеру з германієвим вікном і мікрофоном. Портативна система важить 10 кг і включає в себе комп'ютер і термопринтер. Межі вимірювання становлять 0,005 ppm для водню і 0,05 ppm для інших основних газів. Пороги чутливості (ppm): водень - 0,000006, водяна пара - 0,000005, етан C₂N₆ - 0,000002, вуглекислий газ CO₂, оксид вуглецю C, метан CN₄, етилен C₂N₄, ацетилен C₂N₂ е,000001. Це відповідає чутливості звичайних газових хроматографів і перевищує її для деяких газів.

Газ, що аналізується, витягується з проби нафти в посудині з магнітною мішалкою до встановлення рівноваги газ-повітря-газ-нафта. Результати аналізу видаються через 25 хвилин після відбору проби і мають відмінну відтворюваність результатів. Газоаналізатор був протестований компаніями в США, Канаді, Південній Африці та європейських країнах. Банк даних охоплює 20 000 зразків нафти. Для більшості газів кореляція зі звичайними газовими хроматографами хороша і дуже задовільна, хоча трохи гірша для водню і CO₂.

Для підвищення ефективності контролю якості нафти як параметра визначення стану обладнання у Великобританії було створено Європейський лабораторний центр на базі Tj/h2b Analytical Services (Сакраменто, Каліфорнія, США), який обслуговує країни Європи, Близького Сходу, Африки та колишнього Радянського Союзу. Контроль якості нафти забезпечує раннє виявлення несправностей обладнання та своєчасний ремонт. Основним завданням центру є гармонізація методів і стандартів оцінки контролю якості нафти на основі сучасного обладнання.

Актуальним завданням оцінки стану ізоляції трансформаторів є визначення їх подальшої працездатності; компанія PCL Ilgen GmbH (Німеччина) проаналізувала можливість вирішення цього завдання шляхом вимірювання концентрації фурану в маслі трансформаторів, що знаходяться в експлуатації.

Коефіцієнт полімеризації целюлози DP використовувався як параметр для характеристики якості (механічних властивостей) ізоляції, що показує розпад целюлози внаслідок термічного, окислювального та гідролізного пошкодження.

Для нової ізоляції DP становить 1100-1300 одиниць, а після висихання - 950 одиниць. Загалом, ізоляція в діапазоні 900-1100 DP вважається в доброму стані, 700-900 - злегка пошкодженою, 200-500 - сильно пошкодженою і нижче 200 - повністю пошкодженою. Виявлення дефектів паперової ізоляції

шляхом відбору проб можливе лише після розкриття трансформатора, але вкрай небажано, коли трансформатор знаходиться в робочому стані.

Поширеним методом оцінки старіння ізоляції трансформатора під час експлуатації є вимірювання концентрації фурану в маслі (зазвичай фурфуролу 2fal). При температурі 110-140 °C фурфурол утворюється при розкладанні глюкози і в основному поглинається твердою ізоляцією. За нормальних умов експлуатації фурфурол є стабільною сполукою і повільно розкладається під впливом вугільної кислоти. Співвідношення між фурфуролом і ДП визначається методом рідинної хроматографії під високим тиском і шляхом вимірювання в'язкості ДП у зразках ізоляторів.

На основі ряду зразків трансформаторів були отримані наступні співвідношення (Табл. 1.1).

При оцінці старіння ізоляції з точки зору концентрації фурану необхідно враховувати період заміни та підготовки оливи. У цей період концентрація фурану тимчасово знижується, а потім знову зростає до попередніх значень (більшість фуранів міститься в твердій ізоляції). Можливості цього методу все ще обмежені. Неможливо визначити точні значення допустимого ДП і залишкового терміну служби. Основним джерелом невизначеності є нерівномірний розподіл впливу на ізоляцію трансформатора (експлуатація при різних температурах по висоті конструкції). Концентрація фурфуролу також залежить від різних механізмів старіння твердих ізоляторів. Тому на практиці цей метод використовується в поєднанні з газохроматографічним аналізом масла і вимірюванням електричних властивостей ізоляторів.

Можливість використання поляризаційних властивостей для оцінки стану ізоляції останнім часом активно вивчається за кордоном. Теоретичний аналіз цих методів, проведений в Інституті ЕТН (Цюріх, Швейцарія), показав, що не тільки вміст води в ізоляції, але й паперу може бути оцінений за допомогою поляризаційних методів. Підтверджено можливість моніторингу

ступеня старіння ізоляторів. Отримано диференціальні рівняння для зв'язку між цими методами та іншими електричними властивостями ізоляторів.

Таблиця 1.1 – Залежність концентрації фурфуролу в оливi від коефіцієнту полімеризації.

Концентрація фурфуролу, відн. од.	Коефіцієнт полімеризації, відн. од.
11	100,0
9	200,0
1,3	400,0
0,36	600,0
0,11	800,0
0,051	900,0

Одним з компонентів трансформаторів, що найчастіше виходять з ладу, є перемикач навантаження. Maschinenfabrik Reinhausen, найбільший виробник пристроїв РПН, розробив монітор Targuard 240 для цього перемикача. Монітор визначає стан пристрою РПН і час роботи до наступної перевірки. Інформація про режим роботи, введена в монітор, дозволяє оцінити стан пристрою РПН без спеціальних знань. Система оцінки стану виконує дуже складні розрахунки, наприклад, щодо вмісту сажі в маслі і ступеня вигоряння контактів.

РОЗДІЛ 2

ТЕПЛОВІ РЕЖИМИ ТРАНСФОРМАТОРІВ В СИСТЕМАХ КЕРУВАННЯ, МОНІТОРИНГУ ТА ДІАГНОСТИКИ

Програмне забезпечення для сучасних систем моніторингу та діагностики стану маслонаповнених трансформаторів, автотрансформаторів і реакторів включає в себе модель, яка розраховує тепловий стан. Модель безперервно розраховує температуру верхнього масляного шару (ВМШ) і максимальну точку нагріву (МТН) обмотки. Ці параметри використовуються для розрахунку вологості целюлозної ізоляції, температури утворення газових бульбашок в ізоляції, старіння ізоляції і допустимого перевантаження обладнання; розраховані і виміряні температури ВШМ і порівняння температур на вході і виході охолоджуючого масла також використовуються для діагностики стану системи охолодження.

Наразі для побудови таких моделей загальноприйнятою є методологія, описана в публікації ІЕС 60076-7 (переглянута у 2005 році). Однак багато параметрів, що використовуються в теплових моделях за цією методикою, зазвичай не є точними і в принципі відомі лише для номінального режиму роботи системи охолодження трансформатора (С). У той же час, для трансформаторів великої потужності характерні різні режими охолодження з різною кількістю масляних насосів і вентиляторів, а це означає, що при зміні режимів потрібні модифікації параметрів моделі.

Спрощені співвідношення розглядаються для того, щоб зрозуміти фізику основних процесів і отримати якісно коректну теплову модель, що враховує зміну параметрів при зміні температури масла і повітря, а також при зміні режиму. Побудова моделі в цій роботі базується на використанні узагальнених даних про трансформатори та їх системи охолодження, що надаються виробниками трансформаторів.

Особливостями моделі, запропонованої в [5], є процедура покрокового інтегрування системи різницевих рівнянь, що описують динаміку теплового процесу, та ітераційне уточнення параметрів цих рівнянь, які залежать (але

не надто сильно) від початкових змінних через значення змінних, отриманих на попередньому кроці розрахунку, а також комбінація цих двох способів.

2.1. Потоки масла в системі охолодження

Розглянемо в роботі узагальнену структуру системи охолодження трансформатора. Ця система включає масляний бак, що містить виконавчі механізми, тобто магнітопроводи та обмотки, і набір охолоджувальних пристроїв («кулерів»), кожен з яких, як правило, містить масляний насос і вентилятор, що нагнітає повітря. На рис. 2.3 показано гідравлічну схему заміни такої системи.

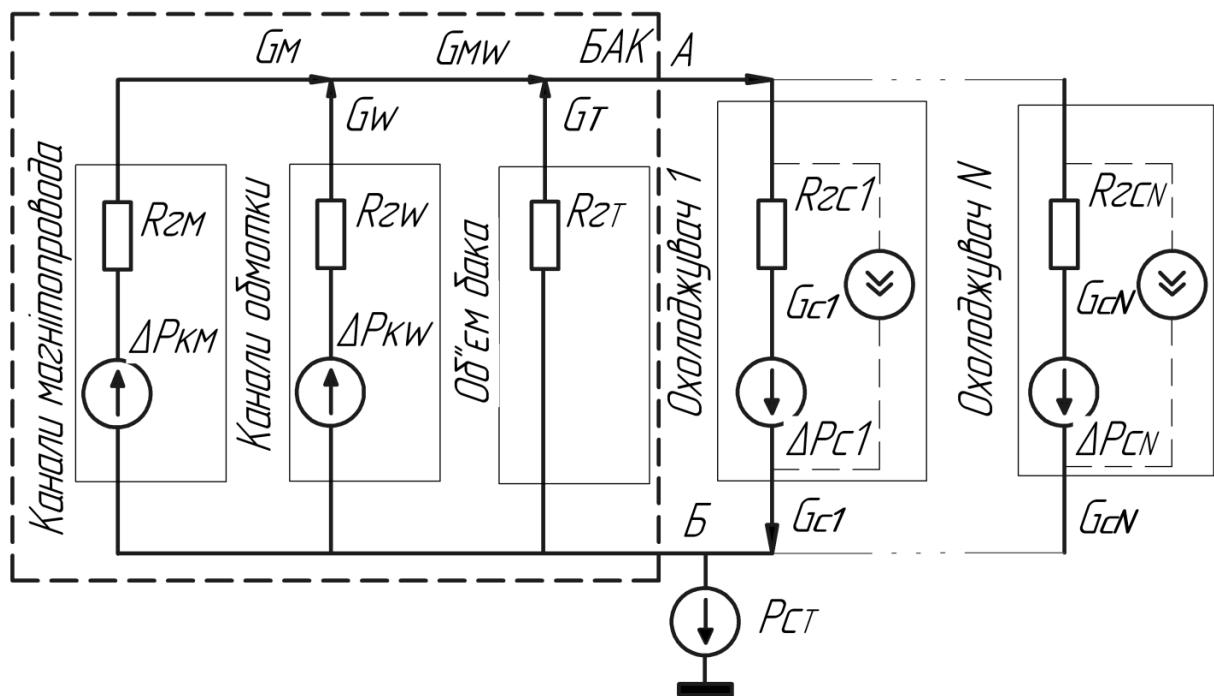


Рис. 2.3 – Гідравлічна схема заміщення системи охолодження трансформатора

На цій схемі показано, як масло проходить через канал охолодження магнітопроводу (потік G_m), через канал охолодження обмотки (потік G_w), через вільний об'єм бака і через активні частини (потік G_t). Ці потоки сходяться в загальний потік, який потім розходить до N охолоджувачів. Нехай G_{ci} - потік масла в кожному охолоджувачі, $i = 1 \dots N$.

Розподіл потоку по каналах визначається наявним перепадом тиску (Δp) і гідравлічним опором (R_r) окремих каналів. Однаковий гідростатичний тиск P_{st} у всіх каналах потоку, що визначається висотою об'єму масла в трансформаторі, знаходиться за межами гідравлічного контуру.

Рушійними силами, показаними на схемі, є втрати тиску в каналах охолодження, магнітопроводах Δp_{km} і обмотках Δp_{kw} (так званий «підйом»), спричинені природною конвекцією у відповідних контурах циркуляції, а також втрати тиску Δp_{ci} , спричинені масляним насосом в охолоджувачі. У системах постійного струму втрати тиску, спричинені насосом, але не може бути відома втрата тиску, спричинена насосом, але не витрата оливи через охолоджувач. Щоб врахувати ці варіанти, до гілки охолоджувача додається джерело потоку G_{ci} . У магнітному та обмотковому потоках перепади тиску Δp_{km} і Δp_{kw} та опори R_{gm} і R_{gw} також можуть бути замінені джерелами потоку G_m і G_w , які можуть бути розраховані окремо в описаних нижче моделях.

Налаштування моделі для різних режимів роботи системи охолодження полягає у введенні значень опорів і джерел, після чого невідомі потоки визначаються методами теорії ланцюгів.

2.2. Теплопередача охолоджувачів

Для масляно-повітряного охолоджувача, в якому масло подається вертикально зверху вниз з масовою витратою G_c і обдувається вентилятором горизонтально, відношення надлишкової температури масла на вході і виході з охолоджувача до температури повітря задається формулою:

$$\Delta \vartheta_n = \xi. \quad (2.1)$$

де

$$\xi = e^{-kF/\dot{Q}} \quad (2.2)$$

а тепловий потік W_c , який віддається охолоджувачем у довкілля, визначається співвідношенням:

$$W_c = kF \frac{1-\xi}{-\ln \xi} \Delta\theta_0 = G_c c_m (1 - \xi). \quad (2.3)$$

У рівняннях (2.1)-(2.3) температури масла на вході і виході - це температури масла на вході і виході з охолоджувача, температура навколишнього середовища - це температура навколишнього повітря, питома теплоємність - це теплоємність масла, k - це коефіцієнт теплопередачі між маслом і повітрям $Вт/(К)$, а F - це площа поверхні теплопередачі охолоджувача.

Припускаючи, що температура масла лінійно розподілена по висоті, тепловий потік може бути виражений перевищенням середньої температури масла над температурою повітря:

$$\Delta\theta_m = (\Delta\theta_0 + \Delta\theta_c) / 2$$

$$W_c = g. \quad (2.4)$$

де теплова провідність охолоджуючої речовини щодо середнього перепаду температури:

$$g_{Tc} = 2kF \frac{\xi-1}{(\xi+1) \ln \xi} = 2G_c. \quad (2.5)$$

Зі збільшенням витрати оливи різниця температур між входом і виходом оливи з охолоджувача прямує до нуля, а коефіцієнт тепловіддачі охолоджувача прямує до очевидного граничного значення $g_{Tc \max} = kF$.

Коефіцієнт тепловіддачі охолоджувача k до повітря у наведеному вище рівнянні визначається, головним чином, коефіцієнтом тепловіддачі до повітря як функцією температури повітря і питомою теплоємністю C_m масла як функцією температури масла. Зі збільшенням витрати оливи різниця температур між входом і виходом оливи з охолоджувача прямує до нуля, а коефіцієнт тепловіддачі охолоджувача прямує до очевидного граничного значення $g_{Tc \max} = kF$.

Коефіцієнт тепловіддачі охолоджувача k до повітря у наведеному вище рівнянні визначається, головним чином, коефіцієнтом тепловіддачі до повітря як функцією температури повітря і питомою теплоємністю C_m масла як функцією температури масла.

Температурна залежність теплопровідності радіатора в діапазоні $\theta_a = \pm 50^\circ\text{C}$ може бути апроксимована з точністю не менше 0,2% наступною функцією ($k = k_g$ при $\theta_a = \theta_{ar} = 20,0^\circ\text{C}$):

$$f_{ca}(\theta_a) = k/k_r \approx 1 - 23 \cdot 10^{-4}(\theta_a - \theta_{ar}) + 11 \cdot 10^{-6}(\theta_a - \theta_r)^2 - 3 \cdot 10^{-8}(\theta_a - \theta_{ar})^3. \quad (2.6)$$

Температурна залежність питомої теплоємності нафти в різних джерелах описується різними лінійними залежностями. Для розрахунків можна використовувати апроксимацію - усереднення даних Форча і Вітмена та Еккарта:

$$f_{cm}(\theta_m) = c_m/c_{mr} = 1 + 5.45 \cdot (\theta_m - \theta_{mr}). \quad (2.7)$$

З урахуванням вказаних вище залежностей при моделюванні коефіцієнт ξ можна на кожному кроці перераховувати за виразом:

$$\xi = e^{-kF \cdot f_{ca}(\theta_a) / [G_c c_m f]}. \quad (2.8)$$

Для режиму охолодження M (при природній конвекції повітря) щільність теплового потоку радіатора зазвичай задається у вигляді

$$q_c = A \cdot \quad (2.9)$$

де значення показника z знаходиться в межах від 0,20 до 0,223 для різних типів радіаторів. У цьому випадку можна користуватися відношеннями (2.4), (2.5), якщо попередньо прийняти:

$$k = k_r \Delta \theta_1. \quad (2.10)$$

Співвідношення (2.9) і (2.10) враховують лише різницю температур між поверхнею радіатора і навколишнім повітрям, а не абсолютну температуру повітря. Існує більш точна залежність (для $z = 0,25$), яка враховує обидва наші значення:

$$k = k_r * [\Delta \theta_m * (\theta_{ar} + 273) / (\Delta \theta_{mr} (\theta_a + 273))]. \quad (2.11)$$

Ця залежність є суттєво нелінійною. Однак ця нелінійність є суттєвою лише тоді, коли різниця температур $\Delta \theta_m$ є низькою. Оскільки коефіцієнт kF множиться на $\Delta \theta_m$, то, отже, можна апроксимувати залежність (2.11) лінійною функцією з похибкою менше 2%:

$$\xi = kF/kF_r = 0,86 + 0,0048 * \Delta \theta_m - 0,0012. \quad (2.12)$$

2.3. Розрахунок сталого теплового режиму силового трансформатора

Найбільш правильним критерієм для розрахунку температур в різних точках трансформатора є середня температура масла в баку.

