

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

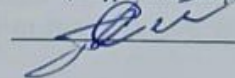
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

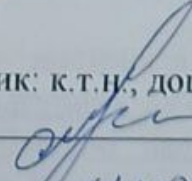
на тему:

«Аналіз особливостей діагностування вимірювальних трансформаторів»

Виконав: студент 2-го курсу, групи
1ЕСМ-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи і
мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

 Ситар О.О.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС
 Малогулко Ю. В.
(прізвище та ініціали)

« 06 » чудня 2024 р.

Опонент: к.т.н., доцент
 доцент каф. ЕСС к.т.н. Кіселев А.С.
(прізвище та ініціали)

« 09 » чудня 2024 р.

Допущено до
захисту

Завідувач кафедри
ЕСС

 д.т.н., проф. Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

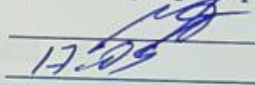
« 06 » 12 2024 р.

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

 2024 року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Ситару Олексію Олексійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Аналіз особливостей діагностування вимірювальних трансформаторів»

керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Малогулко Ю.В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року
№ 310

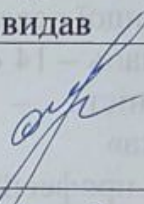
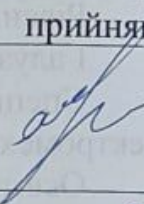
2. Строк подання студентом роботи «28» листопада 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: вимірювальна напруга 1000 В та 2500 В; трифазна група трансформаторів струму 330 кВ з ємністю 700 пФ і $\text{tg}\delta_1 = 0,2\%$.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Конструктивні особливості вимірювальних трансформаторів. 2. Дослідження пошкоджуваності вимірювальних трансформаторів. 3. Аналіз існуючих методів діагностування вимірювальних трансформаторів. 4. Дослідження засобів діагностування вимірювальних трансформаторів. 5. Економічна частина. 6. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Актуальність та задачі дослідження. 2. Конструктивні особливості вимірювальних трансформаторів. 3. Загальний вигляд вимірювальних ТС. 4. Загальний вигляд вимірювальних ТН. 5. Дослідження пошкоджуваності вимірювальних трансформаторів. 6. Фактори пов'язані з пошкодженням ізоляції. 7. Векторні діаграми, що пояснюють принцип балансового контролю. 8. Аналіз існуючих методів діагностування вимірювальних трансформаторів. 9. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Малогулко Ю.В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

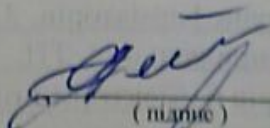
7. Дата видачі завдання 17 вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

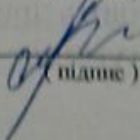
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	20.09.24	
2	Конструктивні особливості вимірювальних трансформаторів	21.09.24	26.09.24	
3	Дослідження пошкоджуваності вимірювальних трансформаторів	27.09.24	10.10.24	
4	Аналіз існуючих методів діагностування вимірювальних трансформаторів. Дослідження засобів діагностування вимірювальних трансформаторів.	11.10.24	28.10.24	
5	Економічна частина	29.10.24	05.11.24	
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	06.11.24	12.11.24	
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	20.11.24	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.24	26.11.24	
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.24	01.12.24	
10	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24	
	Захист МКР	За графіком		

Студент

Керівник роботи


(підпис)

О. О. Ситар


(підпис)

Ю. В. Малогулко

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Ситар Олексій Олексійович «Аналіз особливостей діагностування вимірювальних трансформаторів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2024. 116 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 16 назв; рис.: 24; табл. 16.

В магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто конструктивні особливості вимірювальних трансформаторів, їх класифікацію, особливості експлуатації на різних номінальних напругах. Окремим розділом виконано дослідження пошкоджуваності вимірювальних трансформаторів, де враховано класифікацію їх дефектів та досліджено процеси старіння оливо-паперової ізоляції конденсаторного типу.

Також в магістерській кваліфікаційній роботі проаналізовано існуючі методів діагностування вимірювальних трансформаторів. Було проведено дослідження засобів діагностування вимірювальних трансформаторів. Виконано економічну частину та розділ присвячений заходам щодо забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок.

Ключові слова: вимірювальні трансформатори, діагностування, дефекти, пошкоджуваність.

ABSTRACT

Sytar Oleksiy “Analysis of the features of diagnosing measuring transformers”. Master's qualification work in the specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024. 116 p.

In Ukrainian. Bibliography: 16 titles; Fig.: 24; Table. 16.

The master's qualification work considers the design features of measuring transformers, their classification, and features of operation at different nominal voltages. A separate section studies the damageability of measuring transformers, which takes into account the classification of their defects and investigates the aging processes of oil-paper insulation of the capacitor type.

Also, the master's qualification work analyzes the existing methods for diagnosing measuring transformers. A study of means for diagnosing measuring transformers was conducted. The economic part and the section devoted to measures to ensure reliable and safe operation of electrical installations have been completed.

Keywords: instrument transformers, diagnostics, defects, damageability.

ЗМІСТ

ВСТУП	8
РОЗДІЛ 1 КОНСТРУКТИВНІ ОСОБЛИВОСТІ	11
ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	
1.1 Класифікація вимірювальних трансформаторів	11
1.2 Особливості вимірювальних трансформаторів струму	14
1.2.1 Особливості вимірювальних трансформаторів струму 110 кВ	15
1.2.2 Особливості вимірювальних трансформаторів струму 330 кВ	18
1.2.3 Особливості вимірювальних трансформаторів струму 750 кВ	22
1.2.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму	22
1.3 Особливості вимірювальних трансформаторів напруги	25
1.3.1 Особливості вимірювальних трансформаторів напруги 110 кВ	27
1.3.2 Особливості вимірювальних трансформаторів напруги 330 кВ	30
1.3.3 Особливості вимірювальних трансформаторів напруги 750 кВ	31
1.3.4 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги	32
РОЗДІЛ 2 ДОСЛІДЖЕННЯ ПОШКОДЖУВАНOSTI	34
ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	
2.1 Класифікація дефектів вимірювальних трансформаторів	34
2.2 Аналіз дефектів та пошкоджень вимірювальних	35
трансформаторів струму	
2.3 Аналіз дефектів та пошкоджень вимірювальних	37
трансформаторів напруги	
2.4 Дослідження процесів старіння оливо-паперової ізоляції	39
конденсаторного типу вимірювальних трансформаторів	
РОЗДІЛ 3 АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ	51
ДІАГНОСТУВАННЯ	
ВИМІРЮВАЛЬНИХ	
ТРАНСФОРМАТОРІВ	

3.1 Класифікація та аналіз існуючих методів діагностування вимірювальних трансформаторів	51
3.1.1 Високовольтні випробування	51
3.1.1.1 Вимірювання опору ізоляції	52
3.1.1.2 Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат і ємності ізоляції обмоток трансформаторів струму	53
3.1.1.3 Випробування підвищеною напругою промислової частоти	52
3.1.2 Технічне діагностування засобами інфрачервоної техніки	55
3.1.3 Хроматографічний аналіз розчинених газів	56
3.2 Вдосконалення методу діагностування стану ізоляції ВТ шляхом моніторингу зміни $\text{tg}(\delta)$	59
3.3 Використання математичного апарату нечітких множин у визначенні дефектів трансформаторних олив та оливо наповненого високовольтного обладнання	67
РОЗДІЛ 4 ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАСОБІВ ДІАГНОСТУВАННЯ ВІМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	77
4.1 Мости змінного струму	78
4.2 Прилад універсальний вимірювальний Р4833	80
4.3 Вимірювач параметрів трансформаторів К540	81
4.4 Пристрій для випробування ізоляції твердих діелектриків АІД-	70
РОЗДІЛ 5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	85
5.1 Оцінювання комерційного потенціалу розробки	83
5.2 Прогнозування витрат на проведення науково-дослідної роботи	87
5.3 Прогнозування комерційних ефектів від реалізації результатів розробки	93

5.4 Розрахунок ефективності вкладених інвестицій та періоду їх окупності	95
РОЗДІЛ 6 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	99
6.1 Задача розділу	99
6.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем вимірювальних трансформаторів, які працюють у складі електроенергетичної системи України	100
6.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці при електричному монтажі вимірювального трансформатора	102
6.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України з монтажу вимірювальних трансформаторів	102
6.3.2 Розрахунок захисного заземлення трансформатора	106
6.4 Протипожежний захист вимірювальних трансформаторів	110
ВИСНОВКИ	113
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	114
ДОДАТКИ	117

ВСТУП

Розвиток промисловості в Україні за останні роки спричинив збільшення споживання електроенергії та підвищення навантаження на електроенергетичне обладнання. Значна частина вимірювальних трансформаторів, які відіграють ключову роль у забезпеченні стабільної роботи енергосистеми, експлуатується із перевищенням їх розрахункового терміну служби. Ще на початку 2020-х років близько 50–60% парку вимірювальних трансформаторів в Україні складали пристрої з вичерпаним ресурсом, і, попри зростання витрат на оновлення обладнання, ситуація залишається недостатньо вирішеною.

Думки фахівців щодо доцільності заміни трансформаторів після закінчення їхнього розрахункового терміну служби (25–30 років) розходяться. У випадках, коли умови експлуатації відповідали розрахунковим, а навантаження не перевищували номінальних значень, стан твердої ізоляції (основного показника, що визначає реальний термін служби трансформатора) може залишатися задовільним навіть після закінчення визначеного ресурсу.

Однак, для забезпечення надійності роботи енергосистеми подальша експлуатація обладнання, що вичерпало свій ресурс, потребує посиленої уваги до його технічного стану. На сучасному етапі розвитку енергетики питання діагностики вимірювальних трансформаторів набувають особливої актуальності, оскільки якісний моніторинг дозволяє продовжити термін служби обладнання та забезпечити стабільність енергопостачання. Протягом останніх років було проведено значну роботу зі створення методів діагностики трансформаторного обладнання, які при комплексному використанні дозволяють оцінити технічний стан об'єкта з високою надійністю, що досягає 98%. Однак, попри впровадження цих методик, значна кількість трансформаторів продовжує працювати до моменту

відмови через термохімічне старіння твердої ізоляції – природний процес зношування. За різними джерелами, такі відмови становлять лише 7–20% від загальної кількості.

У той же час, основна частка відмов (80–93%) обумовлена своєчасно не виявленими дефектами, що свідчить про низьку ефективність традиційних схем діагностики. Це підкреслює необхідність удосконалення методів контролю, впровадження сучасних технологій моніторингу та автоматизованих систем діагностики для зниження ризиків відмов трансформаторного обладнання. Традиційна схема (проведення планових комплексних обстежень) розроблялася для умов планової економіки СРСР, принципи якої виключали можливість експлуатації більшої кількості обладнання понад розрахункового періоду. Відповідно, період комплексних обстежень вибирався з урахуванням ймовірностей появи і швидкостей розвитку дефектів в трансформаторах з напрацюванням до 25 років і не враховував особливості розвитку дефектів в застарілому обладнанні. Внаслідок цього в сучасних умовах почастішали випадки, коли за період між обстеженнями дефект встигає зародитися, розвинути і викликати аварійну відмову трансформатора. При цьому просте скорочення інтервалу проведення обстежень призводить до неприйняттого збільшення витрат на діагностику, що говорить про необхідність розробки схеми діагностики, ефективної в сучасних умовах.

Тому, **метою** магістерської кваліфікаційної роботи є дослідження методів та засобів діагностування вимірювальних трансформаторів струму та напруги, вдосконалення методу діагностування стану ізоляції вимірювальних трансформаторів шляхом моніторингу зміни $\text{tg}(\delta)$.

Об'єктом дослідження - методи діагностики вимірювальних трансформаторів. **Предметом** дослідження в даній роботі є вимірювальні трансформатори струму та напруги.

В роботі вирішуються наступні **задачі**:

1. Дослідити особливості вимірювальних трансформаторів струму та напруги напругою 110, 330 та 750 кВ, їх призначення, класифікацію; провести вибір вимірювальних трансформаторів.
2. Провести аналіз причин пошкоджуваності вимірювальних трансформаторів струму та напруги, класифікувати їх дефектів; дослідити процеси старіння оливо-паперової ізоляції конденсаторного типу вимірювальних трансформаторів.
3. Виконати порівняльний аналіз існуючих методів діагностування вимірювальних трансформаторів; вдосконалити метод діагностування стану ізоляції вимірювальних трансформаторів шляхом моніторингу зміни $\text{tg}(\delta)$.
4. Проаналізувати умови праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем вимірювальних трансформаторів, які працюють у складі електроенергетичної системи України, а також розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при електричному монтажі вимірювального трансформатора.

Наведений приклад визначення коефіцієнту залишкового ресурсу вимірювального трансформатора струму може бути використаний під час оцінювання технічного стану інших вимірювальних трансформаторів струму.

В магістерській кваліфікаційній роботі (МКР) використанні методи теорії електричних апаратів для визначення діагностичних показників, а також методи теорії нечітких множин та теорії нейронних мереж для визначення прогнозованого значення коефіцієнта залишкового ресурсу високовольтного трансформатора струму.

РОЗДІЛ 1 КОНСТРУКТИВНІ ОСОБЛИВОСТІ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Вимірювальні трансформатори струму і напруги (ТС і ТН) — це трансформатори, що володіють нормованими метрологічними характеристиками і застосовуються як масштабні вимірювальні перетворювачі. На відміну від силових трансформаторів, вимірювальні трансформатори мають малу потужність, що дозволяє забезпечити високий рівень метрологічної точності.

Основні функції та сфери застосування:

- Розширення діапазонів вимірювання: використовуються для вимірювання широкого діапазону струмів і напруг у галузях електроенергетики, системах енергопостачання, електротранспорті та інших.
- Електрична ізоляція: забезпечують ізоляцію між високовольтними електричними колами та вимірювальними приладами. Ця ізоляція значно підвищує безпеку обслуговуючого персоналу, оскільки вимірювальні прилади підключаються до низьковольтної обмотки трансформаторів, яка зазвичай заземлена.

Вимірювальні трансформатори є ключовим елементом у системах контролю та моніторингу електроустановок, забезпечуючи точність вимірювань і безпеку роботи персоналу. Їхнє використання дозволяє ефективно реалізовувати задачі енергетичного обліку, захисту та автоматизації в умовах високих напруг.

1.1 Класифікація вимірювальних трансформаторів

Існує цілий ряд параметрів, за якими проводиться класифікація вимірювальних трансформаторів струму. Залежно від конкретного

критерію можна виділити основні ознаки за якими поділяють вимірювальні трансформатори струму:

- кліматичне виконання (У1 або УХЛ1 згідно з ДСТУ 15150);
- вид внутрішньої ізоляції (оливна, елегазові, тверда тощо);
- вид зовнішньої ізоляції (фарфорова, полімерна тощо);
- ступінь трансформації (одноступінчастий, двоступінчастий);
- кількість вторинних обмоток (дві, три або більше);
- клас точності вторинних обмоток;
- кількість коефіцієнтів трансформації;
- особливість конструктивного виконання (римовидне, ланкове, U-подібне, та бакове);
- спосіб захисту внутрішньої ізоляції від зволоження (герметичний, негерметичний тощо).

Представлена класифікація дозволяє описати всі види вимірювальних трансформаторів струму і правильно класифікувати їх виходячи з основних критеріїв.

Вимірювальні трансформатори напруги (ВТН) - окрема група електротехнічних пристроїв, в яких основний режим роботи - холостий хід, оскільки пристрій не призначений для передачі потужності. За своєю конструкцією і принципом роботи ВТН практично не відрізняється від силового понижувального трансформатора - такий самий сталевий сердечник, одна первинна і кілька вторинних обмоток. Основні ознаки, за якими поділяють однофазні заземлені ТН:

- кліматичне виконання (У1 або УХЛ1 згідно з ДСТУ 15150);
- принцип дії (електромагнітний, ємнісний);
- вид внутрішньої ізоляції (оливна, елегазові, тверда тощо);
- вид зовнішньої ізоляції (фарфорова, полімерна тощо);
- ступінь трансформації (одно -, дво- або багатоступінчастий);

- клас точності вторинних обмоток;
- особливість конструктивного виконання (металевий або фарфоровий корпус);
- спосіб захисту внутрішньої ізоляції від зволоження(герметичний, негерметичний тощо).

Вимірювальні трансформатори струму (ВТС) перетворюють струм в ланцюзі до заданих значень. Такі пристрої широко використовуються в захисних реле як невід'ємна частина енергетичних систем і в первинних ланцюгах електростанцій, струм в яких досягає сотень кА. Особливість такого трансформатора полягає в тому, що вторинна обмотка замикається на контрольному вимірювальному приладі або захисній автоматиці, а на первинну подається струм. Практичний приклад використання – в побутових і промислових мережах електропостачання, де через такий трансформатор підключається стандартний електричний лічильник. Існує кілька основних різновидів вимірювальних трансформаторів струму, які відрізняються типом первинної обмотки (стрижневі, шинні і котушкові). Якщо брати за критерій робочу напругу, то виділяють дві групи пристроїв – ті, що працюють в діапазоні до 1000 вольт і вище вказаного значення.

Вимірювальні трансформатори постійного струму (ВТПС) отримали широке застосування для зняття значень основних показників в високовольтних ланцюгах. За своєю конструкцією і принципом дії цей вид трансформаторів практично нічим не відрізняється від магнітного підсилювача. В основі принципу роботи лежать нелінійні магнітні властивості феромагнетиків. Конструктивно такий трансформатор має спеціальний сердечник з феромагнітного матеріалу і два різновиди обмоток, які призначені для змінних і постійних струмів.

Таблиця 1.1 – Класифікація вимірювальних трансформаторів по напрузі та за типом ізоляції

Напруга	Тип вимірювального трансформатора	
	ТС	ТН
110 кВ (оливні)	ТФЗМ – 110, ТБМО – 110, ТГМ – 110	НКФ – 110, НАМИ – 110, НДЕ – 110
110 кВ (елегазові)	ТАГ – 123, ТГ – 145, ТГФМ – 110, ТОГ – 110, ТОГФ – 110	НОГ – 123, TVG – 123, ЗНОГМ – 123
330 кВ (оливні)	ТФРМ (ТРМ) – 330, ТФУМ – 330	НКФ – 362, НДЕ – 330.
330 кВ (елегазові)	SAS – 362, TAG – 362, ТГ – 420, ТГФ – 330, ТОГ – 330	SVS – 362, TVI – 362, НКГ – 362
750 кВ (оливні)	–	ETH – 765
750 кВ (елегазові)	SAS – 765, ТОГ – 750	–

1.2 Особливості вимірювальних трансформаторів струму

Трансформатори струму класифікують:

- за конструкцією - втулкові, вбудовані, прохідні, опорні, шинні, роз'ємні;
- за родом установки - зовнішні, для закритих і комплектних розподільних пристроїв;
- за числом ступенів трансформації - одноступінчасті і каскадні;
- за коефіцієнтами трансформації - з одним або декількома значеннями;
- за числом і призначенням вторинних обмоток.

Буквені позначення:

Т - трансформатор струму;

Ф - з фарфорового ізоляцією;

Н - зовнішньої установки;

К - каскадний, з конденсаторною ізоляцією або котушковий;

П - прохідний;

О - одновитковий стрижневий;

Ш - одновитковий шинний;

В - з повітряною ізоляцією, вбудований або з водяним охолодженням;

Л - з литою ізоляцією;

М - оливонаповнений, модернізований або малогабаритний;

Р - для релейного захисту;

Д - для диференціального захисту;

З - для захисту від замикань на землю.

1.2.1 Особливості вимірювальних трансформаторів струму 110 кВ

Трансформатори струму позначаються ТАА, ТАС, або ТА 1, ТА2, а струмові реле КА1, КА2. У мережах ефективно заземленою нейтраллю (мережі напругою 110 кВ і вище) ТС в обов'язковому порядку встановлюються у всіх трьох фазах. У випадку, коли в три фази вторинні обмотки ТС з'єднуються за схемою «зірка», у випадку двох фаз - «неповна зірка».

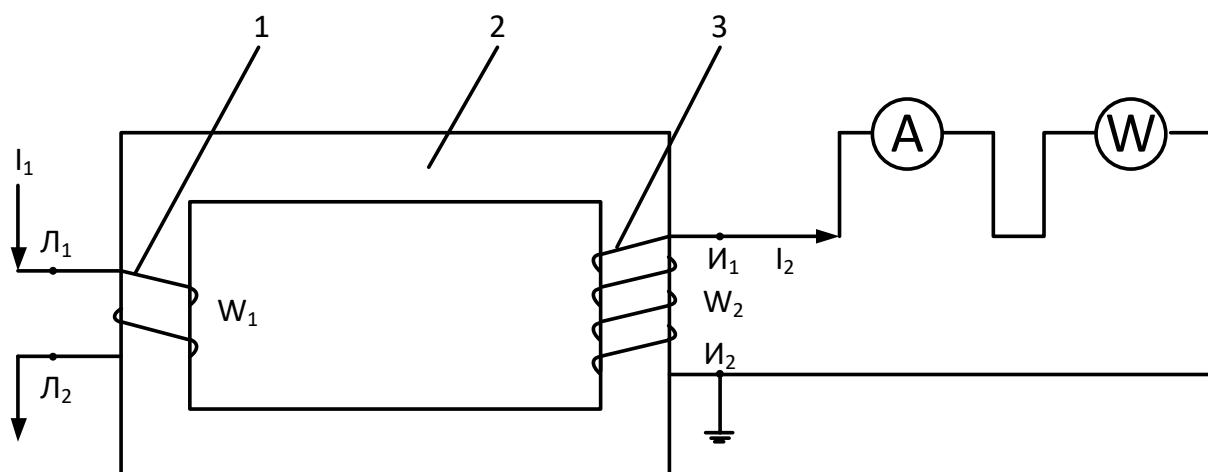


Рисунок 1.1 - Схема ввімкнення вимірювального трансформатора струму:

1 — первинна обмотка; 2 — магнітопровід; 3 — вторинна обмотка

Розглянемо оливні та елегазові ТС напругою 110 кВ

Трансформатор струму оливний типу ТФЗМ (ТФНД) – 110,220 з обмоткою ланкового типу, паперово-оливною ізоляцією призначені для передавання сигналу вимірювальної інформації приладам вимірювання, захисту, автоматики, сигналізації і управління в електричних колах змінного струму частоти 50 або 60 Гц.

Трансформатори цього типу мають ланкову конструкцію і паперову ізоляцію без вирівнювальних алюмінієвих обкладок. Захист внутрішньої ізоляції від зволоження у них недостатній через малий об'єм оливного затвора, який не перевищує 50 см³. Силікагелевий патрон не в змозі осушити необхідний об'єм зовнішнього повітря (від 1,5 л до 2 л на добу).

Недостатній захист внутрішньої ізоляції трансформаторів струму призводить до того, що через 15-20 років вологість внутрішньої ізоляції може досягти небезпечних значень (від 4% до 6%), а надмірна волога конденсується на дні. При цьому критична інтенсивність часткових розрядів настає вже під робочою напругою. В результаті ризик пошкодження трансформаторів різко зростає.

При виборі номінального струму трансформатора виходять, в першу чергу, з необхідності забезпечити вимоги по термічній і динамічній стійкості до струмів КЗ. При цьому ТС сильно недовантажений по струму, і температура його ізоляції перевищує температуру навколишнього середовища не більше ніж на 5°C – 10°C. Ресурс паперової ізоляції навіть після роботи трансформатора струму протягом 4- років і більше залишається великим.

Трансформатор струму елегазовий з порцеляною ізоляцією типу ТОГФ-110, 220 (УХЛ1)

Трансформатори струму серії ТОГФ призначені для передачі сигналу вимірювальної інформації вимірювальними приладами і пристроям захисту і управління у відкритих і закритих розподільних пристроях змінного струму

частоти 50 Гц на номінальну напругу 110, 220 кВ. Вони мають наступні особливості:

- Трансформатор струму вибухобезпечного виконання, що забезпечується наявністю захисного пристрою.
- Трансформатор струму пожежобезпечного виконання, що забезпечується застосовуваними в конструкції матеріалами і негорючим інертним газом.
- Застосування елегазової ізоляції з низьким рівнем витоків.
- Наявність надійних ущільнень, що забезпечують герметичність пристрою, в тому числі при низьких температурах навколишнього повітря.
- Застосування надійних довготривалих покриттів сталевих частин трансформатора і опорних металоконструкцій гарячим цинкуванням не менше 100 мкм, термодифузійним цинком.
- Забезпечення необхідних замовником параметрів.
- Застосування надійних комплектуючих.
- Трансформатор струму практично не вимагає обслуговування.
- Трансформатори струму можуть поставляти на замовлення з рамою під три трансформатора, опорними стійками під раму або без них.

Трансформатор струму типу ТГФМ-110П

ТС типу ТГФМ-110 П призначений для передавання сигналу вимірювальної інформації вимірювальним пристроям та приладам захисту та керування в відкритих розподільних пристроях змінного струму частоти 50 та 60 Гц на номінальну напругу 110 кВ, а також для експлуатації в макрокліматичних районах з помірним та холодним кліматом (кліматичне виконання У1, УХЛ1), при цьому:

- верхнє робоче значення температури навколишнього середовища 40 °С;
- нижнє робоче значення температури навколишнього середовища:
- для У1 – мінус 50 °С;

- для УХЛІ – мінус 60 °С.
- висота над рівнем моря – не більше 1000 м.

Механічне навантаження від вітру швидкістю до 40 м/с та від тяжіння проводів в вертикальному напрямленні до поверхні виводів – 1000 Н (100 кгс) та горизонтальному напрямленні в площині виводів – 1000 Н (100 кгс).

