

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

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
“ ____ ” _____2022р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти
на тему
“Підвищення надійності електропостачання
споживачів на основі системи моніторингу
силових трансформаторів”

Виконав здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕЕ-21М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141
«Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка»
_____Запарій О.С.
« ____ » _____2022р.
Керівник роботи
к.т.н., доцент
_____Андрій КОТИШ
« ____ » _____2022р.
Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет Будівництва та транспорту

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.

«_____» _____ 2022 р.

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

Запарія Олександра Сергійовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Підвищення надійності електропостачання споживачів на основі системи моніторингу силових трансформаторів

Increasing the reliability of electricity supply to consumers based on the monitoring system of power transformers

2. Керівник роботи (проекту)

Котили Андрій Іванович, к.т.н., доцент

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

3. Строк подання студентом роботи до захисту 29.11.2022 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту)

Вступ; 1.Основні поняття про системи моніторингу силових трансформаторів; 2.Дослідження теплового режиму трансформатора в системах управління, моніторингу і діагностики; 3.Моделювання системи моніторингу трансформатора; 4.Показники та фактори, що впливають на інтенсивність старіння масла; 5.Практична реалізація системи моніторингу силових трансформаторів 6.Охорона праці; 7.Економічний розділ; Загальні висновки; Перелік посилань.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Економічна частина</i>	<i>к.е.н., доц. Ірина ЖУРИЛО</i>		
<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>07.10.22</i>	
2	<i>Основні поняття про системи моніторингу силових трансформаторів</i>	<i>12.10.22.</i>	
3	<i>Дослідження теплового режиму трансформатора в системах управління, моніторингу і діагностики</i>	<i>16.10.22</i>	
4	<i>Моделювання системи моніторингу трансформатора</i>	<i>20.10.22.</i>	
5	<i>Показники та фактори, що впливають на інтенсивність старіння масла</i>	<i>01.11.22.</i>	
6	<i>Практична реалізація системи моніторингу силових трансформаторів</i>	<i>10.11.22.</i>	
7	<i>Охорона праці</i>	<i>20.11.22</i>	
8	<i>Економічний розділ</i>	<i>23.11.22</i>	
9	<i>Загальні висновки</i>	<i>28.11.22.</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2022 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2022 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: с.; 27 рис.; 13 табл.; 21 джерел.

Запарій О.С. Підвищення надійності електропостачання споживачів на основі системи моніторингу силових трансформаторів. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». Центральноукраїнський національний технічний університет. Кропивницький, 2022 р.

Метою кваліфікаційної роботи є підвищення надійності електропостачання споживачів, яке досягається за рахунок запровадження системи моніторингу силових трансформаторів.

Задачою дослідження є оцінка працездатності і якості функціонування силових трансформаторів з можливим пошкодженням та ідентифікація внутрішніх дефектів.

Дослідження теплового режиму трансформатора в системах управління, моніторингу і діагностики, а також проектної моделі трансформатора, в тому числі алгоритм управління системою охолодження і впливу режимів роботи трансформатора на інтенсивність старіння масла.

Результати досліджень, проведених в даній магістерській роботі можуть бути використані при розробці системи електропостачання промислового підприємства та при плануванні ремонтно-відновлювальних робіт на електроенергетичних об'єктах промислових підприємств та електричних мереж.

Ключові слова: силовий трансформатор, моніторинг, трансформаторне мастило, частковий розряд, монітор, струм короткого замикання, хроматографічний аналіз, датчики.

SUMMARY

Zapariy O.S. Increasing the reliability of electricity supply to consumers based on the monitoring system of power transformers. 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics" EPP, "Electrical power consumption systems". Central Ukrainian National Technical University. Kropyvnytskyi, 2022.

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

The task of the study is to assess the efficiency and quality of functioning of power transformers with possible damage and to identify internal defects.

Research of the thermal regime of the transformer in control, monitoring and diagnostic systems, as well as the design model of the transformer, including the algorithm for controlling the cooling system and the influence of the transformer operating modes on the intensity of oil aging.

The results of the research carried out in this master's thesis can be used in the development of the power supply system of an industrial enterprise and in the planning of repair and restoration works at electric power facilities of industrial enterprises and electrical networks.

Keywords: power transformer, monitoring, transformer oil, partial discharge, monitor, short-circuit current, chromatographic analysis, sensors.

ЗМІСТ

Вступ	7
Розділ 1. Основні поняття про системи моніторингу силових трансформаторів	9
1.1. Класифікація відмов високовольтних електроенергетичних маслонаповнених апаратів	15
1.2. Зарубіжний досвід діагностики трансформаторів	18
Розділ 2. Дослідження теплового режиму трансформатора в системах управління, моніторингу і діагностики	24
2.1. Потоки масла в системі охолодження	25
2.2. Теплопередача охолоджувачів	26
2.3. Розрахунок сталого теплового режиму трансформатора	29
2.4. Рівняння динаміки системи охолодження	32
Розділ 3. Моделювання системи моніторингу трансформатора	36
3.1. Проектна модель трансформатора.....	36
3.2. Алгоритм управління системою охолодження трансформатора	42
Розділ 4. Показники та фактори, що впливають на інтенсивність старіння масла	47
4.1. Кислотне число масла	49
4.2. Вміст в маслі водорозчинних кислот	52
4.3. Температура спалаху масла	54
4.4. Пробивна напруга трансформаторного масла	56
Розділ 5. Практична реалізація системи моніторингу силових трансформаторів	59
5.1. TDM - система моніторингу технічного стану силових	

трансформаторів.....	59
5.2. Діагностика силових трансформаторів за наслідками хроматографічного аналізу	64
6. Охорона праці	77
6.1. Аналіз небезпечних та шкідливих факторів	77
6.2. Методи і засоби по усуненню небезпечних та шкідливих факторів	79
6.3. Розрахунок блискавкозахисту будівлі ГЗП	81
7. Економічна ефективність впровадження системи моніторингу марки TDM	84
7.1. Визначення додаткових капіталовкладень на поставку системи моніторингу марки TDM	90
7.2. Розрахунок річних експлуатаційних витрат	90
Висновки	94
Перелік посилань	95

ВСТУП

Під надійністю як технічним терміном розуміють ймовірність того, що пристрій або система на протязі певного часу у повному обсязі виконує свої функції, які попередньо задаються.

Таким чином, надійність - це складна властивість, що включає безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність і безпеку. Якщо мова йде про надійність систем електропостачання, то вона в першу чергу характеризується кількістю та тривалістю відключень і відповідно перервами в забезпеченні електроенергією споживачів.

Перерви електропостачання призводять до простою виробництва, зниження обсягу продукції, псування основного технологічного устаткування і навіть загрози життю людей. Слід також враховувати, що існують технологічні процеси, що не допускають навіть короткочасних перерв електропостачання. У зв'язку з цим виникає потреба приймати обґрунтовані рішення щодо вибору способів підвищення надійності безперебійного електропостачання за рахунок резервування різних елементів системи електропостачання, вдосконалення організації технічного обслуговування, оперативної діагностики несправних елементів.

Тому представляється, що роботи направлені на вирішення певних задач, пов'язаних з підвищенням надійності електропостачання споживачів є безперечно актуальними.

Надійність систем електропостачання визначається в цілому надійністю електроустановок, що входять у цю систему: електростанцій, електричних мереж, трансформаторних підстанцій, електроприймачів тощо. Електроустановки в процесі експлуатації знаходяться під дією різноманітних факторів: підвищеної вологості, агресивних середовищ, пилу, несприятливих атмосферних явищ, а також механічних та електричних навантажень. При цьому змінюються основні властивості матеріалів електроустановок, що призводить до виникнення коротких

замикань, що викликають відключення електроустановок чи електромереж, тобто. перерв у подачі електроенергії.

В даній кваліфікаційній роботі приділено увагу якості функціонування силових трансформаторів шляхом запровадження системи моніторингу, що дозволяє в режимі on-line відслідковувати певні дефекти роботи та завчасно попереджати аварійні відключення трансформаторів. Окрім того розраховано економічну ефективність від застосування вказаної системи, приділено увагу питанням охорони праці тощо.

РОЗДІЛ 1

ОСНОВНІ ПОНЯТТЯ ПРО СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Моніторинг силових трансформаторів це одне з найбільш широко обговорюваних питань у колах експертів виробників трансформаторів та енергоспоживальних організацій, що експлуатують ці трансформатори. Розробка різноманітних методів моніторингу ведеться ще з 70-х років, у 1978 році деякі з цих методів внесені до реєстру стандартів IEEE- standart C57.104.

Ці методи використовуються з різною метою, їх вартість значно коливається у межах вартості як самих систем, так і вартості їх встановлення та технічного обслуговування. Хоча й можливе часткове співпадіння функцій, методи, що пропонуються різними виробниками, можна поділити на чотири основні групи: датчики визначення газів у трансформаторному маслі;лабораторії, що використовуються на дільницях;системи моніторингу та керування; портативне обладнання.

Моніторинг - це постійний контроль за самими відповідальними або характеристичними параметрами працюючого устаткування під напругою в режимі on-line.

Оцінка фактичного стану силового електроустаткування за наслідками діагностичних вимірювань на сьогоднішній день є складним і актуальним завданням. Його значна частина виробила свій ресурс, але залишається в експлуатації через нестачу фінансових коштів на його заміну. Внаслідок чого, з кожним роком зростають витрати на проведення комплексних обстежень та діагностики.

Надійність та безперебійність роботи силових електротехнічних комплексів і систем багато в чому визначається роботою їх складових елементів, і в першу чергу: силових трансформаторів, що забезпечують узгодження комплексу з

системою і перетворення ряду параметрів електроенергії в необхідні величини для подальшого її використання. Слід зазначити, що трансформатори з дефектами в активній частині можуть нормально експлуатуватися ще в перебігу багатьох років, хоча в місці дефекту йдуть процеси розвитку нагріву, часткових розрядів (ЧР) в ізоляції і, як наслідок, погіршення результатів діагностичних вимірювань і аналізів. У подальші роки експлуатації, а також у разі наступного серйозного КЗ, вірогідний аварійний вихід з ладу трансформатора з тяжкими наслідками.

Одним з перспективних напрямів підвищення ефективності функціонування електротехнічного маслonaповненого устаткування є вдосконалення системи технічного обслуговування і ремонтів електроустаткування. В даний час кардинальним шляхом зниження об'ємів і вартості технічного обслуговування електроустаткування, чисельності обслуговуючого і ремонтного персоналу здійснюється переходом від попереджувального принципу і жорсткої регламентації ремонтного циклу і періодичності проведення ремонтів до обслуговування на основі нормативів планово-попереджувальних ремонтів.

Розроблена концепція експлуатації електротехнічного устаткування по технічному стану шляхом глибшого підходу призначенню періодичності і об'ємів технічних обслуговувань і ремонтів за наслідками діагностичних обстежень і моніторингу електротехнічного устаткування в цілому і маслonaповненого трансформаторного устаткування зокрема як невід'ємного елементу будь-якої електротехнічної системи.

При переході до системи ремонтів по технічному стану якісно змінюються вимоги до системи діагностування електроустаткування, при яких головним завданням діагностування стає прогноз технічного перебування на відносно тривалий період. Рішення такої задачі не є тривіальним і можливо тільки при комплексному підході до вдосконалення методів, засобів, алгоритмів і організаційно-технічних форм діагностування.

Визначення фактичного стану устаткування засноване на оцінці контрольованих параметрів, для яких визначаються тривожні і аварійні рівні сигналу. Порівняння значень, що діють, зі встановленими рівнями тривоги і попередніми вимірами дає оцінку зміни стану.

Основним завданням діагностичного контролю є запобігання аварійній відмові устаткування, визначення його стану і прогнозування залишкового ресурсу як одного з головних показників надійності.

Одним з основних напрямів в питаннях діагностики електроустаткування є діагностика силових трансформаторів. Викликана ця обставина високою вартістю трансформатора, його значущістю в питаннях надійності електропостачання споживачів, складністю визначення пошкоджень і дефектів на ранній стадії розвитку.

Особливий інтерес в питаннях діагностування виявляється до безконтактних методів визначення термінів безаварійної експлуатації оскільки вони дозволяють виконувати контроль на працюючому устаткуванні. До таких методів відносяться: хроматографічний аналіз розчинених в маслі газів, акустичний контроль, тепловізійне діагностування і ін.

Застосування тепловізійної діагностики засноване на тому, що деякі види дефектів високовольтного устаткування викликають зміну температури дефектних елементів і, як наслідок, зміну інтенсивності інфрачервоного випромінювання, яке може бути зареєстроване тепловізійними приладами.

Проведений аналіз науково-технічної вітчизняної і зарубіжної літератури показав, що робіт, безпосередньо присвячених моніторингу теплових полів складних електротехнічних елементів і пристроїв ідентифікації на їх основі внутрішніх дефектів, що розвиваються, є невелика кількість. Не досліджені процеси розподілу теплових потоків з урахуванням динаміки хладагента, не визначені оціночні показники визначення внутрішньої абсолютної температури,

не розглянуті питання визначення і ідентифікації внутрішніх пошкоджень трансформаторного устаткування.

Проведені раніше дослідження створили передумови для вирішення в повному об'ємі завдань ідентифікації внутрішніх порушень, що впливають на тепловий режим роботи устаткування, і визначення його місце розташування і абсолютної температури дефекту.

До останнього часу в основі технічного обслуговування енергетичного устаткування лежала стратегія аварійних і планово-попереджувальних ремонтів. Підвищення надійності устаткування, що обслуговується по аварійній схемі, вирішувалася за допомогою планово-попереджувальних ремонтів за рахунок значного збільшення витрат. В даний час йде розділення експлуатаційних і ремонтних підрозділів. Таке ділення підштовхує до переходу від застарілих методів технічного обслуговування до обслуговування по фактичному стану. Необхідність такого переходу і його переваги не викликає ні у кого сумніву.

Основна ідея такого обслуговування полягає в проведенні сервісних і ремонтних робіт, виходячи з фактичного стану устаткування. Визначення фактичного стану устаткування засноване на оцінці контрольованих параметрів, для яких визначаються тривожні і аварійні рівні сигналу. Порівняння значень, що діють, зі встановленими рівнями тривоги і попередніми вимірами дає оцінку зміни стану.

В даний час у зв'язку з достатньою розвиненістю автоматичних систем контролю всі частини функції контролю диференціюються таким чином: частина контрольних функцій покладається на автоматику і електроніку, що вивільняє персонал від рутинного стеження за нормативними параметрами, а контрольні заходи, що залишаються за персоналом, набувають більший діагностичний ухил. Головна спрямованість контрольних заходів - це встановлення відхилень у функціонуванні устаткування і їх причин з метою прогнозування можливості апарату виконувати покладені на нього функції і запобігання несподіваних

відмові. Фактично, до вирішення завдань діагностичного контролю стану устаткування можна підходити двома шляхами:

- безперервним стеженням за найбільш відповідальними або характеристичними параметрами – моніторинг;
- епізодичним визначенням найбільш важливих параметрів - діагностичне обстеження.

Діагностичний контроль електротехнічного устаткування в експлуатації:

- діагностичне обстеження;
- фізико-хімічна діагностика;
- тепловізійна діагностика;
- електричні методи оперативної діагностики.

Основним завданням діагностичного контролю є запобігання аварійній відмові устаткування, визначення його стану і прогнозування залишкового ресурсу як одного з головних показників надійності.

На підставі даних, отриманих при опиті енергетичних підприємств і аналізу стану силових трансформаторів 330 -750 кВ можна відзначити, що загальна кількість встановленого на підстанціях РАО «СЕС Росії» трансформаторного устаткування складає 762 одиниці; зокрема трансформаторів і автотрансформаторів - 565 одиниць, шунтуючих реакторів -197 одиниць.

З 519 охоплених аналізом трансформаторів 330 - 750 кВ за 1992 -1995 рр. ушкодилося 45, тобто питома пошкодженість склала 2,18 % у рік. Важким пошкодженням відповідає частота 0,7 - 1,0 % у рік від загального числа встановлених трансформаторів, тобто частка аварій і відмов з важкими пошкодженнями складає 32 - 45 % від загального числа. Пошкодженість трансформаторів декілька нижче, ніж автотрансформаторів.

Розрахунки показують, що приблизно 1,7 % автотрансформаторів 220 -500 кВ один раз в рік може піддаватися діям струму короткого замикання (СКЗ) з небезпечними кратностями. По нормованій електродинамічній стійкості,

визначуваній допустимими кратностями СКЗ не відповідають фактичним умовам в енергосистемах приблизно 10 - 15 % всіх трансформаторів, а для виготовлених до 1972 року, близько половини.

Тривале підвищення напруги є також небезпечним чинником. Воно викликане недокомпенсацією реактивної потужності і недоліками системи регулювання напруги в мережах 500 - 750 кВ, особливо в режимах мінімальних навантажень. Перезбудження трансформатора викликає підвищений нагрів як самого сердечника, так і особливо, конструкційних сталевих деталей, що небезпечно для ізоляції, що контактує з ними.

Основними причинами пошкоджень трансформаторів в процесі експлуатації є: ненадійність герметичних вводів 110 - 500 кВ, ненадійність багатьох типів пристроїв регулювання під навантаженням (РПН), недостатня маслощільність ущільнень і зварних швів, дефекти замочної арматури трубопроводів, низька динамічна стійкість обмоток, недоліки систем охолодження, ненадійність плівкового захисту, ненадійність підшипників масляних насосів і систем вентиляції, місцеві перегріви бака і болтів роз'єму.

Пошкодження високовольтних вводів є однієї з основних причин важких аварій трансформаторів. Число таких пошкоджень складає 30 - 45 % у рік від загальної кількості аварій і відмов.

В умовах важких дій режиму роботи та дефектів, що розвиваються, в трансформаторі є стратегія обслуговування щодо стану устаткування. Досвід показує, що вивід в ремонт за наслідками оцінки стану дозволяє значно скоротити об'єм капітальних ремонтів.

Стратегія по стану обладнання включає проведення комплексних обстежень за оцінкою надійності з видачею рекомендацій по проведенню як профілактичних так і ремонтних робіт.

Важливу роль при цьому відіграє безперервний контроль за станом трансформатора під робочою напругою. Він може включати вимірювання перегрівів, часткових розрядів, виділення газів з масла і інших параметрів. Завдання продовження терміну служби обладнання може бути вирішене тільки при забезпеченні ефективного контролю його стану на базі безперервного спостереження за параметрами, що відображають розвиток дефектів всередині трансформатора, періодичного контролю інших параметрів, обстежень, що включають докладний аналіз усіх можливих параметрів.

Визначальним чинником створення діагностичних систем контролю працездатності високовольтних апаратів послужила поява на початку 80-х років мікропроцесорної техніки. Швидкодія і значна пам'ять ПЕВМ дає можливість реєстрації і оцінки параметрів експлуатаційного стану устаткування, а також визначити фактичний інтервал між технічним обслуговуванням і повідомити (попередити) про терміновий вивід в ремонт при перевищенні нормованих значень.

У сучасних розробках діагностика високовольтних апаратів підрозділяється на такі види: періодичний контроль при виведеному обладнанні з технологічної схеми (із зняттям напруги - of-line) та постійний контроль працюючого обладнання під напругою (моніторинг - on-line).

Застосування технічних засобів діагностики дозволяють за зарубіжними даними скоротити час технічного обслуговування електроустаткування на 40%, понизити ймовірність раптових пошкоджень приблизно у два рази і значно збільшити міжремонтні періоди.

1.1. Класифікація відмов високовольтних електроенергетичних маслонаповнених апаратів

Комплексне діагностування пошкоджень силових трансформаторів з використанням ряду параметрів та математична обробка результатів вимірювань дозволяють прогнозувати серйозні пошкодження в експлуатації, пов'язані із

втратою осьової й радіальної стійкості обмоток [1], скручуванням і пошкодженням регулювальної обмотки, виляганням витків і т.д.

Природно, що надійність роботи мереж, електростанцій і енергосистем в значній мірі залежить від надійності масло наповненого устаткування (силових трансформаторів, шунтуючих реакторів, введень, трансформаторів струму і напруги), тим паче, що значна частина трансформаторів відпрацювала визначений стандартом термін служби - 25 років, а технічне переозброєння трансформаторів через умови, що склалися, йде у край поволі.

Перед експлуатаційними службами часто постають питання обґрунтування продовження терміну служби тривало працюючого електрообладнання з погляду зниження ймовірності ризику його пошкодження.