Якщо режими окремих охолоджувачів відрізняються, то середня температура і температура на виході, що входять у рівняння, яке визначає тепловіддачу, будуть відрізнятися від охолоджувача до охолоджувача. Температура на вході, що дорівнює температурі верхнього шару масла, є спільною для всіх охолоджувачів. Відношення теплового потоку, переданого охолоджувачами, до цієї температури:

$$W_{cn} = g_{T_{cn}} (1 + \xi) t. \quad (2.13)$$

Рівняння балансу теплового потоку, що підводиться до всіх охолоджувачів гарячої оливи, відводиться з охолоджувача охолодженою оливою і виділяється в повітря, виглядає наступним чином:

$$G(c_{mo}\Delta\theta_0 - c_{mb}\Delta\theta_b) = \sum_{n=1}^N W_{cn} = \Delta\theta_0 \sum_{n=1}^N g_{Tc} \quad (2.14)$$

Де G - загальне масове споживання оливи всіма охолоджувачами. Ця формула дозволяє пов'язати середню температуру і перевищення нижньої температури оливи в баку з перевищенням верхньої температури оливи:

$$\Delta\theta_m = k_m, \quad (2.15)$$

$$\Delta\theta_b = (2k_m - , \quad (2.16)$$

$$k_m = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{c_{mo}}{c_{mb}} - \frac{1}{G c_{mb}} \sum_{n=1}^N g_{Tcr} \right). \quad (2.17)$$

Тоді сумарний тепловий потік усіх охолоджувачів до повітря складає:

$$\sum_{n=1}^N W_{cn} = g_T, \quad (2.18)$$

де сумарна еквівалентна теплова провідність усіх охолоджувачів щодо середньої температури масла є

$$g_{Tce} = \frac{1}{2k_m} \sum_{n=1}^N g_{Tcn} (1 . \quad (2.19)$$

Середня температура масла в усталеному режимі визначається з рівняння повного балансу теплового потоку в системі охолодження трансформатора:

$$W_n = W_T + \sum_{n=1}^N W_{cn} = \Delta\theta_m. \quad (2.20)$$

З (2.20) одержуємо:

$$\theta_m = \frac{W_1}{g_T}. \quad (2.21)$$

Загальні втрати трансформатора включають втрати холостого ходу, які слабо залежать від навантаження трансформатора, і втрати навантаження (втрати короткого замикання), які пропорційні квадрату струму навантаження. Для розрахунку повних втрат зазвичай використовується наступна залежність.

$$W_n = W_{nr}(1 + RK^2)/C. \quad (2.22)$$

де $K = I/I_r$ (I_r — номінальний струм трансформатора), $R = W_{kзг}/W_{хх}$.

Насправді ж втрати навантажень залежать ще й від активного опору обмоток, який змінюється надійно від їх температури згідно із законом

$$r_w = r_w, \text{ де}$$

$$K_r = \frac{1 + \alpha \theta_{wm}}{1 + \alpha \theta_{wmr}} = \frac{235}{235}. \quad (2.23)$$

Середню температуру обмоток можна визначити з результатів, отриманих на попередньому кроці розрахунку, за такою формулою:

$$\theta_{wm} = \frac{(\theta_i - \theta_b)}{2}. \quad (2.24)$$

де θ_i — температура оливи на виході з каналів, що охолоджують, обмотки, θ_b — перевищення температури обмотки над температурою оливи, яке зазвичай приймається постійним по всій висоті обмотки.

Втрати холостого ходу поділяються на втрати в магнітопроводі W_m і додаткові втрати в обмотці W_w через вихрові струми. Останні обернено пропорційні опору обмотки і можуть бути виражені у вигляді коефіцієнта: $W_{BT} = W_E$. Позначаючи їх частку у втратах х.х.

певним коефіцієнтом, отримаємо уточнений вираз для визначення сумарних втрат у вигляді:

$$W_n/W_{nr} = K_n = [1 - K_f(1 - 1/K_R) + RK^2K_R]/(1 - K_f) \quad (2.25)$$

Для всіх типів систем охолодження перевищення $\Delta\theta_i = \theta_i - \theta_m$ під час стаціонарної роботи може бути розраховане з номінального робочого значення $\Delta\theta_{ir}$ за допомогою наступного рівняння:

$$\Delta\theta_i = \Delta\theta_{ir} K_v^y K_R^0, \quad (2.26)$$

де K_v – коефіцієнт, який враховує зміну кінематичній в'язкості оливи з температурою

$$K_v = (v/v_r) \quad (2.27)$$

Коефіцієнт приблизно враховує зміну температури масла в каналі обмотки і процеси, пов'язані зі швидкістю конвективного руху масла в результаті зміни втрат потужності в обмотці. Використання коефіцієнта K_v означає, що різниця температур пропорційна втратам потужності в ступені $y/2$. Якщо враховуються втрати на вихрові струми, замість цього використовується коефіцієнт відносних втрат в обмотці:

$$K_w = \frac{W_{nw}}{W_{nwr}} = (K_R K^2 R + K_f/K_R)/(R + K_f) \quad (2.28)$$

Тоді замість (2.26) отримаємо:

$$\Delta\theta_i = \Delta\theta_{ir} K_w^{y/2} K_R^0 \quad (2.29)$$

Коефіцієнт K_v розраховується за формулою:

$$K_v = 1/(A\theta^2 + Bt) \quad (2.30)$$

Аналогічно розраховується усталене перевищення $\Delta\theta_h$ температури найбільш нагрітої точки обмотки над температурою гарячого масла на виході з потоку обмотки:

$$\Delta\theta_h = \theta_h - \theta_i = \Delta\theta_{hr} K_w^{y/2} K_R^0. \quad (2.31)$$

2.4. Рівняння динаміки системи охолодження трансформатора

У перехідному режимі баланс теплового потоку (2.20) порушується, і температура різних частин трансформатора змінюється через різницю між теплом, що генерується в трансформаторі, і теплом, що віддається в навколишнє середовище.

Постійна часу всього трансформатора (зазвичай її називають постійною часу масла і позначають t_o) становить від десятків до сотень хвилин, що набагато більше, ніж постійна часу обмотки t_w (зазвичай від 7 до 15 хвилин). Тому, припускаючи, що за час, порівнянний з t_o , весь дисбаланс теплового потоку спрямований на зміну середньої температури, динаміку зміни середньої температури масла можна вважати незалежною від динаміки зміни температури обмотки. Цей процес описується лінійним диференціальним рівнянням першого порядку:

$$C_T * \frac{d\theta_m}{dt} = W_n - W_{TO} = W_n - g_{Te} \theta_m + . \quad (2.32)$$

де C_T — повна сумарна теплоємність трансформатора. Із врахуванням (2.21) і (2.25) отримаємо:

$$(C_T / g_{Te}) * \frac{d\theta_m}{dt} = (K_n g_{Ter} / g_{Te}) \Delta\theta_{mr} - \theta_n. \quad (2.33)$$

Із врахуванням (2.15) отримаємо рівняння для виразу при перевищенні температури ВШМ:

$$(C_T / g_{Te}) * \frac{d\theta_o}{dt} = (K_n g_{Ter} k_{mr} / g_{Te} k_m) \Delta\theta_{or} - \theta \quad (2.34)$$

При незмінних характеристиках C_T і відповідних коефіцієнтах рівняння (2.33) перетвориться до вигляду, що рекомендується вимогами МЕК:

$$[(1 + K^2 R)/(1 + R)]^x \Delta\theta_{or} = K_{11} \tau_0 * \frac{d\theta_0}{dt} + (\theta_0 \quad (2.35)$$

При розрахунку зміни максимальної температури точки нагріву (МНРТ) обмотки необхідно враховувати два елементи процесу:

Фактичну теплопровідність, тобто внаслідок нагрівання обмотки з урахуванням теплопровідності між обмоткою і маслом;

Це включає в себе швидкість потоку масла в каналі і зміну теплопровідності між обмоткою і маслом.

Рекомендується розділити перевищення МНРТ над температурою верхніх слоїв оливи $\Delta\theta_h$ на дві складових $\Delta\theta_h = \Delta\theta_{h1} - \Delta\theta_{h2}$ і використовувати вже два диференціальні рівняння:

$$(\tau_w k_{22}) * d\Delta\theta_{h1}/dt = k_{22} K^y * \Delta\theta_{hr} - , \quad (2.36)$$

$$(\tau_0 k_{22}) * d\Delta\theta_{h2}/dt = (k_{21} - 1) * K^y * \Delta\theta_{hr} - \quad (2.37)$$

Пропонується фізично правильнішим використовувати перевищення МНРТ над середньою температурою оливи $\Delta\theta_{hm} = \Delta\theta_h - \Delta\theta_m = \Delta\theta_i + \Delta\theta_{hi}$.

Тоді диференціальне рівняння для перевищення температури гарячої оливи на виході з каналів обмотки запишеться у вигляді:

$$\tau_{ow} * \frac{d\Delta\theta_i}{dt} = \Delta\theta_{ir} K_w^{\frac{y}{2}} K_R^{0.75} K_V^{0.9} . \quad (2.38)$$

Будемо вважати, що із цією ж постійною змінюється й теплова провідність між обмоткою і оливою. Її сталі значення в даному режимі навантаження визначатиметься відношенням:

$$g_{wou} = g_{wor} * K_w^{1-y/2} / K_R^0 . \quad (2.39)$$

В результаті диференціальне рівняння для провідності можна записати аналогічно виразу (2.38):

$$\tau_{0w} * \frac{dg_{w0}}{dt} = g_{wou} - g_{wo} = g_{wor} * K_w^{1-y/2} / K_R^{0.75} K_V^{0.9} \quad (2.40)$$

Тепер же умова балансу енергії, яка виділяється, поглинається і відводиться від обмотки, дає диференціальне рівняння для перегріву $\Delta\theta_{hi}$:

$$C_w * \frac{d\Delta\theta_{hi}}{dt} = W_{wr} K_w - g_{w0} . \quad (2.41)$$

де $C_w = \tau_{wr}$ — повна теплоємність обмотки трансформатора.

Рівняння (2.33), (2.34), (2.40) та (2.41) повністю описують динаміку теплових процесів в силовому трансформаторі. Слід також зазначити, що в цих рівняннях не використовується не коректно обумовлений емпіричний коефіцієнт, що є додатковою перевагою запропонованої методики.

РОЗДІЛ 3

МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

3.1. Проєктна модель трансформатора

У цьому розділі розроблено розрахункову модель трансформатора [6]. Ця модель дозволяє розраховувати трансформатори із заданими характеристиками. Вона призначена для розрахунку трансформаторів потужністю до 400 000 кВА, класів напруги до 500 кВ і з примусовими системами охолодження.

Математичну модель силового трансформатора W можна представити у вигляді:

$$W = \langle P, F \rangle, \quad (3.1)$$

$$P = \{P_i \mid P_i \in P \subset \mathbb{R} \wedge P_i = P_i(F)\}, \quad (3.2)$$

$$F = \{F_i \mid F_i \in F \wedge F_i(P) = \text{true}\}. \quad (3.3)$$

Тут P - ряд змінних, що являється підмножиною безлічі дійсних чисел $\mathbb{R}$; F – ряд логічних виразів, що описують відносини між змінними.

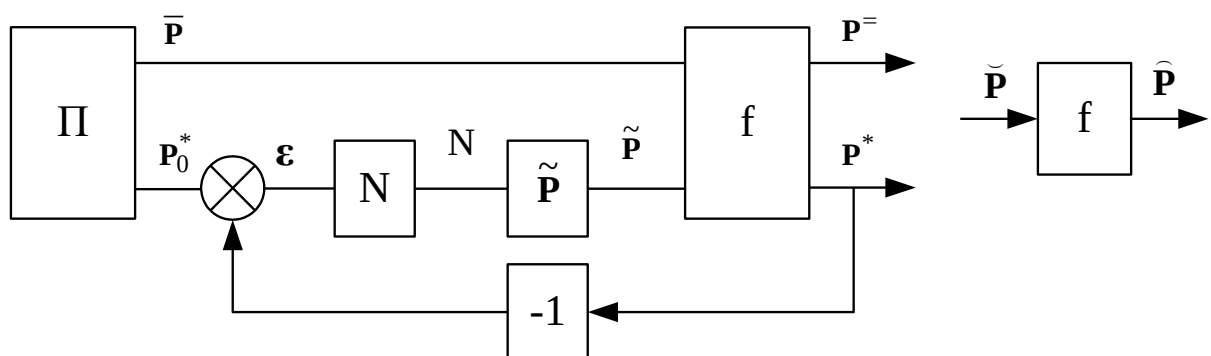


Рис. 3.1 – Структурна схема підсистеми моделі трансформатора.

Моделі конструкції трансформатора можуть бути реалізовані на основі односпрямованої функції f , яка виконує перевірочний розрахунок шляхом перетворення підмножини з вхідними значеннями, що характеризують

конструкцію трансформатора, у підмножину з вихідними значеннями, що характеризують робочі параметри трансформатора (рис. 3.1).

Тобто, ряд P є об'єднанням двох підмножин:

$$P = \tilde{P} \cup \hat{P}. \quad (3.4)$$

У свою чергу, підмножина $\tilde{P}$ об'єднує дві підмножини фіксованих змінних $\bar{P}$ й варійованих змінних $\tilde{P}$:

$$\tilde{P} = \tilde{P} \cup \bar{P}. \quad (3.5)$$

А множина $\hat{P}$ складається із підмножин результуючих значень $P^=$ та необхідних значень P^* :

$$\hat{P} = P^= \cup P^*. \quad (3.6)$$

Задача пошуку розв'язку полягає у визначенні значень усіх змінних у множині при фіксованих значеннях множини, що гарантує відповідність значень змінних у множині значенням, заданим проектувальником на початку пошуку, при будь-якому значенні змінних у множині.

Де Π - конструктор і задає значення змінних з множини та множини. На кожному кроці пошуку обчислюється відхилення $\varepsilon_i = P_{i0}^* - P_i^*$ та середньоквадратичне відхилення (рис. 3.1):

$$N = \frac{\sum_{i=1}^{N^*} \left(\frac{P_{i0}^* - P_i^*}{P_{i0}^*} \right)^2}{N^*}. \quad (3.7)$$

Задача вважається вирішеною, якщо знайдено такий стан множини $\tilde{P}$, при якому забезпечується рівняння $P^* = P_0^*$. Пошук же рішення здійснюється шляхом мінімізації нев'язкості методом Девідона – Флетчера – Пауелла.