ТС відноситься до опорних трансформаторів струму, основними частинами якого є металевий корпус з мембраною, фарфорова кришка, блок вторинних обмоток в екрані, основа з сигналізатором тиску та коробкою виводів. ТГМФ- 110 П має три варіанти виконання по конструкції первинної обмотки: одновитковий, двонитковий на два коефіцієнта трансформації та багатовитковий. Виконання за конструкцією первинної обмотки обумовлюється при замовленні ТС в залежності від вимог. В конструкції двониткового ТС зворотній струм по другому витку протікає по корпусу. В багатовитковому ТС є 12 витків, виконаних гнучким проводом. В залежності від номінального первинного струму вмикається паралельно необхідна кількість витків. В коробці вторинних виводів виділені зажими вторинної обмотки для комерційного обліку, зажими закриті скобою з болтами, в яких передбачені отвори для пломбування. На нижньому фланці встановлений зворотній клапан для підкачування елегазу та сигналізатор тиску з температурною компенсацією, приєднаний до трансформатора струму через зворотній клапан.

1.2.2 Особливості вимірювальних трансформаторів струму 330 кВ

Високовольтні елегазові трансформатори струму 330 кВ мають наступні особливості:

- призначені для установки на відкритому повітрі;
- сталеві конструкції захищені від корозії методом гарячого цинкування;
- ущільнення виконані з синтетичної гуми, стійкою до елегазу і не схильні до температурних коливань;

- відсутність часткових розрядів;
- сигналізація про зниження тиску газу;
- розроблено відповідно до стандартів МЕК 60044-1 і ДСТУ 7746.
- температурний діапазон: від -60°C до $+55^{\circ}\text{C}$.

Трансформатор струму оливний типу ТФРМ (ТРМ) -330

ТС – опорні, римовидні, оливонаповнені, герметичні з ізоляцією конденсаторного типу. Головна внутрішня ізоляція виконана на комплекті вторинних обмоток. Роль зовнішньої ізоляції виконує фарфорова покришка. Кільцева частина обмоток розташована в оливі розширювачі.

Трансформатори виконані з п'ятьма вторинними обмотками, з яких чотири класу точності 10Р призначені для захисту і одна класу точності 0,2 або 0,5 – для вимірювання. Вторинна обмотка для вимірювання має відгалуження для отримання додаткового коефіцієнта трансформації.

Вивід нульової обкладки основної ізоляції використовують при вимірюванні характеристик основної ізоляції (ємності і $\text{tg}\delta$). На кришці коробки виводів закріплені таблички, на яких вказані паспортні дані трансформаторів, електричні схеми і технічні дані обмоток.

У зв'язку з високою їх пошкоджуваністю через недосконалість конструкції не рекомендовано застосовувати ТС «римовидної» конструкції типу ТФРМ напруго 330 – 500 кВ при новому включенні електроустановок і при реконструкції діючих. Рекомендується заміна в діючих електроустановках існуючих типів ТФРМ на нові ТС іншого типу.

Один раз в 5 років доцільно проводити вимірювання $\text{tg}\delta$ основної ізоляції при напрузі 10 кВ в нагрітому стані при температурі 60°C і не нагрітому стані при температурі $^{\circ}\text{C}$. Орієнтовний час прогріву близько трьох діб.

Якщо значення $\text{tg}\delta$ ізоляції обмоток у нагрітому стані (до 60°C) перевищує значення $\text{tg}\delta$ ізоляції обмоток у не нагрітому стані (при 20°C) більше ніж в два рази, ТС необхідно замінити.

Трансформатор струму оливний типу ТФУМ – 330

Трансформатори опорної конструкції, одноступінчасті для номінальної напруги 330 кВ, з однією вторинною обмоткою для вимірювання і трьома обмотками для захисту, з трьома коефіцієнтами трансформації, які отримують шляхом зміни числа витків первинної обмотки.

Конструктивно ТС – опорні, оливонаповнені, герметичні з паперово-оливою ізоляцією конденсаторного типу. Головна внутрішня ізоляція розташована на первинній обмотці. Зовнішня ізоляція – це фарфорова покришка.

Первинна обмотка складається з чотирьох секцій, кожна з яких розрахована на номінальний струм 500 А. Первинна обмотка має U-подібну форму. У нижній частині петлі первинної обмотки розташовані вторинні обмотки. Одна з них (класу точності 0,5) призначена для живлення вимірювальних приладів з можливістю використання для захисту, а три обмотки (класу точності 10Р) – для захисту з можливістю використання їх для вимірювання. Обмотки розміщені у фарфоровій покришці, заповненій трансформаторною оливою.

Трансформатор струм елегазовий типу ТАГ – 362

Конструкція трансформаторів струму типу ТАГ зарекомендувала себе впродовж довгого часу. Було збережено архітектуру, електромагнітну систему, а також конструкцію первинної та вторинної обмоток. Як і раніше, сердечники і вторинні обмотки розташовані у верхній, головній частині трансформатора струму. В якості основної високовольтної ізоляції використовується елегаз. Завдяки такому рішенню досягаються наступні переваги:

- ізоляційні властивості не залежать від складних і тривалих процедур просочення паперової ізоляції оливою і наступних випробувань. Зокрема, вимір рівня часткових розрядів більше не потрібен, тому що єдиним

твердим діелектриком, який схильний до старіння, є зовнішній фарфоровий, або полімерний ізолятор;

- внутрішні часткові розряди практично відсутні через правильну координацію ізоляції і того, що в якості ізоляційної середовища застосовується елегаз. Особливі властивості елегазу істотно обмежують наслідки будь-яких розрядів;

- наявність запобіжної мембрани захищає трансформатор від надмірного підвищення тиску;

- стан внутрішньої ізоляційного середовища може постійно контролюватися з блок контактами з двома рівнями сигналізації по тиску елегазу.

Принцип дії ТС типу TAG 362 заснований на явищі взаємної індукції, вихідний струм вторинних обмоток практично пропорційний первинному струму і відносно зміщений по фазі на кут, близький до нуля. Такого типу ТС є масштабними перетворювачами. Сердечники і вторинні обмотки розташовані у верхній частині всередині корпусу з алюмінієвого сплаву, який змонтований на ізоляторі з високоміцного фарфору або композиційного матеріалу. Високовольтна ізоляція всередині забезпечується за рахунок елегазової суміші, тиск якої контролюється манометром, забезпеченим сигналізуючими і відключаючими контактами, що спрацьовують при відхиленні тиску від норми. Захист від можливого підвищення внутрішнього тиску забезпечується за рахунок запобіжного клапана. Первинна обмотка виконана у вигляді струмоведучих шин, що проходять крізь тороїдальні осердя з вторинними обмотками. Виводи вторинних обмоток пропущені через опорну трубу і підключені до клем контактної коробки на рамі основи трансформатора. Різні комбінації комутації зовнішніх і внутрішніх шин дають можливість змінити коефіцієнт трансформації. Виводи вторинних обмоток в клемній коробці

закриті кришкою, яка пломбується для запобігання несанкціонованому доступу.

1.2.3 Особливості вимірювальних трансформаторів струму 750 кВ

Трансформатори струму типу ТОГ-750 призначені для передачі сигналу вимірювальної інформації приладам і пристроям захисту і управління. Трансформатори використовуються в мережах змінного струму в усіх галузях, є конструкцією опорного двоступеневого пристрою, який складається з первинної і вторинної обмоток, поміщених в металевий бак і силіконове покриття. Вторинна обмотка складається з п'яти обмоток, поміщених в металевий екран. Трансформатори виконані з двома коефіцієнтами трансформації, отриманими шляхом зміни кількості витків первинної обмотки.

Типовиконання трансформаторів відрізняються силою первинного і вторинного струму, класами точності і призначенням для поставок в Україну або на експорт.

1.2.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Трансформатори струму вибирають за наступними параметрами:

1. За напругою та струмом установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; I_{тах} \leq I_{Iном}.$$

Номінальний струм вимірювального трансформатора має максимально відповідати робочому струму установки. Недовантаження первинної обмотки трансформатора спричиняє збільшення похибок вимірювання, що негативно впливає на точність роботи вимірювальної апаратури та релейного захисту.

2. За конструкцією:

- Котушкові трансформатори струму: використовуються у широкому діапазоні застосувань завдяки простоті конструкції.

- Одновиткові трансформатори (типу ТПОЛ): застосовуються для високих струмів, де первинна обмотка виконується у вигляді одного витка.
- Багатовиткові трансформатори з литою ізоляцією (типу ТПЛ і ТЛМ): використовуються у середньовольтних і високовольтних установках.
- Трансформатори типу ТЛМ і ТПЛК спеціально розроблені для комплектних розподільчих установок (КРУ) і сумісні зі штепсельними роз'ємами первинного кола комірки.
- Трансформатори для великих струмів (типу ТШЛ і ТПШЛ): первинна обмотка виконується у вигляді шини, що забезпечує високу надійність та простоту підключення.

Трансформатори для відкритих розподільчих установок (ВРУ): ТФН, ТФЕМ: Виконані у фарфоровому корпусі з паперово-оливною ізоляцією. ТРН, ТФРМ: Каскадні трансформатори для підвищеної напруги.

Вбудовані трансформатори струму (ТВ, ТВС, ТВУ): монтуються на виводах оливних бакових вимикачів і силових трансформаторів напругою 35 кВ і вище.

3. За класом точності: вибір класу точності залежить від призначення трансформатора струму:

- Клас 0,5: Використовується для лічильників фінансових розрахунків із споживачами, де потрібна висока точність вимірювань.
- Клас 1,0: Застосовується для технічних вимірювальних приладів, де допускається нижча точність.

Вибір відповідного типу трансформатора залежить від умов експлуатації, величини струмів і напруг, а також необхідної точності вимірювань. Використання трансформаторів із правильними характеристиками забезпечує ефективну та безпечну роботу електроустановок, зменшуючи похибки вимірювань і покращуючи надійність захисту.

4. За електродинамічною стійкістю:

$$\begin{aligned} i_y &\leq K_D \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ннo}}; \\ i_y &\leq i_{\text{дин}}, \end{aligned} \quad (1.5)$$

де i_y – ударний струм КЗ за розрахунком;

K_D – кратність електродинамічної стійкості за каталогом;

$I_{1\text{ннo}}$ – номінальний первинний струм трансформатора струму;

$i_{\text{дин}}$ – струм електродинамічної стійкості.

5. За термічною стійкістю:

$$\begin{aligned} B_K &\leq (K_m I_{1\text{нoм}})^2 \cdot t_{\text{отк}}; \\ B_K &\leq I_m^2 \cdot t_m, \end{aligned} \quad (1.6)$$

де B_K – тепловий імпульс за розрахунком;

K_m – кратність термічної стійкості за каталогом;

t_m – час термічної стійкості за каталогом;

I_e – струм термічної стійкості.

6. За вторинним навантаженням:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{нoм}}, \quad (1.7)$$

де Z_2 – вторинне навантаження трансформатора струму;

$Z_{2\text{нoм}}$ – номінальне допустиме навантаження трансформатора у вибраному класі точності.

Індуктивний опір струмових кіл невеликий, тому $Z_2 \approx r_2$.

$$r_2 = r_{\text{прил.}} + r_{\text{пр.}} + r_{\text{к}}, \quad (1.8)$$

Опір приладів визначається за виразом:

$$r_{\text{прил.}} = \frac{S_{\text{прил.}}}{I_2^2}, \quad (1.9)$$

де $S_{\text{прил.}}$ – потужність, яка споживається приладами;

I_2 – вторинний номінальний струм.

Для підрахунку $S_{\text{прил.}}$ рекомендується таблична форма.

1.3 Особливості вимірювальних трансформаторів напруги

Схема включення однофазного трансформатора напруги показана на рис. 1.2; первинна обмотка включена на напругу мережі U_1 , а до вторинної обмотки (напруга U_2) приєднані паралельно котушки вимірювальних приладів і реле.

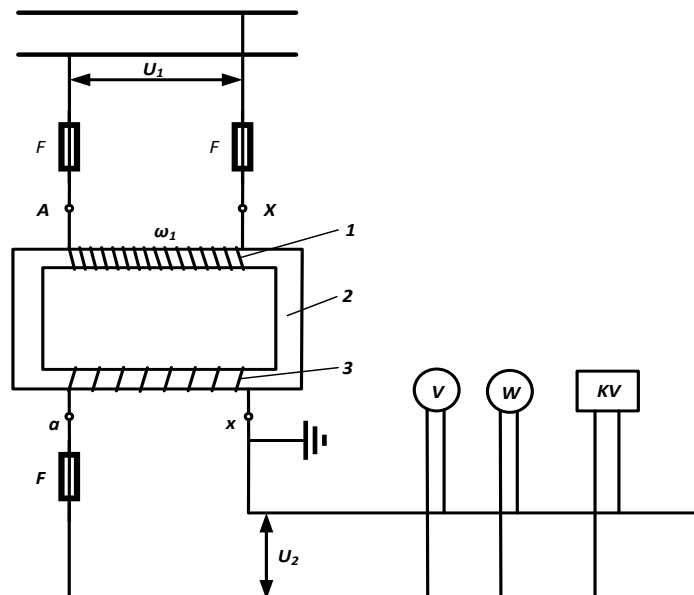


Рисунок 1.2 - Схема ввімкнення вимірювального трансформатора напруги: 1 — первинна обмотка; 2 — магнітопровід; 3 — вторинна обмотка

Номинальний коефіцієнт трансформації визначається наступним виразом:

$$K_U = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}}, \quad (1.10)$$

де $U_{1ном}$ і $U_{2ном}$ - номінальні первинна і вторинна напруги відповідно.

Розсіювання магнітного потоку і втрати в осерді призводять до похибки вимірювання.

$$\Delta U_{\%} = \frac{K_U U_2 - U_1}{U_1} \cdot 100\%. \quad (1.11)$$

Залежно від призначення можуть застосовуватися трансформатори напруги з різними схемами з'єднання обмоток. Для вимірювання трьох міжфазних напруг можна використовувати два однофазних двообмоткових трансформатора НОМ, НОС, НОЛ, з'єднаних за схемою відкритого трикутника (рис. 1.4, а), а також трифазні двообмоткові трансформатори НТМК, обмотки яких з'єднані в зірку (рис. 1.4, б). В останньому випадку обмотка, з'єднана в зірку, використовується для приєднання вимірювальних приладів, а до обмотки, з'єднаної в розімкнутий трикутник, приєднується реле захисту від замикань на землю. Таким же чином в трифазну групу з'єднуються однофазні трьохобмоткові трансформатори типу ЗНОМ і каскадні трансформатори НКФ.

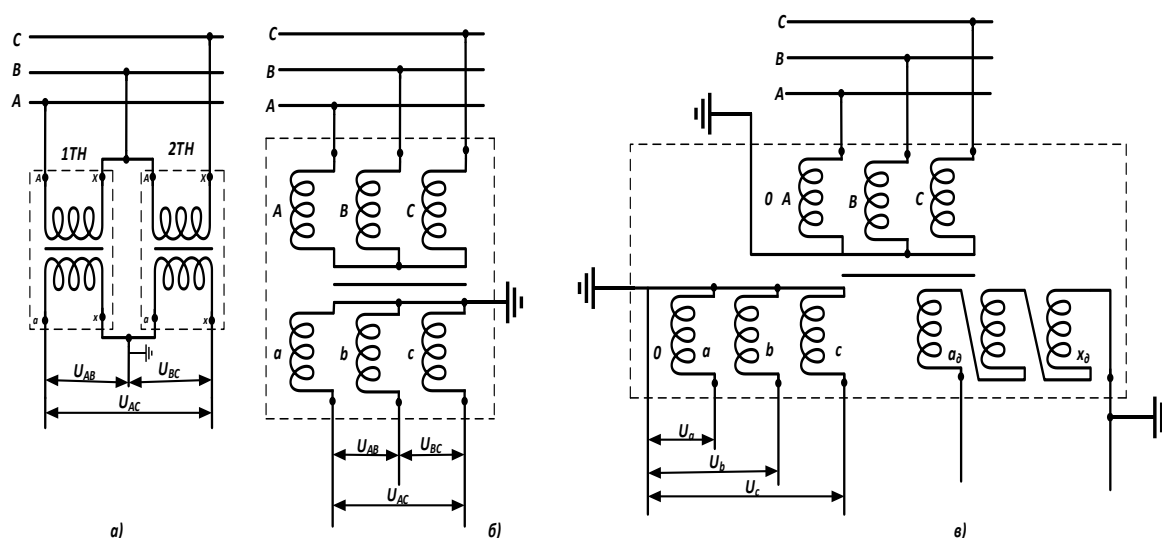


Рисунок 1.3 - Схеми з'єднання обмоток трансформаторів напруги

1.3.1 Особливості вимірювальних трансформаторів напруги 110 кВ

Трансформатор напруги оливний типу НКФ – 110

ТН цього типу мають паперово-оливну ізоляцію. Обмотки ВН всіх ступенів трансформації з'єднані послідовно, а зрівнювальні обмотки між ступенями – паралельно. Дотримуватися при з'єднанні потрібно обов'язково. Олива у кожному ступені захищена від зволоження силікагелевим патроном, що мало ефективно.

У результаті до середини нормативного терміну служби паперова ізоляція зволожується, а надмірна волога конденсується на дні.

При сильному зволоженні в товщі між шарової паперової ізоляції під робочою напругою виникають часткові розряди високого рівня. Вони утворюють прогари, які надалі розширюються, збільшуючись у розмірі. У оливі з'являються вуглеводневі гази і погіршується його $\tan \delta$. Цей процес може тривати роками і завершитися або пошкодженням, або відбракуванням ТН. Зміна оливи у таких ТН неефективна. Відновлювальному ремонту такі ТН не підлягають.

При сильному зволоженні у електромагнітних ТН розвивається виткове замикання в первинній обмотці. Короткозамкнені витки перегріваються, зона ушкодження розширюється, захоплюючи сусідні шари. В результаті зростає напруга вторинної обмотки, що є достовірною ознакою що розвивається пошкодження, за умови, що напруга сусідніх фаз залишається стабільною. У таких випадках потрібно негайно зняти напругу з ТН.

Пошкодження ТН може наступити і в результаті КЗ в відрізку кабелю, що з'єднує виводи вторинних обмоток з агрегатною шафою. При заміні старого ТН слід замінювати і старі кабелі.

Трансформатор напруги оливний типу НДЕ – 110

У трансформаторах НДЕ на напругу 110 - 750 кВ використовуються сучасні термостабільні ємнісні подільники напруги, що дозволяють забезпечувати в експлуатації клас точності 0,2.

Застосування ємнісних трансформаторів типу НДЕ-М замість індуктивних трансформаторів типу НКФ дозволяє вирішити проблему стійкості вимірювальних трансформаторів до ферорезонансних явищ в енергосистемах.

Трансформатори серії НДЕ складаються з ємнісного подільника напруги, електромагнітного пристрою, роз'єднувача та розрядника. Ємнісний подільник напруги складається з конденсаторів зв'язку з'єднаних послідовно і встановлених один на одного, екрану.

Обмотка реактора з'єднана послідовно з первинною обмоткою понижуючого трансформатора, демпфер з'єднаний паралельно з вторинною обмоткою понижуючого трансформатора.

Реактор необхідний для компенсації ємнісного падіння напруги в подільнику і підтримки постійного значення напруги в первинній обмотці понижувального трансформатора при зміні навантаження.

Демпфер призначений для придушення субгармонійних коливань, що виникають у вторинному ланцюзі при відключенні навантаження або КЗ.

У понижувальному трансформаторі магнітопровід шихтований, з електротехнічної сталі і шарові циліндричні обмотки. Реактор має магнітопровід стрижневої конструкції і електротехнічну обмотку.

Трансформатор напруги елегазовий типу НОГ-123 IV (НОГ-110 IV)

Трансформатор НОГ-123 IV I (НОГ-110 IV I) має кліматичне виконання "У" категорії розміщення 1 і його необхідно експлуатувати при наступних умовах:

- установку необхідно проводити на висоті, що не перевищує 1000 м над рівнем моря;
- температура повітря всередині КРУ від -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$;
- неагресивні і не вибухонебезпечна довкілля.

Трансформатори не вимагають планових ремонтів і забезпечують стабільну роботу впродовж усього терміну служби. Трансформатори типу НІГ є вибухобезпечними і пожежобезпечними. При короткому замиканні не відбувається руйнування металоконструкцій і не виникає пожежа. Крім візуального контролю тиску газу, є можливість підключення.

Трансформатор НОГ-123 IV I (НОГ-110 IV I) має наступну конструкцію. Всередині трансформатор заповнений елегазом і має датчик контролю тиску з пристроєм сигналізації. На вимогу можлива додаткова установка датчика щільності елегазу з газосигналізаторами по верхньому і нижньому рівню тиску елегазу. У конструкції трансформатора типу НОГ повинна бути передбачена захисна мембрана, яка не допускає збільшення надлишкового тиску в трансформаторі, при аварії, обумовленої пробоем внутрішньої ізоляції трансформатора і виникненням дуги. Викид газу відбувається через запобіжний пристрій - захисну мембрану, тому для забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу, викид повинен відбуватися поза робочої зони персоналу і бути направлений вгору.

Основні технічні характеристики трансформатора НОГ-123 IV I (НОГ-110 IV I) наведені в табл. 1.5. Загальний вигляд трансформатора наведено типу в додатку Б.

1.3.2 Особливості вимірювальних трансформаторів напруги 330 кВ

Трансформатор напруги елегазовий TVI – 362

Індуктивний трансформатор напруги серії TVI розроблений на основі великого досвіду, отриманого при конструюванні і виробництві елегазових вимірювальних трансформаторів струму і індуктивних трансформаторів напруги для PASS і КРПЕ. Трансформатор призначений для роботи в ланцюгах вимірювання і захисту в високовольтних мережах. Він сконструйований для роботи у всіх кліматичних зонах - від крайньої півночі до пустель. Використання полімерного ізолятора і запобіжної мембрани в конструкції трансформатора гарантує його високу безпеку і надійність при роботі в районах з підвищеним рівнем забруднення навколишнього середовища.

Завдяки використанню елегазової ізоляції і полімерного ізолятора трансформатор напруги TVI має низку наступних переваг:

- висока надійність;
- вибухонебезпечність;
- відсутність необхідності в технічному обслуговуванні;
- якість виконання ізоляції не залежить від тривалих процесів сушки і просочення як в оливних трансформаторах;
- незначний рівень часткових розрядів;
- ізоляція не схильна до старіння;
- стійкість при роботі в умовах ферорезонансу;
- висока сейсмічна стійкість;
- підходить для застосування на мобільних підстанціях;
- високі експлуатаційні якості в умовах забруднених середовищ

- на замовлення, можливе виготовлення трансформатора з вбудованим елегазовим роз'єднувачем для збільшення гнучкості в процесі експлуатації.

Технічні особливості:

- застосовується як для вимірювання, так і для захисту;
- магнітопровід виготовляється з листової сталі з орієнтованою структурою з високим рівнем магнітної проникності;
- обмотки виконані з електролітичної міді;
- первинна обмотка підключається безпосередньо до сторони високої напруги, в той час як вторинна обмотка живить обладнання низької напруги;
- ізоляційна система гарантує надійну роботу трансформатора протягом 30 років. Заявлений максимальний витік газу - не більше 0,1% на рік;
- володіє великим запасом механічної міцності в умовах вітрових навантажень, тяжіння проводів і сейсмічної активності;
- конструкція відповідає український стандартам;
- розташовується на металевому підставі з чотирма рими болтами для підйому.

1.3.3 Особливості вимірювальних трансформаторів напруги 750 кВ

Трансформатори напруги типу ЕТН - ємнісні, однофазні, оливні, чотирьохобмоткові, зовнішньої установки, призначені для застосування в електричних ланцюгах змінного струму частотою 50 Гц з заземленою нейтраллю, з метою передачі сигналу вимірювальної інформації приладам вимірювання, захисту, автоматики, сигналізації і управління, а також забезпечення високочастотного зв'язку.

Висота установки трансформатора не більше 1000 м над рівнем моря. Верхнє і нижнє робоче значення температури навколишнього повітря при експлуатації трансформатора кліматичного виконання: УХЛ1 - мінус 60 ° С і плюс 40 ° С. Навколишнє середовище не вибухонебезпечне, не містить

струмопровідного пилу, агресивних газів і пари в концентраціях, руйнуючих металів.

При експлуатації трансформатори цього типу витримують сумарне механічне навантаження від вітру зі швидкістю 40 м/с, ожеледь з товщиною стінки льоду 20 мм і від тяжіння проводів, не менше:

- 1000 N - для трансформаторів з найбільшою робочою напругою 126 кВ до 252 кВ;
- 1500 N - для трансформаторів з найбільшою робочою напругою 363 кВ і вище.

1.3.4 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Трансформатори напруги вибираються за такими параметрами:

1. За напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (1.12)$$

2. За конструкцією і схемою з'єднання обмоток.

В установках напругою до 18 кВ застосовуються трифазні та однофазні трансформатори, на більш високих напругах - тільки однофазні.

На напругах до 18 кВ є велика кількість типів трансформаторів напруги: сухі (НОС), оливні (НОМ, ЗНОМ, НТМИ, НТМК), з литою ізоляцією (ЗНОЛ). Трансформатори типів ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-24 і ЗНОЛ-06 встановлюються в комплектних струмопроводах потужних генераторів. В установках напругою 110 кВ і вище застосовують трансформатори напруги каскадного типу НКФ і ємнісні подільники напруги НДЄ. Залежно від призначення застосовуються різні схеми включення трансформаторів напруги.

3. За класом точності.