Для аналізу надійності роботи трансформаторів в першу чергу необхідна наступна інформація:

- розподіл пошкоджень по основних вузлах трансформаторів різних класів напруги;
- характеристики тяжкості пошкоджень;
- частота пошкоджень залежно від терміну служби трансформаторів;
- причини і наслідки пошкоджень.

Основним параметром, що визначає безаварійну роботу трансформаторного обладнання, є геометрія обмоток, яка може змінюватися при протіканні струмів короткого замикання і призводити до деформацій обмоток, а надалі й до віткових замикань, вибухів та пожеж з серйозними наслідками і збитком по недовідпущенню електроенергії. Прикладом виникнення залишкових деформацій в результаті дії наскрізних струмів короткого замикання під час електродинамічних випробувань на могутньому випробувальному стенді (МІС) в м. Тольятті в кінці 80-х років [2] може служити зображена на рисунку 1.1 фотографія фази “А” обмотки НН трансформатора типу ТДЦ-250000/220, що ілюструє втрату радіальної стійкості обмотки.



Рисунок 1.1 – Ілюстрація втрати радіальної стійкості обмотки трансформатора типу ТДЦ-250000/220

Приклад виникнення виткового замикання в обмотці НН трансформатора типу ТДЦ-250000/220 Набережночелнінської ТЕЦ зображено на рисунку 1.2.



Рисунок 1.2 – Виткове замикання в обмотці НН трансформатора типу
ТДЦ-250000/220

Місце пошкодження [3] в 50,96 % випадків - обмотка ВН, 16,27 % - між обмотками ВН і НН, 8,57 % - обмотка НН, 6,64 % - ізолятори і введення, 5,35 % - маслосистема, 3,21 % - бак, 1,71 % - інші місця трансформатора. У 1,93 % випадків пошкодження відносилося до трансформатора в цілому, дані про причини були відсутні в 4,28 % випадків. Час заміни трансформатора після аварії складав в середньому 7,2 ч.

Аналіз пошкоджень відповідальних трансформаторів в енергокомпаній PacifiCorp (США) показав, що причинами стали коливання в системі - 29 %, старіння ізоляції - 13%, грозові дії - 16%, поганий відхід - 13%, ослаблення з'єднань - 13%, зволоження - 7%, перевантаження - 2%.

Пошкодження обмоток мають місце у трансформаторів з будь-якими термінами експлуатації, для РПН найбільше число пошкоджень у трансформаторів з термінами експлуатації 10-30 років, для високовольних

введень - після 10 років експлуатації. Проте ці дані не дозволяють зробити оцінку залежності пошкоджуваності від терміну експлуатації.

1.2. Зарубіжний досвід діагностики трансформаторів

Фахівці університету Ганновера (ФРН) вважають особливо ефективним контроль стану ізоляції (що визначає в основному працездатність трансформатора в цілому) за допомогою виявлення часткових розрядів (ЧР). Методи для цього вельми різноманітні: контроль змісту газу в газовому реле, газохроматографічний аналіз масла, вимірювання кажущого заряду ЧР. Для цих методів вироблені норми оцінки, є і можливості визначення місця ЧР. Як новий шлях виявлення ЧР запропоновано визначення перехідної функції для обмотки як відношення вхідного сигналу до вихідному. Порівняння перехідних функцій дозволяє оцінювати зміни розподілу напруги по ізоляції.

Для виявлення і оцінки інтенсивності ЧР в трансформаторі енергокомпанія Alliant Energy (США) широко використовує акустичний монітор 50fd компанії Triple 5 Industries LLC. В даний час шість холдингових компаній по обстеженню трансформаторів застосовують монітори для перевірки 850 підстанцій щорічно.

Акустичними методами перевіряють трансформатори, регулятори напруги і пристрою РПН, що дозволяє своєчасно виводити трансформатор в ремонт. Як приклад можна привести один з трьох трансформаторів 69 кВ на підстанції Sheboygan Falls, який мав 1000 імпульсів порогової інтенсивності в УЗ-ДІАПАЗОНЕ (проти 28 на двох інших). Газохроматографічний аналіз показав, що в маслі концентрація ацетилену складає 0,0009 від. од. (типові концентрації по МЕК 60599 - (250)·0,000001. Часткові розряди були усунені при ремонті.

За допомогою монітора були виявлені розряди в трансформаторі 113/69 кВ, залежні від величини навантаження. Аналіз газів в маслі показав, що із зростанням навантаження збільшується концентрація ацетилену. Розряди були усунені дегазацією масла, після чого трансформатор під контролем пропрацював ще 3 роки. Монітор (модифікація 5550 FD) успішно виявляє дефекти пристрою

РПН, застосовується акустичний детектор також для оцінки вібрації трансформатора, яка тим вище, чим слабкіше пресування сердечника і обмотки.

Порівняння результатів оцінки стану ізоляції крупних трансформаторів проводилося фахівцями Інституту електротехніки у Варшаві. Визначалася роль безперервних вимірювань і вимірювань у відключеному стані для експлуатації трансформаторів великої потужності в світлі сучасних досягнень діагностики.

Основним методом оцінки стану без відключення трансформатора зараз вважають безперервний або періодичний аналіз розчинених в маслі газів. Практика показує, що критерії оцінки концентрації ключових газів по нормах IEEE, IEC 60599 і прийнятій в Польщі інструкції з експлуатації трансформаторів мають великий розкид і потрібне порівняння даних декількох вимірювань, проведених в різний час. Особливо складно нормувати концентрацію водню. З досвіду роботи відомо, що ЧР взагалі не виявлялися в трансформаторах напругою до 110 кВ.

Дуже важливо при відборі проби масла фіксувати його температуру. При невідомій температурі оцінка стану масла невизначна аж до такого ступеня, що за наслідками газохроматографічного аналізу можна зробити вивід про наявність дефекту в трансформаторі, якого насправді немає. Це ж відноситься і до пробивної напруги масла. Оцінка стану ізоляції по газохроматографічному аналізу набагато ефективніше за наявності статистичних даних по різних типах, напрузі і часі роботи трансформаторів.

Щоб безперервно контролювати газовміст в маслі, компанія GE Power випускає для систем автоматики підстанцій датчик контролю і вимірювання газів і волог в маслі Hydran M2, що є результатом розвитку серії датчиків Hydran-201. Датчик контролює не тільки гази в маслі, але і його зволоження. Системи автоматики компанії GE Power включають, зокрема, контроль стану трансформаторів і їх пристроїв РПН, а також функцію управління трансформаторами залежно від їх стану (GE-TMAP, LTC-MAP, FTTMS).

Компанія Pacificorp (США) здійснює корекцію режиму роботи особливо відповідальних трансформаторів на основі безперервного контролю горючих газів в маслі. Такий контроль використовується також для проведення профілактичних заходів не по графіку, а по робочому стану трансформатора.

Компанія Gatron GMBH для контролю стану крупних трансформаторів випускає монітор газів TGM. На відміну від моніторів Hydran, основний параметр оцінки – кількість газів, накопичених в газовому реле особливої конструкції. Накопичені гази аналізуються хроматографом. Такий метод дозволяє швидше і точніше визначати характер пошкодження в трансформаторі.

Контролюється також ступінь насичення масла газами. Кореляція між розчиненими і нерозчиненими газами дозволяє використовувати критерії, розроблені для визначення концентрації розчинених в маслі газів.

Методика аналізу газів, розчинених в маслі трансформатора, продовжує удосконалюватися. Компанією Kelman Ltd. (сумісна фірма Великобританії і Німеччини) розроблений газоаналізатор нового покоління "Transport X". Фотоакустичний аналізатор включає інфрачервоний випромінювач (дріт, що нагрівається), параболічний відбивач-концентратор, імпульсний переривник на диску, що обертається, світлофільтри із заданими довжинами хвиль і камеру аналізу з вікнами з германію і мікрофонами. Переносна система має масу 10 кг і включає комп'ютер і термопринтер. Межі вимірювання по водню - до 0,005 від.од., по решті ключових газів - 0,05 від. од. Поріг чутливості, від. од.: водень - 0,000006, водяна пара - 0,000005, етан C_2H_6 - 0,000002, вуглекислий газ CO_2 , окисел вуглецю 3, метан CH_4 , етилен C_2H_4 і ацетилен C_2H_2 є,000001. Це відповідає чутливості звичайних газохроматографів, а по деяких газах і перевершує її.

Газ для аналізу виділяється з проби масла в судині з магнітною мішалкою до встановлення рівноваги "газ/повітря" - "газ/масло". Результати аналізу видаються через 25 мін після відбору проби, повторюваність результатів -

відмінна. Газоаналізатор проходить перевірку на підприємствах США, Канади, ЮАР і європейських країн. Банк даних охоплює 20 000 проб масла. Для більшості газів кореляція із звичайним газохроматографом відмінна, для водню і CO_2 - дещо гірше, але цілком задовільна.

Для підвищення ефективності контролю якості масла як параметра, що визначає стан устаткування, у Великобританії відкритий європейський лабораторний центр на базі аналітичної служби Tj/h2b (Sacramento, Каліфорнія, США), обслуговуючий країни Європи, Близького Сходу, Африки і колишнього СРСР. Контроль якості масла дозволяє виявляти дефекти устаткування на ранній стадії розвитку і вчасно здійснювати ремонт. Головне завдання цього центру - уніфікація методики і критеріїв оцінки контролю якості масла на базі найсучаснішої техніки.

Актуальне завдання оцінки стану ізоляції трансформаторів - визначення її подальшої працездатності. Компанія PCL Ilgen GMBH (Німеччина) аналізувала можливості рішення цієї задачі за допомогою визначення концентрації фурану в маслі працюючого трансформатора.

Як параметр, що характеризує якість ізоляції (її механічні властивості) прийнятий коефіцієнт полімеризації целюлози DP, що чітко виявляє деструкцію целюлози в результаті термічних, окислювальних і гідролітичних руйнувань.

Для нової ізоляції DP рівний 1100 - 1300 від. од., після сушки - 950. Прийнято вважати, що DP в межах 900 - 1100 - хороший стан ізоляції, 700 - 900 - слабо деградоване, 200 - 500 - сильно деградоване, нижче 200 - повна деградація. Виявлення дефектів паперової ізоляції шляхом відбору проб можливо тільки при розтині трансформатора, що украй небажано, якщо він працездатний.

Широко вживаний метод оцінки старіння ізоляції в працюючому трансформаторі - визначення концентрації фурану в маслі, зазвичай фурфуролу 2fal. При температурах 110 - 140 °C фурфурол утворюється при розпаді глюкози і в основному поглинається твердою ізоляцією. У нормальних робочих умовах

фурфурол - стабільне з'єднання, що поволі розкладається під впливом вугільної кислоти. Кореляція між фурфуролом і DP визначається засобами рідинної хроматографії високого тиску і вимірювання DP віскозиметричним шляхом по зразках ізоляції.

На основі проб з багатьох місць трансформаторів отримана наступна залежність (Таблиця 1.1).

При оцінці старіння ізоляції по концентрації фурану потрібно враховувати періоди заміни і підготовки масла, при яких концентрація фурфуролу тимчасово знижується, а потім знов зростає до колишнього значення (основна маса фурану знаходиться в твердій ізоляції). Можливості методу все ж таки обмежені: не можна визначити точних значень допустимого DP і залишкового терміну служби. Головне джерело невизначеності - неоднорідний розподіл дій на ізоляцію трансформатора (робота з різною температурою по висоті конструкції). Концентрація фурфуролу залежить також від різних механізмів старіння твердої ізоляції. Тому на практиці цей метод використовується разом з газохроматографічним аналізом масла і вимірюваннями електричних характеристик ізоляції.

Таблиця 1.1 – Залежність концентрації фурфуролу в маслі від коефіцієнта полімеризації.

Концентрація фурфуролу, 1000000 від. од.	Коефіцієнт полімеризації, від. од.
12	100
8	200

1,2	400
0,35	600
0,1	800
0,05	900

Останнім часом за кордоном активно досліджуються можливості використання для оцінки стану ізоляції її поляризаційних характеристик: залежності струмів поляризації від часу при вимірюваннях по схемі "заряд - розряд" (метод PDC), вимірювань напруги (метод RVM), що відновлюється, вимірювань ємкості і кута втрат залежно від частоти (метод FDC). Теоретичний аналіз цих методів, проведений в інституті ЕТН (м. Цюрих, Швейцарія), підтвердив можливості контролю не тільки зволоженості ізоляції трансформатора без його розбирання, але і ступеня старіння паперової ізоляції. Отримані диференціальні рівняння зв'язку між цими методами і іншими електричними характеристиками ізоляції.

Один з вузлів трансформатора, що найчастіше виходять з ладу, - пристрій РПН. Найбільший їх розробник, компанія Maschinenfabrik Reinhausen, створив монітор Targuard 240 для цих перемикачів. По монітору визначаються стан пристрою РПН і час його праці до наступної ревізії. Інформація, що вводиться в монітор, про режим роботи дозволяє оцінювати стан пристрою РПН без бази знань експертів. Системою оцінки стану здійснюються достатньо складні розрахунки, наприклад, вмісту кіптяви в маслі або ступені підгорання контактів.

РОЗДІЛ 2

ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕПЛОВОГО РЕЖИМУ ТРАНСФОРМАТОРА В СИСТЕМАХ УПРАВЛІННЯ, МОНІТОРИНГУ І ДІАГНОСТИКИ

До складу програмного забезпечення сучасних систем моніторингу і діагностики стану силових масло наповнених трансформаторів, автотрансформаторів і реакторів включаються моделі для розрахунку їх теплового режиму. Модель здійснює безперервний розрахунок температури верхніх шарів масла (ВШМ) і температури найбільш нагрітої точки обмотки (ННТ). Ці параметри використовуються потім для розрахунків змісту вологи в целюлозній ізоляції, температури утворення бульбашок газу в ізоляції, старіння ізоляції, допустимих перевантажень устаткування. Порівняння розрахункових і зміряних значень температури ВШМ, а також температури на вході і виході масла в охолоджувачах використовується також для діагностики стану системи охолодження.

В даний час для побудови подібних моделей загально прийнятою є методика, викладена в публікації МЕК 60076-7 (редакція 2005 р.). Проте ряд параметрів, використовуваних в тепловій моделі відповідно до цієї методики, зазвичай відомий з малою точністю і, як правило, тільки для номінального режиму роботи системи охолодження (С) трансформатора. В той же час для трансформаторів великої потужності характерна різноманітність режимів охолодження, що розрізняються по числу включених маслососов і вентиляторів обдування, що вимагає зміни параметрів моделі при зміні режимів.

Розглядаються спрощені співвідношення для розуміння фізики основних процесів і отримання якісно правильної теплової моделі з урахуванням зміни її параметрів при зміні температур масла і повітря і при зміні режимів. Побудова моделі в даній роботі заснована на використанні узагальнених даних по трансформатору і його системі охолодження, що надаються заводом виробником.

Особливістю пропонованої [4] моделі є поєднання процедури покрокової інтеграції системи різницевих рівнянь, що описують динаміку теплових процесів, з ітераційним уточненням параметрів цих рівнянь залежних (але не дуже сильно) від вихідних змінних через значення цих змінних, отриманих на попередньому кроці розрахунку.

2.1. Потоки масла в системі охолодження

Розглянемо узагальнену структуру системи охолодження трансформатора, що включає бак з маслом, в якому розміщена активна частина, - магнітопровід і обмотки, а також набір пристроїв («охолоджувачі»), що охолоджують, кожен з яких в загальному випадку містить маслонасос і вентилятори обдування. Гідравлічна схема заміщення такої системи показана на рисунку 2.3.

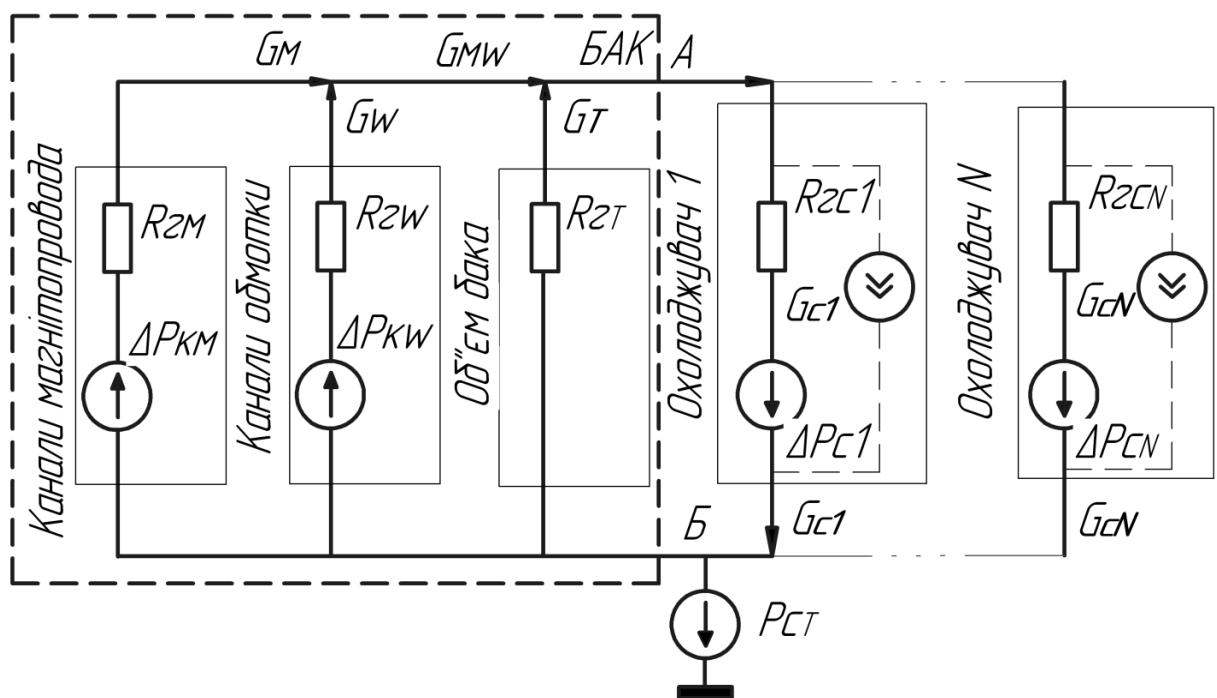


Рисунок 2.3 – Гідравлічна схема заміщення системи охолодження трансформатора.

На цій схемі виділені потоки масла через канали магнітопровода (потік G_m), що охолоджують, через канали обмотки (потік G_w), що охолоджують, через вільний об'єм бака мимо активних частин (потік G_t). Ці потоки сходяться в загальний потік, що розходить далі на N охолоджувачів. Потік масла в кожному з них позначений як G_{ci} , $i = 1 \dots N$.

Розподіл потоків по каналах визначається наявними перепадами тиску (Δp) і гідравлічними опорами окремих каналів (R_r). Однаковий для всіх каналів гідростатичний тиск $P_{ст}$, визначуваний висотою об'єму масла в трансформаторі, винесений за межі гідравлічних контурів.

Як рушійні сили на схемі показані перепади тиску в каналах, що охолоджують, магнітопровода $\Delta P_{км}$ і обмотки $\Delta P_{кв}$, обумовлені природною конвекцією у відповідних циркуляційних контурах (так звані «підйомні сили»), і перепади тиску ΔP_{ci} , що створюються маслонасосами охолоджувачів. В деяких випадках для систем типу ДЦ відомий не перепад тиску, що створюється насосом, а витрата масла через насос. Для обліку цих варіантів в гілках охолоджувачів додані джерела потоку G_{ci} . У каналах магнітопровода і обмотки перепади $\Delta P_{км}$, $\Delta P_{квТ}$ і опори $R_{гм}$, $R_{гв}$ також можуть бути замінені джерелами потоків G_m і G_w , які в моделі, що розглядається далі, можуть бути обчислені незалежно.

Настройка моделі для різних режимів системи охолодження полягає в завданні значень опорів і джерел, після чого методами теорії ланцюгів визначаються невідомі потоки.

2.2. Теплопередача охолоджувачів

Для масляно-воздушного охолоджувача, через який у вертикальному напрямі зверху вниз прокачується масло з масовою витратою G_c , а в горизонтальному напрямі охолоджувач обдувається повітрям за допомогою вентиляторів, співвідношення між перевищеннями температури масла на вході і виході охолоджувача над температурою повітря визначається виразом:

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

где

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

а тепловий потік W_c , що віддається охолоджувачем у повітря, співвідношенням:

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

У рівняннях (9.1) - (9.3), t_{m1} - температури масла на вході і виході охолоджувача, t_{m2} - температура навколишнього повітря, c_m - питома теплоємність масла, k - коефіцієнт теплопередачі між маслом і повітрям, Вт/(м²·К), F - площа теплопередавальної поверхні охолоджувача.