Для керування системою охолодження використовуються розрахункові моделі силових трансформаторів. Тому особлива увага приділяється тепловим розрахункам. Модуль теплового розрахунку призначений для

визначення усталених значень температури в характерних точках трансформатора. Основними співвідношеннями при теплових розрахунках є [7, 8]:

1) логарифмічна різниця температур між оливою й повітрям, °С:

$$\Delta \vartheta_{m-\varepsilon} = \frac{P}{k_{F_2} F_2 N_t L_t} . \quad (3.8)$$

де P – тепловий потік, який відводиться охолоджувачами;

N_t – кількість труб охолоджувача;

L_t – довжина труб охолоджувача;

k_{F_2} – коефіцієнт теплопередачі;

2) потужність двигуна помпи, кВт:

$$P_{\partial.н.} = \frac{1}{\eta_n \eta_{\partial.н.}} \frac{\Delta p_{\text{м}}}{\rho_{\text{м}}} G_{\text{м}} . \quad (3.9)$$

де $\eta_n = 0,70$ – ККД помпи;

$\eta_{\partial.н.} = 0,750$ – ККД двигуна помпи;

$\Delta p_{\text{м}}$ – падіння статичного тиску оливи;

$G_{\text{м}}$ – масова витрата оливи;

$\rho_{\text{м}}$ – середня густина оливи;

3) сумарна потужність двигунів 2-х вентиляторів, кВт:

$$P_{\varepsilon} = \frac{1}{\eta_{\varepsilon} \eta_{\partial.в.}} \frac{\Delta p_{\text{в}}}{\rho_{\varepsilon}} G_{\varepsilon} . \quad (3.10)$$

де $\eta_{\varepsilon} = 0,60$ – ККД вентилятора;

$\eta_{\partial.в.} = 0,70$ – ККД двигуна вентилятора;

$\Delta p_{\text{в}}$ – падіння статичного тиску оливи;

$G_{\text{в}}$ – масова витрата оливи;

$\rho_{\text{в}}$ – середня густина повітря.

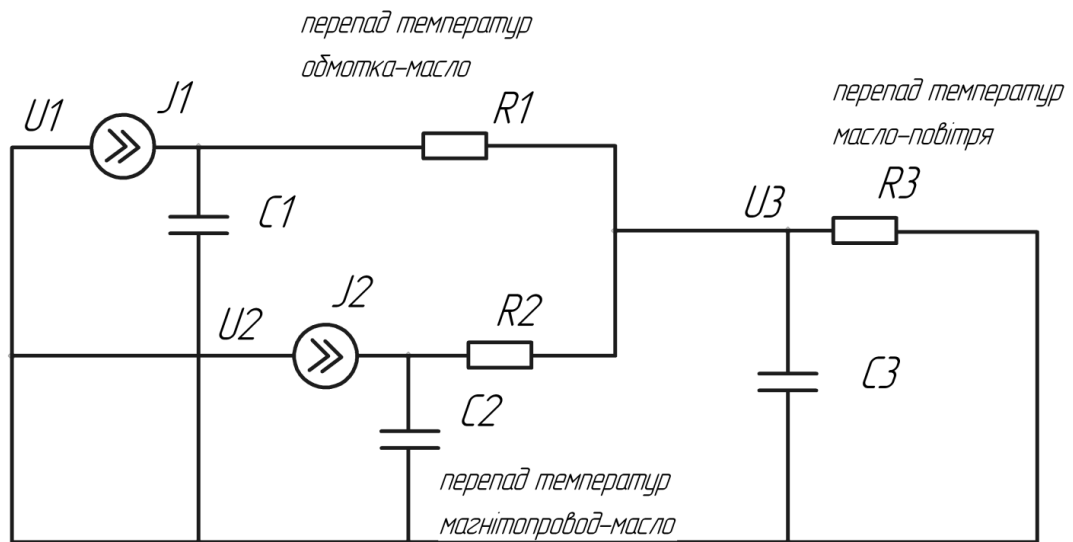


Рис. 3.2 – Електрична схема заміщення теплових процесів у трансформаторі

Для керування системою охолодження трансформатора необхідно прогнозувати температуру навколишнього середовища, яка є основним збурюючим фактором, та зміну температури в часі під впливом навантаження трансформатора. Електрична схема теплового процесу показана на рисунку 3.2. Тепло, накопичене в окремих тілах, відповідає ємностям $C1$, $C2$ і $C3$, тепловий опір - електричним опорам $R1$, $R2$ і $R3$, температура вище температури навколишнього середовища - потенціалам $U1$, $U2$ і $U3$, втрати в обмотках і втрати в магнітопроводі - джерелам струму $J1$ і $J2$.

В момент часу перевищення t температури обмотки, магнітопровода й оливи над температурою довкілля, що охолоджує, відповідно складуть Δu_1 , Δu_2 і Δu_3 . А за час dt ці перевищення температур будуть змінюватися на величину $d(\Delta u_1)$ (для обмоток), $d(\Delta u_2)$ (для магнітопроводу), $d(\Delta u_3)$ (для оливи).

Тоді рівняння динаміки теплових процесів в обмотках, магнітопроводі і оливі відповідно:

$$dt = \frac{m_1 c_1 d(\Delta v_1)}{P_{\text{оош}} - F_1 \alpha_1 (\Delta v_1 - \Delta v_3)}, \quad (3.11)$$

$$dt = \frac{m_2 c_2 d(\Delta v_2)}{P_{\text{хх}} - F_2 \alpha_2 (\Delta v_2 - \Delta v_3)}, \quad (3.12)$$

$$dt = - \left[\frac{m_1 c_1}{F_3 \alpha_3} \frac{d(\Delta v_1)}{(\Delta v_3 + t_s)} + \frac{m_2 c_2}{F_3 \alpha_3} \frac{d(\Delta v_2)}{(\Delta v_3 + t_s)} + \frac{m_3 c_3}{F_3 \alpha_3} \frac{d(\Delta v_3)}{(\Delta v_3 + t_s)} \right]. \quad (3.13)$$

Якщо ввести позначення:

$$\begin{aligned} a_1 &= m_1 c_1; a_2 = m_2 c_2; a_3 = m_3 c_3; b_1 = F_1 \alpha_1; b_2 = F_2 \alpha_2; b_3 = F_3 \alpha_3; dx_1 = d(\Delta v_1); \\ dx_2 &= d(\Delta v_2); dx_3 = d(\Delta v_3); x_1 = \Delta v_1; x_2 = \Delta v_2; x_3 = \Delta v_3; P_1 = P_{\text{оош}}; P_2 = P_{\text{хх}}; \end{aligned}$$

Отримаємо систему рівнянь процесу охолодження трансформатора:

$$\begin{cases} \frac{dx_1}{dt} = -\frac{b_1}{a_1} x_1 + \frac{b_1}{a_1} x_3 + \frac{P_1}{a_1}; \\ \frac{dx_2}{dt} = -\frac{b_2}{a_2} x_2 + \frac{b_2}{a_2} x_3 + \frac{P_2}{a_2}; \\ \frac{dx_3}{dt} = \frac{b_1}{a_3} x_1 + \frac{b_2}{a_3} x_2 - \frac{b_1 + b_2 + b_3}{a_3} (x_3 + t_s). \end{cases} \quad (3.14)$$

Для розв'язання (3.14) необхідно знайти коефіцієнти a_1 , a_2 і a_3 , що характеризують масу трансформатора, і розміри b_1 , b_2 і b_3 , що визначають процес теплопередачі.

Для мінімізації похибок розрахунку експериментально уточнюється коефіцієнт b_3 , що визначає тепловіддачу у довкілля. Для цього використовується підсистема моніторингу, яка надає експериментальні дані про температуру масла у верхньому шарі, температуру повітря та навантаження трансформатора для всіх комбінацій вимикачів в обладнанні системи охолодження за обраний період.

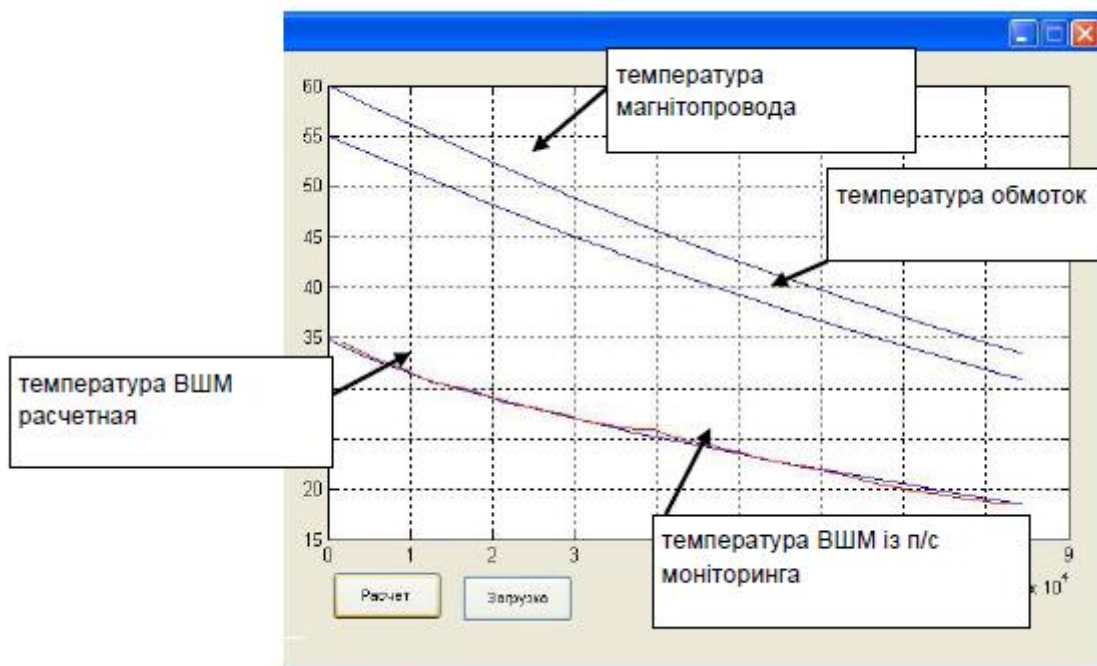


Рисунок 3.3 – Кілька кривих зміни температури побудовані на базі даних моніторингу

Для отримання уточненого значення коефіцієнта b_3 використовується декілька фрагментів кривої зміни температури у верхній частині оливи в залежності від часу, побудованої на основі даних моніторингу. Для заданого інтервалу часу формується система рівнянь (3.14). У це рівняння підставляються зміни втрат у трансформаторі та температури навколишнього середовища в реальному часі на заданому часовому інтервалі.

Пошук значення b_3 здійснюється методом змінної метрики. В якості функції мети використовується різниця ефективних значень між розрахунковою кривою, отриманою шляхом розв'язання системи рівнянь (3.14), і реальною кривою в точці, де підсистема моніторингу зафіксувала значення.

Коефіцієнт b_3 , отриманий таким методом для різних режимів роботи системи охолодження, є найбільш точним.

3.2. Алгоритм керування системою охолодження силового трансформатора

Розроблена у роботі модель дозволяє підтримувати робочий заданий температурний режим обладнання, мінімізуючи при цьому витрати електроенергії на охолодження.

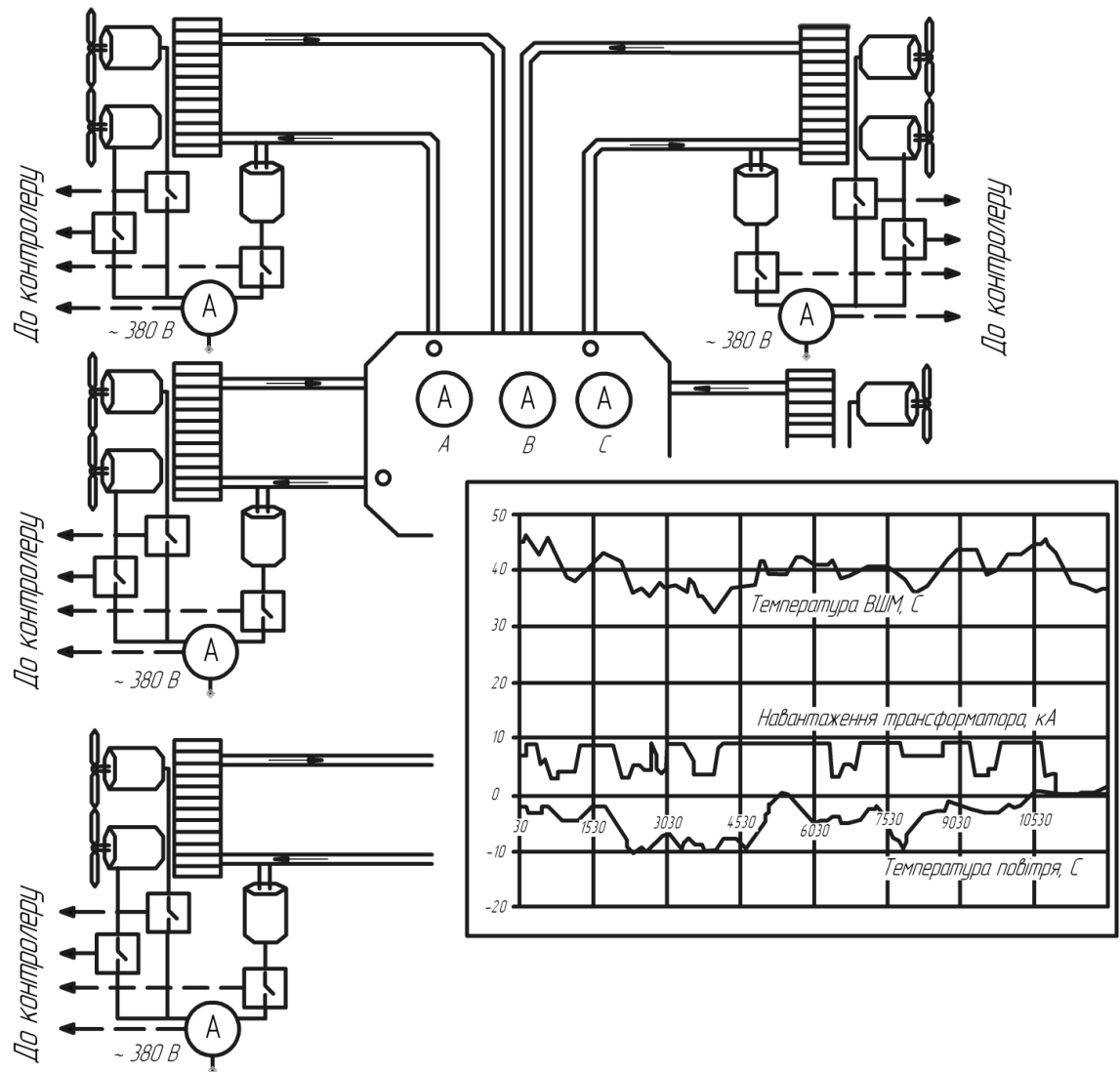


Рис. 3.4 – Схема керування охолодженням силового трансформатора.

Управління системою охолодження [9] здійснюється за схемою, наведеною на рис. 3.4. На трансформаторі встановлені датчики струму, напруги, потужності, температури верхньої межі масла (ТНМ), температури навколишнього середовища та стану масляного насоса і охолоджувача системи охолодження. Тренди контрольованих параметрів вказують на реакцію об'єкта на керуючу дію, аналіз якої дає оцінку теплового стану трансформатора.

Управління здійснюється не шляхом пробних дій на реальному об'єкті, а шляхом прогнозування теплового стану трансформатора на математичній моделі, яка враховує прогнозовані зміни навантаження трансформатора і температури навколишнього середовища.

Такі моделі можуть бути побудовані на основі двох підходів:

- 1) На основі розв'язання системи рівнянь (3.14);
- 2) на основі нейронних мереж, навчених на реальних трансформаторах.

У цьому дослідженні використовувалися два типи нейронних мереж: на основі чіткої логіки (прогнозування результатів керуючих впливів) та на основі нечіткої логіки (прогнозування зміни навантаження та температури навколишнього середовища).

Для створення нейронної мережі на основі чіткої логіки було розроблено математичну модель нейронів, яка представлена рівнянням

$$a = \sum_{i=1}^n w_i p_i + b, \quad y = f(a). \quad (3.15)$$

де p_i – вхідний сигнал;

w_i – вага синапсу;

n – число входів нейрону;

b – значення зсуву;

y – вихідний сигнал нейрону;

f – функція активації.

Використання нейронних мереж полягає в побудові відображення $X \rightarrow Y$. Розв'язання задачі за допомогою нейронної мережі означає побудову функції $Y(X)$ шляхом вибору синаптичних ваг Lw та зміщення b таким чином, щоб функція якості E була мінімальною для всіх пар (X_k, Y_k) .

Нейромережева модель для прогнозування реакції на керуючі впливи має два шари, 12 входів і 6 виходів, з тангенціальним сигмоїдом як функцією активації для першого шару і лінійною функцією для другого шару (рис. 3.5). На входи мережі подаються 12 значень навантаження трансформатора та

температури навколишнього середовища: $I_1 - I_6$ - навантаження трансформатора протягом 3 годин з 30-хвилинними інтервалами (6 значень); $t_{HC1} - t_{HC6}$ - температура навколишнього середовища протягом 3 годин з 30-хвилинними інтервалами (6 значень). Виходами є значення, що відповідають температурі масла у верхньому шарі: $t_{ВШМ1} - t_{ВШМ6}$. Критерієм якості навчання мережі є величина помилки, яка повинна бути в межах $E = 10^{-2}$.