4. За вторинним навантаженням.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \quad (1.13)$$

де $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність у вибраному класі точності, при цьому слід мати на увазі, що для однофазних трансформаторів, з'єднаних в зірку, потрібно взяти сумарну потужність усіх трьох фаз, а для з'єднаних за схемою відкритого трикутника – подвоєну потужність одного трансформатора; $S_{2\Sigma}$ – навантаження всіх вимірювальних приладів, приєднаних до трансформатора напруги, В·А.

Висновок до розділу 1: досліджено особливості вимірювальних трансформаторів струму та напруги напругою 110, 330 та 750 кВ, їх призначення, класифікацію, також показано алгоритм вибір вимірювальних трансформаторів.

РОЗДІЛ 2 ДОСЛІДЖЕННЯ ПОШКОДЖУВАНOSTІ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

2.1 Класифікація дефектів вимірювальних трансформаторів

Одна з найчастіших причин виходу з ладу електроустановки є утворення дефектів в ізоляції трансформаторів струму і напруги. Тому діагностика вимірювальних трансформаторів струму і напруги дозволяє дати оцінку його стану і уникнути аварійних ситуацій.

Вимірювальні трансформатори, як правило, мають більшу стійкість до коротких замикань і перенапруг в мережі, ніж вимірювальні прилади. Тому дуже часто виявляються пошкодженими саме вимірювальні прилади, а не трансформатори. Замінюючи пошкоджений прилад, необхідно попередньо виконати перевірку трансформатора струму або напруги. При перевірці трансформаторів слід виміряти похибку в коефіцієнті трансформації і кутову похибку.

При перевірці полярності вимірювальних трансформаторів позначення однієї з обмоток, наприклад, первинної вибирають довільно. Залишається визначити тільки початок вторинної обмотки. Простий спосіб перевірки полярності полягає в порівнянні випробуваного трансформатора з іншим, полярність якого вже відома.

Діагностування вимірювальних трансформаторів засобами контролю такі дає змогу класифікувати такі дефекти:

- дефекти контактних з'єднань (зовнішніх і внутрішніх);
- дефекти основної ізоляції;
- дефекти магнітопроводу (викові замикання та обриви у вторинних обмотках, замикання між пластинами в магнітопроводі);
- зниження рівня оливи в оливонаповнених баках;
- нагрів фарфорової кришки.

2.2 Аналіз дефектів та пошкоджень вимірювальних трансформаторів струму

Основна ознака пошкодження:

- Невідповідність між первинним і вторинним струмом є основним сигналом про можливе пошкодження трансформатора струму.

- Однак, подібна невідповідність може також виникати через несправності або помилки у схемі вторинного кола.

Методи перевірки:

1. Перевірка трансформатора струму:

- Вторинний струм вимірюється при опорі вторинних ланцюгів, наближеному до нуля (закорочення обмотки на затискачах).

- У справному трансформаторі струму вторинний струм за таких умов буде значно більшим, ніж при фактичному опорі вторинного кола.

2. Перевірка вторинного кола:

- Оглядається вся схема вторинних ланцюгів, включаючи підключення приладів та захисних пристроїв.

- Виявляються можливі обриви, погані контакти або інші порушення, які можуть спричинити зменшення вторинного струму.

Додаткові рекомендації:

- Для точного визначення причини несправності необхідно перевіряти як трансформатор струму, так і його вторинні ланцюги.

- У разі виявлення аномалій у роботі рекомендується використовувати стандартні методики діагностики, такі як перевірка ізоляції, опору обмоток і правильності підключення.

Виявлення пошкоджень трансформатора струму потребує комплексного підходу. Характерною ознакою несправності є зменшення вторинного струму, що можна підтвердити шляхом порівняння струмів при різних значеннях опору у вторинному колі. Одночасно слід перевіряти і сам

трансформатор, і вторинну схему, щоб виключити інші можливі джерела проблем.

Конструктивні особливості трансформаторів струму (ДСТУ 7746) та можливості діагностики засобами інфрачервоної техніки

Інфрачервона діагностика дозволяє ефективно виявляти дефекти трансформаторів струму (ТС), враховуючи їх конструктивні особливості. До основних виявлених дефектів належать:

1. Порушення контактів:

- У роз'ємних і нероз'ємних контактних з'єднаннях (зовнішніх і внутрішніх): підвищення температури через поганий контакт або зношення.
- У перемикачах відгалуджень первинних обмоток (зовнішніх і внутрішніх): підвищений опір, що спричиняє локальний нагрів.

2. Дефекти основної ізоляції:

- Загальне підвищення діелектричних втрат: викликане зволоженням, забрудненням або старінням ізоляції.
- Локальні аномалії діелектричних втрат: пов'язані з конструктивними особливостями конкретних типів ТС.
- Поява провідних доріжок у литій епоксидній ізоляції: виявляється через нерівномірний нагрів.

3. Дефекти вторинних обмоток і магнітопроводу:

- Виткові замикання та обриви: зміни температурного розподілу на обмотках.
- Замикання між пластинами магнітопроводу: локальний перегрів через порушення цілісності.

4. Зниження рівня оливи в оливозаповнених баках:

- Симптоми: нерівномірний розподіл тепла через зменшення охолодження.

5. Дефекти розрядників:

- Встановлені між елементами багатоеlementних ТС: локальний перегрів через неправильну роботу або пошкодження.

6. Дефекти монтажу:

- Шунтування первинної обмотки: помилки під час монтажу, наприклад, у ТС типу ТРН (ТФРМ) у парі з підвісним роз'єднувачем; неправильне підключення нерухомого контакту або заземлюваного ножа.

Інфрачервона техніка є потужним інструментом для діагностики трансформаторів струму. Вона дозволяє виявляти широкий спектр дефектів, таких як порушення контактів, зниження рівня оливи, проблеми ізоляції, виткові замикання та помилки монтажу. Регулярна діагностика допомагає уникнути серйозних аварій та забезпечити надійну експлуатацію обладнання.

Ознаки та причини дефектів ТС наведено в додатку В.

2.3 Аналіз дефектів та пошкоджень вимірювальних трансформаторів напруги

Конструктивні особливості ТН (ДСТУ 1983) дають змогу засобами інфрачервоної техніки діагностувати:

- дефекти контактних з'єднань (в основному, зовнішніх);
- дефекти обмоток ТН і ізоляційних стоек, які підтримують активну частину ТН серії НКФ;
- дефекти обмоток сухих ТН і ТН з литою ізоляцією; їм властиві ті самі дефекти, що й оливозаповненим ТН);
- дефекти магнітопроводу;
- зниження рівня оливи в оливозаповнених ТН;
- дефекти конденсаторів подільника напруги ТН типу НДЕ;
- дефекти допоміжних електричних апаратів (роз'єднувачів, розрядників тощо), присутніх в електричній схемі ТН типу НДЕ.

Температури нагріву та перевищення температури відкритих контактних з'єднань і струмопровідних частин вимірювальних ТН не повинні перевищувати значень, вказаних в [8]. Перевищення температури інших елементів ТН, призначених для застосування в електричних колах змінного струму на напругу 0,38-750 кВ включно та виконань класів У, УХЛ, ХЛ за ДСТУ 15150 і ДСТУ 1553, не повинні перевищувати значень, вказаних в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Допустимі температурні значення для елементів ТН напругою 0,38-750 кВ

№	Елемент ТН	Клас нагрівостійкості за ДСТУ 8865	Перевищення температури, °С, за номінальної напруги
1	Обмотки, занурені в оливу	Усі класи	60
2	Обмотки, залиті епоксидним компаундом	В	85
3	Обмотки, залиті бітумним компаундом	В	50
4	Обмотки сухих ТН	А	60
		Е	75
		В	85
		F	110
		Н	135
5	Олива у верхніх шарах:		
	- виконання герметичне або з пристроєм, який повністю захищає оливу від контакту з навколишнім повітрям;	-	55
	- в інших випадках	-	50

Поверхні порцелянових покришок не повинні мати локальних нагрівів, а значення температур, виміряних в аналогічних зонах покришок

трьох фаз, не повинні відрізнятися між собою більше, ніж на 2 °С, у протилежному випадку вважається, що ТН має внутрішній дефект.

2.4 Дослідження процесів старіння оливо-паперової ізоляції конденсаторного типу вимірювальних трансформаторів

Оскільки паперово-оливна ізоляція обладнання є одним з найбільш розповсюджених і відповідальних елементів електрообладнання електроенергетичних систем [9, 10], то для оцінки її технічного стану створені і розвиваються спеціальні системи контролю [11, 12]. Вони контролюють обладнання великої потужності та дозволяють підвищити надійність на електростанціях і крупних вузлових підстанціях. Для визначення дефектів паперово-оливної ізоляції обладнання в умовах експлуатації доцільно застосовувати навіть складні і вартісні контрольні-діагностичні системи, наприклад, систему автоматичного визначення місця пошкодження та його причини [11].

В той же час, широко проваджені методи та засоби періодичних випробувань без відключення обладнання. До них відносять наступні основні випробування: вимірювання часткових розрядів (ЧР); вібраційний контроль; тепловізійний контроль; вимірювання тангенса кута втрат, ємності і струму небалансу трифазної системи введів; відбір проб оливи для проведення різних аналізів, але для визначення стану паперово-оливної ізоляції обладнання в умовах експлуатації, не кожен метод дасть змогу правильно визначити дефект.

Як бачимо, не дивлячись на велику кількість методів і засобів, як періодичного так і постійного контролю стану високовольтного обладнання ЕЕС, не поодинокі випадки його пошкодження.

В наш час на багатьох електричних підстанціях України велика кількість високовольтного обладнання пропрацювала понад 25 років. Вимірювальні трансформатори струму та напруги є одним з

найнебезпечніших ланок енергосистем. В більшості випадків аварії трансформаторів струму на напруги супроводжуються повним руйнуванням апарату, а іноді і сусіднього обладнання. Аналіз даних про відмови [13] свідчить про те, що характерними дефектами для ТС 330-750 кВ є місцеві дефекти, розвиток яких приводить або до теплового пробою, або до появи часткових розрядів і електричного пробою основної ізоляції.

Такі дефекти бажано виявляти на ранній стадії розвитку. Особливо часто пошкодження має місце ТС та високовольтний ввід. В наш час вони виявляються періодичного контролю тангенса кута діелектричних втрат під високовольтних випробувань електроенергетичного обладнання та шляхом контролю засобами інфрачервоної техніки. До причин появи дефектів можна віднести дію струмів короткого замикання і високочастотних перенапруг, зволоження, утворення струмопровідних відкладень на внутрішній поверхні фарфорової покришки для ввідів і т.п. У міру розвитку дефектів з'являються часткові розряди і змінюється тангенс кута діелектричних втрат основної ізоляції, у тому числі і в меншу сторону. Дефекти в ізоляції можуть розвиватися як повільно, так і за короткий час. Тому періодичний контроль не завжди дозволяє їх зафіксувати, а це диктує необхідність використовувати пристрої безперервного контролю за характеристиками ізоляції ТС і високовольтних ввідів. В світі існує декілька виробників таких пристроїв, всі вони базуються на різних методах контролю, проте різні методи нерівнозначні і не однаково ефективні. На даний момент більшість енергокомпаній, у тому числі і НЕК «Укренерго» [12], займаються впровадженням різних систем безперервного контролю ізоляції трансформаторів струму і високовольтних ввідів. Проте різні виробники використовують різні методи контролю, які, як вже було відмічено, нерівнозначні і не однаково ефективні. Тому, метою роботи є оцінка можливості, ефективності та доцільності використання систем безперервного контролю ізоляції залежно від використовуваного методу

контролю. Фактори пов'язані з пошкодженням ізоляції показані на рис. 2.1 [14].

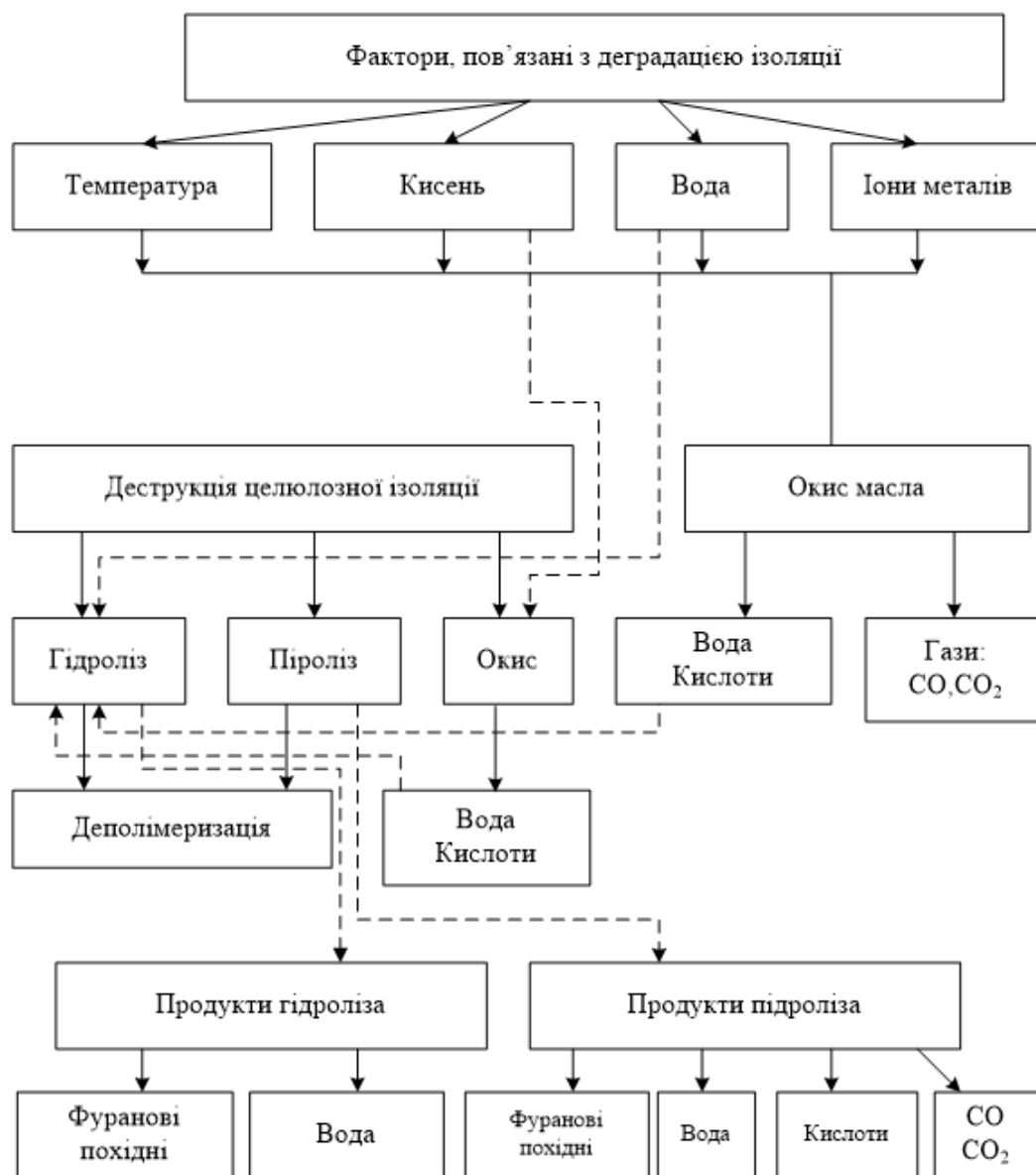


Рисунок 2.1 – Фактори пов'язані з пошкодженням ізоляції

Електрична міцність ізоляції при змінній напрузі промислової частоти залежить від швидкості підйому напруги і часу витримки ізоляції при заданій напрузі [15].

Короткочасна електрична міцність ізоляції зазвичай визначається при плавному підйомі напруги промислової частоти до пробивної, причому при таких випробуваннях для зразків ізоляції з пробивним напругою до 20 кВ швидкість підйому напруги зазвичай дорівнює 1 кВ/сек. Тривалість підйому напруги, у будь-якому випадку, не повинна бути менше 10 сек. При великих значеннях пробивної напруги швидкість підйому становить 2-3% від очікуваного пробивної напруги в секунду. При такому способі визначення електрична міцність при плавному підйомі напруги приблизно відповідає міцності при 30-секундній витримці під напругою, що прикладається до ізоляції поштовхом.

Відомо, що залежність пробивної напруги від товщини різна для листової ізоляції, виконаної з конденсаторних і з кабельних паперів.

Розглянемо залежність пробивної напруги від товщини або від числа аркушів конденсаторного паперу в листовій ізоляції з гострим краєм електрода.

Мала товщина кожного аркуша конденсаторного паперу (7-12 мк) обумовлює істотну залежність пробивної напруги від числа аркушів. В одному аркуші конденсаторного паперу завжди є провідні включення, що складаються в основному з частинок вугільного пилу, металів, їх солей та оксидів. Число таких включень залежить від товщини листа і для паперу товщиною 10-12 мк становить 50-60 на квадратний метр її поверхні.

Якщо товщина діелектрика дорівнює двом аркушам, то електрична міцність його буде визначатися тільки одним листом конденсаторного паперу. Ймовірність збігу двох включень у різних аркушах при площі електродів менше 1 м² дуже мала, тому можна вважати, що кожне провідне включення шунтує тільки один аркуш паперу. При цьому пробій відбувається в місці розташування включення, що здебільшого відповідає області рівномірного поля.

Точно так само пробивна напруга U_{np} трьох аркушів буде визначатися електричною міцністю двох аркушів; чотирьох аркушів - міцністю трьох аркушів і т. д.

Таким чином,

$$U_{np} = E_{об}(n-1)\delta_{п} \quad (2.1)$$

де $E_{об}$ - пробивна напруженість паперу за відсутності включень;

$\delta_{п}$ – товщина одного аркушу;

n – число аркушів в шарі ізоляції.

Середня пробивна напруженість E_{np} визначається наступним співвідношенням:

$$E_{np} = \frac{U_{np}}{n\delta_{п}}. \quad (2.2)$$

Зі збільшенням числа аркушів у шарі ізоляції середня пробивна напруженість буде зростати за законом

$$E_{np} = E_{об} \frac{n-1}{n}. \quad (2.3)$$

Наявність провідних включень в шарі здебільшого призводить до пробою ізоляції в області середини електрода. Однак якщо число аркушів більше семи-восьми, то починає позначатися крайовий ефект на краю електрода (обкладки). Як тільки товщина діелектрика збільшиться до такого ступеня, що провідні включення практично перестануть позначатися ($\frac{n-1}{n}$ близько до одиниці), пробої будуть відбуватися в тому місці, де напруженість електричного поля найбільша.

У різко неоднорідному полі умова пробою може бути сформульована двояко. Якщо виходити з того, що різниця потенціалів, пройдена лавиною електронів, повинна перевершувати певну критичну величину, то умова переходу часткового розряду в наскрізний пробій виразиться наступною формулою:

$$\int_0^{r_k} E_r dr \geq U_{кр},$$

де r – відстань від тієї точки електрода, де напруженість найбільша, відлічена вздовж шляху розвитку розряду;

E_r – напруженість на відстані r ,

$U_{кр}$ – критична величина різниці потенціалів, пройденої лавиною електронів.

При іншій можливій умові розвитку пробою напруженість поля E_r повинна перевершувати напруженість E_0 , достатню для підтримки іонізації на певній відстані r_k , яка необхідно для утворення лавини електронів достатньої інтенсивності. Ця умова виражається формулою:

$$E_{r_k} \geq E_0.$$

Аналіз поля біля краю обкладки плоского конденсатора, з урахуванням її товщини, призводить, незалежно від того яку з двох умов розвитку пробою прийнято за критерій, до наступної формули середньої пробивної напруженості в функції від товщини діелектрика d :

$$E_{пр} = kd^{-0,5}, \quad (2.4)$$

де коефіцієнт k залежить від величини U_0 або E_0 .

Характерна залежність пробивної напруженості від кількості аркушів представлена на рис. 2.2. Як видно з цього рисунка, в даному випадку внаслідок накладення обох розглянутих вище механізмів виникає максимум

пробивний напруженості при товщині шару приблизно 80 мк (кількість аркушів близько 8). Кількість аркушів (товщина шару ізоляції), відповідна максимуму пробивний напруженості, залежить від площі електродів, зміщуючись при збільшенні площі у бік більшої кількості аркушів.

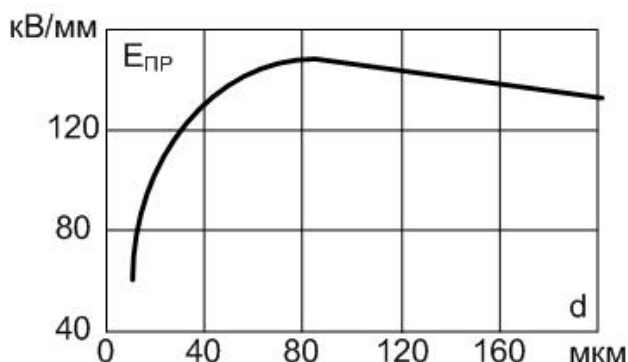


Рисунок 2.2 – Залежність пробивної напруженості від товщини ізоляції для конденсаторного паперу 10 мк

У ряді випадків бажано вибрати таку товщину діелектрика, при якій пробивна напруженість була б найбільшою. Тому часто товщину ізоляції секцій, виготовленої з конденсаторного паперу, приймають такою, яка дорівнює семи-восьми аркушам при товщині аркуша 10-12 мк. Крім короточасної електричної міцності, для ізоляції характерний розкид пробивних напруг окремих зразків. При збільшенні цього розкиду в процесі масового виробництва виробів зростає ймовірність появи зразків з ослабленою ізоляцією. На рис. 2.3 наведені криві розподілу зразків за пробивним напруженням при числі аркушів, рівному 3, 5 і 7. Порівняння кривих розподілу показує, що розкид зразків з п'ятьма аркушами мало відрізняється від розкиду зразків з сімома аркушами, при цьому середньоквадратичне відхилення σ одно 6-8%. Істотне збільшення розкиду в пробивних напругах настає при зменшенні числа аркушів менше п'яти.

Зменшення електричної міцності і збільшення розкиду пробивних напруг при зменшенні числа аркушів у шарі менше п'яти призводить до необхідності, в цьому випадку, зниження допустимих напруженостей. Залежність пробивної напруженості від товщини листової ізоляції з кабельного паперу має дещо інший вигляд. Унаслідок великої її товщини мало ймовірна наявність такого включення, яке б шунтувало весь аркуш.

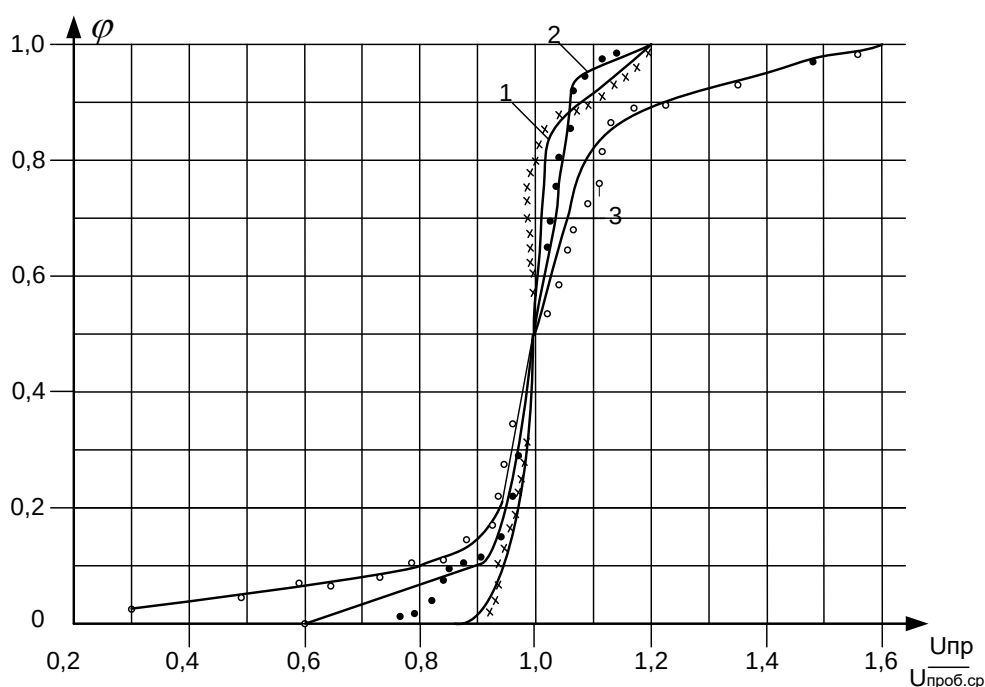


Рисунок 2.3 – Криві ймовірності пробивних напруг для конденсаторного паперу 12 мк.1 - n= 7 аркушів; 2 - n=5 аркушів, 3 - n=3 аркушів

Тому електрична міцність ізоляції з кабельного паперу в області рівномірного або слабо нерівномірного поля мало залежить від товщини ізоляції, поступово зменшуючись із збільшенням товщини діелектрика. В області сильно нерівномірного поля на краю електрода середня пробивна напруженість зменшується приблизно пропорційно $d^{-0.5}$. Залежність

пробивної напруженості оливного прошарку від товщини для рівномірного поля в зазорі, прилеглому до електрода (пунктиром показана область розкиду пробивних напруженостей) показана на рисунку 2.4.

Слід зазначити, що електрична міцність листової ізоляції з конденсаторного паперу при напрузі промислової частоти перевершує міцність такої ізоляції з кабельного паперу приблизно в два рази (120 кВ/мм для конденсаторного паперу і 50 кВ/мм для кабельної). Це пояснюється як більшою щільністю конденсаторного паперу, так і меншими товщинами шарів ізоляції, застосовуваних в даному випадку.