Приймаючи розподіл температури масла по висоті лінійним, можемо виразити тепловий потік через перевищення середньої температури масла над повітрям $\Delta\theta_m = (\Delta\theta_0 + \Delta\theta_n)/2$:

$$W_c = g \cdot \Delta\theta_m. \quad (2.4)$$

де теплова провідність охолоджувача щодо середнього перепаду температури:

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

Із зростанням витрати масла різниця температур масла на вході і виході охолоджувача прагне до нуля, а теплова провідність охолоджувача - до її очевидного граничного значення $g_{Tc \max} = kF$.

Вхідний в приведені вище співвідношення коефіцієнт теплопередачі охолоджувача до повітря k визначається в основному коефіцієнтом тепловіддачі до повітря від температури повітря, а питома теплоємність масла C_m - відповідно від температури масла.

Залежність коефіцієнта теплопередачі радіатора від температури повітря в діапазоні $\theta_a = \pm 50$ °C можна апроксимувати з точністю не нижче 0,2 % функцією (при $k = k_r$ для $\theta_a = \theta_{ar} = 20$ °C):

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

Залежність питомої теплоємності масла від температури в різних джерелах описується різними лінійними залежностями. Для розрахунків можна прийняти апроксимацію, середню між даними Форча і Уїтмена і даними Екарта у вигляді:

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

де — значення при номінальній температурі масла θ_{mr} .

З урахуванням приведених залежностей при моделюванні коефіцієнт ξ можна на кожному кроці перераховувати по виразу:

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

Для режиму охолодження М (природна конвекція повітря) щільність теплового потоку радіатора $q_c = k * T_m$ задається зазвичай у вигляді

$$q_c = A * \dots \quad (2.9)$$

де значення показника z лежить в межах від 0,2 до 0,224 для різних типів радіаторів. В цьому випадку можна користуватися співвідношеннями (2.4), (2.5), якщо прийняти:

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

де значення z з індексом r відносяться до номінального режиму.

Співвідношення (2.9) і (2.10) враховують тільки перепад температури між поверхнею радіатора і навколишнім повітрям, але не враховують абсолютну температуру повітря. Існує точніше співвідношення (при $z = 0,25$), яке з урахуванням наших обох значень приводиться до вигляду:

$$k = k_r * [\Delta\theta_m * (\theta_{ar} + 273) / (\Delta\theta_{mr}(\theta_a + 27). \quad (2.11)$$

Ця залежність істотно нелінійна. Проте нелінійність виявляється лише при малих значеннях перепаду температури $\Delta\theta_m$. Оскільки далі коефіцієнт kF множиться на $\Delta\theta_m$, можна з результуючою погрішністю не більше 2 % апроксимувати залежність (2.11) лінійною функцією:

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

2.3. Розрахунок сталого теплового режиму трансформатора

Найбільш правильною базою для розрахунку температур в різних точках трансформатора є середня температура масла в баку.

При різних режимах окремих охолоджувачів що входить у вирази для визначення їх теплопередачі середня температура і температури на виході будуть, взагалі кажучи, різними для різних охолоджувачів. Загальною для них буде температура на вході, рівна температурі верхніх шарів масла. Зв'язок теплового потоку, передаваного $n - m$ охолоджувачем, з цією температурою:

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

Рівняння балансу теплових потоків, що приношуваних у всі охолоджувачі з гарячим маслом, відносяться з них охолодженим маслом і що віддаються ними в повітря, має вигляд:

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

де G — сумарна масова витрата масла всіх охолоджувачів. Це рівняння дозволяє зв'язати перевищення середньої температури і температури нижнього масла в баку з перевищенням температури верхніх шарів масла:

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

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

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

Тоді сумарний передаваний всіма охолоджувачами до повітря тепловий потік складе:

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

де еквівалентна сумарна теплова провідність всіх охолоджувачів щодо середньої температури масла

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

Середню температуру масла в сталому режимі знайдемо з рівняння повного балансу теплових потоків в системі трансформатор – система охолодження:

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

З (2.20) отримуємо:

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

Сумарні втрати в трансформаторі включають втрати холостого ходу, слабо залежні від навантаження трансформатора, і втрати (втрати короткого замикання) навантажень, пропорційні квадрату струму навантаження. Зазвичай для розрахунку сумарних втрат використовується співвідношення

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

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

Насправді втрати навантажень залежать ще і від активного опору обмоток, який змінюється з температурою обмоток згідно із законом $r_w = r_w$, де

$$K_r = \frac{1 + \alpha_{wm}}{1 + \alpha_{wmr}} = \frac{235}{235 + \theta_{wm} - \theta_b} \quad (2.23)$$

Середню температуру обмоток для визначення можна узяти по результатах, отриманих на попередньому такті розрахунку, використовуючи співвідношення:

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

де θ_i - температура масла на виході з каналів, що охолоджують, обмоток, θ_b - перевищення температури обмотки над температурою масла, яке зазвичай приймається постійним по висоті обмотки.

Втрати холостого ходу розділимо на втрати в магнітопроводі W_m і додаткові втрати в обмотках на вихрові струми W_{vt} . Останні назад пропорційні опорі обмоток і можуть бути виражені через коефіцієнт : $W_{vt} = W_E$.

Позначаючи їх частку у втратах холостого ходу коефіцієнтом , отримаємо уточнений вираз для визначення повних втрат у вигляді:

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

Для всіх типів систем охолодження величину перевищення $\Delta\theta_i = \theta_i - \theta_m$ для сталого режиму можна розраховувати, виходячи з його значення $\Delta\theta_{ir}$ у номінальному режимі, використовуючи співвідношення:

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

де K_v – коефіцієнт, що враховує зміну кінематичній в'язкості масла з температурою

$$K_v = (v/v_i). \quad (2.27)$$

де v_i — кінематична в'язкість масла при температурах θ_i і θ_{ir} , y — «показник ступеня для обмотки», що указується заводом-виробником трансформатора.

Показник y приблизно враховує процеси, пов'язані із зміною температури масла в каналах обмотки і швидкості його конвективного руху при зміні втрат потужності в обмотці. Використання коефіцієнта K_v означає залежність перепаду температури від потужності втрат, пропорційних, в ступені $y/2$. При обліку втрат

на вихрові струми замість слід використовувати коефіцієнт відносних втрат в обмотці:

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

Тоді замість(9.26) отримаємо:

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

Коефіцієнт K_v розраховується по співвідношенню:

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

Аналогічним чином розраховується стале перевищення $\Delta\theta_h$ температури найбільш нагрітої точки обмотки над температурою гарячого масла на виході з каналів 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

У перехідних режимах баланс теплових потоків (2.20) порушується, і різниця між виділеною в трансформаторі і відданою в навколишнє середовище теплотою йде на зміну температури різних частин трансформатора.

Постійна часу всього трансформатора (зазвичай її називають постійною часу масла і позначають t_o) складає від декількох десятків до сотень хвилин, і значно перевищує постійну часу обмотки t_w (звичайно від 7 до 15 хвилин). Тому динаміку зміни середньої температури масла можна вважати не залежною від динаміки зміни температури обмотки, вважаючи, що на часах, зіставних з t_o , весь небаланс теплових потоків йде на зміну середньої температури. Процес описується лінійним диференціальним рівнянням 1-го порядку:

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

де C_T — сумарна теплоємність трансформатора. З обліком (2.21) і (2.25) отримаємо:

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

З обліком (2.15) отримаємо рівняння для перевищення 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 СО і коефіцієнтах i , рівних 1, рівняння (2.33) перетвориться до вигляду, що рекомендується публікацією МЕК:

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

При розрахунку змін перевищення температури найбільш нагрітої точки обмотки (ТННТ) повинні враховуватися дві складових процесу:

- нагрівачи обмотки з урахуванням фактичного коефіцієнта тепловіддачі, тобто тепловій провідності між обмоткою і маслом в кожен момент часу;
- розігрівши масла в каналах обмотки, що супроводжується зміною швидкості потоку масла в каналах і тепловій провідності між обмоткою і маслом.

Рекомендується розділити перевищення ТННТ над верхнім маслом $\Delta\theta_h$ на дві складових $\Delta\theta_h = \Delta\theta_{h1} - \Delta\theta_{h2}$ і використовувати два диференціальні рівняння:

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

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

де τ_0 — постійна часу обмотки. Коефіцієнти k_{21} і k_{22} вибираються з таблиці залежно від типу системи охолодження.

Представляється фізично правильнішим використовувати перевищення ТННТ над середньою температурою масла $\Delta\theta_{hm} = \Delta\theta_h - \Delta\theta_m = \Delta\theta_i + \Delta\theta_{hi}$.

Диференціальне рівняння для перевищення температури гарячого масла на виході з каналів обмотки запишемо тоді у вигляді:

$$\tau_{0w} * \frac{d\Delta\theta_i}{dt} = \Delta\theta_{ir} K_w^{\frac{y}{2}} K_R^{0.75} K_V^{0.9} . \quad (2.38)$$

де τ_{0w} . Відмітимо, що чисельне значення τ_{0w} повинне бути більше, ніж рекомендується, оскільки враховується нагрів не всього масла у верхніх шарах, а тільки масла в каналах охолодження обмоток.

Вважатимемо, що з цією ж постійною змінюється теплова провідність між обмоткою і маслом. Її стале значення g_{wor} при даному режимі навантаження визначатиметься співвідношенням:

$$g_{wou} = g_{wor} * K_w^{1-y/2} / K_R^{0.75} . \quad (2.39)$$

У результаті диференціальне рівняння для провідності запишемо аналогічно рівнянню (2.38):

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

Тепер умова балансу енергії, що виділяється, поглинається і відводиться від обмотки, дасть 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.

Рівняння (2.33), (2.34), (2.40) і (2.41) повністю описують динаміку теплових процесів в трансформаторі. Слід зазначити, що в цих рівняннях не використовується погано обумовлений емпіричний коефіцієнт, що є додатковою гідністю пропонованої методики.

РОЗДІЛ 3

МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ ТРАНСФОРМАТОРА

3.1. Проектна модель трансформатора

Розділ присвячений розробці проектної моделі трансформатора [5]. Модель дозволяє розрахувати трансформатор із заданими властивостями. Система призначена для розрахунку трансформатора потужністю до 400000 кВА, класом напруги до 500 кВ з примусовою системою охолодження.

Математичну модель трансформатора W можна представити як:

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

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

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

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

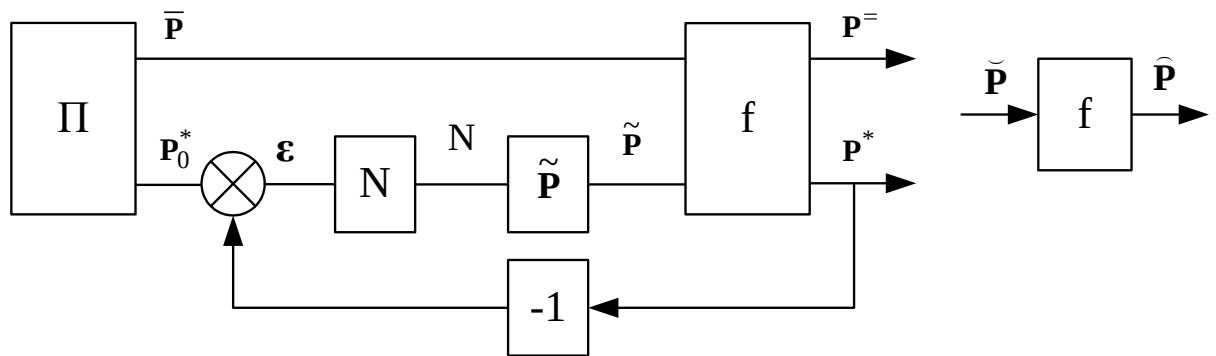


Рисунок 3.1 – Структурна схема підсистеми проектування трансформатора.

Проектна модель трансформатора може бути реалізована на базі однонаправленої функції f , що здійснює перевірочний розрахунок, перетворюючи деяку підмножину вхідних величин $\tilde{P}$, що характеризують конструкцію

трансформатора, в підмножину вихідних величин $\hat{\mathbf{P}}$, що характеризують параметри роботи трансформатора (Рисунок 3.1).

Таким чином, безліч $\mathbf{P}$ є об'єднанням двох підмножин:

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

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

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

Множина $\hat{\mathbf{P}}$ складається з підмножин результуючих значень $\mathbf{P}^=$ і необхідних значень $\mathbf{P}^*$:

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

Завдання пошуку рішення полягає в тому, щоб визначити значення всіх змінних множини $\tilde{\mathbf{P}}$ при фіксованих значеннях множини $\bar{\mathbf{P}}$, які б забезпечили збіг значень змінних множини $\mathbf{P}^*$ з тими значеннями $\mathbf{p}_0^*$, які задані проектувальником на початку пошуку при довільних значеннях змінних множини $\mathbf{P}^=$.

Схема пошуку рішення представлена на рисунку 3.1. Тут Π – проектувальник, який задає значення змінних з множин $\bar{\mathbf{P}}$ і $\mathbf{p}_0^*$. На кожному кроці пошуку розраховуються відхилення $\varepsilon_i = P_{i0}^* - P_i^*$ і середньоквадратичне відхилення:

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

Завдання вважається вирішеним, якщо знайдений такий стан множини $\tilde{\mathbf{P}}$, при якому забезпечується рівність $\mathbf{P}^* = \mathbf{p}_0^*$. Пошук рішення здійснюється шляхом мінімізації не в'язкості (9.48) методом Девідона – Флетчера – Пауелла.

Проектна модель силового трансформатора використовується при управлінні системою охолодження. Тому особлива увага в ній приділена тепловому розрахунку. Модуль теплового розрахунку призначений для визначення сталих значень температури в характерних точках трансформатора. До основних відносин теплового розрахунку можна віднести [6]:

1) логарифмічну різницю температур між маслом і повітрям, °C:

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

де P – тепловий потік, що відводиться охолоджувачами; N_t – число труб охолоджувача, L_t – довжина труби охолоджувача; k_{F_2} – коефіцієнт теплопередачі;

2) потужність двигуна насоса, Вт:

$$P_{д.н.} = \frac{1}{\eta_n \eta_{д.н.}} \frac{\Delta p_m}{\rho_m} G_m . \quad (3.9)$$

де $\eta_n = 0,7$ – ККД насоса; $\eta_{д.н.} = 0,75$ – ККД двигуна насоса; Δp_m – падіння статичного тиску з боку масла; G_m – масова витрата масла; ρ_m – середня щільність масла;

3) сумарна потужність двигунів двох вентиляторів, Вт:

$$P_{\epsilon} = \frac{1}{\eta_{\epsilon} \eta_{д.в.}} \frac{\Delta p_v}{\rho_{\epsilon}} G_{\epsilon} . \quad (3.10)$$

де $\eta_v = 0,6$ – ККД вентилятора; $\eta_{д.в.} = 0,7$ – ККД двигуна вентилятора; Δp – падіння статичного тиску з боку масла; G_v – масова витрата масла; ρ_v – середня щільність повітря.

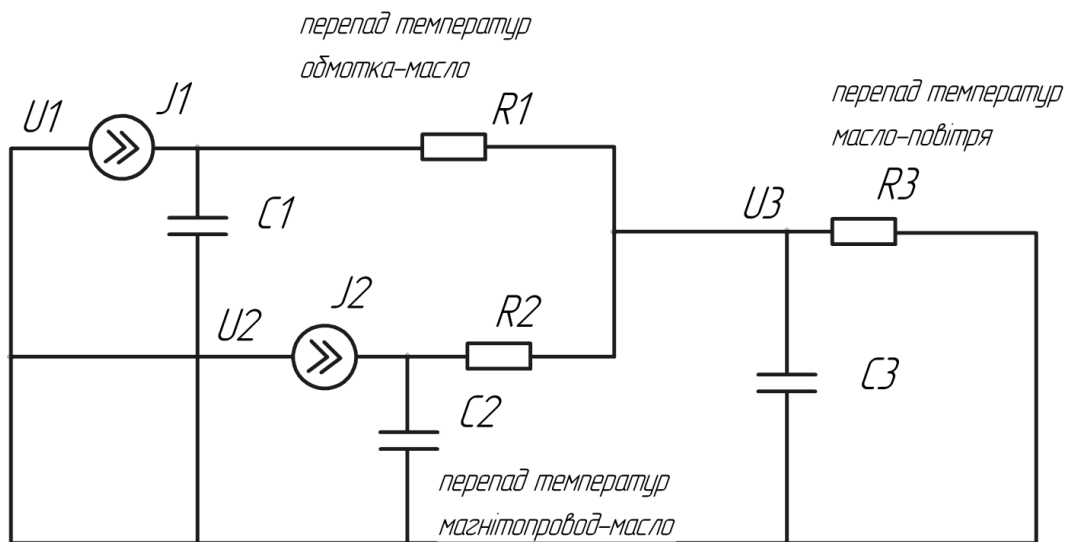


Рисунок 3.2 – Електрична схема заміщення теплових процесів.

Для управління системою охолодження трансформатора необхідно будувати прогноз зміни температур в часі залежно від основних обурюючих чинників: температури навколишнього середовища і навантаження трансформатора. Електрична схема заміщення теплових процесів представлена на рисунку 3.2. Кількості теплоти, накопиченої в окремих тілах, відповідають ємкості C_1 , C_2 , C_3 ; тепловим опорам відповідають електричні опори R_1 , R_2 , R_3 ; перевищенням температури над температурою навколишнього середовища відповідають потенціали U_1 , U_2 , U_3 ; втратам в обмотках і втратам в магнітопроводі відповідають джерела струму J_1 , J_2 .

У момент часу t перевищення температури обмотки, магнітопровода і масла над температурою середовища, що охолоджує, складуть відповідно Δv_1 , Δv_2 і Δv_3 . За час dt ці перевищення температур змінюються на величину $d(\Delta v_1)$ (для обмотки), $d(\Delta v_2)$ (для магнітопровода), $d(\Delta v_3)$ (для масла).

Рівняння динаміки теплових процесів в обмотці, магнітопроводі і маслі відповідно:

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

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

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

Введемо позначення:

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

Отримуємо систему рівнянь процесу охолодження трансформатора:

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

Для вирішення (3.14) необхідно знайти коефіцієнти a_1, a_2, a_3 характеризуючі масогабаритні показники трансформатора b_1, b_2, b_3 визначальні процеси теплопередачі, які можуть бути розраховані на підставі інформації, отриманої з проектної моделі.

З метою мінімізації погрішності розрахунку проводиться експериментальне уточнення коефіцієнта b_3 , що визначає тепловіддачу в навколишнє середовище. Для цього використовується підсистема моніторингу, що надає експериментальні дані про температуру верхніх шарів масла, температуру повітря і навантаження трансформатора для всіх комбінацій включення апаратів системи охолодження на вибраному відрізку часу.

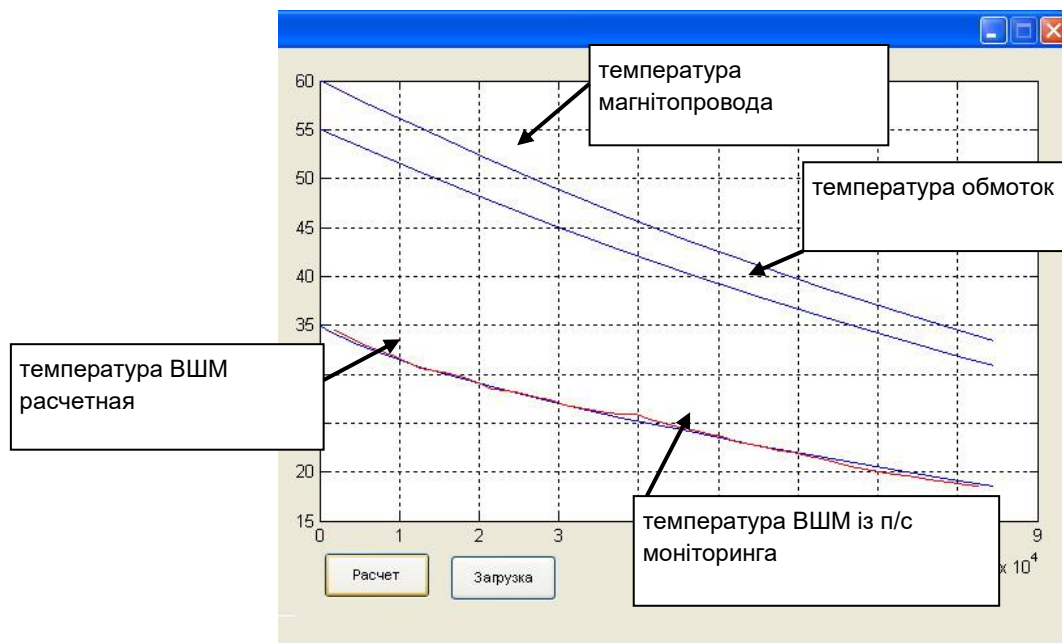


Рисунок 3.3 – Декілька кривих зміни температури побудовані на основі даних моніторингу.