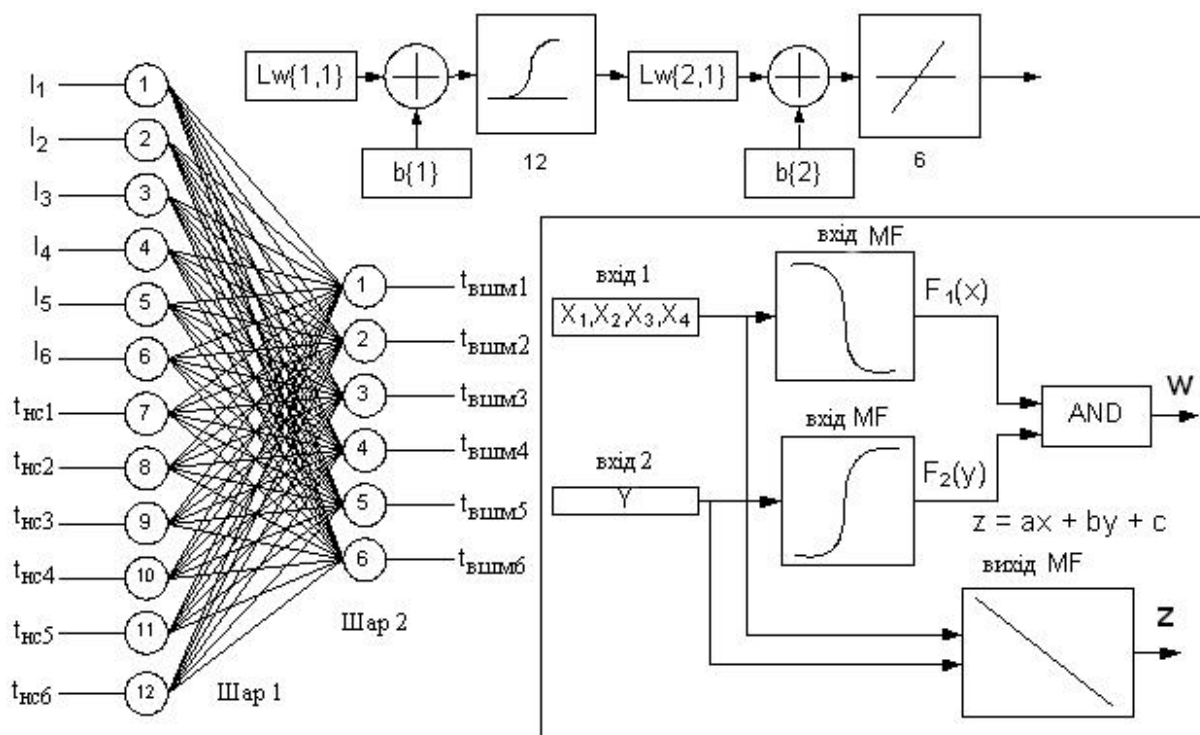


Рис. 3.5 – Структура нейронної мережі системи

Мережа навчається на основі статистичних даних, зібраних протягом тривалого періоду часу. Для навчання генерується тригодинна вибірка даних з однаковим обладнанням системи охолодження, що працює.

Для прогнозування теплового стану трансформатора на вхід мережі потрібно подати прогнози навантаження трансформатора та температури навколишнього середовища на наступні три години. Для генерації цих прогнозів система використовує нейронну мережу з нечіткою логікою. Нечітка логіка використовується через необхідність прогнозування даних, які часто є випадковими.

Математична модель сугестивної вивідної нечіткої мережі представлена наступним рівнянням:

$$F_{out} = \frac{\sum_{i=1}^N w_i z_i}{\sum_{i=1}^N w_i}, \quad (3.16)$$

Навчальна вибірка формується з даних за сім днів. Мережа отримує вектор з п'яти змінних з часовим інтервалом 30 хвилин, чотири з яких подаються на вхід 1 (x_1, x_2, x_3, x_4), а п'ята - на вхід 2 (y) як навчальні елементи. Для кожної вхідної змінної три лінгвістичні змінні задаються трикутною функцією належності (лінійною функцією). Для моделювання операції керування нейронна мережа навчається передбачати на початку кожного тригодинного інтервалу навантаження і температуру навколишнього середовища на наступні три години, температуру верхнього шару масла на наступні три години при різній кількості задіяних охолоджувачів, задану температуру верхнього шару в кінці цього тригодинного інтервалу можливість надати температуру масла у верхньому шарі в кінці цього тригодинного інтервалу.

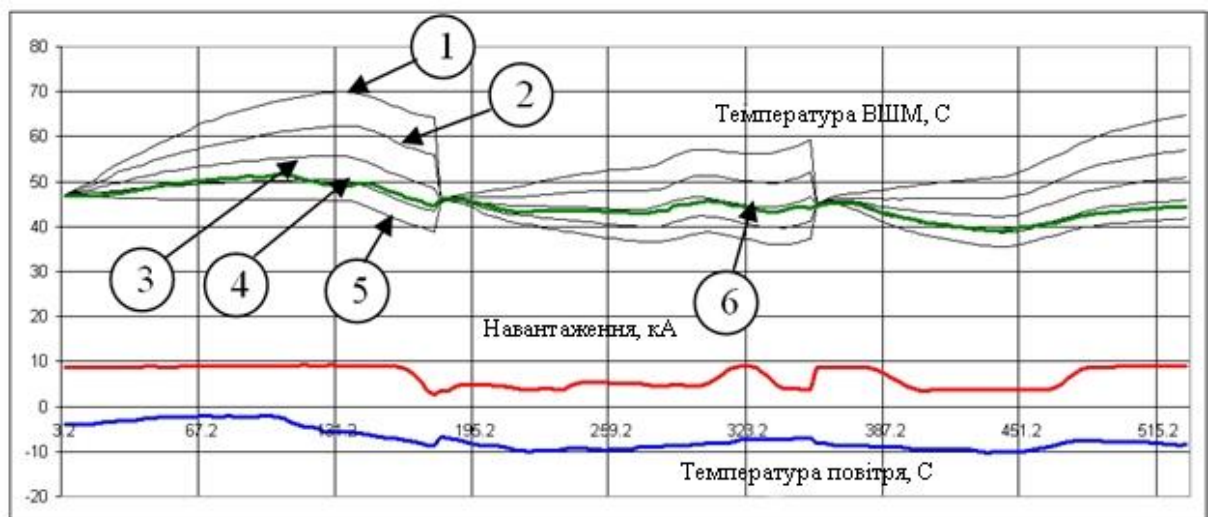


Рис. 3.6 – Результати роботи моделі керування охолодженням силових трансформаторів.

Результати роботи моделі графічно показані на рисунку 3.6. Для першого та третього тригодинних інтервалів система запропонувала використовувати чотири групи охолодження, для другого - три групи охолодження. Порівняння результатів моделювання з даними системи моніторингу показує досить точний збіг, що дозволяє говорити про ефективність створеної моделі.

РОЗДІЛ 4

ФАКТОРИ ТА ПОКАЗНИКИ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА ІНТЕНСИВНІСТЬ СТАРІННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

Завдяки накопиченому на сьогодні досвіду експлуатації високовольтних трансформаторів (багато з яких експлуатуються вже понад 40 років), результати періодичних перевірок можуть бути використані як корисний зразок.

Одним з факторів, що впливає на інтенсивність старіння оливи, є температура. Відомо, що збільшення навантаження трансформатора на 0,8% підвищує температуру масла в баку на 1°C [10]. Раніше як параметр, що характеризує вплив навантаження трансформатора на швидкість старіння оливи, використовували величину енергії, що проходить через трансформатор [10]. Отримані результати показали, що між величиною енергії та значенням індексу якості оливи існує значний зв'язок. Однак для розрахунку енергії необхідна інформація про навантаження трансформатора та добовий графік з моменту введення в експлуатацію. На жаль, така інформація недоступна для більшості трансформаторів. Тому для кількісної оцінки впливу режиму роботи трансформатора доводиться використовувати іншу характеристику.

Зв'язок між навантаженням трансформатора та температурою ізоляції можна вивести з наступних міркувань. Відомо, що перевищення температури трансформатора в усталеному режимі визначається наступним чином [11]:

$$\tau_c = \frac{\Delta P}{K \cdot S} \quad (4.1)$$

де K - коефіцієнт тепловіддачі із поверхні S трансформатора, ΔP - втрати потужності в самому трансформаторі.

В свою чергу, втрати потужності у трансформатора при номінальному режимі визначаються:

$$\Delta P_{\text{ном}} = P_{\text{xx}} + P_{\text{кз}} = P_{\text{xx}} * \left[1 + \frac{P_{\text{кз}}}{P_{\text{xx}}} \right]; \quad (4.2)$$

З формули (4.2), використовуючи номінальну потужність трансформатора у відн. од., можна записати:

$$\Delta P_{\text{ном}} = P_{\text{xx}} + P_{\text{кз}} * S_{\text{ном}}^2 = P_{\text{xx}} * [1 + d * S_{\text{ном}}^2], \quad (4.3)$$

де $S_{\text{ном}}^2$ — повна номінальна потужність у відн. од.

Отже, температура масла в баку трансформатора під час роботи визначається втратами потужності, що складаються з втрат холостого ходу і теплових втрат в обмотках, які залежать від навантаження і струму трансформатора. Оскільки втрати холостого ходу (х.х.) можна вважати постійними, зміни температури викликані змінами втрат навантаження. Величина втрат навантаження залежить від навантаження трансформатора, тобто потужності, що передається через трансформатор. Запропоновано використовувати значення потужності, що проходить через трансформатор, як параметр, що характеризує температурний режим трансформатора.

Вихідними даними для розрахунків є значення коефіцієнтів завантаження трансформаторів АК «Харківобленерго» з 2006 по 2019 роки та добові графіки споживання електроенергії для цих трансформаторів. Середньодобова потужність визначалася наступним чином:

$$P_{\text{ср.сут}} = \frac{1}{24} \int_0^{24} P * dt. \quad (4.4)$$

Після цього проводилося усереднення середньодобової потужності по кожному із показників за вказаний період:

$$P_{\text{ср.}} = \frac{1}{13} \sum_{i=1}^{13} P_{\text{ср.сут}i}. \quad (4.5)$$

За 13 років експлуатації було отримано значення середньодобової потужності, що дозволило оцінити вплив режимів роботи трансформаторів

на швидкість зміни показників якості масла. Вихідними даними слугували результати періодичного контролю стану масла в трансформаторах АК "Харківобленерго". Розглянемо результати для кожного з показників окремо.

4.1. Кислотне число оливи

З вихідного набору даних за допомогою критерію максимального кореляційного відношення було сформовано шість однорідних підмножин значень кислотності з однаковою швидкістю старіння [12]. Як видно з рисунка, існує дві чітко виражені області залежності значень кислотності від часу експлуатації. Період індукції, протягом якого значення показника залишаються практично незмінними, та період акселерації, протягом якого спостерігається значне зростання значення кислотності. З усіх проаналізованих підмножин лише у підмножині М1 значення кислотності перевищували граничне значення, тому для оцінки сили старіння використовували дві характеристики: тривалість індукційного періоду та величину приросту кислотності після 25 років експлуатації.

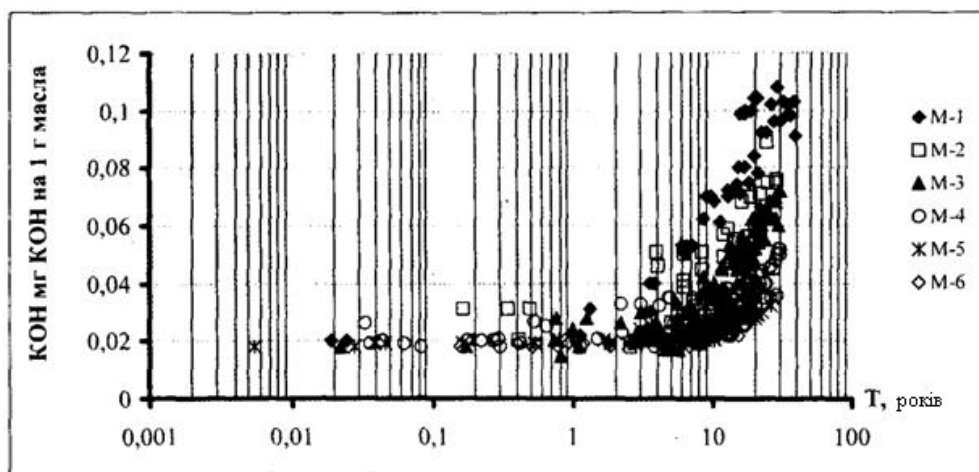


Рис. 4.1. – Залежність кислотного числа оливи від часу експлуатації для шести підмножин однорідних даних

Розподіл середньодобової потужності за підгрупами кислотного числа показано на рис. 4.2. Порівнюючи залежності на цих рисунках, легко

побачити, що між інтенсивністю окислення оливи та навантаженням трансформатора існує безумовний зв'язок. Крім того, на рис. 4.2 видно, що середні значення потужності дуже компактно розподілені в межах кожної підгрупи, причому кількість «крайніх точок» набагато менша, ніж кількість «викидів».

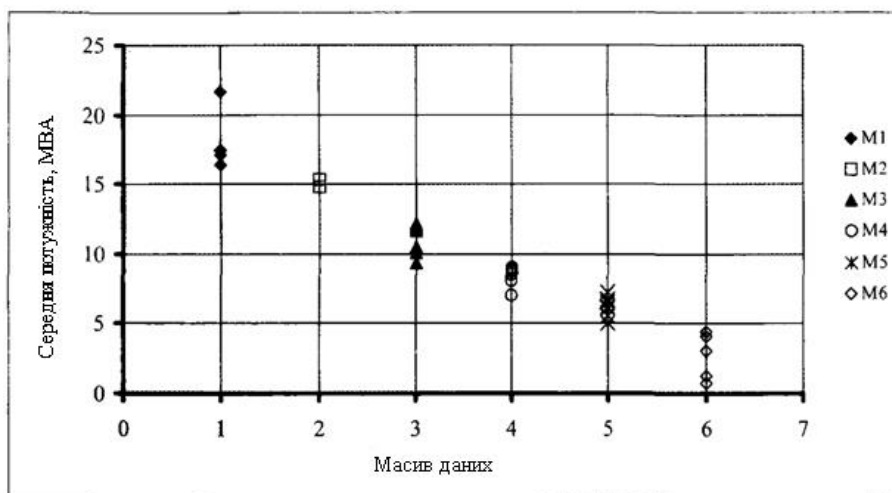


Рис. 4.2. – Розподіл середньодобової потужностей по підмножинах кислотного числа трансформаторної оливи

Безпосередній інтерес представляє також вивчення залежності індукційного періоду і збільшення кислотності від середньодобового значення продуктивності після 25 років експлуатації. Ці залежності показані на рис. 4.3 та 4.4 відповідно.

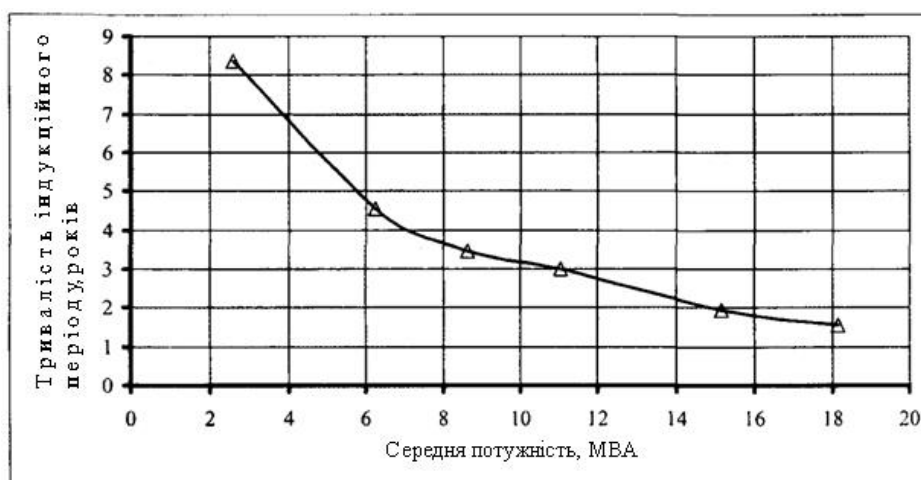


Рис. 4.3 – Залежність тривалості індукційного періоду кислотного числа трансформаторної оливи від середньої потужності

Як видно з рис. 4.3, тривалість періоду індукції кислотного числа зменшується зі збільшенням середньої потужності трансформатора. При цьому максимальне значення періоду індукції спостерігається для трансформаторів з середньою потужністю, що не перевищує 5 МВт А (підгрупи МВ і М5). Мінімальне значення періоду індукції спостерігається для трансформаторів із середньою потужністю понад 15 МВА (підгрупи М1 і М2).