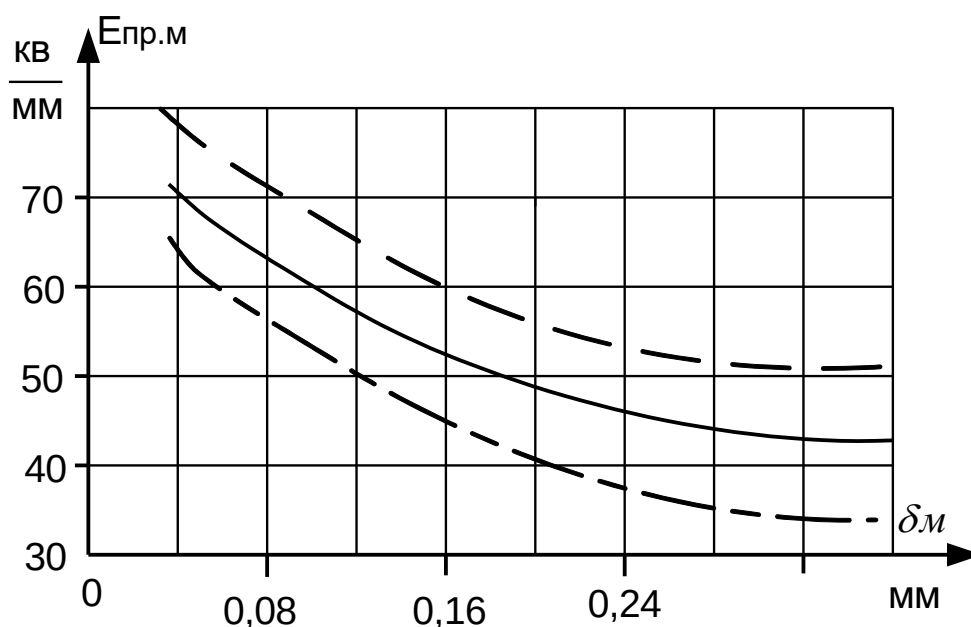


Рисунок 2.4 – Залежність пробивної напруженості оливного прошарку від товщини для рівномірного поля в зазорі, прилеглому до електрода (пунктиром показана область розкиду пробивних напруженостей)

У стрічкової ізоляції наявність оливних зазорів між шарами паперу значно полегшує розвиток пробою. Електрична міцність оливного зазору набагато менше міцності одного шару паперу такої ж товщини. Тому в

оливних зазорах при певній напрузі виникають місцеві часткові розряди, що призводять при подальшому зростанні напруги до пробію ізоляції. Схема розвитку пробію в стрічковій ізоляції показана на рисунку 2.5. Залежність пробивної напруги від товщини ізоляції для кабельного паперу (стрічкова ізоляція) показана на рисунку 2.6.

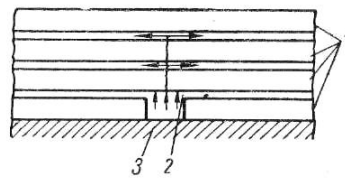


Рисунок 2.5 – Схема розвитку пробію в стрічковій ізоляції: 1 – папір; 2 – оливний прошарок, 3 – жила

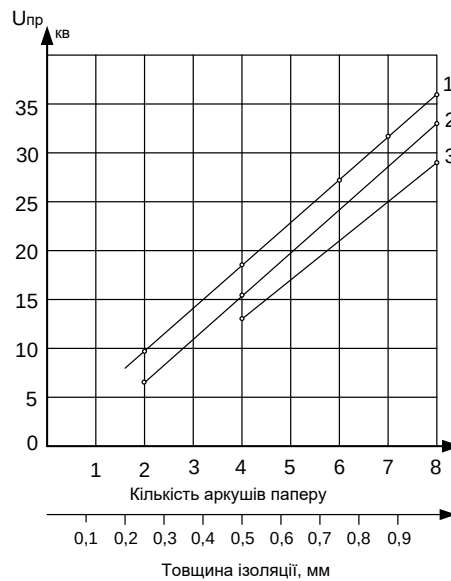


Рисунок 2.6 – Залежність пробивної напруги від товщини ізоляції для кабельного паперу (стрічкова ізоляція): 1 – зразки без оливних прошарків; 2 – зразки з оливними прошарками товщиною в один шар паперу (0,12 мм), розташованими у стрижня; 3 – теж саме тільки з оливними прошарками товщиною в два шари паперу

Дуже часто, особливо при тривалому впливі підвищеної напруги, пробій стрічкової ізоляції розвивається на велику відстань по зигзагоподібному шляху між шарами паперу, так як при розряді в оливному

зазорі виникає поздовжня складова напруженості електричного поля, що сприяє розвитку пробою між шарами до найближчого оливного каналу. Конструкція зразків паперово-оливної ізоляції показана на рис. 2.7.

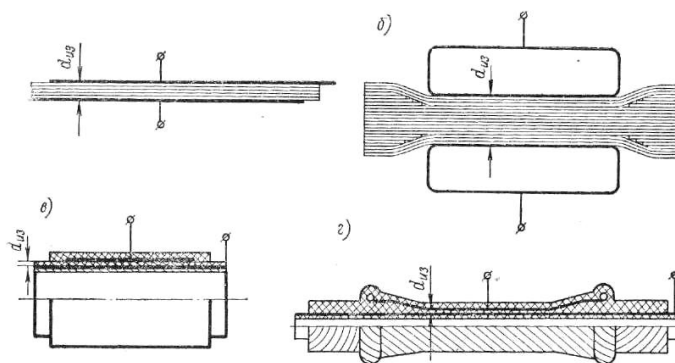


Рисунок 2.7 – Конструкція зразків паперово-оливної ізоляції: а – листова ізоляція, електроди з гострими краями, б – листова ізоляція, електроди з ослабленим крайовим ефектом; в – стрічкова ізоляція, електроди з гострими краями; г – стрічкова ізоляція, електроди з ослабленим крайовим ефектом

У стрічкової ізоляції з кабельного паперу, внаслідок оливних зазорів між стрічками, електрична міцність одного шару дуже низька і суттєво зростає із збільшенням товщини ізоляції. Починаючи з восьми-десяти шарів, накладених з зазором між стрічками, і з чотирьох-п'яти шарів, накладених впів-нахилу, пробивна напруженість в області слабо нерівномірного поля мало змінюється з ростом товщини ізоляції, а пробивна напруга зростає пропорційно цій товщині (рис. 2.7). За наявності значної нерівномірності поля електрична міцність у великій мірі визначається конфігурацією поля електродів.

У разі гострого краю електрода (рис. 2.7, а і в) середня пробивна напруженість падає пропорційно $d^{-0.5}$. У зразках з усуненим крайовим ефектом (рис. 2.7, г) пробивна напруженість визначається максимальною

напруженістю. У цьому випадку пробивну напругу пропорційна $r \ln \frac{r_2}{r_1}$, де r_1 і r_2 – внутрішній і зовнішній радіуси електродів.

На рис. 2.8 показана залежність пробивної напруги від товщини діелектрика для апаратної ізоляції трансформаторів струму ланкового типу, електродами якого є два тороїда. Порівняння наведеної експериментальної і розрахункової залежностей показує, що пробивна напруга в цьому випадку також визначається максимальною напруженістю, яка в середньому становить 40-50 кВ/мм. Товщина ізоляції на кожному електроді - $\frac{d}{2}$.

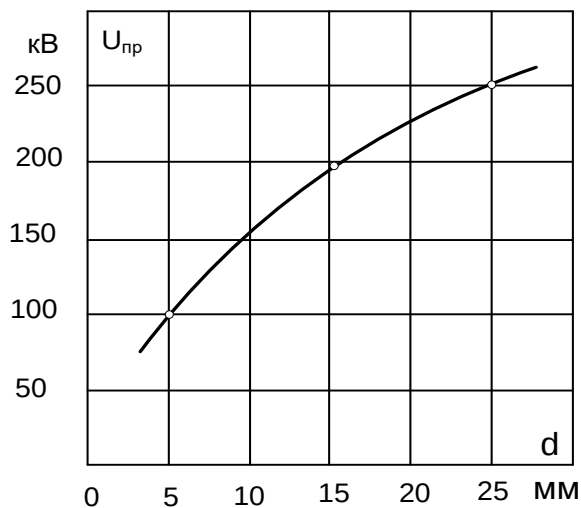


Рисунок 2.8 – Залежність пробивної напруги від товщини для ізоляції трансформаторів струму ланкового типу.

Висновки по розділу 2: проаналізовано причини пошкоджуваності вимірювальних трансформаторів струму та напруги, показана класифікація їх дефектів; досліджено процеси старіння оливо-паперової ізоляції конденсаторного типу вимірювальних трансформаторів.

РОЗДІЛ 3 АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ ДІАГНОСТУВАННЯ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

3.1 Класифікація та аналіз існуючих методів діагностування вимірювальних трансформаторів

В останні роки спостерігається інтенсивний розвиток методів діагностики трансформаторного обладнання з вираженою тенденцією вибору ефективних методів оцінки стану без відключення обладнання від мережі. При діагностуванні необхідно вирішувати такі завдання:

1. Виконувати випробування у відповідності з основними міжнародними стандартами (IEC, IEEE, ASTM).
2. Аналізувати і використовувати по можливості новітні методи діагностики.
3. Оцінювати стан обладнання у відповідності з національними нормативними документами та міжнародними стандартами.

У ряді випадків методична та нормативна база в міжнародних документах істотно відрізняється від прийнятих в нормах України, а деякі ефективні методи і діагностичні оцінки залишаються практично невідомими фахівцям енергосистем.

3.1.1 Високовольтні випробування

Обсяг і періодичність вимірювань і випробувань вимірювальних трансформаторів мають відповідати наведеним у таблиці 3.1.

В експлуатації під час контролю трансформаторів струму з конденсаторною паперово-оливною ізоляцією напругою 330 кВ і вище без їх вимикання вимірювання впродовж перших 3-х років експлуатації можна не проводити, а далі — за необхідності.

Якщо об'єм, норми і періодичність випробувань ТС випуску після 2000 року, наведені в заводських інструкціях, суттєво відрізняються від

наведених у Нормах, то необхідно керуватися вимогами заводських інструкцій.

Таблиця 3.1 — Обсяг і періодичність вимірювань і випробувань вимірювальних трансформаторів

Періодичність вимірювань і випробувань	Обсяг вимірювань і випробувань трансформаторів				
	Струму			Напруги	
	Трансформатори струму з керамічною і литою ізоляцією на напругу до 35 кВ та вбудовані трансформатори струму	З паперово-масляною ізоляцією	З паперово-масляною конденсаторною ізоляцією	З литою і сухою ізоляцією на напругу до 35 кВ	Оливонаповнені
Під час приймальних випробувань (під час першого увімкнення)	За 3.1.1.1; 3.1.1.2	За 3.1.1.1; 3.1.1.2	За 3.1.1.1; 3.1.1.2**)	За 3.1.1.1; 3.1.1.2	За 3.1.1.1; 3.1.1.2
Не менше ніж один раз на три роки	—	За 3.1.1.1*); 3.1.1.2	За 3.1.1.1*); 3.1.1.2	—	За 3.1.1.1; 3.1.1.2
Не менше ніж один раз на шість років	За 3.1.1.1; 3.1.1.2	За 3.1.1.1; 3.1.1.2	За 3.1.1.1; 3.1.1.2	За 3.1.1.1; 3.1.1.2	За 3.1.1.1; 3.1.1.2
*) За незадовільних показників масла.					
**) Відбір і випробування масла в герметизованих трансформаторах не проводять, крім вказівок інструкції заводу-виробника.					

3.1.1.1 Вимірювання опору ізоляції

Вимірювання опору основної ізоляції обмоток виконують мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Виміряні значення опору ізоляції обмоток трансформаторів напруги і трансформаторів струму повинні бути не менше наведених у додатку Г.

Вимірювання опору ізоляції вторинних обмоток виконують мегаомметром на напругу 1,0 кВ, 2,5 кВ. Опір ізоляції вторинних обмоток не нормується. Під час експлуатації дозволяється проводити вимірювання опору ізоляції разом з приєднаними до них колами, при цьому опір повинен бути не меншим ніж 1 МОм. Якщо опір ізоляції менший ніж 1 МОм, провести виміри без приєднання вторинних кіл.

Обов'язково один раз на 6 років вимірюють ізоляцію вторинних обмоток без приєднання вторинних кіл, опір ізоляції при цьому повинен бути не меншим ніж 50 МОм. У разі оцінювання стану ізоляції вторинних обмоток можна орієнтуватися на такі середні значення опору ізоляції справної обмотки:

- у вбудованих трансформаторах струму — 10 МОм;
- у виносних трансформаторах струму — 50 МОм.

У трансформаторах струму напругою 220 кВ і вище типу ТФЗМ за наявності виводу від екрана вторинної обмотки вимірюють опір ізоляції між екраном і вторинною обмоткою. Значення опору ізоляції має бути не меншим ніж 1 МОм.

3.1.1.2 Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат і ємності ізоляції обмоток трансформаторів струму

Виміряні значення $\operatorname{tg}\delta$ ізоляції обмоток трансформаторів струму не повинні перевищувати значень, наведених у таблиці 3.3, якщо заводом-виробником не встановлені інші норми. Під час вимірювань потрібно звертати увагу на характер змінювання $\operatorname{tg}\delta$ і ємності порівняно з результатами попередніх вимірювань. Під час вимірювання $\operatorname{tg}\delta$ ізоляції

ТС за підвищеної напруги, яка дорівнює (190—210) кВ, значення $tg\delta$ основної ізоляції повинне бути не більшим ніж:

- для ТС типу ТФУМ (ТФКН) — 0,9 % (з урахуванням зростання $\Delta tg\delta$);
- для ТС типу ТФРМ — 0,6 %. При цьому зростання $\Delta tg\delta$ за підвищення напруги від $0,5 U_p$ до U_p не повинне перевищувати 0,1 %.

Ємність не повинна відрізнятись більше ніж на ± 5 % порівняно з виміряною перед увімкненням у роботу.

Під час експлуатації каскадних трансформаторів струму дозволено вимірювати $tg\delta$ основ основної ізоляції одночасно для обох елементів каскаду за їх паралельного з'єднання. Отримане значення $tg\delta$ порівнюють з $tg\delta_p$, розрахованим за виразом:

$$tg\delta = (tg\delta_1 \cdot C_1 + tg\delta_2 \cdot C_2) / C_1 + C_2, \quad (3.1)$$

де C_1 , C_2 , $tg\delta_1$, $tg\delta_2$ - попередньо отримані значення під час вимірювання кожного елемента каскаду. Якщо $tg\delta$ не співпадає з $tg\delta_p$, то вимірюють $tg\delta$ кожного елемента каскаду і порівнюють його з наведеним у додатку Г.

3.1.1.3 Випробування підвищеною напругою промислової частоти

Значення випробної напруги приймають для вимірювальних трансформаторів згідно з таблицею 3.2.

Таблиця 3.2 — Випробна напруга промислової частоти

Вид ізоляції обмотки випробної напруги	Випробна напруга, кВ, для вимірювальних трансформаторів з номінальною напругою, кВ								
	0,4-0,6	3	6	10	15	20	24	27	35
Керамічна	—	24	32	42	55	65	75	80	95

Інші	—	21,6	28,8	37,8	49,5	58,5	67,5	72	85,5
------	---	------	------	------	------	------	------	----	------

Трансформатори напруги з полегшеною ізоляцією одного з виводів випробуванню не підлягають.

В експлуатації вимірювальні трансформатори дозволено випробувати разом з ошиновкою. Тривалість прикладення випробної напруги для трансформаторів напруги — 1 хв.

Тривалість прикладення випробної напруги для трансформаторів струму становить 1 хв, якщо основна ізоляція керамічна або паперово-оливна, і 5 хв — якщо основна ізоляція з органічно-твердих матеріалів або кабельних мас.

Під час приймально-здавальних випробувань значення випробної напруги вторинних обмоток повинне відповідати вимогам заводських інструкцій.

Під час експлуатації значення випробної напруги для ізоляції вторинних обмоток разом з приєднаними до них колами дорівнює 1 кВ.

Тривалість прикладення випробної напруги — 1 хв.

3.1.2 Технічне діагностування засобами інфрачервоної техніки

Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і повітряних ліній електропередач засобами інфрачервоної техніки є одним з найбільш ефективних напрямів удосконалення систем технічної діагностики.

Незважаючи на те, що технічному діагностуванню засобами інфрачервоної техніки притаманний ряд чинників, які ускладнюють провадження діагностики (вплив погодних умов, необхідність задання відповідного режиму електромережі, значна вартість діагностичного обладнання, необхідність підготовки персоналу), порівняно з традиційними методами, цей метод діагностування електрообладнання має численні вигоди та переваги:

- діагностику провадять на діючому обладнанні, вона не потребує його вимикання, при цьому не порушується ні режим роботи об'єкта, який діагностується, ні його технічний стан, ні електропостачання споживачів;

- відсутня необхідність виконувати оперативні перемикання та підготовку робочого місця;

- під час провадження діагностики забезпечується безпека персоналу, бо при цьому використовується дистанційний безконтактний метод;

- під час провадження діагностики забезпечується висока продуктивність праці;

Забезпечується необхідна точність і достовірність результатів, використання тепловізора дає змогу бачити картини в цілому, що унеможливорює пропуск дефектів;

- дефекти обладнання можна виявляти на ранній стадії їх розвитку, що дає змогу планувати ремонти для своєчасного усунення цих дефектів, переходити від системи планово-попереджувальних ремонтів обладнання до ремонтів згідно з його технічним станом, а також обґрунтовано планувати та ефективно використовувати робочу силу і фонд запасних частин;

- у багатьох випадках технічне діагностування засобами інфрачервоної техніки є єдиним способом для виявлення дефектів електрообладнання, контактних з'єднань і контактів без знеструмлення об'єкта діагностики.

Діагностування вимірювальних трансформаторів струму та напруги засобами інфрачервоної техніки є унікальним методом, дозволяє ліквідацію виявлених дефектів в найкоротші терміни, зменшує аварійність, значно знижує технологічні витрати електричної енергії. Крім цього, збільшується використання пропускну здатності електричних мереж за рахунок зменшення їх простою при профілактичних випробуваннях і відновлювальних роботах.

3.1.3 Хроматографічний аналіз розчинених газів

Хроматографічний аналіз розчинених газів (ХАРГ) трансформаторної оливи на сьогоднішній день - один з найбільш важливих і ефективних діагностичних методів, що виявляє широке коло проблем устаткування, в тому числі і на ранніх стадіях розвитку. ХАРГ є широко використовуваним діагностичним інструментом, висока чутливість якого дає змогу виявити та простежити тенденцію розвитку майже всіх видів дефектів і пошкоджень як електричного, так і термічного характеру. Ці дефекти, залежно від їх розміру, місцезнаходження та інтенсивності, призводять до утворення газів, що відрізняються за складом і кількістю.

При оцінці технічного стану трансформатора методом ХАРГ керуються такими критеріями:

- граничні концентрації, що дозволяють встановити наявність локальних пошкоджень і визначити доцільність постановки на прискорений контроль;
- відношення концепції, що дозволяє уточнити вид дефекту, що розвивається;
- швидкості наростання, що визначає ступінь небезпеки дефекту.

Існують різні методи інтерпретації результатів аналізів в силу відмінності норм і критеріїв оцінки стану трансформаторів, що часто призводить до різних висновків. Жоден з існуючих методів не може бути прийнятий в якості універсального, базового. Найбільш поширені з них такі: методика МЕК (IEC 60599), методика IEEE, методика Роджерса (CEGB / Rogers Ratios), методика Доренбурга (Dornenburg's method), методика Дюваля, Мюллера (Mailer's method).

В процесі експлуатації трансформатора відбувається безперервний процес газовиділення, пов'язаного зі старінням оливи, твердих ізоляційних матеріалів і залежить від хімічного складу оливи, напруженості електричного поля, режиму роботи і тривалості експлуатації. Особливо

інтенсивно відбувається процес газовиділення при наявності пошкоджень в трансформаторі. На першому етапі діагностування методом ХАРГ визначають концентрації семи газів і порівнюють з граничними значеннями концентрацій, взятих з відповідних нормативних документів.

Трансформатор має пошкодження при перевищенні граничного значення концентрації хоча б одного з газів. При порівнянні отриманих в результаті аналізу даних про концентрацію з нормативними, можна діагностувати можливі дефекти в трансформаторі (наприклад, пошкодження типу локальних перегрівів, старіння ізоляційних матеріалів, забруднення оливи і твердої ізоляції, часткові розряди тощо). Склад розчинених в оливі газів залежить від характеру, пошкодження що розвивається в трансформаторі, за отриманими даними ХАРГ можна орієнтовно припустити вид розвитку дефекту. У таблиці 3.5 представлений взаємозв'язок основних газів і найбільш характерних видів дефектів.

Визначення основного з характерних газів за результатами ХАРГ проводиться таким чином: розраховуються відносні концентрації газів за виразом:

$$a_i = A_i / A_{ep\ i}, \quad (3.2)$$

де A_i - виміряне значення концентрації i -го газу;

$A_{ep\ i}$ - граничні концентрації i -го газу.

Крім того, проводиться газовий хроматографічний аналіз, необхідний для контролю змін у складі оливи під час експлуатації трансформаторів. Хроматографія — це комплексний метод, який поєднує етап розділення складних сумішей на окремі компоненти з їх кількісним визначенням. Аналіз газів, розчинених у оливі, дозволяє на ранніх стадіях виявляти дефекти трансформатора, визначати їх характер і ступінь пошкодження. Стан трансформатора оцінюється шляхом порівняння кількісних даних з

граничними концентраціями газів і швидкістю їх зростання в оливі. Для трансформаторів напругою 110 кВ і більше цей аналіз має проводитися не рідше одного разу на шість місяців.

Таблиця 3.3 - Характерні склади газів, розчинених в оливі, для різних дефектів трансформаторів

Газ	Характерний вид дефекту
Водень	Дефекти електричного характеру: часткові розряди, іскрові і дугові розряди;
Метан	Дефекти термічного характеру: нагрів масла і паперово-масляної ізоляції в діапазоні температур (400-600)°C або нагрів масла і паперово-масляної ізоляції, що супроводжується розрядами;
Етан	Дефекти термічного характеру: нагрів масла і паперово-масляної ізоляції в діапазоні температур (300-400)°C;
Етилен	Дефекти термічного характеру: нагрів масла і паперово-масляної ізоляції вище 600°C;
Ацетилен	Дефекти електричного характеру: електрична дуга, іскріння;
Окис вуглецю	Дефекти термічного характеру: старіння і зволоження масла і / або твердої ізоляції;
Двоокис вуглецю	Дефекти термічного характеру: старіння і зволоження масла і / або твердої ізоляції; нагрів твердої ізоляції.

3.2 Вдосконалення методу діагностування стану ізоляції ВТ шляхом моніторингу зміни $\text{tg}(\delta)$

Одним з найбільш поширених методів контролю є нерівнозначно-компенсаційний метод або балансовий. Він базується на тому припущенні, що характеристики ізоляції всіх трьох контрольованих об'єктів, трифазної

групи не можуть змінитися одночасно і в рівній мірі. При виникненні практично будь-якого дефекту в ізоляції одного або двох об'єктів 3-ї фазної групи, завжди виникає струм небалансу. Величина струму небалансу кількісно характеризує ступінь розвитку дефекту в ізоляції, а кут струму небалансу вказує на те, в якій фазі відбулися зміни.

На рисунку 3.1 представлені векторні діаграми, що пояснюють принцип даного методу.

В українських енергокомпаніях є багатий досвід експлуатації приладів, заснованих на цьому принципі. Однак в більшості випадків він негативний, основна причина цього - недостовірність інформації, що видається такими системами в умовах експлуатації.

Основна причина недостовірності інформації - це вплив режимів роботи енергосистеми на взаємні кути між векторами фазних напруг енергосистеми. Всі зміни цих кутів, що відбулися після балансування схеми, автоматично призводять до похибок в розрахунках і до необґрунтованих діагностичних висновків.

$I_{кп.а}$, $I_{кп.б}$, $I_{кп.с}$ - струми комплексної провідності ізоляції об'єктів відповідних фаз; I_n - струм небалансу; $I_{re.а}$, $I_{a.а}$ - реактивна і активна складові струму комплексної провідності ізоляції об'єкта фази «А».

Основними факторами, що впливають на вектори фазних напруг є:

- зміна опорів лінії і навантаження по фазах (при протіканні по лінії струму навантаження падіння напруги по фазах буде різним, що і призведе до кутових перекосів векторів фазних напруг);
- перемикання пристрою РПН;
- деформація обмоток трансформатора після впливу струмів короткого замикання;
- зміна схеми включення трансформатора в енергосистему;

- наявність у вузлах енергосистеми регульованих компенсаторів реактивної потужності (при зміні обсягу реактивної потужності, що протікає по лініях, можлива зміна падіння напруги на фазах цих ліній);
- зміна напрямку руху енергії через контрольований трансформатор, також може відбутися зміна кутів між фазними векторами мережі живлення (наприклад, в трансформаторах, які обслуговують ГЕС, при переході гідроакumuлюючої установки з режиму генератора в режим електродвигуна);
- зміна енергоспоживання за минулими сезонами, зміна структури генеруючих потужностей в енергосистемі, вплив погодних умов на лінії електропередачі.