Для пошуку уточненого значення коефіцієнта b_3 використовується декілька фрагментів кривої зміни температури у верхніх шарах масла у функції часу, побудованій на основі даних моніторингу. Для даного інтервалу часу формується система рівнянь (3.14). У неї підставляються реальні зміни в часі втрат трансформатора і температури навколишнього середовища за даний проміжок часу.

Пошук значення b_3 реалізується методом змінної метрики. Як функція мети використовується середньоквадратична розбіжність між розрахунковою кривою, що отримується шляхом вирішення системи рівнянь (3.14), і реальної кривої в точках фіксації значень підсистемою моніторингу.

Отримані таким чином коефіцієнти b_3 для різних режимів роботи системи охолодження є найбільш точними.

3.2. Алгоритм управління системою охолодження силового трансформатора

Розроблена модель дозволяє підтримувати заданий температурний режим роботи устаткування при мінімальній витраті електроенергії на охолодження.

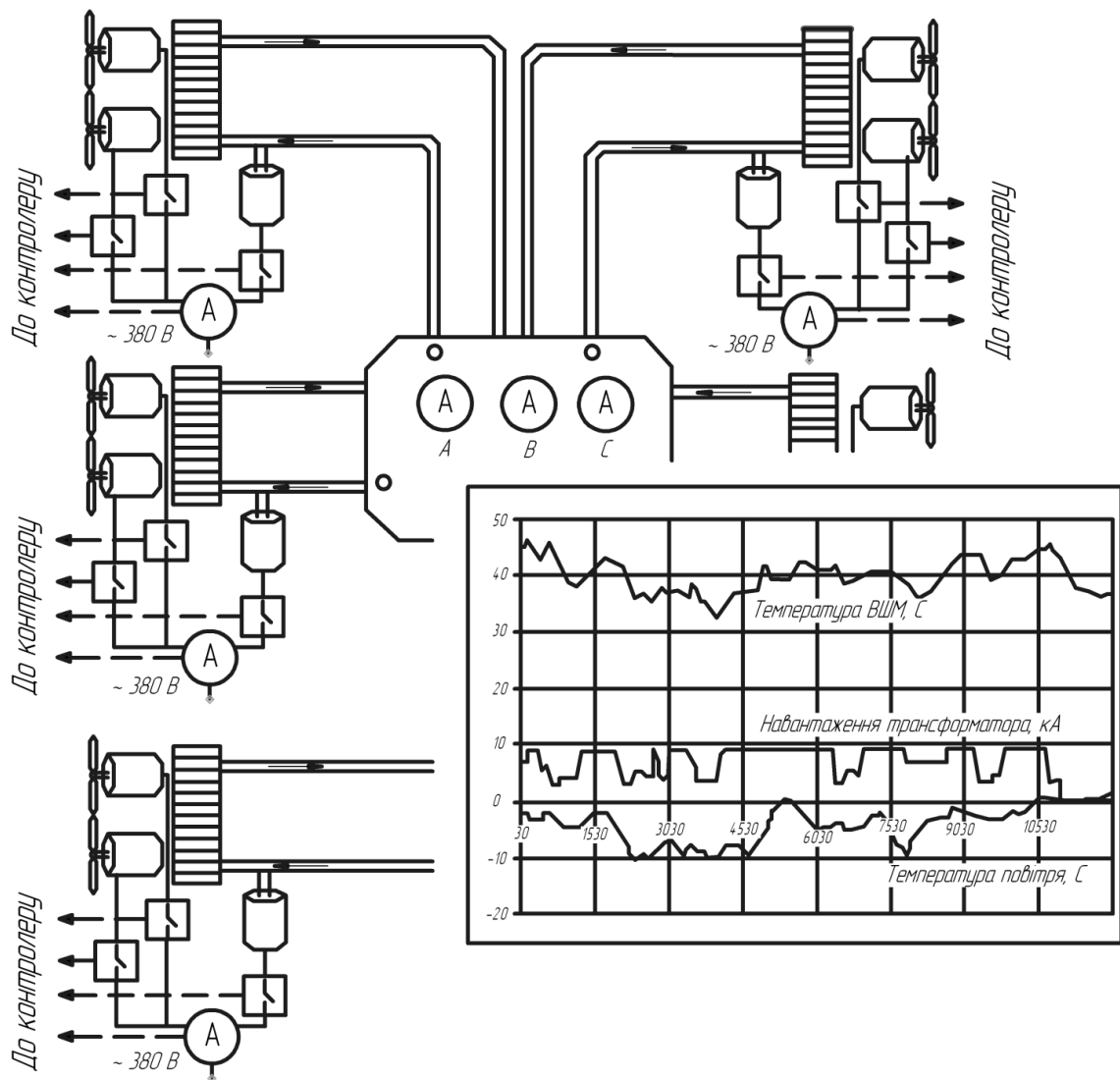


Рисунок 3.4 – Схема управління охолодженням трансформатора.

Управління системою охолодження [7] відбувається згідно схемі на рисунку 3.4. На трансформатор встановлюються датчики струму, напруги, потужності, температури верхніх шарів масла (ВШМ), температури навколишнього середовища, стану маслонасосов і охолоджувачів системи охолодження. Тренди контрольованих параметрів показують реакцію об'єкту на дії, що управляють, аналіз яких дає оцінку теплового стану трансформатора.

Управління проводиться не шляхом пробних дій на реальний об'єкт, а шляхом прогнозування теплового стану трансформатора на математичній моделі з урахуванням прогнозу зміни навантаження трансформатора і температури навколишнього середовища.

Така модель може бути побудована на підставі двох підходів:

- 1) на основі вирішення системи рівнянь (3.14);
- 2) на основі нейронної мережі, що навчалась на реальному трансформаторі.

У роботі використовувалися два види нейронних мереж: на основі чіткої логіки (прогноз результатів дій, що управляють) і на основі нечіткої логіки (прогноз зміни навантаження і температури навколишнього середовища).

Для створення нейронної мережі з чіткою логікою використовується математична модель нейрона представлена виразом:

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

де p_i – вхідний сигнал; w_i – вага синапсу; n – число входів нейрона; b – значення зсуву; y – вихідний сигнал нейрона; f – функція активації.

Використання нейронної мережі зводиться до побудови відображення $X \rightarrow Y$. Вирішити задачу за допомогою нейронної мережі, значить, побудувати функцію $Y(X)$, підібравши синаптичні ваги Lw і зсуви b так, щоб функціонал якості E звертався в мінімум для всіх пар (X_k, Y_k) .

Модель нейронної мережі для прогнозу реакції на дії, що управляють, містить два шаруючи, 12 входів і 6 виходів, як активаційні функції для першого шару використовується тангенсальний сигмоїд, для другого лінійна функція (Рисунок 3.5.). На вхід мережі подаються 12 величин – навантаження трансформатора і температура навколишнього середовища: $I_1 - I_6$ – навантаження трансформатора за 3 години з інтервалом 30 хвилин (6 величин); $t_{нс1} - t_{нс6}$ – температура навколишнього середовища за 3 години з інтервалом 30 хвилин (6 величин). На вихід подаються відповідні значення температури верхніх шарів масла: $t_{вшм1} - t_{вшм6}$. Критерієм якості навчання мережі є величина помилки, яка повинна знаходитися в межах $E = 10^{-2}$.

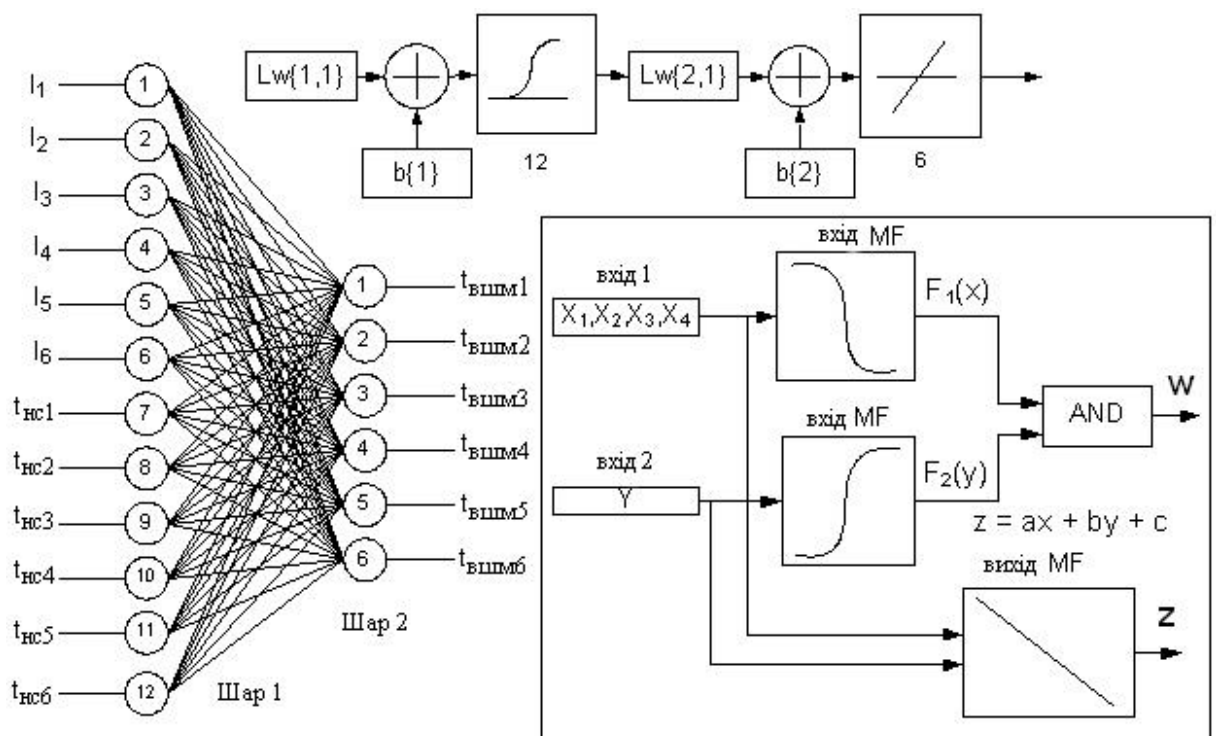


Рисунок 3.5 – Структура нейронної мережі.

Навчання мережі проводиться за статистичними даними, зібраними за тривалий період часу. Для навчання формуються тригодинні вибірки даних, де працюють одні і ті ж апарати системи охолодження.

Для прогнозування теплового стану трансформатора на вхід мережі необхідно подати прогноз навантаження трансформатора і температури

навколишнього середовища на найближчих 3 години. Для формування цих прогнозів в системі використовується нейронна мережа з нечіткою логікою, використання якої обумовлене необхідністю прогнозування даних що мають часто випадковий характер.

Математична модель для нечіткої мережі типу логічне виведення Сугено представлена наступним виразом:

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

де w_i – сила зв'язку між величинами x і y ; $w_i = \text{AndMetod}(F_1(x), F_2(y))$, z_i – логічний вивід на основі заданих нечітких правил: $z = ax + by + c$.

Повчальна вибірка формується з даних за сім днів. На вхід мережі подається вектор з п'яти величин з тимчасовим інтервалом 30 хв., з яких чотири подаються на вхід 1 (x_1, x_2, x_3, x_4), а п'ята на вхід 2 (y) як елемент навчання. Для кожної з вхідних змінних задається по три лінгвістичні змінні з трикутною функцією приналежності (лінійна функція). Для моделювання дії, що управляє, необхідно виконати навчання нейронної мережі і потім на початку кожного тригодинного інтервалу: побудувати прогноз навантаження і температури навколишнього середовища на наступний 3 години; побудувати прогнози температури верхніх шарів масла на наступних 3 години при різному числі задіяних охолоджувачів; вибрати варіант, що забезпечує задану температуру верхніх шарів масла в кінці даного 3 год. інтервалу.

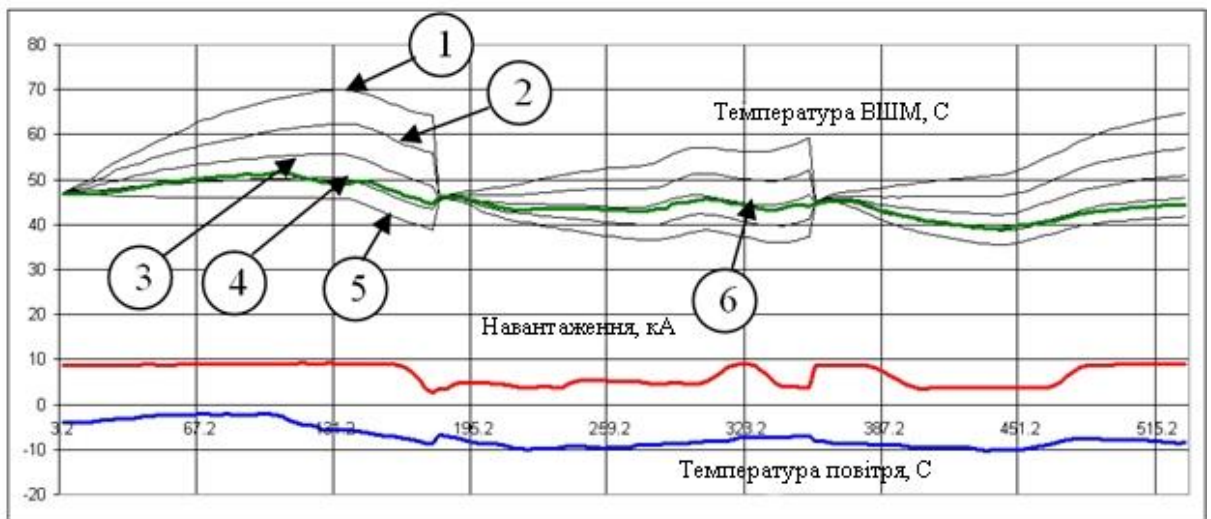


Рисунок 3.6 – Результати роботи моделі управління охолодженням силових трансформаторів.

Результати роботи моделі показані у вигляді графіків на рисунку 3.6. На першому і третьому тригодинному інтервалі системою запропоновано задіювати чотири групи, що охолоджують, на другому три. Порівняння результатів моделювання з даними системи моніторингу показують достатньо точний збіг, що дає право говорити про працездатність створеної моделі.

РОЗДІЛ 4

ПОКАЗНИКИ ТА ФАКТОРИ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА ІНТЕНСИВНІСТЬ СТАРІННЯ МАСЛА

Накопичений до теперішнього часу досвід експлуатації високовольтних трансформаторів (багато хто з них знаходиться в експлуатації 40 і більше років) дозволяє використовувати результати періодичного контролю як повчальні вибірки.

Одним з чинників, що впливають на інтенсивність старіння масла, є температура. Відомо [8], що збільшення завантаження трансформатора на 0,8 % приводить до підвищення температури масла в баку на 1 °С. Раніше як параметр [8], що характеризує вплив завантаження трансформаторів на швидкість старіння масла, використовувалася величина енергії, переданої через трансформатор. Отримані результати показали наявність значущого зв'язку між величиною енергії і значеннями показників якості масла. Проте для розрахунку енергії необхідна інформація про завантаження трансформаторів і їх добові графіки з моменту введення в експлуатацію. На жаль, подібна інформація по більшості трансформаторів відсутня. Тому для кількісного опису впливу режимів роботи трансформаторів необхідно використовувати іншу характеристику.

Зв'язок між завантаженням трансформаторів і температурою ізоляції можна отримати виходячи з таких міркувань. Відомо [9], що перевищення температури при сталому режимі трансформатора визначається як:

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

де K - коефіцієнт тепловіддачі поверхні S трансформатора; ΔP - величина втрат потужності в трансформаторі.

У свою чергу, втрати потужності в трансформаторі при номінальному режимі:

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

З (4.2), використовуючи номінальну потужність трансформатора у відносних одиницях, 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 відносних одиницях.

Таким чином, температура масла в баку трансформатора в процесі його експлуатації визначатиметься втратами потужності, що складаються з втрат холостого ходу і теплових втрат в обмотках і, які залежать від струмів навантаження і трансформатора. Оскільки втрати холостого ходу можна вважати незмінними, та зміна температури буде обумовлена зміною втрат навантажень. У свою чергу, величина втрат навантажень залежатиме від завантаження трансформатора, тобто фактично від потужності, переданої через даний трансформатор. Як параметр, що характеризує температурний режим трансформаторів, пропонується використовувати величину потужності, переданої через трансформатори.

Як початкові дані для розрахунку використовувалися значення коефіцієнтів завантаження по трансформаторах АК "Харьковобленерго" за період з 2006 р. по 2019 р. а також добові графіки енергоспоживання даних трансформаторів. Значення середньодобової потужності визначалося як:

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

Далі проводилося усереднювання середньодобової потужності по кожному з показників за період з 2006г. по 2019 р.:

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

Набутих значень середньодобової потужності за 13 років експлуатації дозволили виконати оцінку впливу режимів роботи трансформаторів на інтенсивність дрейфу, значень показників якості масла. Як початкові дані використовувалися результати періодичного контролю стану масла по трансформаторах АК "Харьковоблэнерго". Розглянемо отримані результати по кожному з показників.

4.1. Кислотне число масла

З масиву початкових даних, використовуючи критерій максимуму кореляційного відношення [10], було сформовано 6 однорідних підмножин кислотного числа, для яких старіння протікало з однаковою швидкістю. Дані підмножини приведені на рисунку 4.1. Як видно з рисунку, залежність кислотного числа від часу експлуатації має дві чітко виражених ділянки. Індукційний період, протягом якого значення показника практично не змінюється, і період само прискорення, протягом якого спостерігається помітне зростання кислотного числа. Оскільки зі всіх аналізованих підмножин значення кислотного числа перевищило своє граничне значення тільки в підмножині M1, то для оцінки інтенсивності старіння використовувалися дві характеристики: тривалість індукційного періоду і значення приросту кислотного числа через 25 років експлуатації.

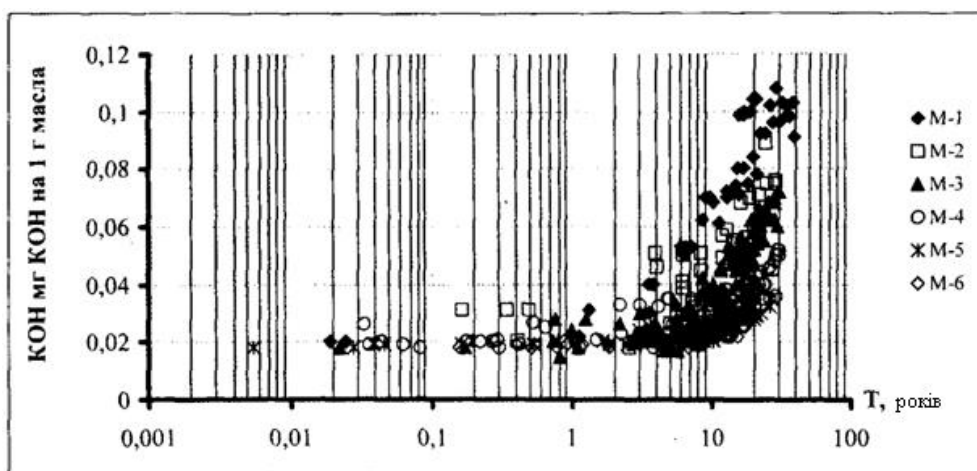


Рисунок 4.1 – Залежність кислотного числа масла від часу експлуатації для 6 підмножин однорідних даних.

Розподіл середньодобових потужностей по підмножинах кислотного числа приведений на рисунку 4.2. Порівнюючи залежності на даних малюнках, легко побачити, що існує безумовний зв'язок між інтенсивністю окислення масла і завантаженням трансформаторів. Крім того, з рисунка 4.2 видно, що значення середніх потужностей розподілені достатньо компактно в межах кожної підмножини, при цьому кількість "граничних крапок" набагато менша, ніж останніх.