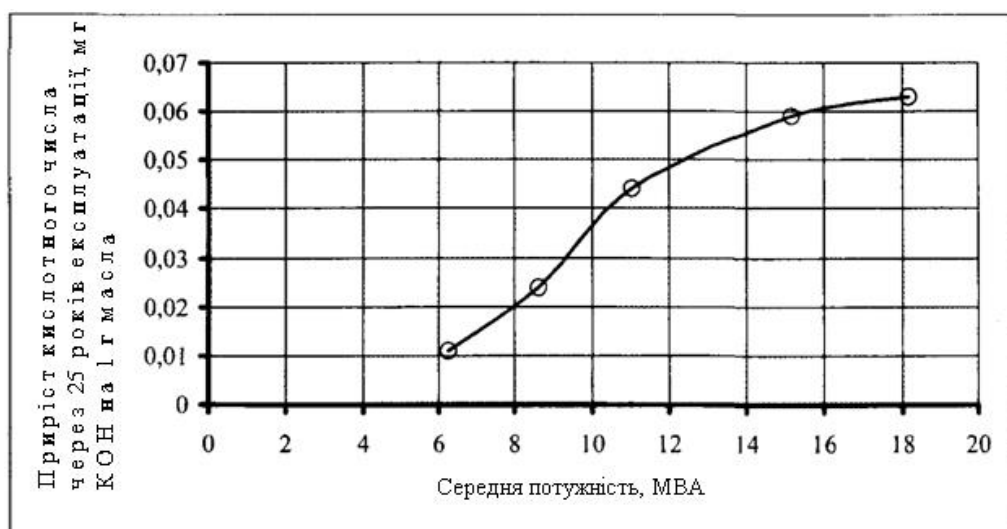


Рис. 4.4. – Залежність приросту кислотності через 25 років експлуатації від середньої потужності трансформаторів

На рис. 4.4 показано залежність зростання кислотного числа після 25 років експлуатації від середньої потужності трансформатора. Як видно з рисунка, значення кислотності після 25 років експлуатації зростає зі збільшенням середньої потужності. При цьому максимальні значення зростання кислотного числа (підмножини М1 і М2) відповідають максимальному значенню потужності. Важливо відзначити, що крива на рис. 9.13 має яскраво виражений тренд насичення. Це свідчить про те, що збільшення кислотності не може бути нескінченно великим, оскільки концентрація молекул, що не прореагували, з часом зменшується.

4.2. Вміст в оливі водорозчинних кислот

Зі всіх проаналізованих трансформаторів водорозчинні кислоти були виявлені тільки у трансформаторів, чия середня потужність за останні 15 років перевищувала 16 МВА (це підмножина 1 на рис. 4.1). Це трансформатори п/с "Левада" Т-1 $P_{\text{ср}} = 21,5$ МВА, п/с "Рудна" Т-1 $P_{\text{ср}} = 17,4$ МВА та п/с "Рудна" Т-2 $P_{\text{ср}} = 16,5$ МВА. Залежності вмісту в оливі водорозчинних кислот від часу експлуатації для вказаних трансформаторів приведені на рис. 4.5.

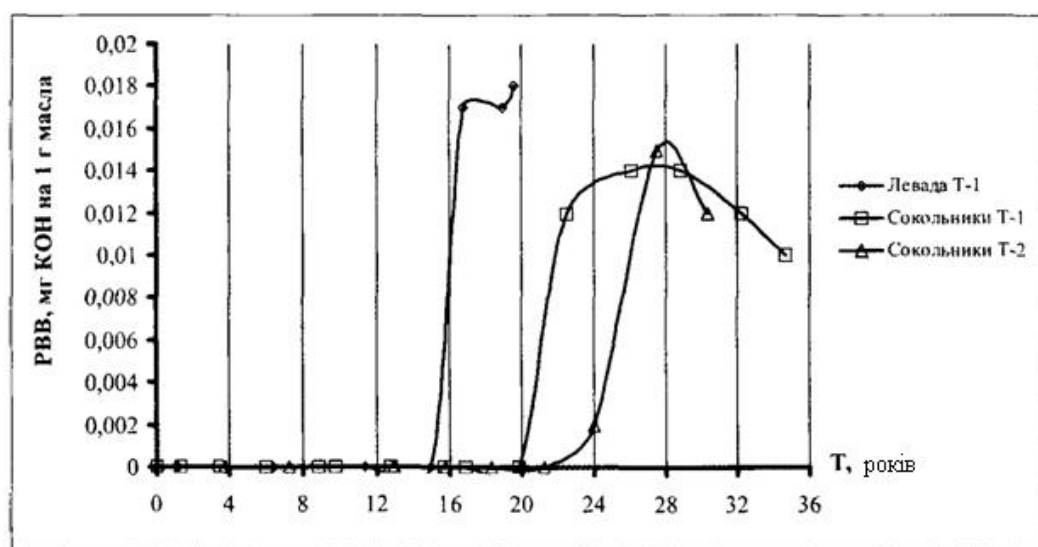


Рис. 4.5 – Залежність вмісту в оливі водорозчинних кислот від часу експлуатації трансформаторів

Як видно з рис. 4.5, залежність часу роботи від водорозчинних кислот має ті ж самі дві ділянки, що й залежність кислотного числа нафти. Основною відмінністю є тривалість індукційного періоду. Для оцінки швидкості росту використовували максимальну концентрацію водорозчинної кислоти. Порівнюючи середні значення потужності цих трансформаторів із залежностями, показаними на рисунку 4.5, легко побачити, що як індукційний період, так і максимальна концентрація водорозчинної кислоти чітко залежать від навантаження трансформатора.

Цю тенденцію підтверджують рис. 4.6 та 4.7, на яких показано залежність періоду індукції та максимального значення розчинної кислоти від середньої потужності трансформатора. Як видно з рис. 4.6, тривалість періоду індукції зменшується зі збільшенням середньої потужності. При цьому збільшення середньої потужності на 5 МВА зменшує індукційний період на 7 років.



Рис. 4.6 – Залежність тривалості індукційного періоду вмісту в оліві водорозчинних кислот від середньої потужності

На рисунку 4.7 показано, що максимальна концентрація водорозчинної кислоти зростає зі збільшенням середньої потужності. При збільшенні середньої вихідної потужності на 5 МВА максимальна концентрація водорозчинної кислоти збільшується на 0,004 міліграма КОН на грам олії. На жаль, через обмежену кількість даних не вдалося визначити, як ці властивості будуть поводитися в більш широкому діапазоні потужностей, і це питання підлягає подальшому дослідженню.



Рис. 4.7 – Залежність максимальної концентрації водорозчинних кислот від середньої потужності трансформатора

4.3. Температура спалаху оливи

Цей показник [13] характеризується не тільки дрейфом під впливом експлуатаційних операцій, але й систематичним зсувом часового ряду температури спалаху. Цей зсув зумовлений різними значеннями показника під час заливання оливи. Тому вплив навантаження трансформатора на величину дрейфу температури спалаху було оцінено шляхом розгляду значень температури спалаху на момент заповнення бака трансформатора маслом. Як показано на рис. 4.8, важливо зазначити, що навіть якщо значення температури спалаху на момент заливання масла є порівнянними, динаміка зміни може дуже відрізнитися.

Як видно з рис. 4.8, незважаючи на те, що значення показників на момент заповнення майже однакові, часові ряди показників, наведені на рисунку, відрізняються як за тривалістю індукційного періоду, так і за величиною підвищення температури спалаху після 25 років експлуатації. Середні значення потужності цих трансформаторів, Левада Т-1 $P_{\text{ср}} = 21,5$ МВА, Світло Шахтаря Т-1 $P_{\text{ср}} = 11,7$ МВА та Жуковського Т-1 $P_{\text{ср}} = 8,7$ МВА. Отримані середні значення потужності добре відображають залежності, наведені на рис. 4.8.

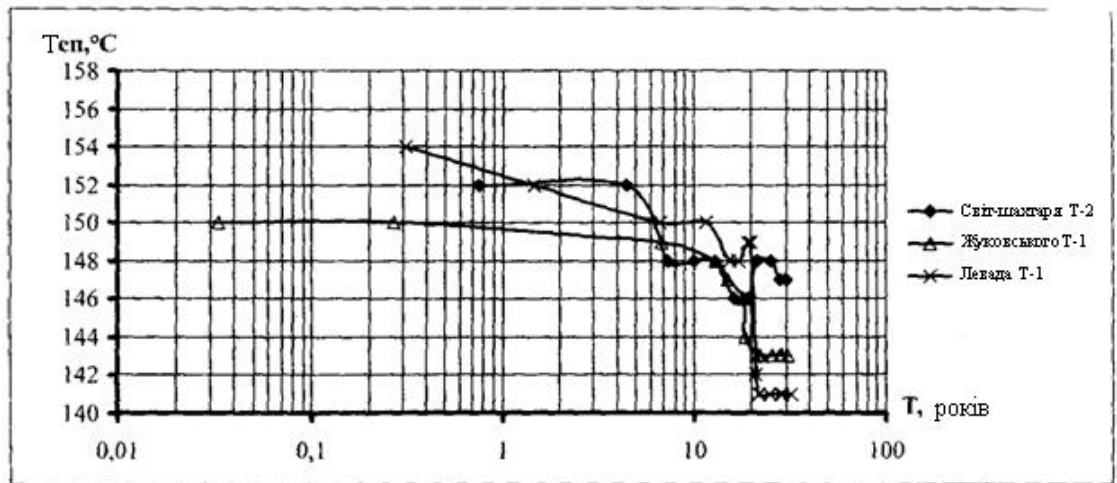


Рис. 4.8 – Залежність температури спалаху трансформаторної оливи від часу експлуатації трансформаторів АТ “Харьковобленерго”, в яких значення даного показника на момент заливки перевищувало $150,0^{\circ}\text{C}$.

На рис. 4.9 показано залежність температури спалаху від середньої потужності в період індукції для трансформаторів з різними індексами заповнення масла.



Рис. 4.9 – Залежності тривалості індукційного періоду температури спалаху від середньої потужності для трансформаторів, які мають різне значення показника на момент заливки оливи

Як видно з рис. 4.9, тривалість індукційного періоду зменшується зі збільшенням середньої потужності. У той же час, крива переміщується в область менших значень потужності, оскільки температура спалаху мастила знижується (зростає концентрація низькокиплячих домішок). Це означає, що для скорочення тривалості індукційного періоду потрібні значно м'якші температурні умови, ніж для аналогічного скорочення індукційного періоду з оливою з вищою початковою температурою спалаху.

На рис. 4.10 показано залежність середньої потужності від підвищення температури спалаху після 25 років експлуатації для трансформаторів з різними температурами спалаху при заповненні оливою.



Рис. 4.10 – Залежності значення приросту температури спалаху через 25,0 років експлуатації від середньої потужності для трансформаторів, які мають різне значення температури спалаху на момент заливки оливи

З рис. 4.10 видно, що існує чітка тенденція до збільшення величини приросту вказаної величини зі збільшенням навантаження трансформатора. При цьому величина приросту залежить не тільки від середнього значення потужності, але і від якості оливи, що заливається. Чим нижче температура спалаху на момент заливки, тим менше значення приросту. Це пов'язано з

тим, що зі зниженням якості оливи зменшується концентрація молекул, що не прореагували.

4.4. Пробивна напруга трансформаторної оливи

Вплив навантаження трансформатора також впливає на зміну напруги пробою. Цей вплив проілюстровано на рисунку 4.11, де показано залежність пробивної напруги від часу роботи трьох трансформаторів АТ «Харківобленерго». Як видно з рис. 4.11, темпи зміни пробивної напруги зазначених вище трансформаторів суттєво відрізняються.

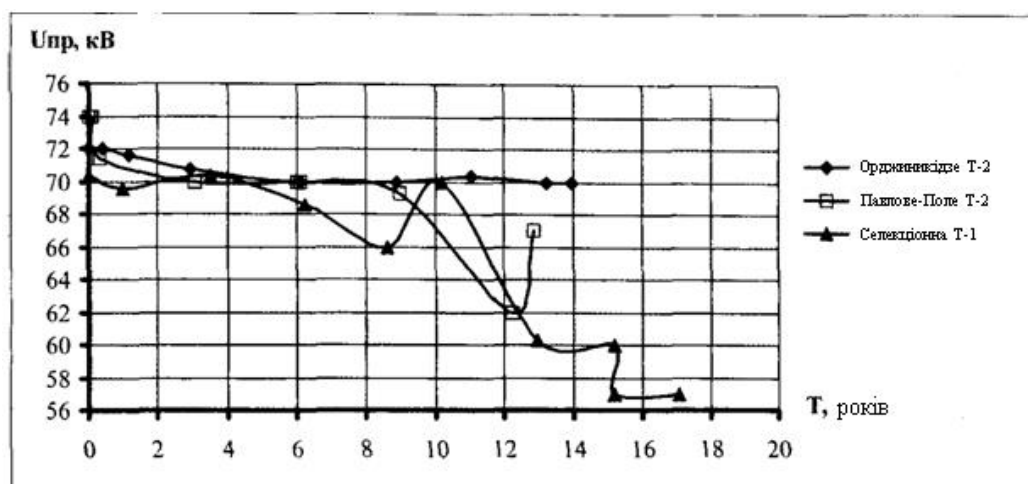


Рис. 4.11 – Залежності пробивної напруги трансформаторної оливи від часу експлуатації.

Існує той факт, що дані трансформатори протягом останніх 15 років експлуатації мали наступні значення середніх потужностей: п/с "Селекційна" Т-1 $P_{cp} = 17,2$ МВА, п/с "Павлове поле" Т-2 $P_{cp} = 8,76$ МВА и п/с "Орджоникідзе" Т-2 $P_{cp} = 4,12$ МВА. Порівнюючи значення потужностей та розташування кривих на рис. 4.11, бачимо, що інтенсивність зниження пробивної напруги збільшується при погіршенні умов експлуатації. До подібних висновків можна прийти, якщо аналізувати залежність тривалості індукційного періоду пробивної напруги від середньої потужності трансформаторів, наведену на рис. 4.12.



Рис. 4.12 – Залежність тривалості індукційного періоду пробивної напруги оливи від середньої потужності трансформаторів

Як видно з рис. 4.12, тривалість індукційного періоду зменшується зі збільшенням навантаження трансформатора. Це можна пояснити тим, що з підвищенням робочої температури ізолятора зростає інтенсивність процесу старіння, внаслідок чого збільшується концентрація продуктів старіння, які знижують міцність масла. Залежність збільшення пробивної напруги трансформаторного масла після 15 років експлуатації від середньої потужності трансформатора показана на рис. 4.13.



Рис. 4.13 – Залежність приросту пробивної напруги трансформаторної оливи через 15 років експлуатації від середньої потужності трансформаторів, що мають різне значення температури спалаху на момент заливки оливи

РОЗДІЛ 5

ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Найбільш важливими та ефективними методами діагностики робочих частин силового трансформаторного обладнання є метод низьковольтних імпульсів (НІ) [14], вимірювання опору короткого замикання (Z_k) для контролю механічного стану обмотки після протікання наскрізного струму короткого замикання (КЗ) [14], в поєднанні з контролем основних характеристик ізоляції ($R_{ізол.}$, $\tan \delta$ та ін.). Контроль рівня часткових розрядів (ЧР) в ізоляції вводів та обмоток. Ці кілька методів діагностики можуть охоплювати як геометрію обмотки, так і стан ізоляції. Це дає досить об'єктивну загальну картину «здоров'я» робочих частин силового трансформатора в світлі наведеного вище аналізу пошкоджень.