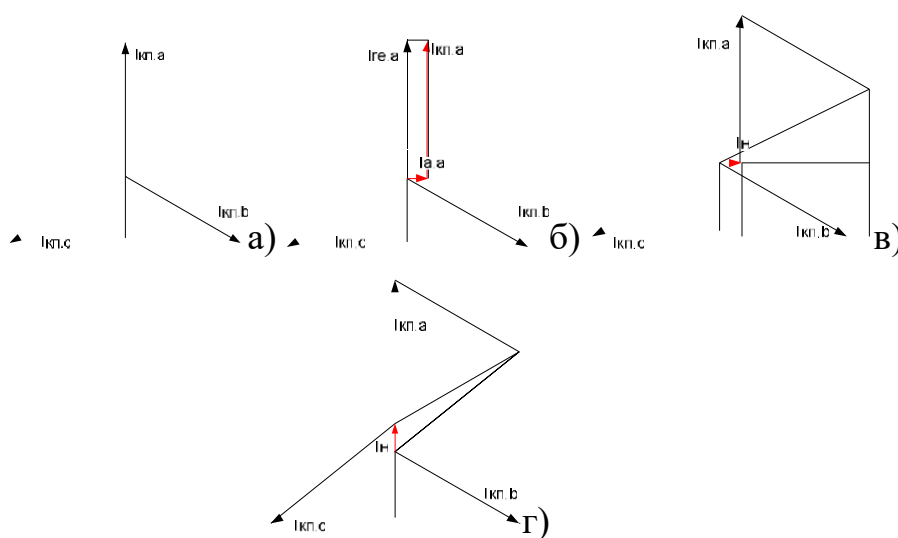


Рисунок 3.1 - Векторні діаграми, що пояснюють принцип балансового контролю: а) збалансована система струмів комплексної провідності; б) зростання активної складової струму комплексної провідності фази «А»; в) поява вектора небалансу відповідного ситуації на рис. б); г) - зростання реактивної складової струму комплексної провідності фази «А» і поява відповідного вектора небалансу

Другим негативним фактором балансового методу є те, що пристрої на його основі не здатні помітити дефект ізоляції навіть в небезпечній стадії розвитку, так як передаварійними уставками у таких пристроїв є 3%, а аварійними - 5-7% від номінального струму комплексною провідності ізоляції. Нижчі значення уставок в таких пристроях призводять до невиправданих відключень обладнання і вводять в оману експлуатаційний персонал на підстанціях. Розглянемо трифазну групу трансформаторів струму 330 кВ з ємністю 700 пФ і $\text{tg}\delta_1 = 0,2\%$.

$$i_c = U \cdot w \cdot C_1 = 330000 / 3^{0,5} \cdot 314 \cdot 700 \cdot 10^{-12} = 41,89 \text{ мА},$$

$$i_a = i_c \cdot \text{tg}\delta_1 = 41,89 \cdot 0,002 = 0,0838 \text{ мА}, \quad i = (i^2 + i^2)^{0,5} = 41,9 \text{ мА},$$

де i_c - реактивна складова струму комплексною провідності ізоляції; i_a - активна складова струму комплексної провідності ізоляції; i - струм комплексної провідності ізоляції.

Розраховуються зміни параметрів при небалансі 5%:

$$i = i + 0,05 \cdot i = 44 \text{ мА},$$

$$i_a = (i^2 - i_c^2)^{0,5} = 13,445 \text{ мА},$$

$$\text{tg}\delta_1 = 13,445 / 41,89 = 32\%.$$

При гранично нормованому значенні $\text{tg}\delta_1$, для ТТ 330 кВ - 0,8%, очевидно, що аварія обладнання настане задовго до спрацьовування такого пристрою контролю ізоляції. Однак, пристрої, що використовують даний метод, придатні для видачі аварійних повідомлень при перекритті частини основної ізоляції, так як сумарна ємність об'єкта зростає, а з нею зростає і струм комплексної провідності ізоляції. Наприклад, якщо взяти оливонаповнений ТТ 330 кВ, з 13-ма конденсаторними обкладинками, ємність однієї обкладинки:

$$C_{1-1} = 700 \cdot 13 = 9100 \text{ пФ}.$$

Сумарна ємність після перекриття одного конденсатора:

$$C_{1-12} = C_{1-1} / 12 = 9100 / 12 = 758 \text{ пФ}.$$

При цьому струм комплексної провідності стане:

$$i_{c-12} = U \cdot w \cdot C_{1-12} = 330000 / 3^{0,5} \cdot 314 \cdot 758 \cdot 10^{-12} = 45.34 \text{ мА.}$$

При цьому струм зміниться на:

$$\Delta i = 45,34 - 41,89 = 3,45 \text{ мА.}$$

Визначити таку зміну струму здатні навіть не дуже чутливі прилади.

Аналогічним недоліком володіє і другий за поширеністю метод - вимірювання комплексної провідності. Норми ГКД 34.20.302- 2002 і СОУ-Н МПЕ 40.1.46.301-2006 дозволяють виконувати контроль двома методами: виміром комплексної провідності Y або вимірюванням $\text{tg}\delta_1$ і C_1 . Наведені методи нерівноцінні, так як контроль комплексної провідності придатний для визначення зміни ємності, однак не придатний для контролю зміни $\text{tg}\delta_1$, тому що зміна $\text{tg}\delta_1$ на 0,6 %, викличе збільшення струму комплексної провідності всього на 1,4 мкА для трансформатора струму 330 кВ з ємністю 700 пФ. Контроль такої зміни струму комплексної провідності вимагає високоточного обладнання, а тому неможливий в реальних умовах експлуатації через впливи характеристик елементів самої вимірювальної схеми (зволоження поверхні і корозія резисторів, розрядників і інших елементів, температурна нестабільність елементів вимірювальної схеми), а також перешкод і різних струмів впливу.

Наступним методом є автоматизоване вимірювання $\text{tg}\delta_1$ і C_1 мостом змінного струму. Даний метод вимагає наявності еталонного об'єкта, наприклад, об'єкт з однойменною фазою з відомим $\text{tg}\delta_1$ і C_1 (трансформатор струму, вводи, конденсатор зв'язку) або трансформатор напруги. Точні результати при вимірюванні тангенса кута діелектричних втрат під робочою напругою можна отримати, тільки застосовуючи мостову схему із заземленням екранів проводів в одній точці, на пристрої приєднання до вимірювальної обкладинці. Також необхідно мати на увазі, що екрани проводів не повинні мати спільних точок в схемі моста, в іншому випадку міст буде вимірювати різницю потенціалів точок заземлення еталонного і

контрольованого об'єктів. Для того, щоб виключити температурні перерахунки краще брати однотипний об'єкт, що має близьку за величиною температуру.

Недоліком даного методу є достатньо точно високий час, необхідний для зрівноваження моста. До переваг даного методу відноситься висока точність вимірювань (0,01%).

Найбільш прогресивним, в порівнянні з мостовим методом, є метод векторного порівняння, в якому за аналогією з мостовим методом, використовується еталонний і контрольований об'єкт. Для визначення $\text{tg}\delta_1$ ізоляції використовується синхронний запис струмів еталонного і контрольованого об'єкта, з подальшим обчисленням різниці початкових фаз перших гармонік. Векторна діаграма, яка пояснює принцип обчислення абсолютного значення $\text{tg}\delta_1$ об'єкта, представлена на рисунку 3.2.

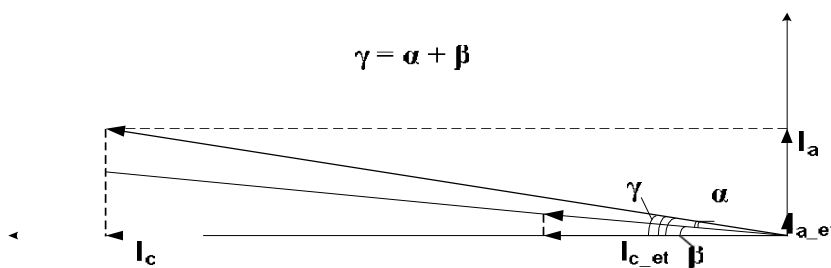


Рисунок 3.2 - Векторна діаграма обчислення кута діелектричних втрат

α - виміряний кут між двома векторами струмів комплексної провідності;

β - кут діелектричних втрат еталонного об'єкта;

γ - істинний кут діелектричних втрат контрольованого об'єкта.

Основною проблемою для даного методу є необхідність достовірного опорного об'єкта. Таким об'єктом може бути інший трансформатор струму і високовольтний ввід відповідної фази або напруга з вимірювальної обмотки трансформатора струму відповідної фази.

Для підвищення точності і контролю за зміною стану опорних об'єктів, в пристроях, що використовують метод векторного порівняння, як і в мостових пристроях, необхідно використовувати алгоритм перехресного вимірювання, який має на увазі використання кожного об'єкта однойменної фази як в якості еталонного так і в якості контрольованого об'єкта. В результаті такого алгоритму отримаємо N^2 величин відносних $\text{tg}\delta$ (де N - кількість об'єктів контролю, приєднаних до однієї фази). Після обробки цих даних обчислюються дійсні значення $\text{tg}\delta_1$ кожного об'єкта. При цьому точність отриманих результатів зростає з ростом числа об'єктів. Такі пристрої використовують синхронні багатоканальні аналого-цифрові перетворювачі, які дозволяють вимірювати відносний $\text{tg}\delta$ з абсолютною похибкою до 0,01-0,02%, що дає можливість своєчасного реагування на зміни ізоляції об'єктів.

Основним недоліком методу векторного порівняння є неможливість його використання на підстанціях з малою кількістю об'єктів контролю, наприклад, якщо треба контролювати тільки вводи ВН одного трансформатора. Для реалізації методу необхідна наявність мінімум 3-х трифазних груп об'єктів, в будь-якій комбінації, або ж необхідна еталонна напруга від вимірювальної обмотки трансформатора напруги, тоді можливий контроль і однієї трифазної групи. При використанні напруги від ТН, можлива реалізація комбінованого пристрою з контролем виткових замикань ($3U_0$) для трансформатора напруги [2].

Часткові розряди (ЧР) в основній ізоляції трансформаторів струму і високовольтних вводів є першопричиною зміни $\text{tg}\delta_1$ і C_1 . Тому було б логічно контролювати інтенсивність, рівень і сумарну потужність часткових розрядів. Часткові розряди, які підлягають виявленню в експлуатаційних умовах, мають, як правило, більшу інтенсивність, і створення вимірювальних пристроїв з необхідною для цього чутливістю не викликає труднощів. Однак можливість виявлення дефектів ізоляції визначається

зазвичай не чутливістю апаратури, а зовнішніми перешкодами. В умовах експлуатації завдання вимірювання часткових розрядів, в першу чергу, пов'язана з усуненням перешкод або зниженням їх рівня.

Перешкоди при вимірюванні часткових розрядів можуть викликатися будь-якими процесами в мережі, зв'язаними з різкими змінами струму, а також джерелами високочастотних напруг. При вимірюванні часткових розрядів в умовах експлуатації, джерела перешкод, як правило, не можуть бути усунені. Область частот, які займають джерела найбільш інтенсивних високочастотних перешкод (зв'язок по лініях ПЛ, телемеханіка та т.д.), охоплює діапазони від 40-70 до 300-500 кГц. Нижче 15 кГц можливий вплив вищих гармонік промислової частоти; вище 2 МГц можливе зниження рівня сигналу від часткових розрядів. У верхній області частот часто є перешкоди від потужних місцевих радіопередавачів, що також обмежує застосування високочастотного діапазону. Основним джерелом перешкод, які не можна усунути, при вимірюванні в експлуатаційних умовах є коронні розряди на проводах, арматурі і обладнанні (так званий основний рівень перешкод).

В РП іноді спостерігається також високий додатковий рівень перешкод, який зазвичай є наслідком часткових розрядів, зовнішніх по відношенню до контрольованого об'єкту. До них відносяться розряди між шинами, розряди між елементами струмопроводів, розряди на загострених кряях арматури або на кінцях ножів вимкнених роз'єднувачів і т. д. Тому основною проблемою при вимірюванні в умовах експлуатації є селекція часткових розрядів як при вимірюванні акустичними, так і електричними методами.

У пристроях безперервного контролю ізоляції вимірювальних трансформаторів струму існують автоматичні алгоритми селекції і підрахунку характеристик часткових розрядів. Однак такі алгоритми ще не досконалі і не здатні до фільтрації всіх видів перешкод, наприклад, при наявності джерел додаткових перешкод від зовнішніх розрядів. Також

відсутня нормативна база і досвід по відбракуванню устаткування по частковим розрядами. Тому застосування таких пристроїв можливо тільки паралельно з методами, зазначеними ГKD 34.20.302-2002.

3.3 Використання математичного апарату нечітких множин у визначенні дефектів трансформаторних олив та оливо наповненого високовольтного обладнання

Проведення оперативного діагностування трансформаторних олив та оливо наповненого обладнання в умовах неповноти даних на момент визначення їх поточного стану пов'язано з необхідністю продовження експлуатації, як зношеного так і нового електрообладнання (ЕО) енергопостачальних компаній обленерго, агропереробних підприємств та потужних агропромислових комплексів. Прикладами таких підприємств можуть бути: Вінницька птахофабрика на якій експлуатуються силові та вимірювальні оливо наповнені трансформатори 35 та 110 кВ, ТОВ ВКП «Прилуки-Агропереробка», ЗАТ «Прилуцький м'ясокомбінат», ТОВ «Мак-Бест» (харчова промисловість); Агропромислове об'єднання ім. Івана Супруненка ВАТ «Прилуцький хлібозавод» та інші.

Розглянемо визначення поточного стану трансформаторної оливи та високовольтного обладнання на прикладі вимірювальних трансформаторів струму (ВТС) 110 кВ.

Огляд зовнішнього стану (перший рівень оцінювання технічного стану ВТС) забезпечує спрощене оцінювання. Він дозволяє виявити: протікання оливи, суттєві пошкодження фарфорової покришки та інші дефекти.

На другому рівні здійснюється контроль технічного стану не лише зовнішніх елементів ВТС, а і внутрішніх складових ВТС, їх вузлів і елементів (наприклад, шляхом дослідження проб трансформаторної оливи), а також шляхом визначення технічного стану ВТС в обсязі міжремонтних випробувань. Другий рівень потребує високої кваліфікації персоналу і

оперування значними об'ємами спеціальної інформації. Таке діагностування здійснюється або представниками експлуатуючих підприємств, або шляхом залучення спеціалізованих організацій. На цьому рівні ставиться мета більш точно, ніж на першому рівні, оцінити фізичне і моральне зношування ВТС для обґрунтування можливості подальшої експлуатації, а також фіксації внутрішніх дефектів, як на початковій стадії їх розвитку, так і вже розвинених – аварійних. Для підвищення ефективності проведених робіт використовують інформаційну систему (ІС), організовану на базі персонального комп'ютера (ПК) і складену із реляційної бази даних (БД), бази знань і експертної системи (ЕС).

Діагностування ВТС передбачає три етапи досліджень:

- лабораторний – фізико-хімічний аналіз (ФХА) трансформаторної оливи ВТС; аналіз розчинених у оливі газів та хроматографічний аналіз розчинених у трансформаторній оливі уводу газів (ХАРГ) [4, 5, 7, 8] ;
- випробовування ВТС і контроль параметрів з відключенням і без відключення напруги;
- статистичний – діагностування ВТС за результатами досліджень і експертних оцінок стану ВТС з використанням БД і БЗ.

Так на лабораторному етапі виконується зовнішній огляд; відбираються проби оливи; обробляються результати ФХА та ХАРГ, заповнюються відповідні форми для збереження цих результатів в БД. Аналіз проб виконується з метою визначення параметрів оливи, які характеризують:

- а) трансформаторна олива як елемент ізоляції і охолоджуючого середовища ВТС;
- б) технічний стан інших внутрішніх складових ВТС.

Аналіз проб оливи як елемента ізоляції виконується згідно з вимогами [2]. Результати лабораторних досліджень дозволяють виділити такі стани оливи, як «нормальний стан оливи» та «область ризику».

Перший стан відповідає інтервалу від значень після заливання в ВТС до значень, які обмежують область нормального стану оливи в експлуатації (з урахуванням значень гранично допустимих параметрів оливи, яке заливається в ВТС, визначених діючими нормативними документами [6]). На цьому інтервалі можна гарантувати надійну роботу ВТС при контролі діагностичних параметрів, наприклад: пробивної напруги, кислотного числа та температури спалаху в закритому об'ємі.

Експертні системи на основі записаних в БЗ структурованих знань – правил, які забезпечують необхідну інформаційну підтримку, що базується на досвіді висококваліфікованих експертів і необхідних даних із БД.

Розглянемо приклади правил бази знань.

Перше правило з бази знань.

ЯКЩО температура спалаху старої оливи знижується,

ТО є локальні внутрішні перегріву.

Пояснення до першого правила: під дією високої температури олива розкладається без доступу кисню.

Друге правило.

ЯКЩО понизилась електрична міцність оливи,

ТО при перегріві твердої ізоляції підвищеної вологості, волога переходить з твердої ізоляції в оливу.

Пояснення: “область ризику” відповідає інтервалу від значень в області нормального стану оливи до гранично допустимих значень показників якості оливи в експлуатації. Погіршення навіть одного з багатьох показників призводить до зниження надійності ВТС. В цьому випадку потрібен більш частий і розширений контроль для прогнозування терміну служби і прийняття спеціальних заходів із відновлення експлуатаційних

властивостей оливи. Таким способом можна відвернути заміну ВТС і не виводити ВТС в ремонт.

Зниження стабільності оливи як охолоджувального середовища, в результаті окислення призводить до потемніння і помутніння, з'являються низькомолекулярні кислоти, які негативно впливають на ізоляцію, виникає корозія металу, випадає осад і підвищується в'язкість, що погіршує умови охолодження ВТС. Ще один приклад правила з БЗ:

Аналіз проб оливи як джерела інформації про стан ВТС заснований на двох стадіях діагностування ВТС з метою виявлення дефектів, що розвиваються за результатами ХАРГ.

Перша стадія – визначення методом хроматографії концентрації розчинених діагностичних газів. Такими газами можуть бути: водень, метан, етан, етилен, ацетилен, оксид вуглецю, вуглекислий газ, азот. Отримані в результаті аналізу дані про концентрацію газів вводяться до БД. В ній знаходяться значення верхніх меж концентрації діагностичних газів – норми, взяті із нормативних документів, опублікованих досліджень і наукових робіт. Порівняння отриманих результатів з нормами є діагностичним оцінюванням на другій стадії дослідження.

Вихід параметрів оливи за гранично допустимі межі відповідає певним видам дефектів ВТС, наприклад: локальні нагріви, часткові розряди, іскріння контактів, зволоження, забруднення і старіння оливи та твердої ізоляції.

БД, поряд з іншою інформацією, містить граничні значення концентрації деяких газів в оливі ВТС, які перебувають в експлуатації. Так, в таблиці 3.4 наведені деякі граничні значення для ВТС 110 кВ, що знаходяться в експлуатації.

Таблиця 3.4 – Норми концентрації деяких газів в трансформаторній оливі ВТС 110 кВ, мкл/л [2]

H ₂	CO	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CH ₄	C ₂ H ₂
600	800	3000	140	60	30	<1

Із розвитком дефекту концентрація розчинених у оливі газів зростає.

Оскільки норми визначалися емпірично й мають статистично-імовірнісну згладженість, а результати аналізу проб оливи залежать від багатьох факторів (особливостей роботи уводу, засобу відбору оливи, обсягу й способу зберігання проб оливи, виду газу-носія, особливостей конструкції газоаналізатора (хроматографа), виду опису отриманих даних, тривалості дослідження, кваліфікації персоналу й ін.), то результат порівняння з нормою є умовно правильним. Тому для компенсації впливу перерахованих факторів невизначеності та спрощення порівняння різних форм подання результатів контролю та вимірювань діагностичних параметрів, дані норми й результати аналізу за допомогою розрахунків у системі управління базами даних (СУБД) подані у вигляді лінгвістичних змінних та згруповані в нечіткі множини так, що кожен результат вимірювань чи контролю належить до тієї чи іншої множини зі своїм значенням функції належності до цієї множини. Діапазон зміни концентрації характерних газів, що виділяються з появою дефектів, подано у вигляді лінгвістичної змінної (рис. 3.3).

Терм-множинам T_i присвоєні лінгвістичні значення, які ідентифікують концентрацію газу: T_R – нехарактерний газ [34]; T_{LR1} – мала концентрація газу; T_{LR2} – висока концентрація газу; T_L — основний газ[1].

$$G^i = \langle T'_R, T'_{LR1}, T'_{LR2}, T'_L \rangle. \quad (3.3)$$

У виразі (3.3): i – номер газу: 1 – водень (H_2), 2 – метан (CH_4), 3 – етан (C_2H_6), 4 – етилен (C_2H_4), 5 – ацетилен (C_2H_2), 6 – оксид вуглецю (CO), 7 – вуглекислий газ (CO_2) і т. п.; $T=\mu(x)$ – терм-множина, що характеризується лінгвістичною змінною та значенням функції належності μ (3.3) до відповідної нечіткої множини концентрацій газів (x), а значення функції належності ($\mu(x)$) результату вимірювань досліджуваного газу до відповідної нечіткої множини концентрацій газу, в свою чергу, залежить від концентрації газу x ; $R = f(\beta)$, $L = f(\alpha)$, $LR = f(\alpha, \beta)$ – види нечітких множин з функціями належності (3. 4), графіки яких мають трикутну форму (рис.3.3) [3] і описуються рівняннями (3.4).

$$\mu = f_{\Delta}(x; a, b, c) = \begin{cases} 0, & x \leq a \\ \frac{x-a}{b-a}, & a \leq x \leq b \\ \frac{c-x}{c-b}, & b \leq x \leq c \\ 0, & c \leq x \end{cases}. \quad (3.4)$$

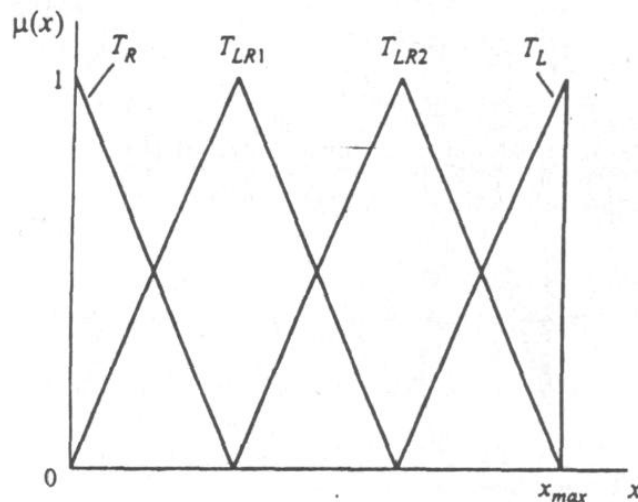


Рисунок 3.3 – Графіки функцій належності, які відповідають термам-множинам лінгвістичних змінних досліджуваного газу

Ці графіки мають відповідно праву або ліву (рис. 3.3) спадну частину (характеризуються параметрами α або β), а також мають дві спадні частини (характеризуються параметрами α та β).

Віднесення отриманих результатів ХАРГ до відповідних нечітких множин з найбільшими значеннями функцій належності, порівняння отриманих результатів із нормами (з використанням) дозволяє зробити висновок про наявність або відсутність внутрішніх пошкоджень в ВТС.

На основі нормативних даних складено таблиці терм-множин норм газів, що виділяються при різних внутрішніх дефектах у ВТС (таблиця 3.5), і дефектів, які визначаються по сполученнях цих терм-множин (таблиця 3.6). Дефекти ідентифікуються класом k і номером j .

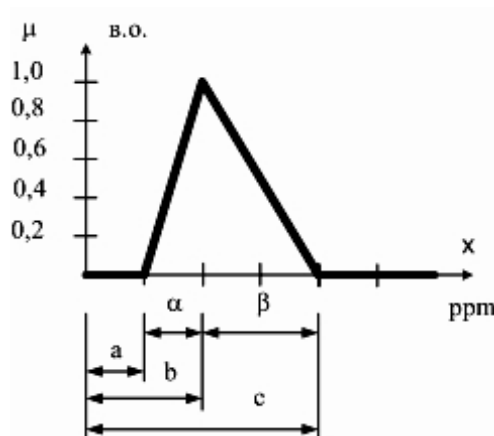


Рисунок 3.4 – Графік функції належності трикутної форми

Таблиця 3.5 – Терм-множини норм газів, що виділяються при різних внутрішніх дефектах

H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	CO ₂	Терм-множина дефектів $D^{(i)}_k$
1	2	3	4	5	6	7	8
Руйнування масла електричними розрядами $D^{(1)}_k$							
T ¹ _L	T ² _{LR2}	T ³ _R	T ⁴ _{LR2}	T ⁵ _L	T ⁸ _R	T ⁹ _R	$D^{(1)}_1$
T ¹ _L	T ² _{LR2}	T ³ _R	T ⁴ _R	T ⁵ _{LR2}	T ⁸ _R	T ⁹ _R	$D^{(1)}_2$
Руйнування просоченого маслом паперу електричними розрядами $D^{(2)}_k$							
T ¹ _L	T ² _{LR2}	T ³ _R	T ⁴ _{LR2}	T ⁵ _L	T ⁸ _{LR2}	T ⁹ _{LR2}	$D^{(2)}_1$
T ¹ _L	T ² _{LR2}	T ³ _R	T ⁴ _R	T ⁵ _{LR2}	T ⁸ _{LR2}	T ⁹ _{LR2}	$D^{(2)}_2$
Локальні перегріву в маслі $D^{(3)}_k$							
T ¹ _R	T ² _{LR1}	T ³ _L	T ⁴ _{LR2}	-	T ⁸ _R	T ⁹ _R	$D^{(3)}_1$
T ¹ _{LR2}	T ² _{LR1, LR2}	T ³ _R	T ⁴ _L	T ⁵ _R	T ⁸ _R	T ⁹ _R	$D^{(3)}_2$
T ¹ _{LR2}	T ² _{LR1, LR2}	T ³ _R	T ⁴ _L	T ⁵ _{LR1, LR2}	T ⁸ _R	T ⁹ _R	$D^{(3)}_3$
T ¹ _R	T ² _{LR1}	T ³ _L	T ⁴ _{LR2}	-	T ⁸ _{LR1, LR2}	T ⁹ _L	$D^{(3)}_4$

Таблиця 3.6 – Дефекти високовольтних ВТС виявлені по сполученнях терм - множин газів у трансформаторній оливі

Руйнування масла електричними розрядами ($D^{(1)}_i$)	
$D^{(1)}_1$	Іскровими
$D^{(1)}_2$	Частковими
Руйнування просоченого маслом паперу електричними розрядами	
$D^{(2)}_1$	Іскровими
$D^{(2)}_2$	Частковими
Локальні перегріву в маслі ($D^{(3)}_i$)	
$D^{(3)}_1$	до 300 °C
$D^{(3)}_2$	від 300 до 700 °C
$D^{(3)}_3$	понад 700 °C
$D^{(3)}_4$	локальний перегрів просоченого маслом паперу при температурі 300 °C

Дефекти ідентифікуються СУБД за поточними (таблиця 3.7) та нормативними значеннями діагностичних параметрів (таблиця 3.8).