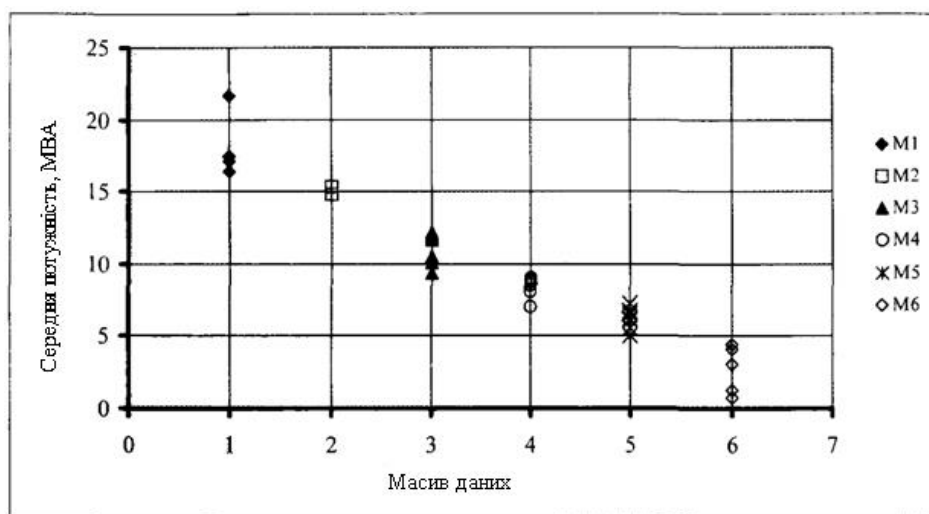


Рисунок 4.2 – Розподіл середньодобових потужностей по підмножинах кислотного числа трансформаторного масла.

Представляє також безпосередній інтерес розглянути залежності тривалості індукційного періоду і приросту кислотного числа через 25 років експлуатації від значень середньодобових потужностей. Дані залежності приведені відповідно на рисунку 4.3 і 4.4.

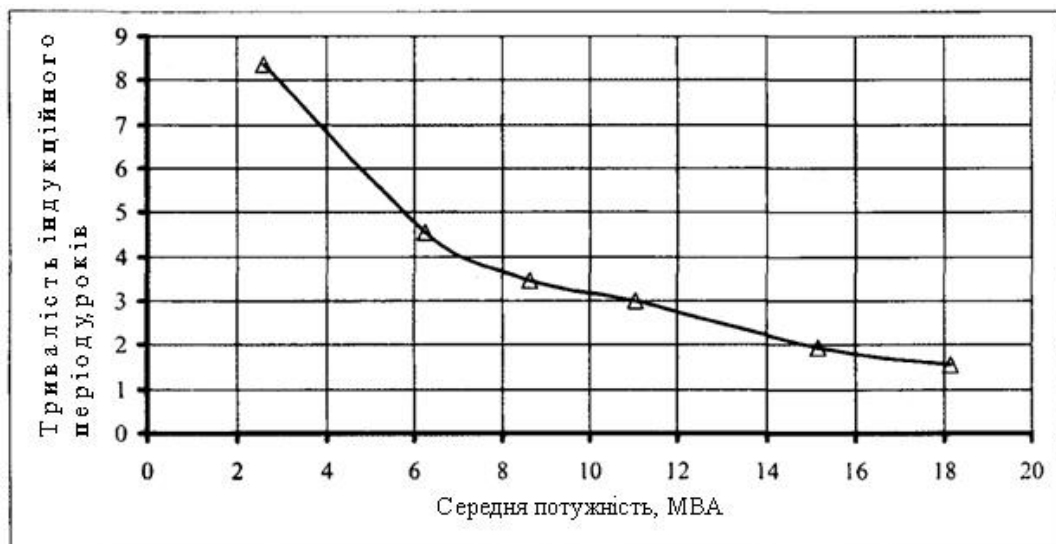


Рисунок 4.3 – Залежність тривалості індукційного періоду кислотного числа трансформаторного масла від середньої потужності.

Як видно з рисунка 4.3, тривалість індукційного періоду кислотного числа зменшується із збільшенням середньої потужності трансформатора. Причому максимальне значення тривалості індукційного періоду мають трансформатори, чия середня потужність не перевищує 5 МВ А (підмножини М6 і М5). Мінімальне значення тривалості індукційного періоду спостерігається у трансформаторів, чия середня потужність перевищує значення 15 МВА (підмножини М1 і М2).



Рисунок 4.4 – Залежність приросту кислотного числа через 25 років експлуатації від значення середньої потужності трансформаторів.

На рисунку 4.4 приведена залежність приросту кислотного числа через 25 років експлуатації від значення середньої потужності трансформаторів. Як видно з рисунка, із зростанням середньої потужності значення приросту кислотного числа через 25 років експлуатації збільшується. При цьому максимальне значення приростів кислотного числа (підмножини M1 і M2) відповідає максимальним значенням потужностей. Важливо, що крива на рисунку 9.13 має яскраво виражену тенденцію до насичення, що говорить про те, що приріст кислотного числа не може бути нескінченно великим, оскільки з часом концентрація молекул, що не прореагували, знижується.

4.2. Вміст в маслі водорозчинних кислот

Зі всіх аналізованих трансформаторів водорозчинні кислоти були виявлені тільки у трансформаторів, чия середня потужність за останніх 13 років перевищувала 16 МВА (підмножина 1 на рисунку 9.11). Це трансформатори п. с. "Левада" Т-1 $P_{\text{ср}} = 21,6$ МВА, п. с. "Сокольники" Т-1 $P_{\text{ср}} = 17,5$ МВА и п. с. "Сокольники" Т-2 $P_{\text{ср}} = 16,4$ МВА. Залежності вмісту в маслі водорозчинних кислот від часу експлуатації для даних трансформаторів приведені на рисунку 4.5.

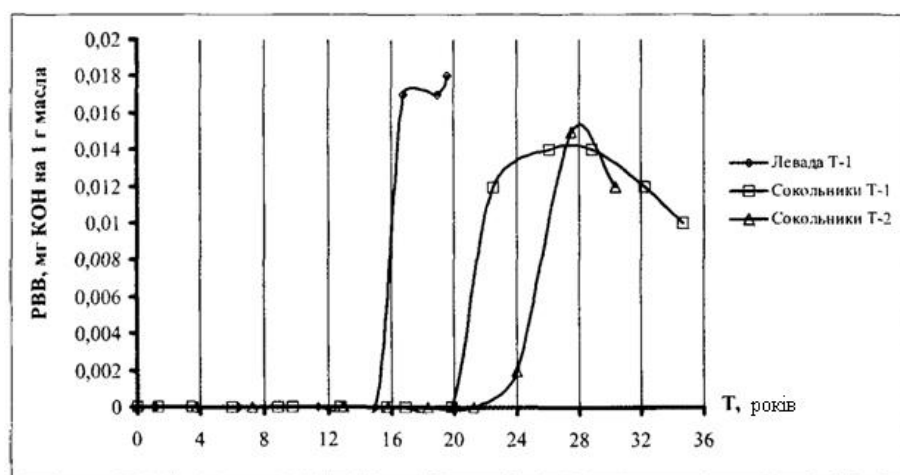


Рисунок 4.5 – Залежність вмісту в маслі водорозчинних кислот від часу експлуатації.

Як видно з рисунка 4.5, залежності водорозчинних кислот від часу експлуатації мають ті ж дві ділянки, що і кислотне число масла. При цьому головною відмінністю є триваліша тривалість індукційного періоду. Для оцінки інтенсивності зростання використовувалася величина максимальної концентрації водорозчинних кислот. Порівнюючи значення середніх потужностей даних трансформаторів з представленими на рисунку 4.5 залежностями, легко побачити, що і тривалість індукційного періоду і максимальне значення водорозчинних кислот мають явну залежність від завантаження трансформаторів.

Дану тенденцію підтверджують рисунки 4.6 і 4.7, де приведені залежності тривалості індукційного періоду і максимуму водорозчинних кислот від значення середньої потужності трансформаторів. Як видно з рисунку 4.6, із збільшенням середньої потужності тривалість індукційного періоду знижується. При цьому збільшення середньої потужності на 5 МВА приводить до скорочення індукційного періоду на 7 років.



Рисунок 4.6 – Залежність тривалості індукційного періоду вмісту в маслі водорозчинних кислот від середньої потужності.

З рисунка 4.7 видно, що максимальна концентрація водорозчинних кислот збільшується у міру збільшення середньої потужності. При цьому збільшення середньої потужності на 5 МВА максимум водорозчинних кислот збільшився на 0,004 міліграм КОН на 1 г масла. На жаль, обмежений об'єм даних не дозволив

з'ясувати, як поведуться дані характеристики в ширшому діапазоні потужностей, тому дане питання підлягає подальшому дослідженню.



Рисунок 4.7 – Залежність максимальної концентрації водорозчинних кислот від середньої потужності.

4.3. Температура спалаху масла

Для даного показника [11] характерний не тільки дрейф, обумовлений впливом експлуатаційних дій, але і систематичний зсув тимчасових рядів температури спалаху щодо один одного. Даний зсув обумовлений різним значенням показника на момент заливки масла. Тому оцінка впливу завантаження трансформаторів на інтенсивність дрейфу значень температури спалаху проводилась з урахуванням значення температури спалаху на момент заливки масла в бак трансформатора. Важливо, що при близьких значеннях температури спалаху на момент заливки масла динаміка її зміни може значно відрізнятися, що наочно ілюструє рисунок 4.8.

Як видно з рисунка 4.8, не дивлячись на приблизно однакове значення показника на момент заливки, приведені на малюнку тимчасові ряди показника відрізняються як за тривалістю індукційного періоду, так і за значенням прирости температури спалаху через 25 років експлуатації. При цьому значення середніх потужностей для даних трансформаторів склали: п. с. "Левада" Т-1 $P_{\text{ср}} = 21,6$

МВА, п. с. "Світ Шахтера" Т-1 $P_{cp} = 11,8$ МВА и п. с. "Жуковського" Т-1 $P_{cp} = 8,76$ МВ А. Набуті значень середніх потужностей досить добре описують залежності на рисунку 4.8.

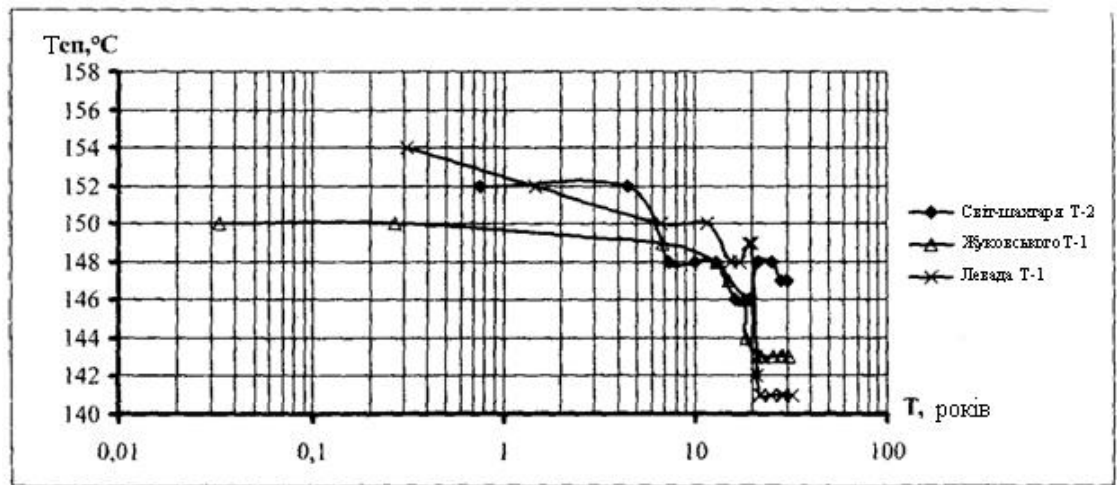


Рисунок 4.8 – Залежність температури спалаху трансформаторного масла від часу експлуатації трансформаторів АТ “Харьковобленерго”, у яких значення даного показника на момент заливки перевищувало 150°C .

На рисунку 4.9 приведені залежності тривалості індукційного періоду температури спалаху від середньої потужності для трансформаторів, що мають різне значення показника на момент заливки масла.



Рисунок 4.9 – Залежності тривалості індукційного періоду температури спалаху від середньої потужності для трансформаторів, що мають різне значення показника на момент заливки масла.

Як видно з рисунка 4.9, тривалість індукційного періоду знижується у міру зростання середньої потужності. При цьому із зменшенням температури спалаху на момент заливки масла (зростанням концентрації низько киплячих домішок) криві йдуть в область менших значень потужностей, тобто для скорочення тривалості індукційного періоду необхідні температурні умови набагато м'якше, ніж для аналогічного скорочення індукційного періоду у масла, що має вищі початкові значення температури спалаху.

Залежності значення приросту температури спалаху через 25 років експлуатації від середньої потужності для трансформаторів, що мають різне значення температури спалаху на момент заливки масла, приведені на рисунку 4.10.



Рисунок 4.10 – Залежності значення приросту температури спалаху через 25 років експлуатації від середньої потужності для трансформаторів, що мають різне значення температури спалаху на момент заливки масла.

З рисунка 4.10 видно, що із зростанням завантаження трансформаторів спостерігається чітка тенденція до збільшення приросту показника. В той же час величина приросту визначається не тільки значенням середньої потужності, але і якістю масла, що заливається. Чим менше температура спалаху на момент

залівки, тим менше значення її приросту. Це обумовлено зниженням концентрації молекул, що не прореагували, у міру зниження якості масла.

4.4. Пробивна напруга трансформаторного масла

Вплив завантаження трансформаторів позначається і на зміні пробивної напруги масла. Наочний такий вплив ілюструє рисунок 4.11, на якому приведені залежності пробивної напруги масла від часу експлуатації для трьох трансформаторів АК "Харьковобленерго". Як видно з рисунка 4.11, швидкість зміни пробивної напруги у приведених трансформаторів значно відрізняється.

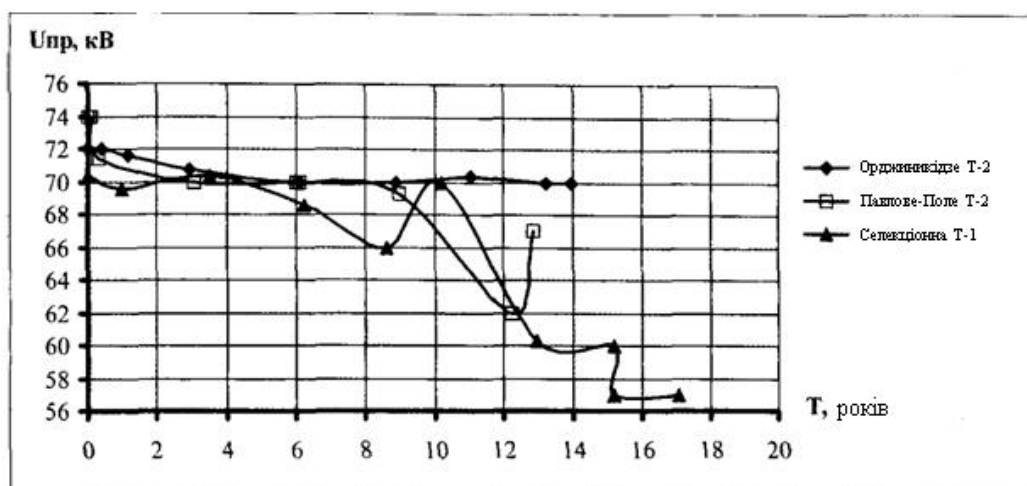


Рисунок 4.11 – Залежності пробивної напруги трансформаторного масла від часу експлуатації.

При цьому дані трансформатори протягом останніх 13 років експлуатації мали наступні значення середніх потужностей: п. с. "Селекційна" Т-1 $P_{cp} = 17,1$ МВА, п. с. "Павлове поле" Т-2 $P_{cp} = 8,75$ МВА і п. с. "Орджонікідзе" Т-2 $P_{cp} = 4,1$ МВА. Порівнюючи значення потужностей і розташування кривих на рисунку 9.20, бачимо, що інтенсивність зниження пробивної напруги збільшується у міру погіршення умов експлуатації. До аналогічних висновків можна прийти, якщо проаналізувати залежність тривалості індукційного періоду пробивної напруги від середньої потужності трансформаторів, приведену на рисунку 4.12.



Рисунок 4.12 – Залежність тривалості індукційного періоду пробивної напруги масла від середньої потужності трансформаторів.

Як видно з рисунка 4.12, тривалість індукційного періоду знижується із зростанням завантаження трансформатора. Це може бути пояснено тим, що із збільшенням робочої температури ізоляції інтенсивність процесів старіння збільшується і, отже, збільшується концентрація продуктів старіння, що знижують міцність масла. Залежність приросту пробивної напруги трансформаторного масла через 15 років експлуатації від середньої потужності трансформаторів приведена на рисунку 4.13.



Рисунок 4.13 – Залежність приросту пробивної напруги трансформаторного масла через 15 років експлуатації від середньої потужності трансформаторів, які мають різне значення температури спалаху на момент заливки масла.

РОЗДІЛ 5

ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ

СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Найбільш важливими і ефективними методами діагностики активної частини силового трансформаторного устаткування є метод низьковольтних імпульсів (НВІ) [12], вимірювання опору КЗ (Z_k) для контролю механічного стану обмоток після протікання наскрізних струмів короткого замикання (КЗ) [13], а також моніторинг рівня часткових розрядів (ЧР) в ізоляції введень і обмоток в сукупності з контролем основних ізоляційних характеристик ($R_{\text{ізол.}}$, $\text{tg } \delta$ та ін.). Ці декілька методів діагностики дозволяють охопити і стан геометрії обмоток, і стан їх ізоляції, що в сумі дає достатньо об'єктивну загальну картину “самопочуття” активної частини силового трансформатора в світлі аналізу пошкоджуваності, приведенного вище.

До решти необхідних елементів системи комплексної діагностики можна віднести вимірювання рівня вібрації з метою оцінки стану пресовки обмоток, стани магнітопровода, системи охолодження силових трансформаторів, фізико-хімічні аналізи трансформаторного масла і інші методи [14]. Достатньо інформативними для оцінки стану електротехнічного устаткування є впровадження системи TDM (Transformer Diagnostics Monitor) і хроматографічний аналіз газів, розчинених в трансформаторному маслі (ХАРГ).

5.1. TDM - система моніторингу технічного стану силових трансформаторів

Система TDM (Transformer Diagnostics Monitor) призначена для безперервного контролю і аналізу технічного стану силових високовольтних трансформаторів. Застосовується для реєстрації і збору інформації в режимі безперервного моніторингу і контролю. Дозволяє аналізувати параметри стану

основних підсистем трансформатора, формувати комплексний висновок про стан трансформатора.

Для проведення оперативної оцінки загального технічного стану трансформатора за допомогою системи моніторингу марки TDM аналізується стан наступних підсистем і елементів трансформатора:

1. Контроль технічного стану маслонаповнених вводів трансформатора. В процесі контролю за станом вводів ведеться вимірювання струмів провідності, розрахунок тангенсів кута втрат, величини $C1$.
2. Контроль зміни геометрії обмоток трансформатора за допомогою оперативного розрахунку параметра Z_k після кожної аномальної дії на обмотки трансформатора.
3. Контроль стану РПН трансформатора по температурі бака, акустичним частковим розрядом, вібрації в процесі комутації, потужності, споживаній приводним електродвигуном РПН.
4. Контроль температурних режимів роботи трансформатора і управління системою охолодження трансформатора. Оцінка технічного стану маслонасосов і вентиляторів системи охолодження.
5. Реєстрація перенапружень і імпульсних струмових дій на обмотки трансформатора, контроль роботи захисних реле трансформатора.
6. Контроль параметрів стану трансформатора, визначуваних іншими діагностичними системами, наприклад, вологість масла.

На підставі ряду приватних діагнозів є можливість інтегральної оцінки стану трансформаторів, прогнозування розвитку стану і дефектів. Важливою перевагою системи є можливість аналізу трендів розвитку дефектів і визначення залишкового ресурсу.

Все основне устаткування системи моніторингу розташовується поряд з трансформатором. Воно вмонтовується в захисній шафі і складається з 5 основних модулів.

— Модуль 1. Об'єднує центральний обчислювальний модуль системи, що має інтерфейси зі всіма діагностичними підсистемами і з системою АСУ-ТП верхнього рівня. Тут же розташовуються вторинні прилади систем контролю температурних режимів трансформатора і вологості масла.