Інші елементи, необхідні для комплексної системи діагностики, включають вимірювання рівня вібрації для оцінки стану обмоток, стану магнітопроводів, систем охолодження силових трансформаторів, фізико-хімічний аналіз трансформаторного масла та інші методи [15]. Діагностика трансформатора TDM (Transformer Diagnostics Monitor) та хроматографічного аналізу газів, розчинених у трансформаторному маслі, можуть бути дуже корисними при оцінці стану електрообладнання.

5.1. TDM – сучасна система моніторингу та діагностики технічного стану силових трансформаторів

Система TDM (Transformer Diagnostic Monitor) призначена для безперервного моніторингу та аналізу технічного стану високовольтних трансформаторів. Вона використовується для реєстрації та збору інформації в режимі безперервного моніторингу та контролю. Дозволяє аналізувати параметри основних підсистем трансформатора і робити вичерпні висновки про стан трансформатора.

Система моніторингу TDM аналізує стан наступних підсистем та елементів трансформатора з метою оцінки загального технічного стану трансформатора

1. контроль технічного стану маслонаповнених вводів трансформатора. В процесі контролю стану вводу вимірюється струм, що проходить, і виконуються розрахунки тангенса кута втрат і $C1$.

2. моніторинг зміни геометрії обмотки трансформатора після виникнення аномалії в обмотці трансформатора, шляхом розрахунку параметрів Z_k

3. моніторинг стану РПН трансформатора за температурою бака, акустичним парціальним розрядом, вібрацією під час перемикачів і споживаною потужністю електродвигуна приводу РПН

4. контроль температурного режиму трансформатора і управління системою охолодження трансформатора. 5. оцінка технічного стану масляних насосів і вентиляторів системи охолодження.

5. реєстрація перенапруг та імпульсних струмів на обмотках трансформатора, контроль роботи реле захисту трансформатора.

6. моніторинг параметрів стану трансформатора (наприклад, вологості масла), визначених іншими системами діагностики.

На основі ряду окремих діагностик може бути проведена комплексна оцінка трансформатора для прогнозування стану трансформатора і виникнення дефектів. Важливою перевагою системи є те, що можна проаналізувати тенденції виникнення несправностей і визначити залишковий термін служби.

Все основне обладнання системи моніторингу встановлюється поруч з трансформатором. Вона змонтована в захисній шафі і складається з п'яти основних модулів.

Модуль 1: Центральний обчислювальний модуль системи, який взаємодіє з усіма діагностичними підсистемами та верхньою системою керування технологічним процесом. Тут також розміщено вторинне

обладнання системи моніторингу температури та вологості масла в трансформаторі.

Модуль 2: Цей модуль містить систему моніторингу кондуктивного струму на вводах трансформатора, аналогічну приладу R1500/6.

Модуль 3: Цей модуль містить систему моніторингу технічного стану перемикача РПН трансформатора.

Модуль 4: Модуль 4 містить систему моніторингу технічного стану системи управління охолодженням трансформатора, масляних насосів і вентиляторів.

Модуль 5: Реєстратор перенапруг та імпульсних струмів в обмотках трансформатора.

Основні можливості системи моніторингу TDM.

- Оперативна on-line оцінка технічного стану трансформаторів, виявлення дефектів стану.
- Підготовка та видача рекомендацій щодо особливостей експлуатації трансформатора, необхідності та термінів проведення ремонтних робіт.
- Контроль систем охолодження трансформаторів і роботи пристроїв РПН.
- Реєстрація актуальної інформації про нормальні та передаварійні події на трансформаторах.
- Інтеграція системи моніторингу трансформаторів в систему диспетчерського управління енергосистеми.

Моделі підсистем трансформатора, що використовуються для діагностики:

- Аналіз впливу режиму експлуатації на стан ізоляції обмоток, визначення навантажувальної здатності та розрахунок терміну служби трансформатора згідно з ГОСТ 14209-97.
- Діагностика стану маслонаповнених вводів на основі часової і температурної залежності проведеного струму і тангенса кута втрат вводу.

- Аналіз деформації обмоток на основі оперативних розрахунків параметрів Z_k після електродинамічних впливів на обмотки трансформатора.
- Визначення технічного стану РПН під навантаженням на основі аналізу вібраційних та енергетичних параметрів, що реєструються в процесі перемикання.
- Контроль і аналіз технічного стану елементів системи охолодження на основі параметрів пускових і робочих режимів електродвигуна.
- Використання в діагностичній моделі додаткової інформації від датчиків вологості.

Параметри технічного стану трансформатора, контрольовані системою TDM:

Система охолодження трансформатора:

- Температура оливи у верхній точці баку трансформатора.
- Рівень оливи в баку трансформатора.
- Температура і вологість довкілля.
- Стан елементів системи охолодження (включення - відключення насосів та вентиляторів).
- Режим роботи системи охолодження - ручний/автоматичний.

Стан обмоток трансформатора:

- Максимально-розрахункова температура обмоток трансформатора.
- Наявність зміни форми обмоток після електродинамічної дії струмів.

Навантажувальні та експлуатаційні параметри:

- Струми 3-х фаз трансформатора, на стороні ВН або НН.
- Напруга 3-х фаз, на стороні ВН і НН. Визначаються по струмах провідності введів.

Стан оливонаповнених введів трансформатора:

- Контроль тангенса кута діелектричних втрат введів й величини ємності C_1 .
- Тиск у вводах, високий - низький поріг.

Стан та режим роботи РПН трансформатора:

— Температура бака РПН, в порівнянні із температурою бака трансформатора.

— Вібраційний контроль стану приводу й наявності дуги у контакторі.

— Акустичний контроль часткових розрядів (ЧР) в баці РПН.

— Положення РПН.

— Рівень оливи в баці РПН.

Сигнали із найбільш відповідальних приладів захисту і блокування трансформатора:

— Стан газового реле.

— Тиск в баці трансформатора.

Датчики, які стандартно встановлюється в системах моніторингу TDM:

- Датчик DB-1 (DB-2), який реєструє струм, що проходить в маслонаповненій втулці.

- Датчик вібрації та акустичний датчик часткових розрядів в одному корпусі, що реєструє процеси всередині пристрою РПН.

- Датчики температури для стаціонарного встановлення на баку трансформатора і на поверхні пристрою РПН.

- Датчик вологості і датчик температури навколишнього середовища, інтегровані в одному корпусі.

- Струмовимірювальний трансформатор 5/5 ампер для реєстрації струму однієї фази трансформатора, струму електродвигуна пристрою РПН і струму електродвигуна системи охолодження (вибирається відповідно до параметрів, що контролюються).

- Датчик ємності низьковольтної напруги трансформатора (тільки для 6-10 кВ), необхідний для контролю зміни геометричних розмірів обмотки (за допомогою параметра Z_k).

Додаткові функції, які можуть бути реалізовані в системах TDM.

Системи моніторингу ТДМ орієнтовані на виконання діагностичних функцій і призначені для оперативної оцінки технічного стану

трансформаторів. Таким чином, вони можуть бути складовою частиною більш складних систем з розширеними функціями реєстратора та аналізатора режимів і аварійних ситуацій вузлів енергосистеми з урахуванням якості та кількості електроенергії.

Вбудовані у цю систему моніторингу функції діагностики можуть бути також розширені ще й додатковими підсистемами.

— Реєстрація й аналіз часткових розрядів (ЧР) на вводах та всередині трансформатора. Як технічні засоби для цієї мети застосовується модифікована версія приладу [CCM-12](#), виробництва даної фірми, яка також враховує особливості діагностики ЧР в трансформаторах.

— Аналіз розчинених газів в оливі. Для цього до системи підключається прилад фірми HYDRAN або іншої з аналогічними функціональними можливостями.

Підключення аналогових сигналів, які можуть надходити від інших систем та приладів контролю й діагностики, склад яких визначається при кожній конкретній інсталяції системи.



Рис. 5.1. Елементи моніторингу системи TDM

5.2. Економічна ефективність запровадження системи моніторингу TDM

Оцінка техніко-економічних показників обладнання передбачає прийняття рішення про вибір між продовженням експлуатації, капітальним ремонтом або заміною існуючих трансформаторів на нові. Для прийняття оптимального рішення необхідно проаналізувати низку факторів, включаючи втрати в трансформаторі, річні графіки навантаження, витрати на технічне обслуговування та наявність аварійних ситуацій.

Для аналізу експлуатаційних витрат існуючих трансформаторів була розроблена підсистема підтримки прийняття рішень щодо ремонту та заміни трансформаторів (ППР) у складі Системи оптимізації життєвого циклу силових трансформаторів (СОЖЦ), яка надає необхідну інформацію про поточний техніко-економічний стан обладнання.

Основним завданням підсистеми ППР є мінімізація витрат на технічне обслуговування та перехід до ремонту обладнання на основі його технічного стану. Були розроблені наступні моделі проектування та діагностики:

1) При заміні існуючого трансформатора підсистема проектування використовується для оцінки економічної ефективності обладнання шляхом розрахунку терміну окупності нового трансформатора за рахунок втрат, економії витрат на обслуговування та підвищення експлуатаційної надійності;

2) Оцінка технічного стану трансформатора за допомогою діагностичних алгоритмів підсистеми моніторингу.

Завдання оцінки техніко-економічних показників трансформаторів ускладнюється тривалим терміном експлуатації об'єкта (30-50 років) і його високим ККД (98-99%). Відомо, що завдяки вдосконаленню технології виготовлення трансформаторів втрати в них зменшуються на 15-20% кожні 10 років. Тому можна провести аналіз мінімізації витрат і запропонувати заміну трансформатора кожні 10 років.

Техніко-економічна оцінка експлуатації обладнання зводиться до збору інформації в період експлуатації; джерелами інформації в СОЖЦ є наступні (рис. 5.2)

- 1) підсистеми проектування, які надають інформацію про варіанти заміни трансформаторів, їх вартість та характеристики;
- 2) підсистема моніторингу, яка надає дані про поточний стан трансформаторів та їх основні експлуатаційні параметри
- 3) допоміжний алгоритм попередньої обробки та аналізу інформації про трансформатори.

Для вирішення завдання підсистема ППР використовує п'ять алгоритмів для надання інформації процесору. Процесор використовує динамічне програмування для пошуку найкращого режиму роботи трансформатора.

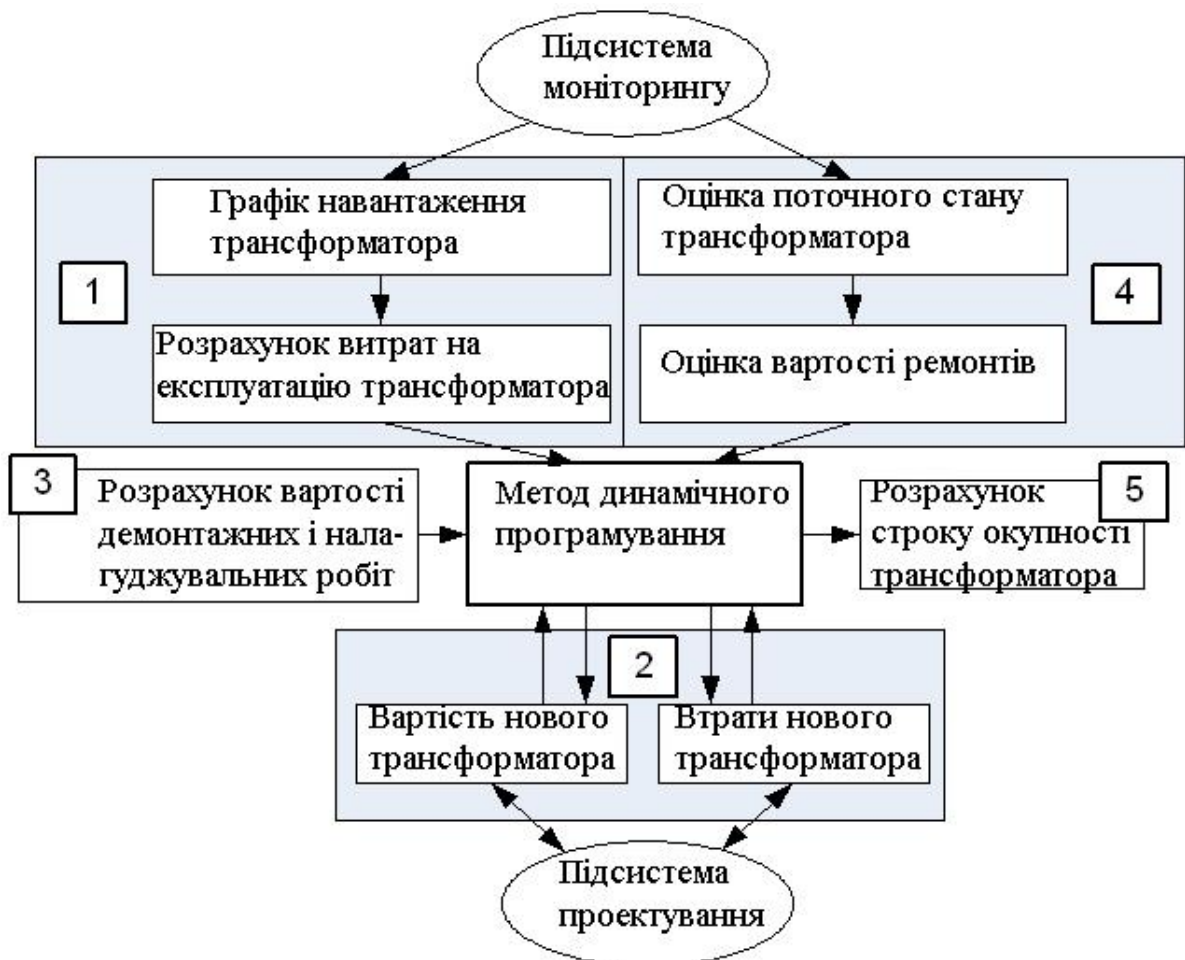


Рис. 5.2. – Модель заміни обладнання.

Перший алгоритм розраховує середні втрати обладнання на основі графіка навантаження за весь термін служби, який використовується для розрахунку експлуатаційних витрат існуючих трансформаторів. Отримана інформація вводиться в алгоритм підсистеми, що оцінює економічну ефективність трансформатора. Потім алгоритм активується для оцінки економічної ефективності експлуатації порівняно з найкращим варіантом трансформатора для заміни. Четвертий алгоритм розраховує вартість демонтажних, монтажних та пусконаладжувальних робіт, пов'язаних із заміною трансформатора. Процесор призначений для пошуку рішень з мінімальними витратами.

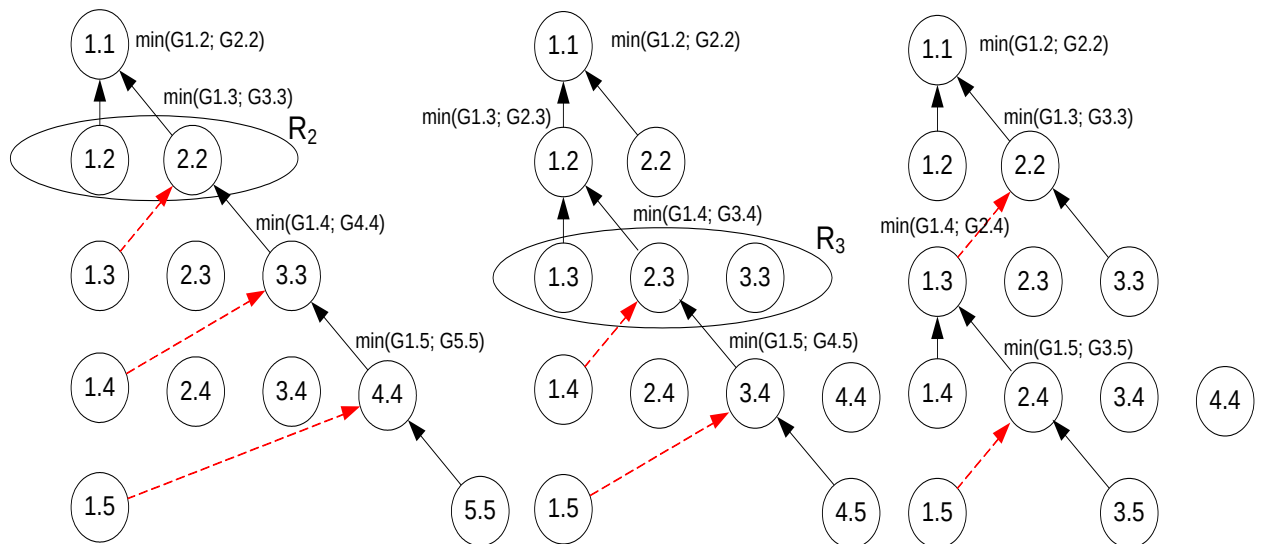


Рис. 5.3. – Процес пошуку варіантів заміни обладнання.