Таблиця 3.7 – Індксація критеріїв за ключовим полем діагностичних критеріїв

Терм-множина дефекту $D^{(4)}_i$	Дефект
$D^{(4)}_1$	Норма
$D^{(4)}_2$	Часткові розряди з низькою густиною енергії
$D^{(4)}_3$	Часткові розряди з високою густиною енергії
$D^{(4)}_4$	Розряди малої потужності
$D^{(4)}_5$	Розряди великої потужності
$D^{(4)}_6$	Термічний дефект низької температури до 150
$D^{(4)}_7$	Термічний дефект низької температури в
$D^{(4)}_8$	Термічний дефект в діапазоні середній температур 300 – 700 °C
$D^{(4)}_9$	Термічний дефект високої температури (>700°C)

Таблиця 3.8 – Діагностичні нормативні критерії пошкоджень високовольтних ВТС

CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	Терм-множина дефекту $D^{(4)}_j$
0,1-1	≤ 1	$<0,1$	$D^{(4)}_1$
$<0,1$	≤ 1	$<0,1$	$D^{(4)}_2$
$<0,1$	≤ 1	0,1-3	$D^{(4)}_3$
0,1-1	≥ 1	$<0,1$	$D^{(4)}_4$
0,1-1	$\geq 3,0$	0,1-3	$D^{(4)}_5$
0,1-1	1,0÷3,0	$<0,1$	$D^{(4)}_6$
$\geq 1,0$	≤ 1	$<0,1$	$D^{(4)}_7$
$\geq 1,0$	1,0÷3,0	$<0,1$	$D^{(4)}_8$
$\geq 1,0$	$\geq 3,0$	$<0,1$	$D^{(4)}_9$

На основі результатів діагностики приймається одне з таких рішень:

1. Продовження експлуатації відповідно до планового технічного обслуговування та ремонтів, за умови, що контрольовані параметри відповідають нормативним вимогам.

2. Продовження експлуатації з підвищеною частотою перевірок технічного стану, якщо деякі параметри відхиляються від норми. Це потребує оцінки швидкості розвитку відхилень протягом визначеного періоду, який може бути меншим за нормативно встановлений.

3. Проведення поглибленого дослідження для визначення складу та обсягу ремонту, якщо виявлені дефекти не дозволяють продовжити експлуатацію без їх усунення через ремонт із розбиранням ВТС.

Поглиблена діагностика та ревізія виконуються спеціалізованими ремонтними підрозділами або організаціями. Цей етап є важливим для підтвердження достовірності попередніх результатів, їх уточнення, а також для оновлення баз даних і знань. Ефективність таких заходів значною мірою залежить від попередніх діагностичних висновків. За результатами оцінки приймається рішення про можливість і доцільність подальшої експлуатації ВТС.

Основні рекомендації:

1. Інформаційна підтримка діагностики ВТС скорочує час на дослідження технічного стану, ревізію, ремонт, а також на виявлення й локалізацію несправностей та дефектів.

2. Для підвищення ефективності інформаційної підтримки необхідно впроваджувати сучасні методи подання та обробки різномірної інформації.

3. Застосування математичного апарату нечітких чисел дозволяє адекватно обробляти кількісну й якісну, а також неповну, невизначену або суперечливу інформацію.

4. Інформаційні системи підтримки зменшують обсяг робіт із діагностики, які потребують відключення ВТС, та підвищують надійність і економічність електропостачання.

Завдяки дослідженням вдається спростити оцінку впливу дефектів і впорядкувати вирішення проблем, які виникають у життєвому циклі ВТС, що ще залишаються працездатними.

РОЗДІЛ 4 ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАСОБІВ ДІАГНОСТУВАННЯ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Опір ізоляції вимірюють за допомогою мегаомметра з відповідною напругою: для обмоток низької напруги (НН), які є вторинними обмотками трансформаторів струму та напруги, використовуються мегаомметри на 1000 В, а для обмоток високої напруги (ВН) — мегаомметри на 2500 В.

Опір обмоток постійному струму визначають мостами постійного струму, наприклад, приладами типу Р 333, які забезпечують точність вимірювань до 0,001 Ом. Якщо такі прилади відсутні, можливе використання методу амперметра-вольтметра із джерелом постійного струму, здатним генерувати достатній струм для проведення випробувань. У цьому випадку робочий струм під час вимірювань не повинен перевищувати номінального значення струму обмотки випробуваного об'єкта.

Випробування ізоляції підвищеною напругою промислової частоти проводяться за допомогою спеціальних установок, що включають випробувальний трансформатор, регулюючий пристрій, контрольно-вимірювальну апаратуру та захисне обладнання. Прикладами таких установок є АІД-70 і високовольтні випробувальні трансформатори, які забезпечують достатній рівень захисту та належну підготовку до проведення випробувань.

Для вимірювання втрат холостого ходу трансформаторів напруги доцільно використовувати вимірювальні мости та комплекти, наприклад, типу К-540. Якщо такі прилади недоступні, можна застосовувати вольтметр, амперметр та ватметр.

4.1 Мости змінного струму

Мости змінного струму високовольтні автоматичні СА7100 (рис. 4.1) і СА7100-3 призначені для вимірювань тангенса кута діелектричних втрат і електричної ємності, напруги і частоти змінного струму, опору ізоляції постійному струму.



Рисунок 4.1 - Міст змінного струму СА7100

Переваги застосування таких засобів діагностування ВТ:

- висока точність вимірювань;
- безпека персоналу, забезпечується за допомогою волоконно-оптичного кабелю, який зв'язує блок вимірювальний з блоком управління;
- наявність в стандартному комплекті поставки кабелю вимірювального КІЗ (25 м) із зовнішньою ізоляцією, що витримує робочу напругу до 10 кВ, завдяки чому при вимірах по "перевернутій" схемі не потрібні додаткові заходи по його ізоляції;
- автоматичне перемикання варіантів вимірювальних схем ("пряма" - "перевернута"), а для моста СА7100-3 також перемикання режимів вимірювань " Z , $\tan \delta$ " $\leftrightarrow$ " R " при наявності комутаторів СА7161;

- можливість управління процесом вимірювання за допомогою персонального комп'ютера;
- збереження результатів в незалежній пам'яті з можливістю зчитування комп'ютером;
- можливість оперативної перевірки працездатності завдяки наявності в комплекті тестуючого пристрою СА7135.

Міст СА7100 з джерелом змінної робочої напруги ІПРН і комутатором СА7161 утворюють функціонально повний вимірювальний комплект, який може використовуватися в наступних варіантах:

- стаціонарно;
- у складі пересувної лабораторії (в транспортному засобі);
- у вигляді пересувної установки (на візку).

Міст Р333 (рис. 4.2) призначений для вимірювання електричного опору, визначення місця пошкодження кабелю за допомогою петлі Варлея або Муррея, вимірювання асиметрії проводів, використання в якості магазину опорів. Р333 має наступні параметри: температура навколишнього повітря - від + 10 до + 35 ° С; відносна вологість – 80 %; габаритні розміри - 300х230х150 мм; маса – 5 кг.

Таблиця 4.1 – Класи точності Р333

Клас точності	Межі вимірювань, Ом
0,5	Від 1 до 99990
1,0	Від ,01 до 0,9999
5,0	Від 0,005 до 0,0999
5,0	Від 100000 до 999900



Рисунок 4.2 - Міст Р333

4.2 Прилад універсальний вимірювальний Р4833

Міст вимірник Р4833 (рис. 4.3) призначений для вимірювання опору, постійних е.р.с. і напруг і повірки теплотехнічних приладів. Робочі умови застосування приладу: температура навколишнього повітря від 10 до 35 °С; відносна вологість 80% при температурі 25 °С; атмосферний тиск (84 - 106,7) кПа [(630 - 800) мм Гц].



Рисунок 4.3 - Універсальний вимірювальний прилад Р4833

Клас точності приладу Р4833 при використанні в якості:

- моста постійного струму - 0,1;
- потенціометра постійного струму - 0,05;
- магазину опору - 0,02х1,5х0,0001.

Діапазон вимірювань приладу Р4833:

- вимірювання опорів при використанні приладу в якості моста від 10^{-4} до $10^6 \Omega$;
- вимірювання е.р.с. і напруг при використанні приладу в якості потенціометра від 0 до 111,10 мВ;
- показань опору при використанні приладу в якості п'ятидекадного магазину опору від початкового ($\leq 0,015 \Omega$) до 1111,10 Ω (декади 100; 10; 1; 0,1; 0,01 Ω).

Час встановлення робочого режиму приладу не більше 15 хв після включення живлення. Режим роботи - переривчастий. Тривалість безперервної роботи приладу від мережі і вбудованих джерел живлення - не менше 8 год. Час перерви до повторного включення повинно бути не менше 15 хв. Габаритні розміри, не більше 250x390x190 мм.

4.3 Вимірювач параметрів трансформаторів К540

Комплект вимірювальний К540 переносний призначений для вимірювань сили струму, напруги, потужності і визначення порядку чергування фаз, коефіцієнта потужності в однофазних і трифазних трипровідних і чотирипровідних ланцюгах змінного струму при рівномірному і нерівномірному навантаженнях фаз.

Основні технічні характеристики:

За точністю вбудовані в комплект вимірювальні прилади відповідають:

- амперметр - класу точності 0,5;
- вольтметр на діапазоні вимірювань з кінцевим значенням 15 V - класу точності 2,5, з кінцевим значенням 30 V - класу точності 1,0, від 75 до 600 V - класу точності 0,5;

• ватметр при номінальній напрузі 15 V - класу точності 2,5, при номінальній напрузі 30 V - класу точності 1,0, від 75 до 600 V - класу точності 0,5.

Основною перевагою вимірювального комплексу К 540 є, можливість визначати одразу декілька параметрів: силу струму, потужність і напругу.



Рисунок 4.4 - Вимірювач параметрів трансформатора К540

4.4 Пристрій для випробування ізоляції твердих діелектриків АІД-70

Апарат для випробування і вимірювання електричної міцності ізоляції силових високовольтних кабелів, матеріалів, пристроїв і т.п. постійною (70 кВ / 10 мА) або змінною (50 кВ / 50 мА) напругою 50 Гц з контролем струму. Сучасна система зняття заряду без зовнішнього замикача. Дозволяє підключати світлову і звукову індикацію високої напруги. Живлення 220 В / 50 Гц. Маса установки 14 (ПУ) + 37 (БВ) кг. Габарити упаковки 790x300x660 мм. Вага - 56,5 кг.

Пристрій АІД-70 (рис 4.5) призначений для вимірювання електричної міцності ізоляції твердих діелектриків, в тому числі ізоляції силових високовольтних кабелів, різних електроізоляційних матеріалів, а також

пристроїв, що працюють у складі електричних установок високої напруги. Вимірювання установкою АІД-70 М здійснюються шляхом подачі на випробуваний об'єкт високовольтової постійної або змінної напруги синусоїдальної форми частотою 50 Гц з контролем струму, споживаного навантаженням, починаючи від десятків мікроампер.



Рисунок 4.5 - Пристрій для випробування ізоляції твердих діелектриків АІД-70

Таблиця 4.2 – Параметри АІД-70

Параметр	Значення
Діапазон регулювання напруги (постійної/змінної)	0-70/0-50 кВ
Струм навантаження при постійній/змінній напрузі	0-10 мА /0-20 мА
Безпосереднє вимірювання напруги на навантаженні з відносною (абсолютною) похибкою	не більше 3%

Продовження таблиці 4.2

Захист від перевищення максимальної напруги струму навантаження	наявний
Межі вимірювання струму на додатковому діапазоні для змінного та постійного струму	0-2000 мкА 0-1000 мкА
Напруга живлення	(220±22) В, 50 Гц (230±23) В, 50 Гц
Експлуатація при: температурі навколишнього середовища, °С відносна вологість повітря атмосферний тиск, мм.рт.ст	-10...+40 до 98 при $t \leq +25^{\circ}\text{C}$ 630...800
Маса установки пульта керування/блоку високовольтного, кг	14/40
Габарити, мм	830x460x786
Маса, кг	70

Висновки до 4 розділу:

В даному розділі досліджено засоби діагностування вимірювальних трансформаторів а саме: міст змінного струму СА 7100, вимірювач параметрів трансформатора К – 540, пристрій для випробування ізоляції твердих діелектриків АІД-70.

РОЗДІЛ 5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

У даному розділі розглядаються основні питання конкурентоспроможності продукту та комерційного потенціалу розробки.

5.1 Оцінювання комерційного потенціалу розробки

Для оцінки комерційного потенціалу розробки, що описується в даній роботі, було залучено трьох експертів. В якості експертів були обрані: викладач кафедри Електричних станцій та систем к.т.н., доцент – Рубаненко О.Є. (основний напрям науково-дослідної діяльності - технічна діагностика силового електрообладнання, мікропроцесорна протиаварійна автоматика та релейний захист); Третьяк Б.С. - головний конструктор Запорізького заводу високовольтної апаратури – підприємства, що виготовляє досліджувані трансформатори струму; Кучеренко В.Г. – начальник служби діагностики ізоляції захисту від перенапруг, що має великий досвід роботи із високовольтним обладнанням, в тому числі і трансформаторами струму.

Рівень комерційного потенціалу розробки. Комерційний потенціал розробки можна оцінити як «вище середнього». Виготовлення пристрою діагностики бажано було б здійснювати ФЕЕЕМ ВНТУ спільно з якою-небудь великою вітчизняною чи закордонною електротехнічною компанією, що має відповідні виробничі потужності на території України. Пристрій діагностики буде здійснювати оцінку стану трансформатора струму на основі вхідних даних про діагностичні параметри за спеціально створеним нечітким алгоритмом. На виході пристрою формуватиметься сигнал, що буде містити загальний коефіцієнт ресурсу трансформатора струму.

Таблиця 5.1 – Результати оцінювання комерційного потенціалу розробки

Критерій	Прізвище, ініціали, посада експерта		
	Рубаненко О.Є.	Третьяк Б.С.	Кучеренко В.Г.
	Бали виставлені експертами		
1	2	3	3
1	2	3	3
2	3	3	4
3	2	1	2
4	3	3	4
5	4	4	2
6	2	3	1
7	2	2	2
8	4	4	4
9	1	1	2
1	2	3	4
10	4	3	4
11	3	2	2
12	2	1	1
Сума балів	36	36	38
Середньоарифметична сума балів СБ	37		

Рівень комерційного потенціалу розробки. Згідно з таблицею 2.3 методичних вказівок комерційний потенціал розробки можна оцінити як «вище середнього». Виготовлення пристрою діагностики бажано було б здійснювати ФЕЕЕМ ВНТУ спільно з якою-небудь великою вітчизняною чи закордонною електротехнічною компанією, що має відповідні виробничі

потужності на території України. Пристрій діагностики буде здійснювати оцінку стану трансформатора струму на основі вхідних даних про діагностичні параметри за спеціально створеним нечітким алгоритмом. На виході пристрою формуватиметься сигнал, що буде містити загальний коефіцієнт ресурсу трансформатору струму.

Напрямки організації подальшого впровадження розробки.

Для подальшого впровадження розробки необхідно буде провести додаткові дослідження та підібрати параметри пристрою діагностики для усіх існуючих типів трансформаторів струму. Якщо в результаті таких досліджень буде виявлена можливість створити універсальний пристрій, який би підходив для усіх типів трансформаторів струму, без значного збільшення вартості виробництва то необхідно буде внести відповідні корективи до схеми пристрою. Необхідно також залучити фахівців з програмування мікроконтролерів для оптимізації коду програми мікроконтролера а також для створення програмного забезпечення для обслуговування пристрою діагностики. Необхідно створити усю відповідну документацію та інструкції зі встановлення, налагодження та обслуговування пристрою діагностики.

5.2 Прогнозування витрат на проведення науково-дослідної роботи

Проведемо прогнозування витрат на виконання науково-дослідної та конструкторської роботи згідно з методичними вказівками.

Розрахуємо основну заробітну плату кожного із розробників:

$$Z_o = \frac{M}{T_p} \cdot t,$$

де М – місячний посадовий оклад конкретного розробника, грн.; T_p – число робочих днів у місяці; t – число робочих днів роботи розробника.

Для подальших розрахунків приймаємо, що $t = 25$ днів. Необхідні розрахунки проведемо в табличній формі.

Таблиця 5.2 – Розрахунок основної заробітної плати кожного із розробників

№ П.П.	Найменування посади виконавця	Місячний посадовий оклад, грн.	Оплата за робочий день, грн.	Число днів роботи	Витрати на оплату праці, грн.
1	Доцент, к.т.н.	15000	600	14	8400
2	Магістрант	8000	320	50	16000
Всього					24400

Оскільки робітники до виконання даної дослідної роботи не залучалися, то розраховувати їх заробітну плату немає потреби.

Розрахуємо додаткову заробітну плату $З_d$ для розробників:

$$З_d = 0,1 \cdot З_o .$$

$$З_d = 0,1 \cdot 24400 = 2440,00 \text{ (грн.)}.$$

Розрахуємо нарахування на заробітну плату $H_{зп}$ розробників, які брали участь у виконанні науково-дослідної та конструкторської роботи.

$$H_{зп} = (З_o + З_p + З_d) \cdot \frac{\beta}{100},$$

де $З_o$ – основна заробітна плата розробників, грн.; $З_p$ – основна заробітна плата робітників, грн.; $З_d$ – додаткова заробітна плата всіх

розробників та робітників, грн.; β – ставка єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування, %. Для подальших розрахунків, згідно з таблицею 3.2 [47], приймаємо коефіцієнт $\beta = 36,3\%$.

$$H_{\text{зп}} = (24400,00 + 2440,00) \cdot \frac{36,3}{100} = 9742,92 \text{ (грн.)}$$

Розрахуємо амортизацію обладнання, комп'ютерів та приміщень А, які використовувались під час виконання науково-дослідної та конструкторської роботи за формулою:

$$A = \frac{Ц \cdot H_a}{100} \cdot \frac{T}{12} \text{ грн.},$$

де Ц – загальна балансова вартість всього обладнання, комп'ютерів приміщень тощо, що використовувались для виконання дослідної та конструкторської роботи, грн.; H_a – річна норма амортизаційних відрахувань (приймаємо $H_a = 10\%$); Т – термін використання обладнання, приміщень тощо, місяці.

Розрахунок для стаціонарного комп'ютеру наведемо нижче.

$$A = \frac{20000 \cdot 10}{100} \cdot \frac{3}{12} = 500 \text{ (грн.)}$$

Однотипні розрахунки для решти техніки зведемо до таблиці.

Таблиця 5.3 – Розрахунок амортизаційних відрахувань

Найменування обладнання, приміщень тощо	Балансова вартість, грн.	Норма аморти зації, %	Термін використан ня, міс.	Величина амортизаційних відрахувань, грн.
Стаціонарний комп'ютер	20000	10	3	500
Ноутбук	15000		3	375
Аудиторія 4302	10000		3	250
Аудиторія 4306	9000		3	225
Всього				1350

Таблиця 5.4 – Витрати на комплектуючі, що були використані під час виконання науково-дослідної роботи

№	Назва	Тип	К-сть	Ціна	Сума
1	Блок живлення	MeanWell PD110A	1	254,00	254,00
2	Датчик температури	TCM1-3-50M-B-3-60-6-40-Д	1	126,00	126,00
3	Нормуючий перетворювач	TCMU-50M-0,5-Д	1	264,00	264,00
4	Датчик тиску	ПД100-ДП166-160.І.11	1	756,00	756,00
5	Процесорний модуль формату PC104	Advantech PCM-3353F-L0A1E	1	3011,80	3011,80
6	Рідкокристалічний дисплей	WC0802C-STBLWNC-06	1	39,00	39,00
7	Друкована плата модуля В/В	MBB01	1	340,00	340,00
8	Конденсатор електролітичний	2200 мкФ х 16В	4	2,40	9,60
9	Конденсатор електролітичний	100 мкФ х 16В	12	1,10	13,20
10	Конденсатор електролітичний	47 мкФ х 16В	4	1,10	4,40
11	Конденсатор електролітичний	10 мкФ х 16В	2	1,00	2,00
12	Конденсатор керамічний	0,1 мкФ х 50В	27	0,11	2,97
13	Конденсатор керамічний	0,01 мкФ х 50В	4	0,11	0,44
14	Реле	HJR-21FF-12VDC-S-Z	1	3,50	3,50
15	Транзистор	BC847	1	0,54	0,54
16	Діод	1N4007	1	0,32	0,32
17	Клемник	78H-05P	2	19,80	39,60
18	Мікросхема ПЛМ	Altera EPM3064STC100-10	1	29,30	29,30
19	Мікросхема АЦП	AnalogDevices AD7680	4	49,98	199,92

Продовження таблиці 5.4

№	Назва	Тип	К-сть	Ціна	Сума
20	Мікросхема підсилювач	LM358D	4	3,62	14,48
21	Мікросхема стабілізатор напруги	LM78L05	4	1,50	6,00
22	Супресор	P6KE12CA	4	1,30	5,20
23	Перетворювач DC-DC	RB1212D	4	46,00	184,00
24	Оптопара	PC817	12	1,30	15,60
25	Роз'єм	MF-16F	1	6,90	6,90
26	Роз'єм	MF-16M	1	4,80	4,80
27	Роз'єм	BH-10	1	1,20	1,20
28	Дросель	DL1206-10	4	1,50	6,00
29	Резистор	270 Ом; 0,125Вт	12	0,07	0,84
30	Резистор	620 Ом; 0,125Вт	12	0,07	0,84
31	Резистор	820 Ом; 0,125Вт	4	0,07	0,28
32	Резистор	1 кОм; 0,125Вт	12	0,07	0,84
33	Резистор	10 кОм; 0,125Вт	18	0,07	1,26
34	Кнопка тактова	TS102S H9.5	4	0,60	2,40
35	Корпус прилада	KJA6200-220	1	180,00	180,00
36	Вимикач	H8653VBRR3	1	20,80	20,80
37	Тримач запобіжника	P-12	2	1,80	3,60
38	Запобіжник	5x20мм, 3А, 25В	2	0,30	0,60
39	Стійка металева	DBLM3/10	8	0,90	7,20
40	Стійка металева	DBLM3/20	6	1,90	11,40
41	Тримач провідників самокл.	PTL-2	8	0,80	6,40
42	Провідники (метрів)	0,35мм ²	2,1	2,40	5,04
43	Провідники (метрів)	0,5мм ²	0,6	3,10	1,86
44	Гвинт	M3x6	28	0,10	2,80
45	Гвинт	M4x10	8	0,18	1,44
Разом:					5588,37

Ціни в таблиці 5.4 наведені при курсі долара 1 грн = 8 доларів, тому приведемо у відповідність витрати на комплектуючі, що були використані підчас виконання науково-дослідної роботи відповідно до курсу долара у 2024 році, а саме 1 грн = 40 доларів. Тому загальна вартість витрат на комплектуючі складатиме **22353,48 грн.**

Підчас виконання даної дослідної роботи не було виконано дослідних зразків пристрою, так як це не ставилось за мету. Тому витрати на матеріалів набудуть нульових значень.

Витрати на комплектуючі, що були використані підчас виконання роботи розрахуємо за формулою:

$$K = \sum_1^n H_i \cdot C_i \cdot K_i,$$

де H_i – кількість комплектуючих i -го виду, шт.; C_i – ціна комплектуючих i -го виду, грн.; K_i – коефіцієнт транспортних витрат, приймаємо $K_i = 1,1$; n – кількість видів комплектуючих.

Розрахуємо величину інших витрат, прийнявши відсоток на інші витрати за 100% від суми основної та додаткової заробітної плати розробників:

$$B_{in} = 100\% \cdot (Z_o + Z_p).$$

$$B_{in} = 1 \cdot 24400 = 24400 \text{ (грн.)}.$$

Розрахуємо витрати на виконання даної частини науково-дослідної роботи, як суму усіх попередніх статей витрат.

$$B = Z_o + Z_d + H_{зп} + A + M + K + B_{in}.$$

$$B = 24400 + 2440 + 9742,92 + \\ + 1350,00 + 22353,48 + 24400 = 84686,4 \text{ (грн.)}.$$

Оскільки робота над пристроєм діагностики в майбутньому буде продовжена, то розрахуємо загальні витрати на виконання даної науково-дослідної та конструкторської роботи.

$$B_{\text{заг}} = \frac{B_{\text{ін}}}{\alpha},$$

де α – частка витрат, які безпосередньо здійснює виконавець даної науково -дослідної та конструкторської роботи, у відн.од.

$$B_{\text{заг}} = \frac{24400}{0,2} = 122000 \text{ (грн.)}.$$

Прогнозування загальних витрат здійснимо за формулою:

$$ЗВ = \frac{B_{\text{заг}}}{\beta},$$

де β – коефіцієнт, який враховує стадію виконання даної роботи.