— Модуль 2. У модулі вмонтовується система контролю введень трансформатора по струмах провідності аналогічна приладу [R1500/6](#).

— Модуль 3. У ньому змонтована система контролю технічного стану РПН трансформатора.

— Модуль 4. У ньому вмонтовується система управління охолодженням трансформатора і контролю технічного стану маслонасосов і вентиляторів.

— Модуль 5. Реєстратор перенапружень і дії імпульсних струмів на обмотки трансформатора.

Основні властивості системи моніторингу марки TDM:

— Оперативна оцінка технічного стану трансформатора в режимі "on-line", виявлення дефектів стану.

— Формування і видача рекомендацій про особливості експлуатації трансформатора, необхідність і терміни проведення ремонтних робіт.

— Управління системою охолодження трансформатора і роботою пристрою РПН.

— Реєстрація поточної інформації про нормальні і перед аварійні події в трансформаторі.

— Інтеграція системи моніторингу трансформатора в систему диспетчерського управління (АСДУ) енергосистеми.

Моделі підсистем трансформатора, використовувані при діагностиці:

— Аналіз впливу режимів роботи на стан ізоляції обмоток, визначення здатності навантаження і обчислення терміну служби трансформатора відповідно до ГОСТ 14209-97.

- Діагностика стану маслонаповнених вводів на основі тимчасових і температурних залежностей струмів провідності і тангенсів кута втрат вводів.
- Аналіз виникнення деформацій обмоток на основі оперативного розрахунку параметра Z_k після електродинамічних дій на обмотки трансформатора.
- Визначення технічного стану РПН на основі аналізу вібраційних і енергетичних параметрів, зареєстрованих в процесі комутації.
- Управління і аналіз технічного стану елементів системи охолодження по параметрах пускових і робочих режимів електродвигунів.
- Використання в діагностичних моделях додаткової інформації від датчика вологості.

Параметри технічного стану трансформатора, контрольовані системою TDM:

Система охолодження трансформатора:

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

Стан обмоток трансформатора:

- Максимальна розрахункова температура обмотки трансформатора.
- Наявність змін форми обмоток після електродинамічних дій.

Навантажувальні і експлуатаційні параметри:

- Струми трьох фаз трансформатора, сторона ВН або НН.
- Напруга трьох фаз, сторона ВН і НН. Визначаються по струмах провідності введень.

Стан маслонаповнених введень трансформатора:

- Контроль тангенса кута втрат вводів і величини ємкості $C1$.

- Тиск у вводах, високий - низький поріг.

Стан і режим роботи РПН трансформатора:

- Температура бака РПН, порівняно з температурою бака трансформатора.
- Вібраційний контроль стану приводу і наявності дуги в контакторі.
- Акустичний контроль часткових розрядів в баку РПН.
- Положення РПН.
- Рівень масла в баку РПН.

Сигнали з найбільш відповідальних реле захисту і блокування трансформатора:

- Стан газового реле.
- Тиск в баку трансформатора.

Датчики, що стандартно поставляються з системою моніторингу марки TDM:

- Датчики марки [DB-1](#) ([DB-2](#)), призначені для реєстрації струмів провідності маслонаповнених введень.
- Датчик вібрації і акустичний датчик часткових розрядів, суміщені в одному корпусі, для реєстрації процесів усередині РПН.
- Датчики температури для стаціонарного монтажу на поверхні бака трансформатора і РПН.
- Датчики вологості і температури навколишнього середовища, суміщені в одному корпусі.
- Вимірювальні трансформатори струму 5/5 ампер (вибирається по параметрах об'єкту моніторингу) для реєстрації струмів однієї фази трансформатора, струму електродвигуна РПН і струмів електродвигунів системи охолодження.
- Ємкісні датчики для напруги НН трансформатора (тільки для 6-10 кВ), необхідні для контролю зміни геометричних розмірів обмоток (з використанням параметра Z_k).

Додаткові можливості, які можуть бути реалізовані системою TDM.

Система моніторингу TDM орієнтована на виконання діагностичних функцій і призначена для оперативної оцінки технічного стану трансформатора. Тому вона може бути складовою частиною складніших систем, які, що враховують, і кількість електроенергії, що мають розширені функції реєстраторів і аналізаторів режимних і аварійних ситуацій у вузлах енергосистем.

Вбудовані в систему моніторингу функції діагностики можуть бути розширені додатковими підсистемами.

- Реєстрація і аналіз часткових розрядів у введеннях і усередині трансформатора. Як технічні засоби для цього застосовується модифікована версія приладу [ССМ-12](#), виробництва даної фірми, що враховує особливості діагностики ЧР в трансформаторах.

- Аналіз розчинених газів в маслі. Для цієї мети до системи підключається прилад фірми HYDRAN або іншої фірми з аналогічними функціями.

- Підключення аналогових сигналів від інших систем і приладів контролю і діагностики, склад яких визначається при кожній конкретній інсталяції системи.

5.2. Діагностика силових трансформаторів за наслідками хроматографічного аналізу

Хроматографічний аналіз розчинених в маслі газів (ХАРГ) є сьогодні одним з основних методів оцінки стану силових трансформаторів. Нижче розглянуті деякі проблеми, які виникають при формалізації методики ХАРГ для автоматизованого використання у складі комп'ютерної системи оцінки стану устаткування [15].

Відомо, що ХАРГ повинен давати відповідь на три питання:

1. Чи є в даному устаткуванні дефект?

2. Який характер дефекту?

3. Що робити за наявності дефекту?

На жаль, цілком певної відповіді на перше питання ХАРГ дати не може, оскільки по перевищенню граничних концентрацій газів можна судити лише про можливий розвиток дефекту. Певний ступінь нечіткості ХАРГ має місце і при відповідях на два інших питання. Це не говорить про неефективність даного виду випробувань, а ще раз свідчить про складність процесів при оцінці станів трансформатора. Серед останніх можна виділити, принаймні, чотири варіанти (Таблиця 5.1).

Таблиця 5.1 – Чотири варіанти станів трансформатора

Стан	Граничні концентрації газів перевищені	Наявність дефекту
S ₁	Ні	Ні
S ₂	Так	Ні
S ₃	Ні	Так
S ₄	Так	Так

Робиться спроба зіставлення всієї додаткової (не включаючи, поки, результати інших випробувань) інформації про об'єкт діагностики з результатами ХАРГ і комплексного аналізу всіх цих відомостей, що можливо тільки в комп'ютерній експертній системі.

З практики відомо, що досить часто той або інший об'єкт виявляється в стані S₂, коли за відсутності дефекту має місце перевищення граничних концентрацій окремих газів.

Причин цьому явищу достатньо багато. Одна з них полягає в некоректних значеннях деяких граничних концентрацій, в якості яких на ряду підприємств

беруться величини, рекомендовані в [16] як орієнтовані. На подібні роздуми наводить аналіз інформації, приведеної в таблиці 5.2 з даними ХАРГ восьми однотипних трансформаторів, що функціонують на одній з ГРЕС.

Таблиця 5.2 – Дані ХАРГ восьми однотипних трансформаторів

Трансфор -матор	Рік введення в експлуата -цію	Кількість ХАРГ	Число перевищень граничних значень						
			H ₂	H ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂
T1	1969	50	1	4	1	3	11	–	9
T2	1970	45	–	3	–	–	3	–	26
T3	1970	46	–	1	–	–	3	–	22
T4	1988	43	1	–	–	–	–	8	3
T5	1971	50	–	–	–	–	5	4	10
T6	1972	47	–	–	–	–	–	–	19
T7	1972	55	1	1	–	–	7	–	14
T8	1973	49	1	–	–	–	–	7	20

У подібній ситуації доцільне визначення для вуглекислого газу граничної концентрації по інтегральній функції розподілу.

Решту причин можна розділити на дві групи: обумовлені неаварійними процесами в самому трансформаторі і викликані зовнішніми чинниками. До перших належать:

- перенапруга;
- перевантаження;
- перетікання газів з розширювача контактора РПН;
- природне старіння ізоляції.

Серед причин, викликаних впливом зовнішніх чинників, відзначимо наступні:

- часткова відмова системи охолодження (на певний ступінь умовності тут зважає, що це не дефект);
- доливка старим маслом;
- зварювальні роботи на баку;
- тривале підвищення середньодобової температури;
- тривала сонячна радіація;
- помилки при узяті проб (брудний посуд, тривале транспортування, узяття проб в погану погоду і так далі);
- підсос газів з навколишнього середовища;
- підвищення атмосферного тиску;
- дія геомагнітних струмів.

Серед причин другої групи деякі приведені як гіпотези, тобто потребують подальшої перевірки. Неприємнішим є стан S3, який також може виникнути з різних причин:

- зниження навантаження (останов);
- доливка дегазованим маслом;
- заміна селікагелю;
- продування азотом (у трансформаторах з азотним захистом);
- заміна масла в розширювачі, виборцеві РПН;
- пониження середньодобової температури;

- пониження атмосферного тиску;
- виключення сонячної радіації (тінь) наявність вітру певної сили і напряму.

У цьому переліку, як і вище, містяться причини, достовірність впливу яких на концентрації газів в маслі вимагає свого підтвердження.

Впливи великого числа чинників на концентрації газів в трансформаторному маслі підкреслюється багатьма фахівцями. Зокрема, в описується експеримент на виведеному в ремонт трансформаторі, коли протягом місяця (час проведення експерименту) спостерігалися значні коливання (включаючи істотне зростання) концентрацій всіх газів. Пропонується такі, поки нез'ясовні, зміни концентрацій сприймати як шумову компоненту. Проте використання експертних систем сьогодні дозволяє в будь-якому шумі виділяти корисні сигнали, до чого ми і прагнемо.

Таким чином, потрібно з максимальною достовірністю розвести стани S2 і S4. У для цих цілей пропонується збільшити частоту випробувань по ХАРГ і контролювати швидкість наростання концентрації газів.

Спробуємо формалізувати ці і деякі інші рекомендації. Припустимо, що в трансформаторі T1 у момент часу t_n зафіксовано перевищення концентрацій деякими газами граничних значень. Враховуватимемо:

- чинники, сприяючі зростанню концентрації газів при експлуатації даного об'єкту; позначимо їх через f_1 , облік f_1 повинен проводитися в період $[t_n - \Delta t_1, t_n]$, де Δt_1 – цілком певна величина, що враховує інерційний характер процесів;
- чинники, сприяючі зниженню концентрації при експлуатації даного об'єкту – f_2 (коментар той же, що і для f_1);
- зафіксоване зростання концентрації газів в аналогічних трансформаторах на даному підприємстві в період $[t_n - \Delta t_2, t_n + \Delta t_3]$;

— зафіксоване зростання концентрацій газів на даному підприємстві на трансформаторах інших конструкцій і призначення в період $[t_n - t_2, t_n + t_3]$ – f_4 ;

— пилкоподібний характер графіка зміни концентрацій газів в трансформаторі Т1 з періодичними перевищеннями граничних значень в період $[t_0, t_n]$, де t_0 – час останнього капітального ремонту – f_5 ;

— швидкість наростання концентрації газів для Т1 в момент t_n , що перевищує 10 % – f_{6i} , где $i=1, 2, \dots, 7$.

Скористаємося методом Байеса, який широко застосовується в технічній діагностиці. Стан об'єкту S_i і чинник f_j , пов'язаний з цим станом, можуть бути виражені через вірогідність наступною формулою:

$$P(S_i / f_j) = P(S_i) \frac{P(f_j / S_i)}{P(f_j)}, \quad (5.1)$$

де $P(S_i)$ – апіорна вірогідність стану S_i ; $P(f_j / S_i)$ – вірогідність прояву чинника f_j у об'єкту в змозі S_i ; $P(f_j)$ – апіорна вірогідність прояву чинника f_j на будь-якому об'єкті; $P(S_i / f_j)$ – апостеріорна вірогідність стану S_i при прояві чинника f_j .

Сенс методу Байєрса полягає в оцінці $P(S_i / f_j)$ на тлі різноманіття доступних для обліку чинників. При послідовному обліку цих чинників зростання значення $P(S_i / f_j)$ свідчить про високу вірогідність події S_i , а при зниженні – практичній не реалізованості.

Представимо (5.1) в зручнішому для подальших розрахунків вигляді. Після ряду перетворень маємо:

$$P(S_i / f_j) = \frac{P(f_j / S_i) \cdot P(S_i)}{P(f_j / S_i) \cdot P(S_i) + P(f_j / \bar{S}_i) [1 - P(S_i)]}, \quad (5.2)$$

де $P(f_j / \bar{S}_i)$ – вірогідність прояву чинника f_j у об'єкту, що не знаходиться в змозі S_i .

Апріорна вірогідність початкових станів трансформаторів для кожної енергосистеми може трохи відрізнятись. Визначити їх для групи експертів особливої праці не складе. Допустимо, вони відповідають значенням приведеним в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Апріорна вірогідність початкових станів трансформаторів

Стан	S_1	S_2	S_3	S_4
Вірогідність $P(S_i)$	0,894	0,1	0,001	0,005

У базі даних експертної системи повинна також міститися вірогідність

$P(f_j / S_i)$ і $P(f_j / \bar{S}_i)$. Припустимо, що для відмічених вище чинників вони мають значення, приведені в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Вірогідність $P(f_j / S_i)$ і $P(f_j / \bar{S}_i)$

Стан	Значення $P(f_j / S_i)$ і $P(f_j / \bar{S}_i)$											
	f_1		f_2		f_3		f_4		f_5		f_6	
S_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
S_2	0,9	0,1	-	-	0,9	0,1	0,7	0,3	0,9	0,1	0,1	0,9
S_3	-	-	0,9	0,1	-	-	-	-	-	-	0,9	0,1
S_4	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6	0,4	0,9	0,1

Примітки: прочерки в таблиці означають, що j -ий чинник не пов'язаний з i -ою ситуацією.

Деякі неточності в завданні умовної і безумовної вірогідності особливого значення не мають, оскільки в методі Байєса будь-які погрішності з їх завданням частково компенсуються в процесі розрахунків і на кінцевий результат практично не впливають.

Розглянемо використання даного підходу на наступному прикладі.

На одній з великих ГРЕС центрального регіону РФ в серпні-вересні 2001 р. склалася наступна ситуація. На одному з блокових трансформаторів ТДЦ-400000/220 було зафіксовано перевищення граничних концентрацій двох газів. Отже, мова йде про станах S_2 і S_4 . Процес контролювався за допомогою експертної системи «Діагностика+». Серед приведених вище чинників, що мають відношення до даного епізоду, були відмічені наступні:

f_1 – тривале перевищення середньодобової температури і інтенсивна сонячна радіація;

f_4 – зростання концентрації газів в маслі (зафіксований на один тиждень пізніше) на одному з трансформаторів власних потреб;

f_5 – пилкоподібний графік зміни концентрацій газів з періодичними перевищеннями граничних значень на даному трансформаторі.

Послідовний облік цих чинників на основі формули (6.65) з урахуванням значень з таблиці 5.4 відбитий в таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Послідовний облік чинників

Чинник	S_2	S_4	Коментар
--------	-------	-------	----------

	0,1	0,005	Вірогідність початкових станів (див. Таблиця 2)
f_1	0,5	0,005	Вірогідність станів після обліку f_1
f_4	0,7	0,005	Облік f_1 і f_4
f_5	0,95	0,007	Облік чинників f_1, f_4, f_5

При такому підході достовірність стану S_2 сумнівів не викликає, що пізніше підтвердилося при експлуатації даного трансформатора.

Перейдемо тепер до проблеми уточнення виду дефекту, якщо вірогідність стану S_4 збільшується у міру залучення додаткової інформації і воно виявляється у результаті достовірнішим. Для цього в [16, 17] використовуються зведення про співвідношення концентрацій газів, зафіксованих в маслі. Відповідно до цих документів розрізнятимемо наступні стани трансформатора:

D_1 – нормальне старіння;

D_2 – часткові розряди;

D_3 – іскрові розряди;

D_4 – дугові розряди;

D_5 – низькотемпературний нагрів ($t < 150^\circ\text{C}$);

D_6 – середнетемпературний нагрів $t \in (150 < 300^\circ\text{C})$;

D_7 – середнетемпературний нагрів $t \in (300 < 700^\circ\text{C})$;

D_8 – високотемпературний нагрів $700^\circ\text{C} \leq t$.

Співвідношення концентрацій газів (СКГ) представлені в таблиці 5.4, а характерні склади газів для різних дефектів – таблиці 5.5.

Аналіз табличних рішень свідчить про неповноту наявної в нашому розпорядженні інформації. Отже, приблизно в 60 % випадків на основі даної інформації визначити вид дефекту неможливо. Ситуація сильно ускладнюється у випадках, коли якийсь з вуглеводневих газів відсутній або не визначений, що на практиці зустрічається достатньо часто. Аналіз таблиці 5.5 показує, що окрім неповноти, інформація в ній також і суперечлива.

Таблиця 5.6 – Співвідношення концентрацій газів для різних дефектів

СКГ	Д ₁	Д ₂	Д ₃	Д ₄	Д ₅	Д ₆	Д ₇	Д ₈
$a = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	1	1,2	3	2	1	1	1	1
$b = \frac{CH_4}{H_2}$	2	1	2	2	2	3	3	3
$c = \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	1	1	2,3	3	2	1	2	3

П р и м і т к а: зміна кожного відношення а, в, с на числовій осі представлено трьома діапазонами: 1, 2, 3, які відображені в таблиці

для а: $x_1 = 0,1$; $x_2 = 3$

в: $x_1 = 0,1$; $x_2 = 1$

с: $x_1 = 0,1$; $x_2 = 3$

Таблиця 5.7 – Характерні склади газів для різних дефектів

Газ	Д ₂	Д ₃	Д ₄	Д ₅	Д ₆	Д ₇	Д ₈
H ₂	1	1	1			3	3
CH ₄	3	3	2	2	2	3	2
C ₂ H ₂		1	1				2
C ₂ H ₄		3	2		3	1	1
C ₂ H ₆				1	1		
CO			2	3	3		
CO ₂				1	1		

П р и м і т к а: 1 - основний газ; 2 - характерний газ з високим вмістом; 3 - характерний газ з малим вмістом.

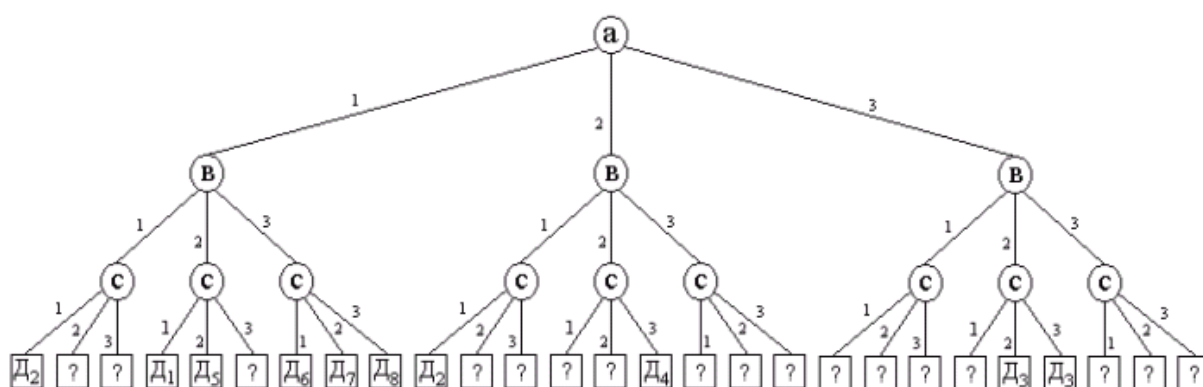


Рисунок 5.1 – Ілюстрація неповноти інформації ХАРГ при автоматизованій постановці діагнозу. Цифри на дугах відповідають номеру діапазону зміни відносин концентрацій газів.

У випадках недостатності інформації природним є зниження «глибини діагностування». Це пропонується і за рахунок об'єднання електричних $D_e = \{D_2, D_3, D_4\}$ і теплових $D_t = \{D_5, D_6, D_7, D_8\}$ дефектів. При цьому отримуємо наступну таблицю рішень (див. Таблицю 5.6).