Перший етап процесора визначає оптимальну стратегію експлуатації трансформатора на кожному часовому кроці (рис. 5.3). При цьому оптимізація відбувається від кінця періоду експлуатації до його початку. Результатом розрахунків на першому етапі є поверхня оптимального керування на кожному кроці (рис. 5.4).

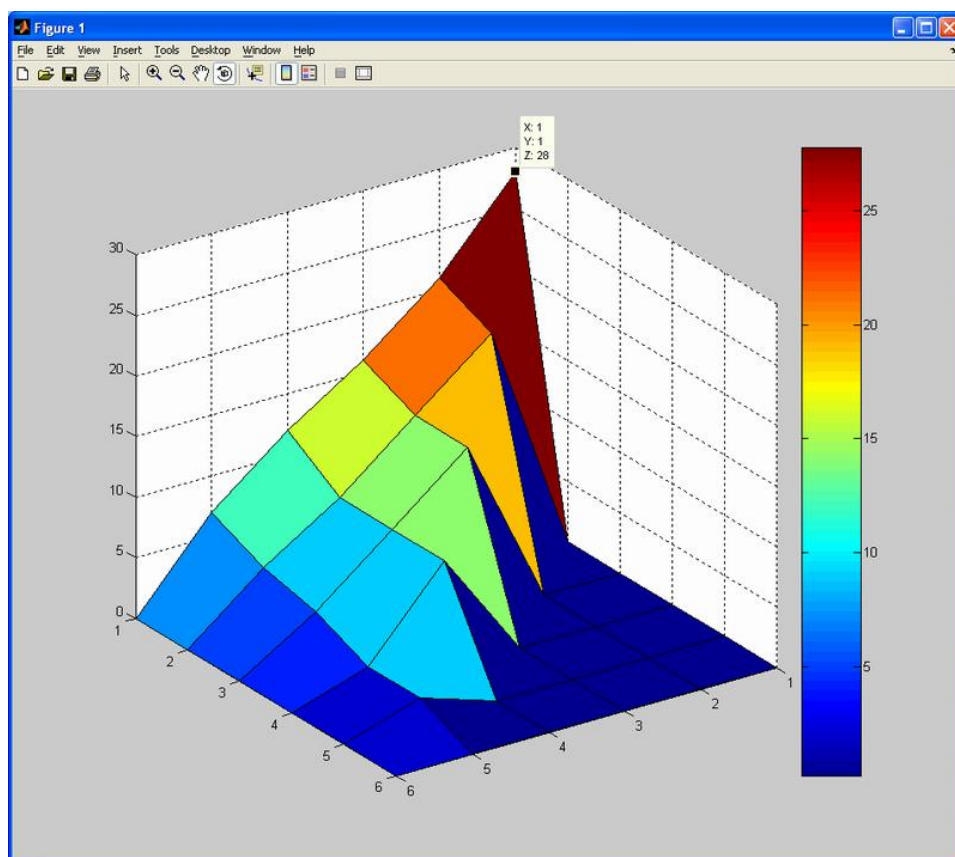


Рис. 5.4 – Поверхня результатів прийняття рішень

На другому етапі проводиться аналіз поверхонь, отриманих на першому етапі, для визначення оптимальної стратегії на весь період експлуатації. В результаті за допомогою п'ятого алгоритму розраховується термін окупності нового трансформатора.

Проблема представлена наступним чином: протягом фази N компанія експлуатує трансформатор вартістю z , електричними втратами $c(t)$ та витратами на технічне обслуговування і ремонт $r(t)$. Критерієм є мінімізація втрат нового трансформатора порівняно з існуючим та економія витрат на ремонт (рис. 5.2).

Вводимо позначення: f_n – це стратегія заміни, яка мінімізує витрати на відрізках $n, n + 1, \dots, n - 1$. Витрати ж, що відповідають певній стратегії заміни, включають дві складові, це: p_{in} – вартість заміни трансформатора на відрізок n ; k_{nt} – вартість експлуатації трансформатора на цьому ж відрітку n , вік якого в кінці цього відрізання дорівнює t .

Таким чином, маємо вираз:

$$f_n(i) = \min [k_{n+1} + f_{n+1}(i+1), p_{in} + k_{n1} + f_{n+1}(1)] \quad (5.1)$$

Оптимальне значення f має бути знайдено за результатами процесу керування, який складається з N кроків. Де m - кількість станів на кожному кроці, а n - кількість кроків. З кожного положення G_{mn} процес може перейти в один зі станів $G(m+1)n$ в стані R_n , в залежності від виконаного керування (рис. 5.3).

Припускається, що стан G_{mn} не залежить від стану попереднього етапу, а лише від стану та керування наступного етапу n . Це дозволяє використовувати динамічне програмування.

Значення f складається з доданків f_n , які залежать від стану G_{mn} процесу та обраного керування:

$$f = \sum_{n=0}^{N-1} f_n(G_{mn}, U_n^k) \quad (5.2)$$

Мета задачі полягає в тому, щоб знайти набір керувань U_n^k , який мінімізує значення f , задаючи стан процесу G_0 на початковій фазі та стан G_n , в який він має увійти на кінцевій фазі.

U_n^1 - Продовжити термін експлуатації існуючого трансформатора;

U_n^2 - Встановити новий трансформатор.

Для оптимального пошуку та розгляду всіх варіантів керування на кожному етапі керування вибирається з урахуванням усіх наслідків у майбутньому.

Ефект f_n , отриманий на n -му етапі, залежить від стану і вибору (керування) трансформатора G_{mn} .

$$f_n = f_n(G_{mn}, U_n^k) = \begin{cases} c(t) + r(t), & U = U_n^1 \\ c(0) + r(0) + z, & U = U_n^2 \end{cases} \quad (5.3)$$

де $c(0)$ – витрати при експлуатації нового трансформатора;

$r(0)$ – витрати на демонтаж старого трансформатора та монтаж і наладку нового;

z – вартість нового трансформатора.

Під час пошуку варіантів заміни ми аналізуємо електричні втрати та економію на технічному обслуговуванні, розраховуємо вартість витрат на заміну та аналізуємо період окупності нового трансформатора.

Вирішуючи ці завдання, ми можемо підвищити ефективність роботи трансформатора протягом усього його життєвого циклу.

З точки зору зниження загальної кількості відмов трансформаторного обладнання і пов'язаних з ними збитків, використання систем моніторингу в рази ефективніше, ніж використання результатів комплексного обстеження трансформатора.

Це пов'язано з тим, що час реакції системи моніторингу на зміну технічного стану трансформатора може становити від декількох хвилин до години, залежно від того, яка саме підсистема діагностики виявляє передаварійні ознаки. Це забезпечує запобігання аваріям з «інкубаційним періодом», що перевищує зазначений часовий інтервал. Позитивною стороною є те, що обладнання може бути вимкнено автоматично, що багаторазово зменшує збитки, спричинені аварійною ситуацією.

При використанні результатів комплексної перевірки трансформатора час між перевіркою і серйозним висновком може тривати кілька днів, а в ідеалі - кілька місяців. За цей час на обстеженому трансформаторі вже може статися кілька аварій.

Порівнюючи два підходи до діагностики трансформаторів, можна сказати, що «стандартна» комплексна перевірка до чотирьох-восьми трансформаторів може бути проведена за вартість поставки однієї «стандартної» системи моніторингу. У цьому відношенні комплексні перевірки є більш економічними. Більш того, в реальності (проводячи комплексну перевірку всього парку трансформаторів з інтервалом один раз

на три роки!)), можна знизити аварійність трансформаторних установок на 15-20%.

Використання систем моніторингу є найбільш ефективним і дієвим способом зменшити до 50-80% загальної кількості аварій, що відбуваються в трансформаторних установках.

Якщо хоча б одна з встановлених систем моніторингу трансформатора запобігає хоча б одній аварії, то можна окупити всі витрати на встановлення 15-20 аналогічних систем моніторингу.

5.3. Визначення додаткових капіталовкладень на монтаж системи моніторингу TDM

Капіталовкладення на придбання та монтаж системи моніторингу марки TDM залежать від її комплектації. Так для трансформатора ТМН 10000/110 капіталовкладення мають наступний кошторис (див. Табл. 5.1).

Табл. 5.1 – Капіталовкладення на придбання системи моніторингу типу TDM

№ з/з	Найменування обладнання (робіт)	Вартість, тис. грн.
1	Шафа з основним обладнанням	150,0
2	Датчики	50,0
3	Монтажні роботи та програмне забезпечення	100,00
4	Всього (К)	300,00

Розрахунок річних експлуатаційних витрат проводиться для 2-х варіантів:

- базовий, при використанні системи ППР;
- новий, із використанням запропонованої системи моніторингу.

Для першого (базового) варіанту річні експлуатаційні витрати включають у себе:

- основну та додаткову заробітну плату експлуатаційних робітників з усіма нарахуваннями;
- витрати на поточний ремонт;
- вартість експлуатаційних матеріалів;
- вартість матеріалів, що пов'язані із аварійними ситуаціями;
- інші витрати.

Заробітна плата працівників ремонтного персоналу:

$$\Phi_p = Q_p \cdot l_{cp} \cdot K_d = 381 \cdot 85 \cdot 1,3 = 42100 \text{ грн.}$$

де Q_p – це річна трудомісткість ремонтних робіт при обслуговуванні трансформаторів; l_{cp} – середня почасова тарифна ставка працівника; K – коефіцієнт, який враховує премії та всі види матеріальних виплат, приймаємо 1,30. Річна трудомісткість ремонтних робіт для трансформатора потужністю 10 МВА напругою 110/10 кВ складає 381 люд*год [21]. Середня часова тарифна ставка працівника для ремонтного персоналу складає 85,0 грн.

$$\Phi_e = Q_{to} \cdot l_{cp} \cdot K_d = 456 \cdot 85 \cdot 1,3 = 50388 \text{ грн.}$$

де Q_{to} – це річна трудомісткість технічного обслуговування, для трансформатора потужністю 10 МВА й напругою 110/10 кВ.

Основна й додаткова заробітна плата експлуатаційних працівників з відрахуванням державним органам соцстраху та інші фонди:

$$Z'_{\text{екс}} = \Phi_{\text{екс}} \left(1 + \frac{H}{100}\right) = 50388 \left(1 + \frac{37}{100}\right) = 69032 \text{ грн.}$$

де H – норматив відрахувань у держфонд соцстраху та інші фонди, що складає $H = 37,0 \%$.

Вартість же експлуатаційних матеріалів може бути взята:

$$З_{\text{екс.мат}} = 0,15 * З_{\text{екс}} = 0,15 * 69032 = 10354 \text{ грн.}$$

Витрати на потоковий ремонт:

$$З_p = 0,6 \cdot \Phi_p \cdot \left(1 + \frac{H}{100}\right) = 0,6 * 42100(1 + 37/100) = 34606 \text{ грн.}$$

де 0,60 – коефіцієнт, що враховує долю поточкових ремонтів у загальному об'ємі ремонтних робіт;

вартість ремонтних матеріалів й запасних частин можна прийняти в розмірі 75,0 % від

$$З_{pz} = 0,75 * З_p = 0,75 * 34606 = 25954 \text{ грн.}$$

За даними АТ «Харківобленерго», питомі пошкодження трансформаторів становлять 2,19% на рік. Серйозні пошкодження відповідають частоті 0,7-1,1% на рік для загальної кількості встановлених трансформаторів, а частка аварій і відмов з серйозними пошкодженнями становить 33-46% від загальної кількості.

В середньому витрати, пов'язані із ліквідацією аварійних ситуацій за рік складуть:

$$З_{\text{авар.сит}} \approx 95000 \text{ грн.}$$

— інші витрати:

$$З_{\text{ін}} = 7000 \text{ грн.}$$

Тоді річні експлуатаційні витрати складатимуть:

$$З_{\Sigma 1} = З_{\text{екс}} + З_m + З_p + З_{pz} + З_{\text{авар.сит}} + З_{\text{ін}} = 69035 + 10354 + 34606 + 25954 + 95000 + 7000 = 241946 \text{ тис. грн.}$$

За 2-м (новим варіантом) річні експлуатаційні витрати включатимуть:

- Заробітна плата обслуговуючого персоналу
- Вартість ремонтних матеріалів та запасних частин
- Середньорічна вартість ремонтних робіт
- Амортизаційні витрати.

Основна й додаткова заробітна плата працівників із відрахуваннями органам держсоцстраху та інші фонди:

$$З_{оп} = T_c * t_{пр} * \left(1 + \frac{n_d}{100}\right) * \left(1 + \frac{H}{100}\right) \quad (5.4)$$

де n_d – норма ремонтного часу за рік;

$$З_{оп} = 85 * 70 * (1 + 12/100) * (1 + 37/100) = 9130 \text{ грн.}$$

Вартість необхідних ремонтних матеріалів й запасних частин приблизно можуть бути прийняті: $З_{рм} \approx 6847,0$ грн., а середньорічна вартість ремонтних робіт, та робіт пов'язаних із технічним обслуговуванням: $З_{ср} \approx 11000,0$ грн.

Амортизаційні відрахування:

$$A = 0,15 * K = 0,15 * 300000 = 45000 \text{ грн.}$$

Річні витрати:

$$З_{\Sigma 2} = З_{оп} + З_{рм} + З_{ср} + A = 9130 + 6847 + 11000 + 45000 = 71977 \text{ грн.}$$

Економічний ефект від впровадження системи моніторингу типу TDM складає:

$$\mathcal{E} = (З_{\Sigma 1} - З_{\Sigma 2}) - E_n * K = (241946 - 71977) - 0,12 * 300000 = 133969 \text{ грн}$$

де E_n – це нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень.

Період окупності складає:

$$T_{ок} = \frac{K}{З_{\Sigma 1} - З_{\Sigma 2}} = \frac{300000}{241946 - 71977} = 1,76 \text{ років.}$$

6. ОХОРОНА ПРАЦІ

6.1. Заходи з охорони праці при виконанні робіт з сепарації трансформаторної оливи та обслуговування маслоочищувальної установки

1. Загальні вимоги безпеки.

1.1. Ця інструкція містить основні вимоги безпеки під час сепарації трансформаторної оливи.

1.2. До роботи на обладнанні для сепарації трансформаторної оливи допускаються особи не молодше 18 років, які пройшли медичний огляд і навчені правилам експлуатації, технічного обслуговування та ремонту оливоочисного обладнання.

1.3. Нові працівники допускаються до роботи тільки після проходження вступного та первинного інструктажу, медичного огляду, навчання за затвердженою програмою, перевірки знань з питань охорони праці, ПТЕ, ППБ, інструкцій, Закону України «Про охорону праці» та ознайомлення з правилами внутрішнього трудового розпорядку

1.4. Особи, які здійснюють технічне обслуговування олійноекстракційного обладнання, забезпечуються безоплатно спецодягом і спецвзуттям відповідно до норм безоплатної видачі спецодягу та спецвзуття

1.5. Олійний сепаратор є високошвидкісною машиною, яка створює великі інерційні сили, тому недостатнє або недбале обслуговування може призвести до нещасних випадків. До роботи з машиною допускається тільки персонал, який вивчив принцип роботи машини і вимоги цієї інструкції з експлуатації.

1.6. Небезпечні та шкідливі фактори для працівників, які виконують операції з сепарації трансформаторної оливи, включають:

- електричний струм;
- робота з вантажопідйомними машинами та механізмами;

- вплив небезпечних речовин: трансформаторного масла, фарб і розчинників;
- переміщення машин і механізмів.

1.7 Працівники, які обслуговують олійноекстракційне обладнання, повинні знати і виконувати вимоги нормативних документів та інструкцій з охорони праці, а керівник служби зобов'язаний створити нормальні умови праці та забезпечити працівників усіма необхідними для безпечної роботи інструментами.