Оскільки розробка знаходиться на стадії розробки конструкторської документації, то приймаємо $\beta = 0,3$.

$$ЗВ = \frac{122000}{0,4} = 305000 \text{ (грн.)}.$$

5.3 Прогнозування комерційних ефектів від реалізації результатів розробки

Для повного завершення науково-дослідної роботи потрібно 1,5 роки. Такий тривалий термін для повного завершення роботи необхідний для створення універсального пристрою діагностики, який міг би бути встановлений на будь-якому з типів трансформаторів, що наразі експлуатуються на території України та близького зарубіжжя, а також для перевірки роботи діагностики на реальних працюючих трансформаторах для виключення неправильних результатів діагностування, які в свою чергу неправильно вплинуть на корегування розрахунку оптимального режиму. Позитивні результати від впровадження розробки очікуємо отримати через 2 роки. Впровадження даного приладу разом із пропонованим алгоритмом використання його даних для оперативної зміни режиму в залежності від

стану встановлених трансформаторів дозволить значно зменшити витрати на ремонти після раптових відмов трансформаторів струму.

Найближчим аналогом даного приладу є багатовходовий прилад, який дозволяє контролювати до дев'яти трансформаторів струму, при цьому його вартість складає близько 150 тис. грн., що для кожного трансформатора являє ціну близько 16,7 тис. грн. Провівши моніторинг ринку, дійшли висновку що вартість виготовлення аналогу складає мінімум 10 тис. грн. Це означає, що з запровадженням нашого зразка витрати на виготовлення скорочуються на 4 тис. грн. До впровадження наукової розробки обсяг виробництва складав орієнтовно 30 шт. на рік, а прибуток на одиницю продукції, який отримувало підприємство - порядку 5000 грн.

Після впровадження даної розробки і отримання позитивних відгуків про відсутність хибних спрацювань та нормальне функціонування діагностики, на енергооб'єктах, що вже його впровадили очікується збільшення кількості одиниць реалізованої продукції: в перший рік – на 9 шт.; в другий рік – на 18 шт.; в третій рік на 6 шт.; в четвертий рік на 3 шт.

Оцінимо зростання чистого прибутку за наступною формулою:

$$\Delta\Pi_i = \sum_1^n (\Delta\Pi_{\text{я}} \cdot N + \Pi_{\text{я}} \cdot \Delta N)_i,$$

де $\Delta\Pi_{\text{я}}$ – покращення основного якісного показника від впровадження результатів розробки в даному році; N – основний кількісний показник, який визначає діяльність підприємства у даному році до впровадження результатів розробки; ΔN – покращення основного кількісного показника діяльності підприємства від впровадження результатів розробки; $\Pi_{\text{я}}$ – основний якісний показник, який визначає діяльність підприємства у даному році після впровадження результатів наукової розробки; n – кількість років, протягом яких очікується отримання позитивних результатів від впровадження розробки.

Збільшення прибутку підприємства за перший рік впровадження наукової розробки:

$$\Delta\Pi_1 = 5000 \cdot 30 + (5000 + 4000) \cdot 9 = 231000 \text{ (грн.)}.$$

Збільшення прибутку підприємства за другий рік:

$$\Delta\Pi_2 = 5000 \cdot 30 + (5000 + 4000) \cdot (9 + 18) = 393000 \text{ (грн.)}.$$

Збільшення прибутку підприємства за третій рік:

$$\Delta\Pi_3 = 5000 \cdot 30 + (5000 + 4000) \cdot (9 + 18 + 6) = 447000 \text{ (грн.)}.$$

Збільшення прибутку підприємства за четвертий рік:

$$\Delta\Pi_4 = 5000 \cdot 30 + (5000 + 4000) \cdot (9 + 18 + 6 + 3) = 474000 \text{ (грн.)}.$$

5.4 Розрахунок ефективності вкладених інвестицій та періоду їх окупності

Розрахуємо ефективність вкладених інвестицій та період їх окупності. В якості теперішньої вартості інвестицій, що вкладаються в наукову розробку, PV приймаємо величину загальних втрат на виконання і впровадження результатів науково-дослідної роботи ZB .

$$PV = ZB = 46000,00 \text{ (грн.)}.$$

Використаємо значення очікуваного збільшення прибутку, що його отримає підприємство від впровадження розробки, розраховані в пункті 5.2.

Побудуємо вісь часу, на яку нанесемо усі інвестиції та прибутки, що мають місце під час виконання даної науково-дослідної роботи.

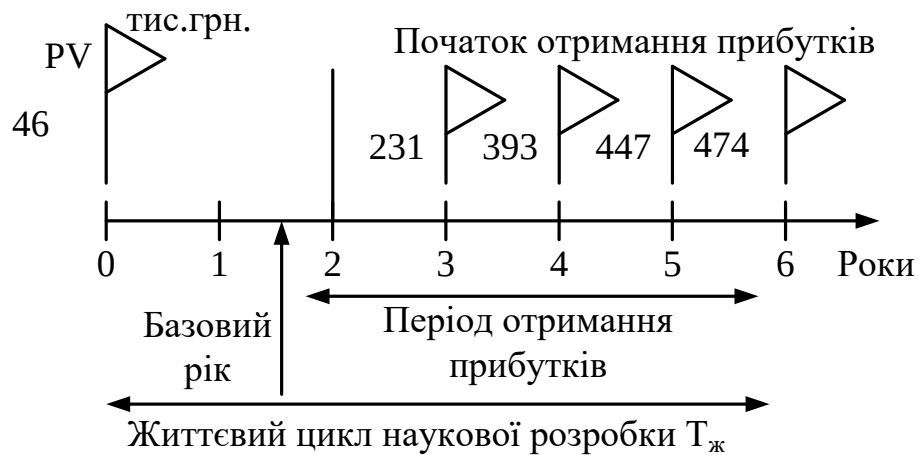


Рисунок 5.1 – Вісь часу з фіксацією платежів, що мають місце підчас розробки і впровадження результатів даної науково-дослідної роботи

Визначимо значення приведеної вартості всіх чистих прибутків ПП за формулою:

$$ПП = \sum_{i=1}^T \frac{\Delta\Pi_i}{(1+\tau)^t},$$

де $\Delta\Pi_i$ – збільшення чистого прибутку у кожному із років, протягом яких виявляються результати виконаної та впровадженої науково-дослідної роботи; t – період часу, протягом якого виявляються результати впровадженої науково-дослідної роботи; τ – ставка дисконтування, для України – 0,1; t – період часу від моменту отримання чистого прибутку до точки “0”.

$$ПП = \frac{291}{(1+0,1)^3} + \frac{393}{(1+0,1)^4} + \frac{447}{(1+0,1)^5} + \frac{474}{(1+0,1)^6} = 1032,169 \text{ (тис. грн.)}.$$

Розрахуємо абсолютну ефективність вкладених інвестицій $E_{абс}$ за формулою:

$$E_{абс} = ПП - PV.$$

$$E_{abc} = 1032,169 - 46,0 = 986,169 \text{ (тис. грн.)}.$$

Оскільки $E_{abc} > 0$, то результат від проведення наукових досліджень та їх впровадження може принести прибуток.

Розрахуємо відносну ефективність вкладених в наукову розробку інвестицій E_B за наступною формулою:

$$E_B = \sqrt[T_{ж}]{1 + \frac{E_{abc}}{PV}} - 1,$$

де $T_{ж}$ – життєвий цикл наукової розробки.

$$E_B = \sqrt[6]{1 + \frac{986,169}{46,0}} - 1 = 0,679.$$

Порівняємо отримане значення відносної ефективності капіталовкладень E_B з бар'єрною ставкою дисконтування τ_{min} , що визначається за формулою:

$$\tau_{min} = d + f,$$

де d – середньозважена ставка за депозитними операціями в комерційних банках, у 2012 році в Україні $d = (0,14 \dots 0,2)$; f – показник, що характеризує ризикованість вкладень, $f = (0,05 \dots 0,1)$.

Для подальших розрахунків приймаємо $d = 0,2$ і $f = 0,1$.

$$\tau_{min} = 0,2 + 0,1 = 0,3.$$

Оскільки $E_B > \tau_{min}$, очікуємо, що інвестор буде зацікавленим у фінансуванні даної наукової розробки.

Визначимо термін окупності вкладених в реалізацію наукового проекту інвестицій за наступним співвідношенням:

$$T_{OK} = \frac{1}{E_B}.$$

$$T_{OK} = \frac{1}{0,679} = 1,673 \text{ (року)}.$$

Оскільки $T_{OK} < 3$ років, то фінансування даної розробки є доцільним.

Висновки до розділу 5:

В даному розділі була дана оцінка економічній доцільності всієї науково-дослідної роботи. Висновок про економічний ефект від її впровадження спочатку було підтверджено експертами – фахівцями в галузі електроенергетики, що мають найбільший практичний досвід а також добре знайомі з ситуацією на сучасному ринку електричного обладнання. Експерти оцінили економічний потенціал розробки та різні можливі аспекти на шляху її впровадження.

Оскільки кінцева мета цієї науково-дослідницької роботи є унікальною у своєму роді (до цього проблема діагностування трансформаторів струму з метою керування режимом широко не підіймалась), то прямих конкурентів для приладу, що реалізуватиме дану мету фактично немає. Тому конкурентне порівняння прибутків для підприємства-виробника робилось із найбільш схожим приладом, що може виконувати функції діагностування трансформаторів струму. Це порівняння виявило суттєві переваги приладу, що розробляється в економічному плані, навіть не враховуючи його переваги у точності діагностування та можливості застосування його результатів. Отримані результати мають зацікавити:

- покупців (власників розподільчих мереж та енергетичних підприємств), для яких впровадження розробки підвищить надійність роботи;
- виробників, які отримають прибуток від переходу на запроваджену технології за рахунок зниження собівартості та збільшення обсягу продажів;
- інвесторів, які швидко зможуть повернути свій вкладений капітал із оговореним відсотком прибутку.

РОЗДІЛ 6 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

6.1 Задача розділу

Конституція України гарантує право всіх громадян України на належні безпечні та здорові умови праці. Відповідно до Закону України «Про охорону праці» реалізація конституційного права працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, належні безпечні та здорові умови праці має бути забезпечена на кожному робочу місці. Це стосується і робіт, пов'язаних з монтажем вимірювальних трансформаторів на підстанції.

Коли плануються роботи з розташування, встановлення та експлуатації вимірювальних трансформаторів в першу чергу необхідно подумати про забезпечення безпеки. Ніколи не слід забувати про небезпеки, які пов'язані з механічними й електричними пристроями. Виводи первинної обмотки вимірювального трансформатора є основним джерелом небезпеки, так як на цих виводах при випадковому підключенні до вторинних обмоток освітлювальної або силової мережі на первинній обмотці з'являється велика напруга, яка є небезпечною для людського життя.

Оскільки роботи з монтажу вимірювального трансформатора проводяться на значній висоті та відкритій місцевості, то при їх монтажі або обслуговуванні необхідно дотримуватись правил охорони праці щодо робіт на висоті, враховувати мікрокліматичні умови виробничого середовища, санітарно-гігієнічні параметри, що характеризують виробничий шум, освітлення, вібрацію та ін.

Вимірювальні трансформатори як правило монтують на електричних підстанціях, де є можливість ураження електричним струмом від обладнання яке знаходиться під наведеною напругою, тому при роботі з таким обладнанням необхідно дотримуватись правил з охорони праці щодо

безпечного виконання робіт в електроустановках понад 1 кВ які знаходяться під наведеною напругою.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань з охорони праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем трансформаторів, які працюють у складі енергетичної системи України, з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтованого підходів про природу небезпеки.

Враховуючи те, що для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем трансформаторів, потребується вирішення цілого комплексу питань з охорони праці, а обсяг даного розділу МКР обмежений, то сформулюємо основні задачі охорони праці за темою МКР.

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем трансформаторів, які працюють у складі електроенергетичної системи України, за міждержавним ДСТУ 12.0.003-74.

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при електричному монтажі трансформатора. Розрахувати параметри заземлювального пристрою трансформатора.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту вимірювальних трансформаторів.

6.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем вимірювальних трансформаторів, які працюють у складі електроенергетичної системи України

На основі аналізу літературних джерел [10–15] та викладеного у підрозділі 6.1 матеріалу при проектуванні і виконанні монтажних робіт трансформаторів мають бути враховані небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ДСТУ 12.0.003-74, а саме:

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- небезпечні рівні напруги в електричному колі, замикання якого може відбутися через тіло людини;
- розташування робочого місця на значній висоті щодо поверхні землі (підлоги);
- гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;
- рухомі частини виробничого устаткування;
- вироби, що пересуваються, заготівки, матеріали;
- підвищена і знижена температури повітря робочої зони;
- підвищена вологість повітря;
- підвищена чи знижена рухомість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- підвищена яскравість світла; прямий і відбитий блиск;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищений рівень ультразвуку;
- підвищений рівень іонізуючих випромінювань у робочій зоні;
- підвищений рівень статичної електрики.

Додатково мають бути враховані такі фізичні небезпечні виробничі фактори:

- несправність вантажопідіймальних засобів;
- підвищений рівень електричної енергії;
- підвищена пожежна небезпека (відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри,);
- підвищена вибухонебезпечність.

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

- фізичні перевантаження;

– нервово-психологічні – втрата самовладання, порушення координації рухів, необережні дії, недбале виконання своєї роботи.

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- рухомі машини і механізми;
- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

6.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці при електричному монтажі вимірювального трансформатора

6.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України з монтажу вимірювальних трансформаторів

За умовами МКР розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці проводиться для трансформатора ТРН – 330 У1 наведеного на рисунку 6.1.

Для розробки рішень з охорони праці при електричному монтажі вимірювальних трансформаторів заданих технологічних параметрів з темою МКР мають бути проаналізовані Державні стандарти вимірювальних трансформаторів та Галузеві керівні документи:

ГКД 34.20.302-2002 Норми випробувань електрообладнання.

НПАОП 40.1-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок.

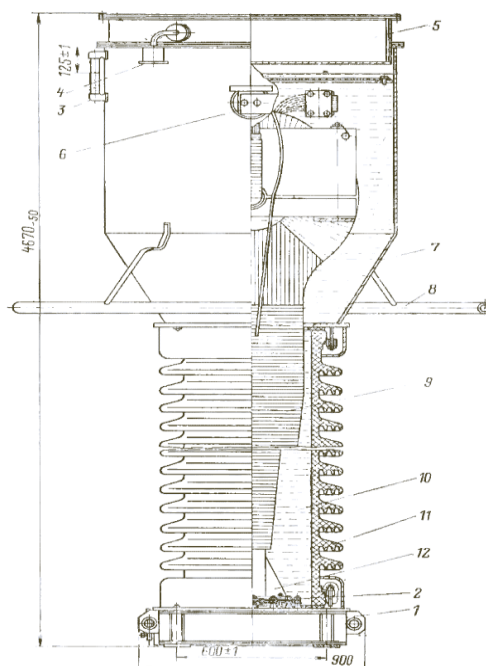


Рисунок 6.1 – Трансформатор струму 330 кВ герметичного виконання з римовидною обмоткою: 1 – цоколь; 2 – вивід вторинної обмотки; 3 – оливопоказчик; 4 – силікагелевий фільтр 5 – еластична ємність; 6 – первинна обмотка; 7 – оливорозширювач; 8 – екрануюче кільце; 9 – ізоляція вторинної обмотки; 10 – трансформаторна олива; 11 – фарфорова покривка; 12 – металева підставка

Аналіз нормативно-технічної літератури дозволив виділити ряд однотипних операцій при монтажі трансформатора: підготовчі роботи, безпосередньо монтаж самого трансформатора та завершення роботи.

Підготовчі роботи охоплюють:

- визначення кліматичних умов на місці проведення робіт;
- підготовку робочого майданчика;
- перевірку справності інструментів та пристосувань, опорних конструкцій, системи монтажу оснащення, ізоляції системи, використовуваних підйомних механізмів та окремих елементів;
- інструктаж та перевірку знань з безпеки праці персоналу.

Кліматичні умови визначаються шляхом вимірювання температури, відносної вологості та швидкості руху повітря. Відповідно до [32] ці показники не мають виходити за межі встановлених допустимих значень:

- температура повітря в теплу пору року не більше плюс 28 °С;
- швидкість вітру 0,2–0,6 м/с;
- відносна вологість не більше 75 %.

Забороняється проведення робіт при опадах у вигляді дощу та снігу, туману та інею, зледенінні на опорах і проводах, наближенні грози. За [33] роботи з монтажу трансформатора потрібно проводити в світлий час доби, значення освітленості на робочому місці монтажника має бути не менше 200 лк.

Підготовка робочого майданчика полягає в розчищенні місця, де розстилають брезент, на який в певному порядку розкладають приладдя та інструмент. Ретельно перевіряють їх цілісність і відсутність дефектів, терміни випробування і придатність ізолювальних засобів. Перевіряють і одягають комплект одягу. Одягають захисні каски і запобіжні пояси.

Монтаж трансформатора проводиться відповідно до технологічної карти робіт за відповідною монтажною схемою (рис. 6.2), подача всіх приладів і інструментів забезпечується за допомогою ізолювальних канатів.

За безпекою виконання всіх технологічних операцій стежить керівник робіт. В процесі робіт здійснюється постійний нагляд за всіма членами ригади. Керівник робіт не може безпосередньо брати участь в роботах і має знаходитися внизу, а виконавець може знаходитися на висоті. При виконанні робіт на висоті необхідно дотримуватися правил охорони праці при роботі на висоті [16].

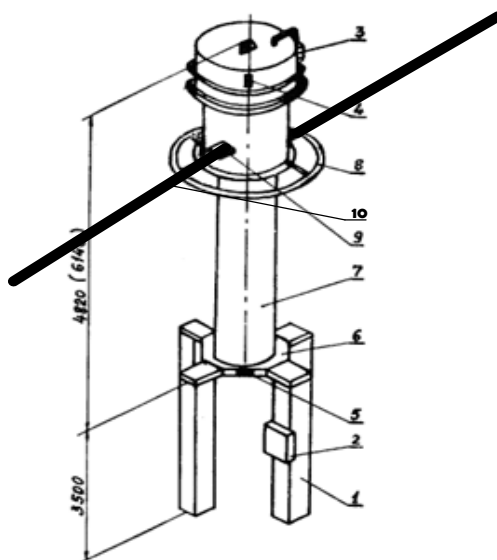


Рисунок 6.2 – Монтажна схема трансформатора струму: 1– опорна конструкція; 2 – ящик затискачів; 3 – повітроосушник; 4 – оливо-показчик; 5 – коробка вторинних виводів; 6 – цоколь; 7 – покриття; 8 – екран; 9 – вивід первинної обмотки. 10 – ЛЕП

В процесі встановлення трансформатора для мінімізації ризику травматизму необхідно дотримуватися нижчевикладених організаційно-технічних вимог до техніки безпеки та виробничої санітарії:

- виконання електромонтажних робіт доручається особам, що пройшли медичний огляд і спеціальне навчання для роботи на електроустановках;
- монтаж трансформатора краще проводити в безвітряний день;
- основні операції встановлення трансформатора мають проводитися на рівні землі;
- при проведенні робіт на висоті мають встановлюватися захисні огороження і позначатися в установленому порядку межі небезпечних зон;
- при неможливості облаштування огорожень монтажні роботи мають виконуватися із застосуванням запобіжного пояса і страхувального каната;

- електричні з'єднання мають проводитися за розробленою монтажною схемою системи, приклад якої наведено на рис. 6.2.
- не слід поєднувати при контактних електричних з'єднаннях разом різні метали (наприклад, мідь і алюміній);
- для захисту людей від ураження електричним струмом потрібно виконати заземлення.

6.3.2 Розрахунок захисного заземлення трансформатора

Відповідно до вимог глави 1.7.3 ПУЕ 2014, заземлюючий пристрій трансформатора виконується за вимогою до його опору для електроустановок напругою більше 1 кВ в електричних мережах з глухозаземленою та ізольованою нейтраллю. Відповідно до п. 1.7.106 ПУЕ:2014 опір заземлюючого пристрою повинен складати не більше 0,5 Ом.

По контуру трансформатора прокладається сталева шина ($d=35\text{мм}$), яка приєднана зварюванням до загального заземлюючого пристрою трансформатора не менше, ніж у двох точках.

До заземлюючого пристрою трансформатора для захисту від непрямого дотику приєднується корпус трансформатора. Основний вплив на величину опору заземлювачів надає верхній шар ґрунту на глибині до 20-25 м, тому при розрахунку пристроїв заземлення необхідно знати їх питомий опір.

Залежно від складу (чорнозем, пісок, глина і т. п.), розмірів і щільності прилягання частинок один до одного, вологості і температури, наявності розчинних хімічних речовин (кислот, лугів, продуктів гниття і т. д.) питомий опір ґрунтів змінюється в дуже широких межах.

Найбільш важливими факторами, що впливають на величину питомого опору ґрунту, є вологість і температура. Протягом року в зв'язку зі зміною атмосферних і кліматичних умов утримання вологи в ґрунті: і його температура змінюються, а отже, змінюється і питомий опір. Найбільш різкі коливання питомої опору спостерігаються у верхніх шарах землі, які взимку

промерзають, а влітку висихають. З даних вимірювань випливає, що при зниженні температури повітря від 0 до -10 ° С питомий опір ґрунту на глибині 0,3 м збільшується в 10 разів, а на глибині 0,5 м - в 3 рази.

Розрахунок контуру заземлювачів зводиться до визначення такого числа розміщення штучних заземлювачів, при якому опір розтікання струму не перевищує нормоване значення.

Для обґрунтування параметрів заземлюючого пристрою, який використовується в схемі заземлення трансформатора проведемо розрахунок за загальноприйнятою методикою.

Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталевий прутки з розмірами:

$l_B = 2.5$ м.; $d_B = 0.02$ м.; відстань між вертикальними заземлювачами $a = 5$ м., тобто $a/l_B = 2$. Глибина закладання заземлювачів $H_0 = 0.8$ м., $B_C = 20$ мм.

Ґрунт – чорнозем; склад – однорідний; вологість – нормальна. Кліматична зона – III.

Визначаємо розрахунковий питомий опір чорнозему :

$$\rho_{\text{розр.}} = \rho_{\text{табл.}} \cdot K_c, \quad (6.2)$$

де $\rho_{\text{табл.}} = 40$ Ом - приблизні значення питомих електричних опорів різних ґрунтів та води, (Ом·м)

$K_c = 1,4$ - коефіцієнт сезонності, для однорідної землі при вимірюванні її опору:

$$\rho_{\text{розр.}} = 40 \cdot 1,4 = 56 (\text{Ом} \cdot \text{м}).$$

Визначаємо відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача (рис. 6.3)

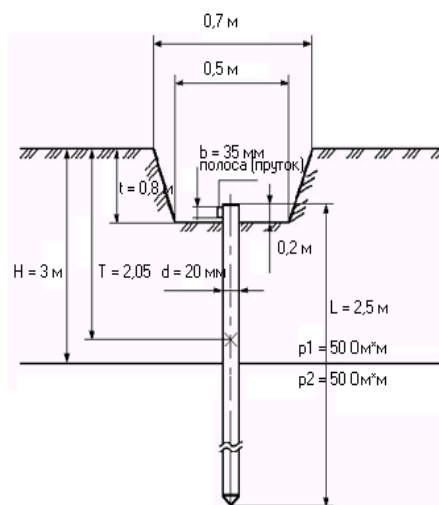


Рисунок 6.3 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2}, \quad (6.3)$$

$$H = 0,8 + \frac{2,5}{2} = 2,05 \text{ (м)}.$$

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{l_B} \left(\lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right), \quad (6.4)$$

$$R_B = 0,366 \frac{56}{2,5} \left(\lg \frac{2 \cdot 2,5}{0,02} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,05 + 2,5}{4 \cdot 2,05 - 2,5} \right) = 24,83 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при $\eta_B = 1$ де η_B – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів

$$n_{\text{ор}} = \frac{R_B}{R_d \cdot \eta_B}. \quad (6.5)$$

$$n_{\text{ор}} = \frac{24,83}{4 \cdot 1} = 6,2 \text{ (шт.)}; \text{ приймаємо } n_{\text{ор}} = 6 \text{ (шт.)}.$$

Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів η_B , заземлювачі розташовані в ряд, $a/l_B = 2, n = 6$. Приймаємо $\eta_B = 0,69$.

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням коефіцієнта використання:

$$n_B = n_{\text{ор}} / n_{\text{вик}} \quad (6.6)$$

$$n_B = 6 / 0,69 = 8,69.$$

Приймаємо $n_B = 9$ шт.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n_B = 9$ без врахування з'єднувальної стрічки:

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B} \quad (6.7)$$

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{24,83}{9 \cdot 0,69} = 3,99 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_c = 1,05 \cdot a(n - 1), \quad (6.8)$$

$$L_c = 1,05 \cdot 5(9 - 1) = 42 \text{ (м)}.$$

За формулою (6.8) для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму:

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{L_c} \lg \frac{2 \cdot (L_c)^2}{H_o \cdot B_c}, \quad (6.9)$$

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{56}{24,83} \lg \frac{2 \cdot (24,83)^2}{2,05 \cdot 0,02} = 10,49 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. при $a/l=2$, $n=9$. Приймаємо $\eta_{\Gamma}=0,4$.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням η_{Γ} :

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}; \quad (6.10)$$

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{10,49}{0,4} = 26,22 (\text{Ом}).$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{\text{розр.}} = \frac{R_{\text{розр.В}} \cdot R_{\text{розр.}\Gamma}}{R_{\text{розр.В}} + R_{\text{розр.}\Gamma}}, \quad (6.11)$$

$$R_{\text{розр.}} = \frac{3,99 \cdot 26,22}{3,99 + 26,22} = 3,46 (\text{Ом}).$$

Отже за результатами розрахунку можна сказати, що встановлення по контуру захисного заземлення з кількістю електродів 9 штук забезпечить нормальне заземлення трансформатора і безпеку обслуговуючого персоналу при роботі з ним.