Таблиця 5.8 – Об'єднання електричних і теплових дефектів

СКГ	D_e	D_t	$D_e + D_t$	$D_e + D_t$
а	2	1	1	2
в	1	2	1	2

П р и м і т к а: тут відносини концентрацій газів розбиті на два діапазони:
для а $x_1=0,1$; для в $x_1=0,5$

Інформативність даної рекомендації не перевищує 50 %, причому тільки за умови визначеності чотирьох вуглеводневих газів. Вектори (1, 1) і (2, 2) по суті не інформативні, оскільки підозра на $D = \{D_e, D_t\}$ з'являється вже при перевищенні одним з газів граничного значення.

Відомо, що на основі зіставлення відносин концентрацій газів, розчинених в трансформаторному маслі, розроблена велика кількість методик, які використовуються в різних країнах для оцінки стану масляних трансформаторів. Аналіз цих методик (див. Таблицю 5.7) показує:

- в більшості випадків їх основу складають три відношення (а, в, с) п'яти вуглеводневих газів;
- істотна додаткова інформація притягується в методиці ВЕІ і новій методиці МЕК (60599);
- методики Мюллера і Шлезінгера особливої довіри у вітчизняних фахівців не викликають.

Таблиця 5.9 – Аналіз методик зіставлення відносин концентрацій газів,
розчинених в трансформаторному маслі

Методика	СКГ									
ВНІЕ (МЕК 599)	a	в	с				g			
ВЕІ	a	в	с	d	e	f				k
Дорненбурга	a	в	с			f		h		
Мюллера		в	с			f	1/g			
Роджерса	a	в	с		e					
МЕК 60599	a	в	с				g		i	k
ІЕЕЕ	a	в	с							
Шлезингера			с			1/f	g		i	

Примітка: а, в, с (див. Таблицю 5.9): $d = \frac{C_2H_4}{CH_4}$; $e = \frac{C_2H_6}{C_2H_4}$; $f = \frac{C_2H_6}{C_2H_2}$; $g = \frac{CO_2}{CO}$;
 $h = \frac{C_2H_2}{CH_4}$; $i = \frac{C_2H_2}{H_2}$; $k = \frac{O_2}{N_2}$

Так, на основі може бути сформоване одне додаткове правило (див. Таблицю 5.8), а в основі (практичний досвід російських фахівців) – інше (див. Таблицю 5.9).

Таблиця 5.10 – Співвідношення концентрацій газів для електричних і теплових дефектів

СКГ	Д _о	Д _т
а	2	1
в	1	2
с	2	1,2
d	1	2
е	1	2
f	1	2

П р и м і т к а: а: $x_1=0,5$; в: $x_1=1$; с: $x_1=2$; d: $x_1=1$; е: $x_1=0,2$; f: $x_1=0,5$.

Таблиця 5.11 - Співвідношення концентрацій газів для різних типів дефектів

СКГ	Д ₂ у маслі	Д ₂ у твердій ізоляції	Д _т = {Д ₅ , Д ₆ , Д ₇ , Д ₈ }
а	3	2	1
в	2	1	3
с	2	3	1, 2, 3
d	1	2	3
е	1	1	2
f	1	1	2

g	1	3	2
---	---	---	---

П р и м і т к а: а: $x_1=0,5$, $x_2=1$; в: $x_1=0,4$, $x_2=1$; с: $x_1=2$, $x_2=5$; d: $x_1=0,2$, $x_2=1$; е: $x_1=0,2$; f: $x_1=0,5$; g: $x_1=3$, $x_2=10$.

При залученні додаткової інформації з неофіційних джерел з метою підвищення достовірності оцінки стану об'єктів в експертних системах зазвичай використовують так званий коефіцієнт довіри правила (КД_п), який зазвичай знаходиться в діапазоні 0,3 - 0,95. При цьому більші значення відповідають офіційним методикам, а менші - методикам, які поки не отримали однозначної оцінки фахівців. При тривалій експлуатації експертної системи апріорні КД автоматично міняють свої значення залежно від ступеня збігу рекомендацій відповідних правил з кінцевим результатом. У результаті можна отримати об'єктивну оцінку кожної методики.

Окрім КД_п існує ще поняття коефіцієнта довіри вхідних даних (КД_д). Сенс цього коефіцієнта пояснимо на правилі, приведеному в таблиці 9.12. Серед різноманіття вхідних даних цією таблицею рішень однозначно розпізнається всього п'ять векторів, що складає близько 1 % можливих комбінацій початкових даних. Виникає питання, як, наприклад, розпізнати вектор (1, 1, 1, 1, 1, 1, 1). Робити це необхідно, щоб експертна система «не мовчала» в різних практичних ситуаціях. «Платою» за це не мовчання є зниження відповідного КД_д. Зрозуміло, що КД_д для приведеного вектора буде істотно менше, ніж, наприклад, для вектора (2, 2, 2, 1, 1, 1, 1). При цьому експертна система у ряді випадків вимушена тримати в пам'яті декілька можливих діагнозів з різними КД, значення яких динамічно змінюються у міру залучення чергових правил з бази знань. На завершальному етапі (при видачі протоколу) при зіставних значеннях КД можливий прогноз два або більше дефектів.

У цьому ж протоколі експертна система дає список рекомендацій, які доцільно зробити в конкретній ситуації.

6. ОХОРОНА ПРАЦІ

6.1. Аналіз небезпечних та шкідливих факторів

Електроустановками називаються установки, призначені для виробництва, перетворення, розподілу енергії, а також споживання електроенергії.

У різних електроустановках різна небезпека поразки електричним струмом, оскільки параметри електроенергії, умови експлуатації електроустаткування і характер середовища приміщень, в яких воно встановлене, дуже різноманітні. Комплекс захисних засобів повинен відповідати виду електроустановки і умовам застосування електроустаткування і забезпечувати достатню безпеку [18].

Істотно впливають на безпеку умови середовища, від яких залежить стан ізоляції, а також електричний опір тіла людини. При підвищеній вологості знижується опір ізоляції.

Сухими приміщення називаються такі приміщення, в яких відносна вологість повітря не перевищує 60 %.

Вологими приміщеннями називаються приміщення, в яких відносна вологість повітря більше 60 %, але не перевищує 75 %. У таких приміщеннях можливе короткочасне виділення пари і вологи, що конденсується, у великих кількостях.

Сирими приміщеннями називаються такі приміщення, в яких відносна вологість повітря тривалий час перевищує 75 %, але не досягає 100 %. Приміщення, в яких відносна вологість повітря близька до 100 % (стіни, підлога, стеля і предмети, що знаходяться в приміщенні, покриті вологою), називаються особливо сирими.

Підвищена температура прискорює старіння ізоляції, що призводить до зниження її опору і навіть до руйнування. При підвищеній температурі повітря знижується опір тіла людини унаслідок змочування шкіри що виділяється потом.

По цих причинах при підвищеній температурі повітря знижується безпека експлуатації електроустаткування.

Приміщення, в яких температура повітря тривало перевищує $+ 30\text{ }^{\circ}\text{C}$, називаються жаркими приміщеннями.

Струмопровідна підлога (металевий, земляний, залізобетонний, цегляний і т. П.), на якій знаходиться людина і торкається частин, що знаходяться під напругою, різко зменшує ланцюговий опір людини. Те ж саме спостерігається при одночасному дотику до тих частин, що мають зв'язок із землею (металевим конструкціям будівель і споруд) і до частин електроустаткування, нормально або що випадково знаходяться під напругою.

Наявність провідного пилу в кількостях, достатніх для того, щоб вона проникла під кожухи електроустаткування і осідала на проводах, приводить до того, що по пилу, що осів, проходить струм, створюючи витоки і замикання на землю, а також між фазні замикання.

Можна виділити наступні ознаки підвищеної небезпеки:

- 1) наявність струмопровідної половини;
- 2) наявність вогкості (відносна вологість повітря вище 75 %) або провідного пилу;
- 3) підвищена температура повітря – більш $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- 4) можливість одночасного дотику людини до тих, що мають з'єднання із землею корпусам технологічного устаткування, з одного боку, і до металевих корпусів електроустаткування або токоведущим частин, з іншою.

Ознаки особливої небезпеки:

- 1) наявність особливої вогкості (відносна вологість повітря наближається до 100 %);
- 2) наявність хімічно активного середовища.

По цих ознаках приміщення розділяються на:

1) приміщення без підвищеної небезпеки, в яких відсутні ознаки як підвищеної, так і особливої небезпеки;

2) приміщення з підвищеною небезпекою, що характеризуються наявністю тільки одного чинника підвищеної небезпеки;

3) особливо небезпечні приміщення, що характеризуються наявністю хоч би одного чинника особливої небезпеки або одночасно два чи більше чинника підвищеної небезпеки.

Відкриті або зовнішні електроустановки, які експлуатуються на відкритому повітрі, слід прирівнювати до електроустановок, що експлуатуються в особливо небезпечних приміщеннях, оскільки залежно від погоди можливі підвищена температура, провідник «підлога» (відкритий сирий ґрунт) і особлива вогкість.

Крім того, по доступності електроустаткування слід розрізняти:

1) замкнуті електротехнічні приміщення, в яких встановлено електроустаткування, що не вимагає постійного нагляду і тому знаходиться під замком. У цих приміщеннях лише для короточасного огляду і ремонту бувають особи, що мають електротехнічну кваліфікацію. Увага персоналу, що знаходиться в таких приміщеннях протягом короткого часу, не повинна бути ослаблена;

2) електротехнічні приміщення – приміщення або відгороджені частини приміщення, доступні тільки для обслуговуючого електротехнічного персоналу, в яких встановлено електроустаткування, що вимагає постійної присутності обслуговуючого персоналу. Оскільки люди знаходяться в цих приміщеннях тривало, можлива втрата уваги;

3) виробничі приміщення, в яких тривалий контакт з електроустаткуванням (електроприводами верстатів, освітлювальними установками і т. П.) мають особи не з електротехнічних спеціальностей, не мають достатнього поняття про безпеку при роботі з електроустаткуванням.

Електроустановки є джерелом електромагнітних випромінювань, які призводять до професійних захворювань.

6.2. Методи і засоби по усуненню небезпечних та шкідливих факторів

Технічні заходи захисту в електроустаткуванні:

У електроустановках застосовують наступні технічні захисні заходи:

- 1) мала напруга;
- 2) електричне розділення мереж;
- 3) контроль і профілактика пошкоджень ізоляції;
- 4) компенсація ємкісною складовою струму замикання на землю;
- 5) забезпечення недоступності токоведущих частин;
- 6) захисне заземлення;
- 7) занулення;
- 8) подвійна ізоляція;
- 9) захисне відключення.

Електрозахисні засоби і запобіжні пристосування:

При експлуатації електроустановок, що працюють, важливу роль в забезпеченні безпеки електротехнічного персоналу грають електротехнічні засоби захисту (електрозахисні засоби) і запобіжні пристосування.

Правила застосування і випробування засобів захисту, використовуваних в електроустановках, підрозділяють на наступні групи:

а) штанги ізолюючі (оперативні, вимірники, для накладення заземлення), кліщі ізолюючі і електровимірюючі, покажчики напруги, покажчики напруги для фазування;

б) ізолюючі засоби для ремонтних робіт під напругою вище 1000 В і слюсарно-монтажний інструмент з ізолюючими рукоятками;

в) діелектричні рукавички, боти, галоші, килимки, що ізолюють накладки, що ізолюють підставки;

г) індивідуальні екрануючі комплекти;

д) переносні заземлення;

е) тимчасові огорожі, попереджувальні плакати;

ж) захисні окуляри, рукавиці, протигази, запобіжні монтерські пояси і кігті, страхувальні канати, захисні каски.

Ізолюючі електрозахисні засоби підрозділяються на основні і додаткові.

Основними називаються такі ізолюючі електрозахисні засоби, ізоляція яких тривало витримує робочу напругу електроустановки і які дозволяють торкатися до токоведчих частин, що знаходяться під напругою. Основні електрозахисні засоби випробовуються підвищеною напругою, значення якої залежить від робочої напруги електроустановки, в якій вони застосовуються. До основних електрозахисних ізолюючих засобів в електроустановках напругою вище 1000 В відносяться оперативні і вимірювальні штанги, ізолюючі і електровимірювальні кліщі, показчики напруги і ізолюючі пристрої і пристосування для ремонтних робіт (ізолюючі сходи, майданчики, тяга, безпосередньо дотична з дротом, захоплення для перенесення гірлянд ізоляторів).

Додатковими називаються такі ізолюючі електрозахисні засоби, які є лише додатковою мірою захисту до основних засобів, а також службовці для захисту від напруги дотику і напруги кроку. Додаткові захисні засоби випробовуються підвищеною напругою, незалежною від робочої напруги електроустановки, в якій вони повинні застосовуватися. До додаткових електрозахисних засобів, вживаних в електроустановках напругою вище 1000 В, відносяться діелектричні рукавички, діелектричні боти, діелектричні гумові килимки, що ізолюють підставки на фарфорових ізоляторах, діелектричні ковпаки, переносні заземлення, захисні пристрої.

Основними ізолюючими електрозахисними засобами, вживаними в електроустановках напругою до 1000 В, є ізолюючі штанги, ізолюючі і електровимірювальні кліщі, вказівники напруга, діелектричні рукавички, слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими рукоятками. У електроустановках напругою до 1000 В додатковими захисними засобами є діелектричні галоші, діелектричні гумові килимки і ізолюючі підставки.

Для зменшення температури повітря в закритому приміщенні ГЗП необхідно встановити систему вентиляції, що забезпечить комфортніші умови обслуговування і повисить безпеку обслуговуючого персоналу.

6.2. Розрахунок блискавкозахисту будівлі ГЗП

Блискавкозахист виконуємо для III категорії [20] окремо встановленим на будівлі неізольованим стержневим блискавковідводом. Ширина і довжина будівлі 9 м, висота 5 м.

Одиночний стержневий блискавковідвід являє собою коловий конус (Рисунок 6.1), вершина якого знаходиться на висоті $h_0 < h$. На рівні поверхні зона захисту утворює коло радіусом r_0 . Горизонтальний переріз зони захисту на висоті захищаємої будівлі h_x являє собою коло радіусом r_x .

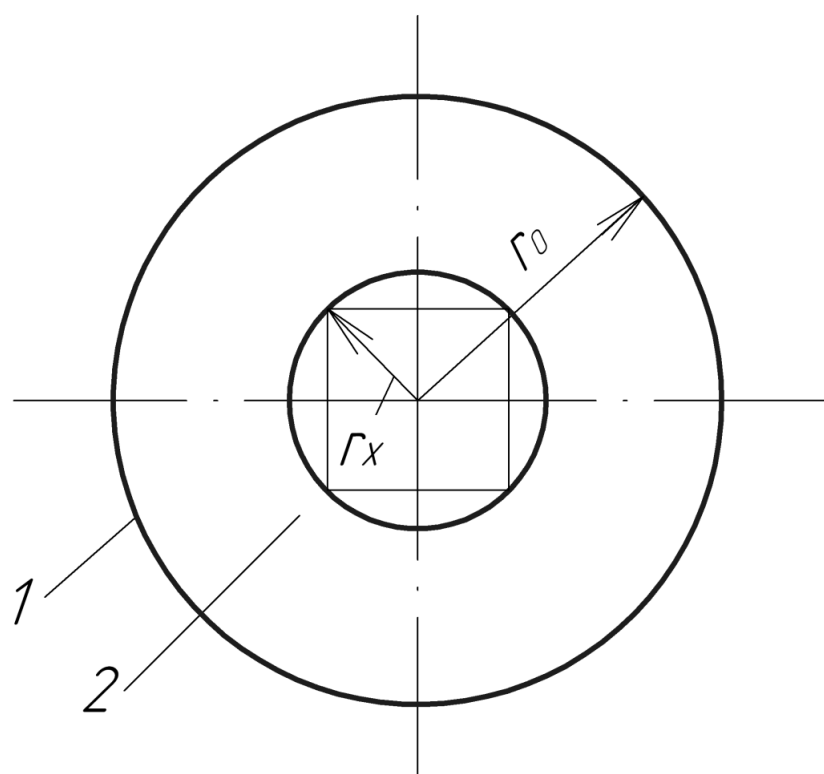
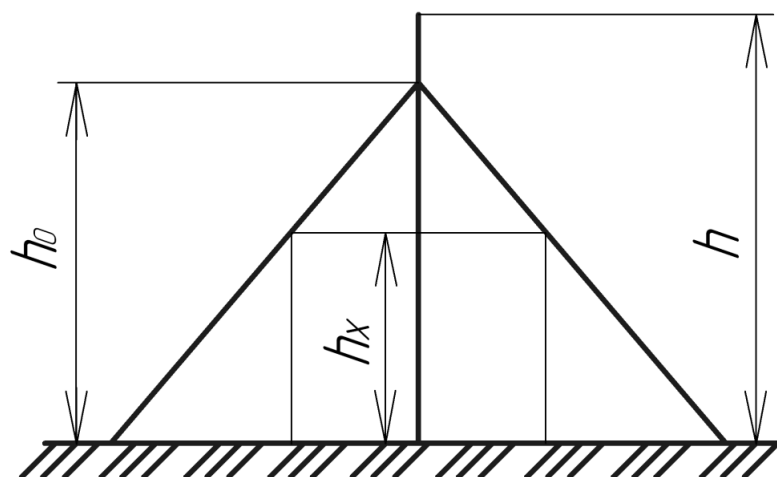


Рисунок 6.1 – Зона захисту одиночного стержневого блискавковідводу висотою до 150 м: 1,2 – границі зони захисту відповідно на рівні поверхні і на рівні h_x .

Зони захисту одиночних стержневих блискавковідводів мають наступні 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 стержневого блискавковідводу при відомих величинах h_x і r_x можна визначити за формулою:

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

(6.1)

$$r_x = 6,4 \text{ м}$$

$$h_x = 5 \text{ м}$$

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

$$h_0 = 0.92 * 9,7 = 8,9 \text{ м}$$

$$r_0 = 1,5 * 9,7 = 14,5 \text{ м}$$

7. ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ МАРКИ TDM

Оцінка техніко-економічних показників устаткування передбачає ухвалення рішень, що стосуються вибору між продовженням експлуатації, проведенням капітального ремонту, або заміною існуючого трансформатора новим. Для ухвалення оптимального рішення необхідно виконати аналіз ряду чинників, таких як втрати в трансформаторі, річний графік навантаження, витрати на обслуговування, наявність аварійних ситуацій.

Для аналізу витрат на експлуатацію існуючого трансформатора в рамках системи оптимізації життєвого циклу силових трансформаторів (СОЖЦСТ) розроблена підсистема підтримки ухвалення рішень по ремонту або заміні трансформатора (ППР РЗТ), призначена для надання необхідної інформації по поточному техніко-економічному стану устаткування.

Головне завдання підсистеми ППР РЗТ полягає в мінімізації витрат на обслуговування і переході до ремонтів устаткування по технічному стану. Розроблена проєктно-діагностична модель що здійснює:

- 1) оцінку економічної ефективності устаткування на основі розрахунку терміну окупності нового трансформатора, отриманого з використанням підсистеми проєктування, у разі заміни існуючого пристрою, за рахунок економії на втратах, вартості обслуговування і підвищенні надійності його роботи;
- 2) оцінку технічного стану трансформатора з використанням діагностичних алгоритмів підсистеми моніторингу, що дозволяють оцінити необхідність виведення трансформатора в ремонт.

Завдання оцінки техніко-економічних показників трансформатора ускладнюється тривалим терміном служби об'єкту (30 - 50 років) і високим ККД (98 - 99 %). Відомо, що за рахунок вдосконалення технології виготовлення

трансформаторів втрати в них знижуються на 15-20 % кожні 10 років. Відповідно, раз в 10 років можливо проводити аналіз мінімізації витрат і пропонувати заміну трансформатора.

Техніко-економічна оцінка роботи устаткування зводиться до збору інформації за період експлуатації. Як джерела інформації в СОЖЦСТ виступають (Рисунок 7.1):

- 1) підсистема проектування, що надає інформацію про варіант заміни трансформатора, про його собівартість і характеристики;
- 2) підсистема моніторингу, що надає дані про поточний стан трансформатора, його основні експлуатаційні параметри;
- 3) допоміжні алгоритми, що виконують попередню обробку і аналіз інформації про трансформатор.

Підсистема ППР РЗТ для вирішення поставлених завдань використовує п'ять алгоритмів, що надають інформацію процесору, що здійснює пошук оптимального маршруту експлуатації трансформатора з використанням методу динамічного програмування.



Рисунок 7.1 – Модель заміни обладнання.