1.8. працівники з ознаками алкогольного або наркотичного сп'яніння не повинні допускатися до роботи. 1.9. кожен працівник зобов'язаний негайно повідомити свого безпосереднього керівника про всі порушення і про будь-яку несправність обладнання, машин, механізмів, пристроїв, інструментів або захисних засобів, що використовуються при виконанні ним роботи, які створюють небезпеку для людей, якщо він не в змозі вжити заходів щодо усунення порушень вищевказаних правил та інструкцій

1.9. працівники повинні утримувати робоче місце в чистоті та дотримуватися вимог особистої гігієни.

1.10. робота повинна виконуватися тільки з використанням необхідних захисних засобів, пристосувань та інструментів. Забороняється використання інструментів, обладнання та засобів захисту, які не пройшли встановлених випробувань або несправні.

1.11. негайно повідомляти свого керівника про будь-яку виробничу травму.

1.12. Працівники повинні знати, вміти та надавати першу медичну допомогу в наступних випадках:

- ураження електричним струмом
- переломи
- опіки, обмороження.
- запаморочення.

1.13 Під час роботи на олійноекстракційному обладнанні працівники повинні вивчити, знати і правильно застосовувати чинні ПТЕ і ПТЕ в обсязі, передбаченому для даної професії.

1.14. У разі нещасного випадку з людиною, знеструмлення для звільнення потерпілого від ураження електричним струмом повинно бути виконано негайно без попереднього дозволу.

1.15. Забороняється виконувати розпорядження або операції, що суперечать вимогам цієї інструкції, а також вимогам ПТЕ, ППБ.

2. Вимоги безпеки перед початком виконання робіт.

Перед початком роботи особа, яка проводить сепарацію оливи, повинна

2.1. Переконатися, що обладнання знаходиться в справному робочому стані та чистоті, а також в наявності необхідної кількості мастила

2.2. Забезпечити наявність на робочому місці води для утворення водяного затвора в бочці, оскільки бочка повинна бути зібрана для методу очищення оливи

2.3 Перевірте наявність і затягування всіх болтових з'єднань.

2.4 Переконайтеся, що електродвигун працює правильно, відповідає напрузі і правильно підключений до електромережі (згідно з електричною схемою). Масляний сепаратор повинен бути заземлений.

2.5 Барабанне гальмо машини повинно бути відпущене в робоче положення, тобто нерухомо притиснуте до барабана, коли машина не працює. У цьому положенні пружини менш напружені та еластичні.

2.6 Машина повинна бути добре освітлена і доступна для технічного обслуговування.

2.7 Перед запуском машини відкрийте масляний бак.

2.8 Відпустіть гальмо барабана, тобто відпустіть ручку гальма вниз.

2.9 Поверніть барабан вручну. Барабан повинен обертатися плавно і вільно за допомогою вертикального і горизонтального валів, в механізмі не повинно бути ніяких застрягань.

2.10 Перевірте рівень масла в масляній ванні механізму за допомогою шкали на масляному склі.

2.11.Кран, що живить машину, повинен бути в закритому стані.

3. Вимоги безпеки безпосередньо під час виконання робіт.

3.1 Трансформаторне масло відноситься до 4 класу небезпеки згідно з ГОСТ 12.1.007 за ступенем впливу на людину і є легкозаймистою рідиною.

3.2 Штучне освітлення приміщень повинно бути у вибухозахищеному виконанні.

3.3 Під час роботи з оливою необхідно використовувати засоби індивідуального захисту (рукавички, бавовняні костюми, кирзові чоботи).

3.4. Проходи в приміщенні повинні бути чистими і не захаращеними.

3.5 Пуск машини дозволяється тільки після детального огляду з метою перевірки справності та правильності регулювання механізмів приладу.

3.6 Перевірте положення гальма барабана і відкрите положення випускного клапана.

3.7 Процедура запуску машини

3.7.1 Увімкнути пульт керування машиною.

3.7.2 Натисніть кнопку «Пуск».

3.7.3 Після того, як машина набере повних обертів, повільно і плавно поверніть ручку впускного клапана для подачі масла в машину.

3.8 Коли з'явиться встановлена циркуляція масла, увімкніть електронагрівач.

3.9 Забороняється виконувати наступні дії:

- робота в незаземлених приміщеннях;
- проведення ремонту неуповноваженими особами;
- використання в роботі пошкоджених або відремонтованих несанкціоновано деталей;
- розбирати комунікації або проводити інші ремонтні роботи до повної зупинки барабана;
- працювати в місцях, де сепаратор піддається вібрації;

- використання сталевих скребків або щіток для очищення барабана-починайте сепарацію до того, як барабан досягне повної швидкості;

- використовувати брудне мастило для змащування шнека.

4. Вимоги безпеки після закінчення робіт.

4.1 Після закінчення роботи вимкніть машину.

4.2 Очистіть барабан і замініть масло в шнековій паровій бані на нове.

4.3 Прибрати робоче місце, прибрати промаслену ганчірку і пролиту оливу, покласти на місце інструменти і матеріали, що використовувалися під час роботи.

4.4 Доповісти про завершення роботи особі, яка керувала роботою.

4.5 Про всі несправності або дефекти обладнання, помічені під час роботи, повідомте безпосередньому керівнику.

4.6 Залишаючи виробниче приміщення, останній, хто йде, повинен вимкнути світло, замкнути двері і здати ключ керівнику робіт.

4.7 Дотримуватися вимог особистої гігієни.

5. Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях.

5.1 Будь-яка зміна в нормальній роботі обладнання, що призводить до пошкодження обладнання або можливої небезпеки для оператора, є аварійною ситуацією.

5.2 негайно повідомте про ситуацію своєму керівнику та виконуйте його вказівки.

5.3 У разі отримання травми прийміть заходи першої медичної допомоги та повідомте про це керівника.

5.4 У разі виникнення пожежі на установці сепарації олії негайно відключити установку від електромережі, повідомити керівника робіт і приступити до гасіння пожежі за допомогою наявних засобів пожежогасіння, дотримуючись при цьому правил пожежної безпеки.

5.5 При попаданні масла на шкіру або слизову оболонку очей необхідно промити шкіру теплою мильною водою, а слизову оболонку очей - теплою водою і звернутися до лікаря.

5.6 При розливанні оливи зберіть її в окрему ємність і протріть розливу ділянку сухою ганчіркою. Якщо розлило на відкритій місцевості, засипте розлите місце піском і приберіть його після цього.

5.7 Якщо переповнена або відокремлена олія просочилася в гвинтову парову кабінку, негайно зупиніть установку і видаліть вміст через зливні отвори. Промийте ванну чистим мастилом і заповніть мастилом до рівня, вказаного на контрольному склі.

6.2. Розрахунок блискавкозахисту об'єкту

Блискавкозахист категорії III [19] забезпечується окремими неізолюваними стрижневими блискавковідводами, встановленими в будівлі. Ширина і висота будівлі становлять 9 м і 5 м відповідно.

Одиночний стрижневий блискавковідвід має конічну форму (рис. 6.1), а його вершина знаходиться на висоті $h_0 < h$. На рівні поверхні зона захисту має радіус r_0 . Горизонтальна ділянка зони захисту на висоті будівлі h_x , що захищається, має радіус r_x .

Зони захисту одиночних стрижневих блискавковідводів мають такі габарити:

$$\text{зона Б} - h_0 = 0.92 * h; r_0 = 1,5 * h; r_x = 1,5 * \left(h - \frac{h_x}{0.92} \right).$$

Висоту одиночного стрижневого блискавковідводу при певних відомих величинах h_x і r_x можна визначити за виразом:

$$h = (r_x + 1,63 * h_x) / 1,5. \quad (6.1)$$

$$r_x = 6,4 \text{ м}$$

$$h_x = 5 \text{ м}$$

$$h = \frac{6,4 + 1,63 \cdot 5}{1,5} = 9,7 \text{ м}$$

$$h_0 = 0,92 \cdot 9,7 = 8,9 \text{ м}$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 9,7 = 14,5 \text{ м}$$

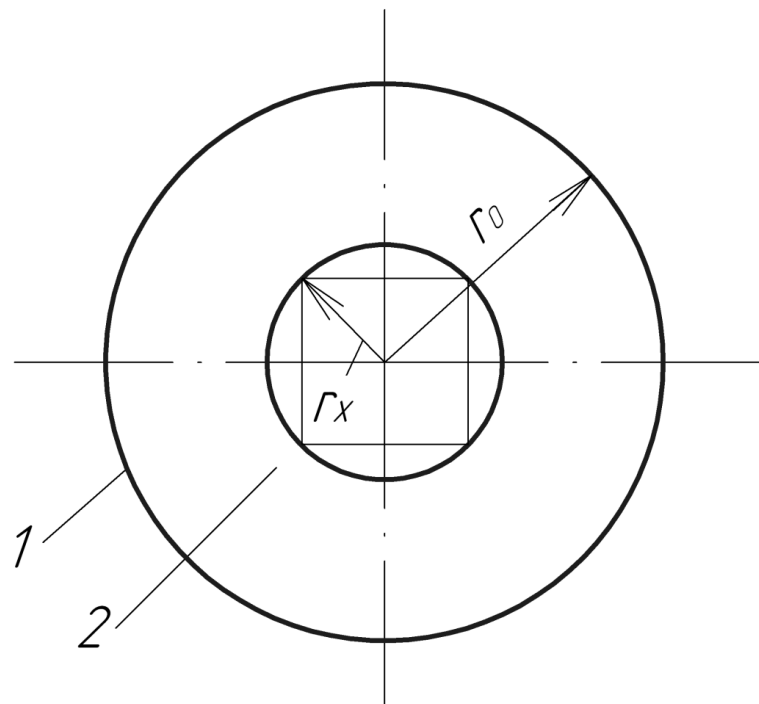
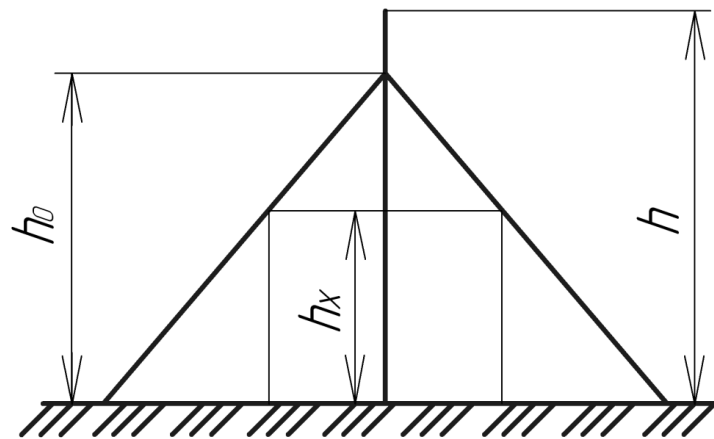


Рис. 6.1 – Зона захисту одиночного стрижневого блискавковідводу

ВИСНОВКИ

1. Використання систем моніторингу в рази ефективніше, ніж аварійні або планові профілактичні заходи, з точки зору зменшення кількості відмов трансформатора і зниження сумарних збитків. Це пояснюється тим, що час реакції системи моніторингу на зміну технічного стану трансформатора становить від декількох хвилин до години, залежно від того, яка саме діагностична підсистема виявляє передаварійні ознаки. Це забезпечує запобігання аваріям, час «запізнення» яких перевищує заданий часовий інтервал. Позитивною стороною є те, що обладнання може бути вимкнено автоматично, що багаторазово зменшує збитки, спричинені аварійною ситуацією.

2. Використання систем моніторингу є найбільш ефективним і дієвим способом зниження до 50-80% від загальної кількості інцидентів, що відбуваються в трансформаторних установках

3. Система моніторингу TDM (Transformer Diagnostics Monitor) встановлена в КРПН для трансформаторів ТМН 10000/110 і надає достатню інформацію для оцінки стану силових трансформаторів і виявлення внутрішніх пошкоджень.

4. Техніко-економічні розрахунки показують, що економічні вигоди від встановлення системи моніторингу TDM становлять приблизно 134000 гривень, а термін окупності - менше двох років.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Електронний ресурс. IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers
<https://standards.ieee.org/ieee/C57.104/2780/>
2. Сахно А. А. Температурная зависимость диэлектрических потерь бумажно-масляной изоляции конденсаторного типа для диагностирования высоковольтных аппаратов в непрерывном режиме / А. А. Сахно, Л. С. Скрупская // Електромеханічні і енергозберігаючі системи. – 2017. – № 4(40). – С. 52-59.
3. Абрамов В. Б. Приймальні та експлуатаційні випробування електроустаткування / В. Б. Абрамов, В. О. Бржезицький, О. Р. Проценко. – Київ : НТУУ «КПІ», 2015. – 218 с.
4. Гобрей Р. М. Технічне діагностування, випробування та вимірювання електрообладнання в умовах монтажу, налагоджування і в експлуатації. Частина 1 / Р. М. Гобрей, О. Є. Руба-ненко, Г. І. Гримуд. – Київ : «НТУКЦ», 2008. – 528 с.
5. Електронний ресурс. Тепловізійна діагностика силових трансформаторів
<https://forca.com.ua/info/teploviziinii/teploviziina-diagnostika-silovih-transformatoriv.html>
6. Денисюк С.П. Загальні підходи до побудови систем моніторингу силових трансформаторів з використанням стохастичних моделей / С.П. Денисюк, І.В. Притискач // Праці ІЕД НАНУ. – 2014. – Вип. 37. – С.62–68.
7. Денисюк С.П. Розробка системи онлайн моніторингу стану силових трансформаторів / С.П. Денисюк, М.Ф. Сопель, Ю.В. Пилипенко, І.В. Притискач // Вісник НТУУ «КПІ». Серія «Гірництво». – 2014. – № 24. – С.92–103.
8. Денисюк С.П. Оцінювання стану в системах моніторингу силових трансформаторів тягових підстанцій / С.П. Денисюк, І.В. Притискач // Електрифікація транспорту. – 2014. – № 7. – С.13–20.

9. Притискач І.В. Моделі та методи діагностування силових трансформаторів в електричних мережах напругою 6–110 кВ: Автореф. дис... к-та техн. наук: 05.14.02 /НТУУ “КПІ” – Київ, 2015. – 22 с.

10. СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009. Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості. – Київ : КВІЦ: Міністерство палива та енергетики України, 2009. – 170 с

11. СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007. Норми випробування електрообладнання. – Київ : ГРІФРЕ: Міністерство палива та енергетики України, 2007. – 266 с

12. ОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-95:2014. Трансформаторні оливи. Методика визначення фу-ранових сполук : метод. вказівки. – Київ : ОЕП «ГРІФРЕ»: Міністерство палива та енергетики України, 2014. –21 с

13. Бондаренко В.Е., Щапов П.Ф., Шутенко О.В. Повышение эффективности эксплуатационного измерительного контроля трансформаторных масел. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2007.

14. СОУ-Н ЕЕ 46.302:2006. Підготовка та проведення хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі маслonaповненого електрообладнання. Методичні вказівки. –Київ : ОЕП «ГРІФРЕ»: Міністерство палива та енергетики України, 2007. –70 с

15. Monitoring of Low Levels of Furfural in Power Transformer Oil with a Sensor System Based on a POF-MIP Platform/ N. Cennamo, L. DeMaria, G. D’Agostino, L. Zeni, M . Pesavento//Sensors.–2015. –No 15(4). –P .8499-8511.DOI:10.3390/s150408499

16. Безменнікова Л.М. Аналіз причин пошкоджень силових трансформаторів сільських споживчих підстанцій /Л.М. Безменнікова //Праці ТДАТУ. – Випуск. 8. Т.10. – Мелітополь: ТДАТУ, 2008. С. 74-79.

17. Зайцев С. В. Разработка газохроматографического метода определения в энергетических маслах ионола и воды методом добавок / С. В. Зайцев, В. А. Кишневский, И. Д. Шуляк // Восточно-европейский журнал

передовых технологий. – 2015. – No 2/6(74). – С. 21-28. DOI: 10.15587/1729-4061.2015.40896

18. Жидецкий В.Ц. Основы охорони праці. Підручник. – Львів: УАД, 2009.- 336с

19. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці і безпека у надзвичайних ситуаціях» у дипломному проекті для студентів енергетичних спеціальностей за освітньокваліфікаційним рівнем «спеціаліст» / Укл.: Л. Д. Третьякова. – К.: НТУУ «КПІ», ІЕЕ, 2013. – 52 с.

20. Економіка та організація виробництва: конспект лекцій / Укл. М.М. Полтавець – Кропивницький : ЦНТУ, 2018. – 110 с.