Перший алгоритм на основі графіка навантаження за весь термін служби розраховує середні втрати устаткування, на основі яких розраховуються витрати на експлуатацію існуючого трансформатора. Отримана інформація поступає в алгоритм підсистеми оцінки економічної ефективності роботи трансформатора. Потім включається в роботу алгоритм оцінки економічності роботи в порівнянні з найбільш оптимальним варіантом трансформатора для заміни. У завдання четвертого алгоритму входить розрахунок вартості демонтажних, монтажних і налагоджувальних робіт пов'язаних із заміною трансформатора. Процесор покликаний знайти рішення з мінімальними витратами.

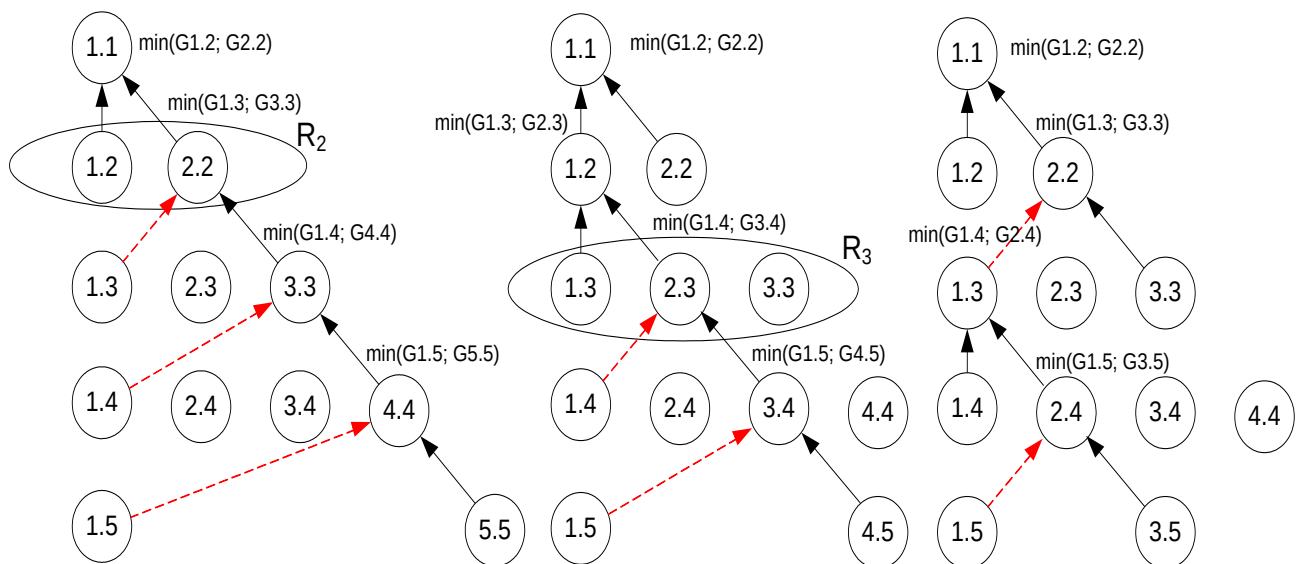


Рисунок 7.2 – Процес пошуку варіантів заміни обладнання.

На першому етапі роботи процесора визначається оптимальна стратегія експлуатації трансформатора на кожному тимчасовому кроці (Рисунок 7.2). При цьому оптимізація йде від кінця періоду експлуатації до початку. Результатом розрахунку на першому етапі є поверхня оптимальних управлінь на кожному кроці (Рисунок 7.3).

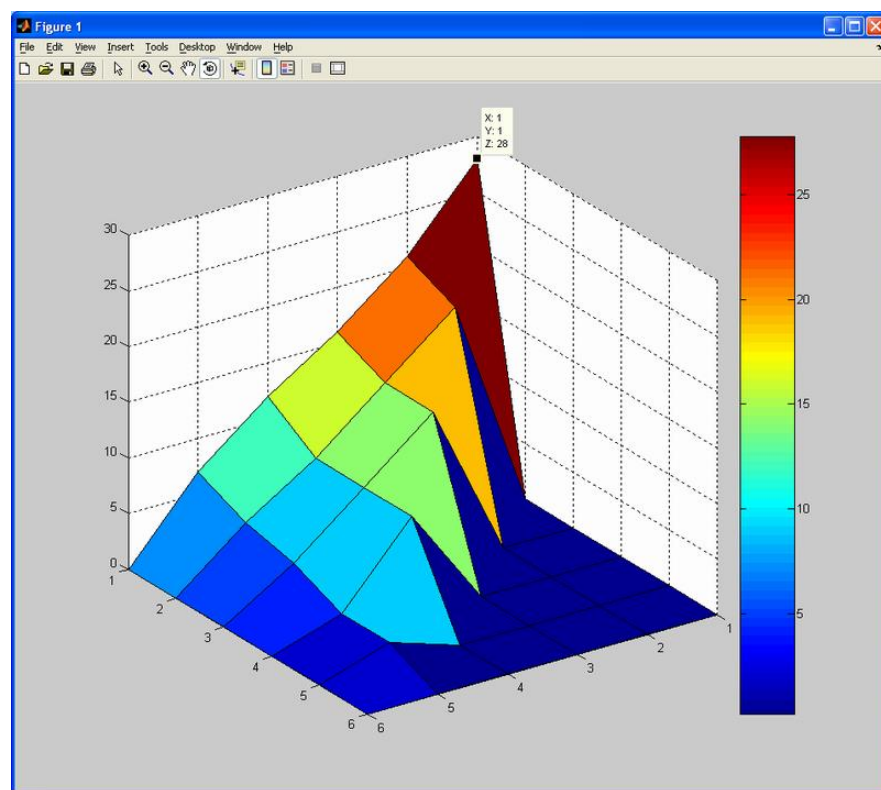


Рисунок 7.3 – Поверхня результатів прийняття рішень.

На другому етапі визначається оптимальна стратегія на всьому тимчасовому відрізку експлуатації шляхом аналізу поверхні знайденою на першому етапі. Результатом є розрахунок терміну окупності нового трансформатора з використанням п'ятого алгоритму.

Завдання представлено таким чином: протягом періоду що складається з N етапів підприємство експлуатує трансформатор, який має вартість z , електричні втрати $c(t)$ і витрати на обслуговування і ремонт $r(t)$. Підприємство може задовольнити свої потреби по трансформації потужності експлуатуючи трансформатор протягом всього даного періоду, а може виконати заміну на одному з етапів, при цьому критерієм для реалізації таких дій є мінімізація втрат нового трансформатора в порівнянні з тим, що існує і економія на ремонтах (Рисунок 7.1).

Введемо позначення: f_n – стратегія заміни, що мінімізує витрати на відрізках $n, n + 1, \dots, N - 1$. Витрати, що відповідають деякій стратегії заміни, включають дві складові: p_{in} – вартість заміни трансформатора віку i на відрізку n ; k_{nt} – вартість експлуатації трансформатора на відрізку n , вік якого в кінці цього відрізка рівний t .

Таким чином, маємо:

$$f_n(i) = \min [k_{n+1} + f_{n+1}(i+1), p_{in} + k_{n1} + f_{n+1}(1)]. \quad (7.1)$$

Потрібно набути оптимального значення величини f залежною від результатів керованого процесу, що складається з N етапів. Стан, в якому знаходиться процес на кожному кроці, характеризується величиною G_{mn} , де m – номер перебування на кожному кроці, n – номер кроку. З кожного положення G_{mn} процес може перейти залежно від зробленого управління u_n^k у один із станів $G_{(m+1)n}$ із станів R_n (Рисунок 7.2).

Передбачається, що стан G_{mn} не залежить від перебувань на попередніх кроках, а тільки від перебування і управління на черговому етапі n , що дозволяє використовувати метод динамічного програмування.

Величина f складається з доданків f_n , залежно в якому стані G_{mn} знаходився процес і яке при цьому було вибрано управління U_n^k :

$$f = \sum_{n=0}^{N-1} f_n(G_{mn}, U_n^k), \quad (7.2)$$

Метою рішення задачі є пошук набору управлінь U_n^k що мінімізують величину f , якщо відомий стан процесу G_0 на початковому етапі і стан G_n , у яке він винен перейти на кінцевому етапі.

U_n^1 – продовжити експлуатацію існуючого трансформатора;

U_n^2 – замінити існуючий трансформатор на новий.

Для оптимального пошуку і обліку всіх варіантів управління на кожному кроці вибирається з урахуванням всіх його наслідків в майбутньому, що досягається організацією процесу пошуку рішень від кінця до початку.

Ефект f_n , отримуваний на n -м етапі, залежить від стану трансформатора G_{mn} і зробленого вибору (управління) U_n^k :

$$f_n = f_n(G_{mn}, U_n^k) = \begin{cases} c(t) + r(t), & U = U_n^1 \\ c(0) + r(0) + z, & U = U_n^2 \end{cases}, \quad (7.3)$$

де $c(0)$ – втрати при експлуатації нового трансформатора; $r(0)$ – витрати на демонтаж старого, монтаж і наладку нового трансформатора; z – вартість нового трансформатора.

При пошуку варіанту заміни проводиться розрахунок економії на електричних втратах і вартості обслуговування, вартості витрат пов'язаних із заміною і аналіз терміну окупності нового трансформатора.

Вирішення поставлених завдань дозволяє підвищити ефективність експлуатації трансформатора впродовж всього життєвого циклу.

У плані зниження загальної кількості аварій трансформаторного устаткування, зменшення підсумкового збитку, використання системи моніторингу, по ефективності, на багато разів перевершують використання підсумків проведення комплексних обстежень трансформаторів.

Це пояснюється тим, що час реакції системи моніторингу на зміну технічного стану трансформатора відбувається за час, що не перевищує значення від хвилин, до однієї години, залежно від того, яка конкретна діагностична підсистема виявить ознаки передаварійної ситуації. Завдяки цьому є можливість надійно запобігти тим аваріям, «інкубаційний» час яких більше або рівний вказаному інтервалу часу. Позитивним є те, що відключення устаткування може бути виконане в автоматичному режимі, що на багато разів знижує збиток від виникаючої аварійної ситуації.

У разі використання підсумків проведеного комплексного обстеження трансформатора, час, від моменту проведення тесту, до отримання критичного висновку, може досягати, від декількох днів, в ідеальному випадку, до декількох місяців. За цей час цілий ряд аварійних ситуацій з контрольованим трансформатором вже може відбутися.

Проводячи порівняння двох підходів до діагностики трансформаторів, можна сказати, що на гроші, що витрачаються на постачання однієї системи «стандартної» моніторингу, можна виконати «стандартне» комплексне обстеження до 4 - 8 трансформаторів. У цьому питанні комплексне обстеження економічніше. Важливішим є те, що реально (проводячи комплексне обстеження всього трансформаторного парку з інтервалом один раз в три роки!), можна понизити аварійність трансформаторного устаткування на 15 - 20 %.

Використання системи моніторингу є найбільш дієвим і ефективним засобом зниження до 50 - 80 % від загальної кількості аварій, що відбуваються з трансформаторним устаткуванням.

Якщо хоч би одна із змонтованих систем моніторингу трансформаторів дозволить попередити одну аварію, то при цьому окупляться всі витрати на монтаж 15 - 20 аналогічних систем моніторингу.

7.1. Визначення додаткових капіталовкладень на поставку системи моніторингу марки TDM

Капіталовкладення на поставку системи моніторингу марки TDM залежать від комплектації. Для трансформатора ТМН 10000/110 капіталовкладення мають такий кошторис (див. Таблицю 7.1).

Таблиця 7.1 – Капіталовкладення на поставку системи моніторингу марки TDM

№ з/п	Найменування	Вартість, тис. грн.
1	Шафа з основним устаткуванням	150
2	Датчики	50
3	Монтажні роботи, програмне забезпечення	100
4	К	300

7.2. Розрахунок річних експлуатаційних витрат

Розрахунок річних експлуатаційних витрат проводимо для двох варіантів:

- базовий, при використанні системи ПЗР ОМПЕ;

- новий, з використанням системи моніторингу.

Для базового варіанту річні експлуатаційні витрати включають в себе:

- основна та додаткова заробітна плата експлуатаційних робітників з усіма нарахуваннями;
- вартість експлуатаційних матеріалів;
- витрати на поточний ремонт;
- вартість матеріалів, пов'язаних із аварійними ситуаціями;
- інші витрати.

Заробітна плата робітників ремонтного персоналу:

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

де Q_p - річна трудомісткість ремонтних робіт при обслуговуванні трансформаторного парку; l_{cp} - середня часова тарифна ставка робітника; — коефіцієнт, який враховує премії та усі види грошових виплат, приймаємо 1,3. Річна трудомісткість ремонтних робіт для трансформатора 10 МВА напругою 110/10 кВ складає 381 л*год [21]. Середня часова тарифна ставка робітника для ремонтного персоналу складає .85 грн.

Заробітна плата робітників експлуатаційного персоналу:

$$\Phi_e = Q_{\text{то}} \cdot l_{cp} \cdot K_{\text{д}} \cdot 85 \cdot 1,3 = 50388 \text{ грн.}$$

де $Q_{\text{то}}$ - річна трудомісткість технічного обслуговування, для трансформатора 10 МВА напругою 110/10 кВ.

Основна та додаткова заробітна плата експлуатаційних робітників з відрахуванням органам соцстраху та інші фонди:

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

де H – норматив відрахувань в фонди соцстраху та інші фонди, складає

$$H = 37 \text{ \%}.$$

Вартість експлуатаційних матеріалів може бути прийнята:

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

Витрати на поточний ремонт:

— основна та додаткова заробітна плата робітників з відрахуванням органам соцстраху та інші фонди:

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

де 0,6 – коефіцієнт, який враховує долю поточних ремонтів в загальній сумі ремонтних робіт;

— вартість ремонтних матеріалів та запасних частин можуть бути прийняті в розмірі 75 % від ;

$$Z_{pz} = 0,75 * Z_p = 0,75 * 34606 = 25954 \text{ грн.}$$

За даними АК "Харківобленерго" питома пошкодженість силових трансформаторів складає 2,18 % у рік. Важким пошкодженням відповідає частота 0,7 - 1,0 % у рік від загального числа встановлених трансформаторів, тобто частка аварій і відмов з важкими пошкодженнями складає 32 - 45 % від загального числа.

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

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

— інші витрати:

$$Z_{\text{ін}} = 7000 \text{ грн.}$$

Річні експлуатаційні витрати складуть:

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

Для нового варіанта річні експлуатаційні витрати включають в себе:

- заробітна плата обслуговуючого персоналу;
- вартість ремонтних матеріалів та запасних частин;
- середньорічна вартість ремонтних робіт;
- амортизаційні відрахування.

Основна та додаткова заробітна плата робітників з відрахуванням органам соцстраху та інші фонди:

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

де n_d – норма ремонтного часу на рік;

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

Вартість ремонтних матеріалів та запасних частин орієнтовно можуть бути прийняті: $З_{рм} \approx 6847$ грн., а середньорічна вартість ремонтних робіт та робіт по технічному обслуговуванню: $З_{ср} \approx 11000$ грн.

Амортизаційні відрахування визначаються за нормами амортизації:

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

Річні витрати складуть:

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

Величина економічного ефекту від впровадження системи моніторингу марки TDM:

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

де E_n - нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень.

Період окупаємості:

$$T_{OK} = \frac{K}{3_{\Sigma_1} - 3_{\Sigma_2}} = \frac{300000}{241946 - 71977} = 1,76 \text{ років.}$$

ВИСНОВКИ

1. У плані зниження загальної кількості аварій трансформаторного устаткування, зменшення підсумкового збитку, використання системи моніторингу, по ефективності, багато разів перевершують метод аварійних і планово-запобіжних ремонтів. Це пояснюється тим, що час реакції системи моніторингу на зміну технічного стану трансформатора відбувається за час, що не перевищує значення від хвилин, до однієї години, залежно від того, яка конкретна діагностична підсистема виявить ознаки передаварійної ситуації. Завдяки цьому є можливість надійно запобігти тим аваріям, «інкубаційний» час яких більше або рівно вказаному інтервалу часу. Позитивним є те, що відключення устаткування може бути виконане в автоматичному режимі, що багато разів знижує збиток від виникаючої аварійної ситуації.

2. Використання системи моніторингу є найбільш дієвим і ефективним засобом зниження до 50 - 80 % від загальної кількості аварій, що відбуваються з трансформаторним устаткуванням.

3. На ГПП для трансформаторів ТМН 10000/110 встановили систему моніторингу марки TDM (Transformer Diagnostics Monitor), що є достатньо інформативним для оцінки стану силового трансформатора і виявлення внутрішніх пошкоджень.

4. Техніко – економічні розрахунки показали що величина економічного ефекту від впровадження системи моніторингу марки TDM складе порядка 134 тис. грн., а строк окупаємості становить менше 2 років.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Хренников А.Ю. Опыт обнаружения остаточных деформаций обмоток силовых трансформаторов /Энергетик, 2003.
2. Хренников А.Ю., Шлегель О.А., Запорожец М.И. Диагностика повреждений силовых трансформаторов, находящихся в эксплуатации на ТЭЦ Волжского Автозавода в г.Тольятти /Электрические станции, 1994.
3. Хренников А.Ю.,Шлегель О.А. Диагностика повреждений и методика обработки результатов измерений силовых трансформаторов при испытаниях и в эксплуатации /Электротехника, 1997.
4. Хренников А.Ю., Еганов А.Ф., Смолин А.Ю., Щербаков В.В., Языков С.А. Тепловизионный контроль и импульсное дефектографирование силовых трансформаторов /Электрические станции, 2001.
5. Комков Е.Ю. Модель эксплуатации силового трансформатора / Комков Е.Ю., Сизов О.Н. // Тезисы докладов международной научно-технической конференции: Состояние и перспективы развития электротехнологии. Т.2.– Иваново, 2007.
6. Комков Е.Ю. Анализ существующих подходов к мониторингу силовых трансформаторов / Комков Е.Ю., Сизов О.Н. // Тезисы докладов международной научно-технической конференции: Состояние и перспективы развития электротехнологии. Т.2.– Иваново, 2005.
7. Комков Е.Ю. Разработка модели управления системой охлаждения силовых трансформаторов / Комков Е.Ю., Тихонов А.И. // Автоматизация в промышленности. – 2008.
8. Шутенко О.В. Исследование влияния загрузки трансформатора на состояние масла в процессе эксплуатации /Вестник НТУ «ХПИ». Электроэнергетика и преобразовательная техника. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2004. - №7.
9. Шницер Л.М. Основы теории и нагрузочная способность трансформаторов. – Л.: Госэнергоиздат, 1959.

10. Шутенко О.В. Формирование однородных массивов показателей качества трансформаторного масла в условиях априорной неопределенности результатов испытаний /Интегрированные технологии и энергосбережение. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2006. - №4.
11. Бондаренко В.Е., Щапов П.Ф., Шутенко О.В. Повышение эффективности эксплуатационного измерительного контроля трансформаторных масел. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2007.
12. Хренников А.Ю., Киков О.М. Диагностика силовых трансформаторов в Самараэнерго методом низковольтных импульсов /Электрические станции. - №11 - 2003.
13. Хренников А.Ю., Шлегель О.А. Контроль изменения индуктивного сопротивления трансформатора для определения повреждений в обмотках /Энергетик. - №2 - 2004.
14. Хренников А.Ю., Передельский В.А., Сафонов А.А., Якимов В.А. Опыт диагностики дефектов и повреждений силовых трансформаторов, накопленный в ЗАО “ДИАРОСТ”// Сборник докладов Регионального Совета по диагностике электрооборудования при Уралэнерго. Екатеринбург, 16-17 сентября 2003. - бюл.19.
15. Попов Г.В., Игнатьев Е.Б. О совершенствовании технологий диагностирования маслонаполненного электротехнического оборудования // НРЭ. – 2001. – № 7.
16. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. РД 153-34.0-46.302-00. – М.: АО ВНИИЭ, 2001.
17. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов. РД 34.46.302-89. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1989.
18. Охрана труда в электроустановках: Учебник для О-92 вузов /Под ред. Б.А. Князевского. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1983.

19. Построение схем мониторинга электрооборудования / Комков Е.Ю., Сизов О.Н., Капустин С.А. // Тезисы докладов международной научно-технической конференции: Состояние и перспективы развития электротехнологии. Т.2.– Иваново, 2005.
20. Молниезащита зданий и сооружений /СН. 305 – 77, 1977.
21. Система планово – предупредительного ремонта оборудования и сетей промышленной энергетики /Н.Н. Синягин, Н.А. Афанасьева, С.А. Новиков – 3-е изд., перероб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984.