Встановлення такого контурного заземлення економічно вигідне і відповідає усім нормам правил експлуатації електроустановок.

6.4 Протипожежний захист вимірювальних трансформаторів

Пожежна безпека енергетичних підприємств забезпечується за допомогою проведення організаційно-технічних заходів, спрямованих на попередження пожеж, забезпечення безпеки людей, зниження можливих матеріальних збитків, зменшення негативних екологічних наслідків, створення умов для швидкого виклику підрозділів ОРСЦЗ, успішного

гасіння пожеж та евакуації людей із зони виникнення й можливого поширення пожежі, а також документів і матеріальних цінностей.

Заходи, що забезпечують пожежну безпеку трансформаторів, можна розділити на дві групи. До першої відносяться заходи, пов'язані з обладнанням трансформаторів, апаратами захисту і різними запобіжними пристроями. До другої групи належать заходи, пов'язані з раціональним розміщенням трансформаторів, а також плануванням відкритих майданчиків і вибором засобів гасіння пожеж.

В даному випадку може виникнути пожежа, яка відноситься до класу Е – пожежі, пов'язані з горінням електроустановок.

Горючими матеріалами в оливних трансформаторах є: ізоляційна олива, яке використовується в великих кількостях, дерев'яні деталі (планки для кріплення відводів, клинки), а також паперова ізоляція обмоток. У сухих трансформаторах олива відсутня, а інші горючі матеріали аналогічні тим що використовуються в оливних трансформаторах.

При вибуху або пожежі трансформатора трансформатор повинен бути відключений з усіх сторін від електромережі. Після зняття напруги гасіння пожежі виконувати усіма засобами пожежогасіння: повітряно-механічною піною, розпиленою водою, вогнегасниками. Горюча олива не рекомендується гасити компактними водяними струменями, тому що можливе збільшення площі загорання із-за розтікання оливи.

На трансформаторах в загальному випадку повинен передбачатися релейний захист від пошкоджень і ненормальних режимів наступних видів:

- всіх видів КЗ, включаючи і виткові, в обмотках і на виводах;
- замикань всередині бака оливоповнених трансформаторів, що супроводжуються виділенням газу;
- міжфазних КЗ на ошиновках виводів ВН і НН;
- замикань на землю на ошиновках виводів ВН і НН;
- струмів зовнішніх КЗ;

- перевантажень обмоток;
- підвищення напруги на виводах;
- порушень в системі охолодження;
- загоряння (пожежі) оливи.

Засоби пожежогасіння трансформатора необхідно підтримувати в постійній готовності. Протипожежні заходи повинні бути розроблені з урахуванням загальних і місцевих правил та інструкцій із залученням спеціалістів з протипожежної безпеки. Особливу увагу забезпеченню пожежної безпеки необхідно приділяти під час проведення ремонтних, зварювальних робіт і робіт із заміни, доливання та очищення оливи.

Висновок до розділу 6. Проведений аналіз літератури та нормативної документації з охорони праці та виконані розрахунки дозволили:

- провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем трансформаторів, які працюють у складі електроенергетичної системи України;
- розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при електричному монтажі трансформатора;
- запропонувати параметри заземлювального пристрою для вимірювального трансформатора;
- описати основні заходи протипожежного захисту трансформаторів.

Урахування та виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при виконанні робіт при експлуатації та електричному монтажі трансформатора.

ВИСНОВКИ

У магістерській кваліфікаційній роботі було проведено комплексне дослідження особливостей вимірювальних трансформаторів струму та напруги для класів напруги 110, 330 і 750 кВ. У роботі детально розглянуто їхнє основне призначення, функціональні можливості та класифікацію, а також розроблено алгоритм вибору вимірювальних трансформаторів залежно від конкретних умов їх застосування.

Особлива увага приділена аналізу причин пошкоджуваності вимірювальних трансформаторів. Виявлено ключові чинники, що впливають на їхню надійність і довговічність, такі як якість ізоляції, навантаження, вплив зовнішніх факторів та коректність експлуатації. Систематизовано найбільш поширені дефекти, включаючи механічні пошкодження, деградацію ізоляції та короткозамкнені витки, з подальшою класифікацією для полегшення ідентифікації та усунення. У ході роботи досліджено сучасні методи діагностики вимірювальних трансформаторів, включаючи аналіз розчинених газів (DGA), моніторинг часткових розрядів та частотний аналіз (FRA). Обґрунтовано переваги впровадження цих методів, що дозволяють проводити моніторинг стану ізоляції та механічних елементів трансформаторів без відключення їх від мережі. Запропонований алгоритм вибору вимірювальних трансформаторів враховує основні експлуатаційні вимоги, технічні характеристики обладнання та специфіку умов експлуатації, що забезпечує підвищення надійності та ефективності їх використання у сучасних енергосистемах.

Результати роботи мають практичне значення для підвищення надійності електроенергетичних систем, оскільки впровадження запропонованих рекомендацій та методів діагностики сприяє зниженню аварійності, мінімізації витрат на обслуговування та продовженню терміну служби обладнання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Федоренко, Г. М. Комплексний аналіз аварійних ситуацій генеруючого обладнання електростанцій / Г. М. Федоренко, О. Г. Кенсицький // Технічна електродинаміка. - 2012. - № 2. - С. 48-49.
2. СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-90:2013 Експлуатація вимірювальних трансформаторів. Настанова.
3. IEC 60422 Supervision and maintenance guide for mineral insulating oils in electrical equipment, 2001.
4. Кириленко О. Інформатизація та інтелектуалізація систем керування в електроенергетиці: деякі підсумки за останні роки / Олександр Кириленко, Артур Праховник // Технічна електродинаміка: спеціальний випуск. – 2010. – С. 10–17.
5. Гобрей Р. М. Технічне діагностування, випробування та вимірювання електрообладнання в умовах монтажу, налагоджування і в експлуатації. / Р.М. Гобрей, Г. В. Шинкаренко, Г. М. Коліушко Г. М., Коліушко Д. Г., Болдирєв О. М., - К.: «ДП НТУКЦ», – 2011. – 1008 с.
6. Understanding Water in Transformer Systems, The Relationship Between Relative Saturation and Parts per Million (ppm), Lance Lewand (Doble Engineering), NETA WORLD, Chemist's Perspective, Spring 2002.
7. Аналіз результатів моніторингу паперово-оливної ізоляції конденсаторного типу високовольтного обладнання «Вінницька 750 кВ» / О.О. Рубаненко, І. І. Смагло. Режим доступу до журн.: <http://conf.vntu.edu.ua/allvntu/2013/ineeem/txt/smaglo.pdf>
8. Смагло І. І., Рубаненко І.О. Дослідження результатів моніторингу ркзльтатів паперово-оливної ізоляції конденсаторного типу високовольтного обладнання електропідстанції 750 кВ «Вінницька». Електромеханічні та енергетичні системи, методи моделювання та оптимізації. Збірник наукових праць XI Міжнародної науково-технічної

конференції молодих учених і спеціалістів у місті Кременчук 09-11 квітня 2013 р. – Кременчук, КрНУ, 2013. – С. 188 – 190.

9. Яцун, М. А. (2020). Імпульсне діагностування технічного стану силових трансформаторів за характеристиками власних загасних коливань. Електроенергетичні та електромеханічні системи, 2(2), 61-66.

10. ДП "УкрНДНЦ". (2018). ДСТУ ІЕС 60044-1:2018. Трансформатори вимірювальні. Частина 1. Трансформатори струму (ІЕС 60044-1:1996, IDT). Київ: ДП "УкрНДНЦ".

11. K.D. Brabandere. Voltage and frequency droop control in low voltage grids by distributed generatros with inverter front-end: Ph.D. dissertation, Dept. Elektrotechnik, Katholieke Univ. Lueven, Leuven Belgi / K.D. Brabandere. - 2006.

12. ДП "УкрНДНЦ". (2018). ДСТУ ІЕС 60044-1:2018. Трансформатори вимірювальні. Частина 1. Трансформатори струму (ІЕС 60044-1:1996, IDT). Київ: ДП "УкрНДНЦ"..

13. Ковальчук, О. В. (2020). Удосконалення методу діагностування високовольтних трансформаторів на основі газового аналізу. Науковий журнал Дніпровського державного технічного університету, 2(38), 45-50.

14. S. Tabatabaee. Investigation of droop characteristics and X/R ratio on small-signal stability of autonomous microgrid / H.R. Karshenas, A. Bakhshai, and P. Jain // Proc. 2nd Power Electron., Drive Syst. Technol. Conf. – 2011. – P. 223–228.

15. J.M. Guerrero. Output impedance design of parallel-connected UPS inverters with wireless load-sharing control / L. GarciadeVicuna, J. Matas, M. Castilla, and J. Miret // IEEE Trans. Ind. Electron. - Aug. 2005. - vol. 52, no. 4 - P. 1126–1135.

16. Бондаренко Є. А. Пожежна безпека : навч. посіб./ Бондаренко Є. А. – Вінниця : ВНТУ, 2008. – 109 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Аналіз особливостей діагностування вимірювальних трансформаторів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

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

Підрозділ Кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник Малогулко Ю. В., доцент кафедри ЕСС

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	
Загальна схожість	

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

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

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

Автор _____
(підпис)

Ситар О. О.
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

Експерт _____
(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б
(обов'язковий)
Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ
на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ДІАГНОСТУВАННЯ
ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ
08-21.МКР.013.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц..
_____ Малогулко Ю.В.

Магістр групи 1ЕСМ-23м
_____ Ситар О. О.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена необхідністю забезпечення надійності, точності та безперервності роботи енергосистем, впровадженням нових технологій і стандартів, а також економічною і екологічною доцільністю. Тому виникає необхідність в модернізації існуючих електричних мереж України, а також будівництві нових, що відповідають вимогам в сфері охорони навколишнього середовища;

б) наказ ректора ВНТУ № 310 від 17 вересня 2024 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – підвищення рівня теоретичних та практичних знань з питань якісної експлуатації силового обладнання і підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергетичної системи України шляхом аналізу особливостей діагностування вимірювальних трансформаторів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Аналіз результатів моніторингу паперово-оливної ізоляції конденсаторного типу високовольтного обладнання «Вінницька 750 кВ» / О.О. Рубаненко, І. І. Смагло. Режим доступу до журн.: <http://conf.vntu.edu.ua/allvntu/2013/ineeem/txt/smaglo.pdf>

2. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.

3. Яцун, М. А. (2020). Імпульсне діагностування технічного стану силових трансформаторів за характеристиками власних загасних коливань. Електроенергетичні та електромеханічні системи, 2(2), 61-66.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження АЕС у центральному регіоні України.

– технічне завдання: проведення аналізу сучасних методів діагностування

вимірювальних трансформаторів;

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути досліджено, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “ABB”, “Siemens” та інші закордонні виробники);

– показники технологічності: експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ;

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал підстанцій.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	20.09.24	формування технічного завдання
2	Конструктивні особливості вимірювальних трансформаторів	21.09.24	26.09.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Дослідження пошкоджуваності вимірювальних трансформаторів	27.09.24	10.10.24	розділ 2 ПЗ
4	Аналіз існуючих методів діагностування вимірювальних трансформаторів. Дослідження засобів діагностування вимірювальних трансформаторів.	11.10.24	28.10.24	розділ 3 ПЗ
5	Економічна частина	29.10.24	05.11.24	розділ 4 ПЗ
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації	06.11.24	12.11.24	розділ 5 ПЗ

	електроустановок			
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	20.11.24	пояснювальна записка
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.24	26.11.24	плакати, презентація
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.24	01.12.24	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24	Відгук опонента
11	Захист МКР	Друга декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується дослідження особливостей діагностування вимірювальних трансформаторів з метою підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергосистеми України.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, протокол перевірки МКР на наявність текстових запозичень.

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником та завідувачем кафедри ЕСС згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

10. Вимоги до оформлення МКР

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

11. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом. Відсутні.

ДОДАТОК В

Найменші допустимі значення опору ізоляції обмоток трансформаторів напруги та трансформаторів струму

Таблиця В.1 — Найменші допустимі значення опору ізоляції обмоток
трансформаторів напруги та трансформаторів струму

Тип вимірювального трансформатора	Найменше допустиме значення опору ізоляції, МОм			Примітка
	Основна ізоляція	Вимірювальний конденсатор	Зовнішні шари основної ізоляції	
Трансформатори напруги	300 і більше для трансформаторів напруги серії НКФ під час приймально-здавальних випробувань і 50 — під час експлуатації. Для решти трансформаторів напруги — не нормується	—	—	
Трансформатори струму усіх напруг (крім трансформаторів струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією)	Не нормується	—	—	У каскадних трансформаторах струму під час приймально-здавальних випробувань опір ізоляції проміжних обмоток повинен бути не менше ніж 1 МОм.

Трансформатори струму з конденсаторною паперово- масляною ізоляцією і U-подібною обмоткою на напругу 330 кВ	$\frac{5000^{*)}}{3000}$	1000	$\frac{1000^{*)}}{500}$	—
Трансформатори струму з конденсаторною паперово- масляною ізоляцією і римоподібною обмоткою	$\frac{5000^{*)}}{3000}$	—	$\frac{100^{*)}}{50}$	—
*) У чисельнику наведено найменші допустим значення опору ізоляції для ТС, які вводяться до роботи, у знаменнику — для ТС, які знаходяться в експлуатації.				

Таблиця В.2 — Граничні значення $tg\delta$ основної ізоляції обмоток трансформаторів струму (за $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ та напруги 10 кВ)

Виконання трансформатора струму і періодичність вимірювання	Граничні значення $tg\delta\%$, ізоляції трансформатора струму на напругу, кВ					
	35	60-110	150-220	330	500 ^{**)}	750 ^{*)}
Трансформатори струму з паперово-масляною ізоляцією і обмоткою кільцевого виконання:				—		—
— під час першого увімкнення	2,5	2,0	1,5		1,0	
— в експлуатації	4,5	3,5	2,5		1,5	
Трансформатори струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією і U-подібною обмоткою:				0,6/0,8/1,0 ^{**)}		
— під час першого увімкнення				0,8/1,0/1,5		
— в експлуатації	—	—	—	—	—	—

Трансформатори струму з конденсаторною паперово-масляною ізоляцією і римоподібною обмоткою: — під час першого увімкнення	—	—	—	150% від виміряно го на заводі, але не більше ніж 0,5	150% від виміряно го на заводі, але не більше 0,5	150% від виміряно го на заводі, але не більше ніж 0,5
— в експлуатації	—	—	—	0,6	0,6	0,6

*) Норму надано для одного елемента каскадного трансформатора струму.

**) Норма — у першому знаменнику для вимірювального конденсатора, у другому - для останніх шарів ізоляції.

ДОДАТОК Г

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ДІАГНОСТУВАННЯ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Вінницький національний технічний університет
Кафедра електричних станцій та систем

«Аналіз особливостей діагностування вимірювальних трансформаторів»

Виконав: ст. гр. 1ЕСМ-23м Ситар О.О.
Керівник: к.т.н., доцент Малогулко Ю.В.

Вінниця 2024

Актуальність та задачі дослідження

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є дослідження методів та засобів діагностування вимірювальних трансформаторів струму та напруги, вдосконалення методу діагностування стану ізоляції вимірювальних трансформаторів шляхом моніторингу зміни $\text{tg}(\delta)$.

Відповідно до вказаної мети в роботі вирішуються такі **основні задачі:**

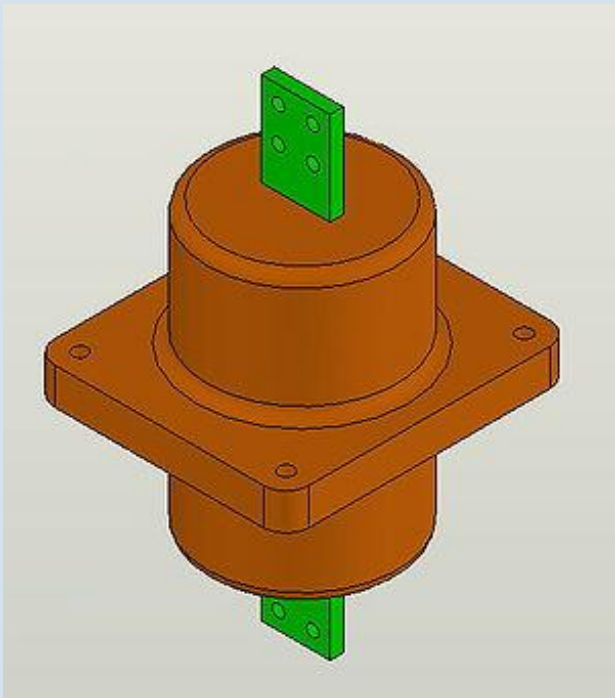
1. Дослідити особливості вимірювальних трансформаторів струму та напруги напругою 110, 330 та 750 кВ, їх призначення, класифікацію; провести вибір вимірювальних трансформаторів.
2. Провести аналіз причин пошкоджуваності вимірювальних трансформаторів струму та напруги, класифікувати їх дефектів; дослідити процеси старіння оливо-паперової ізоляції конденсаторного типу вимірювальних трансформаторів.
3. Виконати порівняльний аналіз існуючих методів діагностування вимірювальних трансформаторів; вдосконалити метод діагностування стану ізоляції вимірювальних трансформаторів шляхом моніторингу зміни $\text{tg}(\delta)$.
4. Проаналізувати умови праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем вимірювальних трансформаторів, які працюють у складі електроенергетичної системи України, а також розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при електричному монтажі вимірювального трансформатора.

Об'єктом дослідження - методи діагностики вимірювальних трансформаторів. **Предметом** дослідження в даній роботі є вимірювальні трансформатори струму та напруги.

КОНСТРУКТИВНІ ОСОБЛИВОСТІ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Вимірювальні трансформатори струму	Вимірювальні трансформатори напруги
Основні конструктивні елементи	
Первинна обмотка складається з кількох витків, розрахованих на проходження великого струму. Часто виконується у вигляді шинного провідника або дроту, інтегрованого в мережу. Вторинна обмотка містить більше витків тонкого проводу. Розрахована на роботу з вимірювальними пристроями (амперметри, реле, аналізатори). Магнітопровід виконується з трансформаторної сталі або фериту для мінімізації втрат і забезпечення стабільної роботи в широкому діапазоні частот. Ізоляція: первинна та вторинна обмотки ізолювані для безпеки та запобігання коротким замиканням. Корпус забезпечує механічний захист і може бути заповнений маслом (у масляних трансформаторах) або покритий епоксидною смолою (у сухих трансформаторах).	○ Первинна обмотка: високовольтна, розрахована на підключення до лінії електропередач. ○ Вторинна обмотка: низьковольтна, призначена для вимірювання напруги на приладах. ○ Магнітопровід: аналогічний до трансформаторів струму, але може бути більше розміром для забезпечення потрібних параметрів. ○ Ізоляційні елементи: високовольтна ізоляція для забезпечення безпеки. Застосовуються багат шарові ізоляційні конструкції (масляні, газові, тверді). ○ Корпус: виконується з металу або композитних матеріалів. У високовольтних трансформаторах може мати ізолятори з порцеляни або полімеру.
Додаткові особливості	
• ТС можуть мати знімні магнітопроводи для спрощення монтажу. • Для зменшення впливу магнітного потоку використовуються екрануючі обмотки.	• Ємнісні ТН: використовуються на високих напругах. • Складаються з ємнісного діляника напруги та звичайного трансформатора. • Резонансні ТН: використовуються для роботи у високочастотних системах або спеціалізованих додатках.
Загальні конструктивні особливості для обох типів	
Тип корпусу: - Відкритий: для внутрішніх приміщень. - Закритий: для зовнішніх умов, може бути захищений від пилу та вологи (ІР-класифікація). Охолодження: - Природне: у сухих трансформаторах. - Масляне: для високонавантажених трансформаторів. Клемні з'єднання: призначені для підключення первинної та вторинної обмоток до мережі або вимірювальних пристроїв. Монтаж: трансформатори можуть бути настінними, підвісними або встановлюватися на фундаменті.	

ЗАГАЛЬНИЙ ВИГЛЯД ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТС



Вимірювальний трансформатор
струму ТПОЛ-10



Елегазові трансформатори струму ТГФМ-
110

ЗАГАЛЬНИЙ ВИГЛЯД ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТН



Вимірювальний трансформатор
напруги НОМ 10 УЗ



Трансформатор напруги 225 кВ/100В

ДОСЛІДЖЕННЯ ПОШКОДЖУВАНOSTІ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

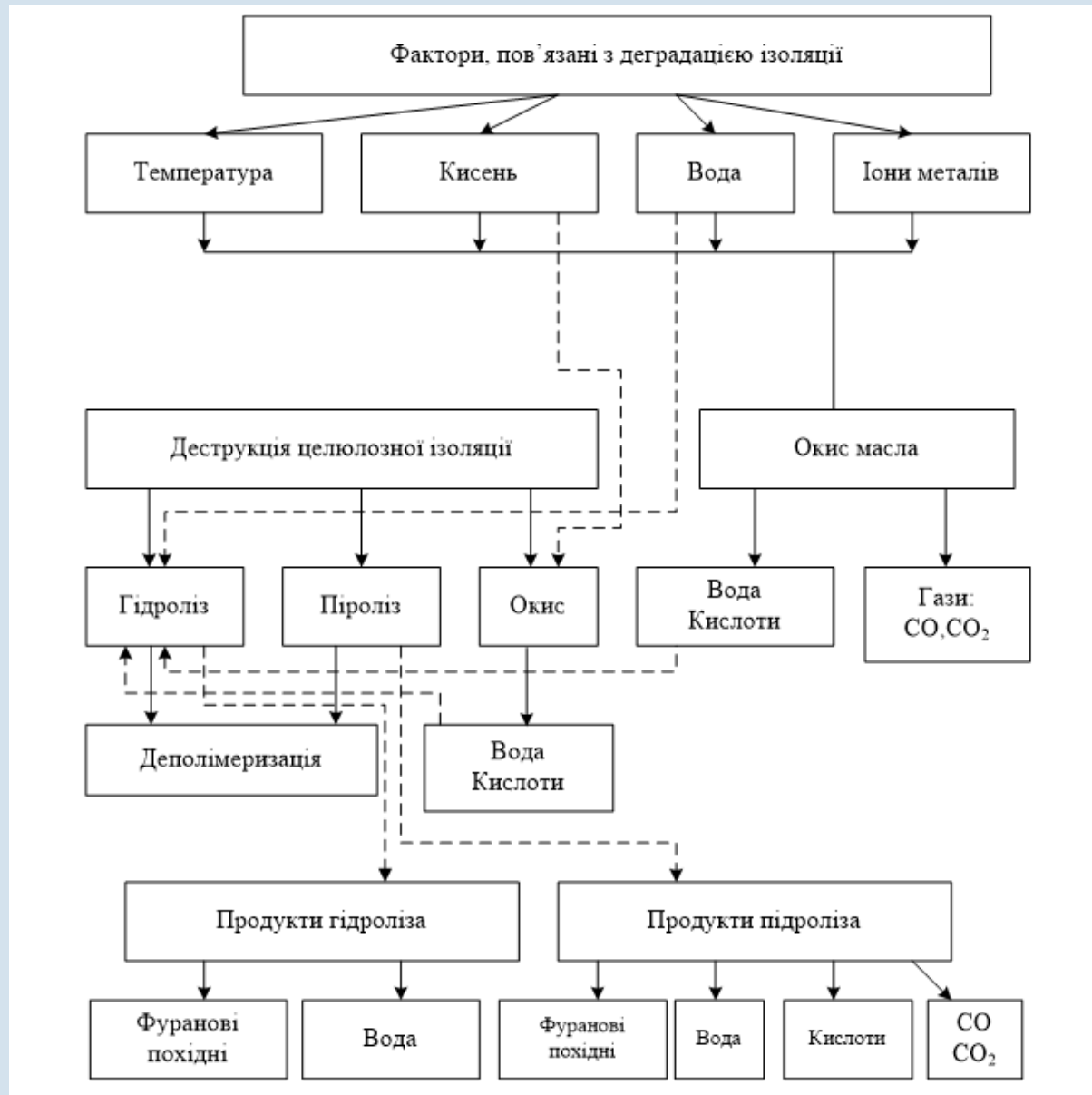
Допустимі температурні значення для елементів ТН напругою 0,38 - 750 кВ

Елемент ТН	Клас нагрівостійкості за ГОСТ 8865	Перевищення температури, °С, за номінальної напруги
Обмотки, занурені в оливу	Усі класи	60
Обмотки, залиті епоксидним компаундом	В	85
Обмотки, залиті бітумним компаундом	В	50
Обмотки сухих ТН	А	60
	Е	75
	В	85
	F	110
	Н	135
Масло у верхніх шарах:		
- виконання герметичне або з пристроєм, який повністю захищає масло від контакту з навколишнім повітрям;	-	55
- в інших випадках	-	50

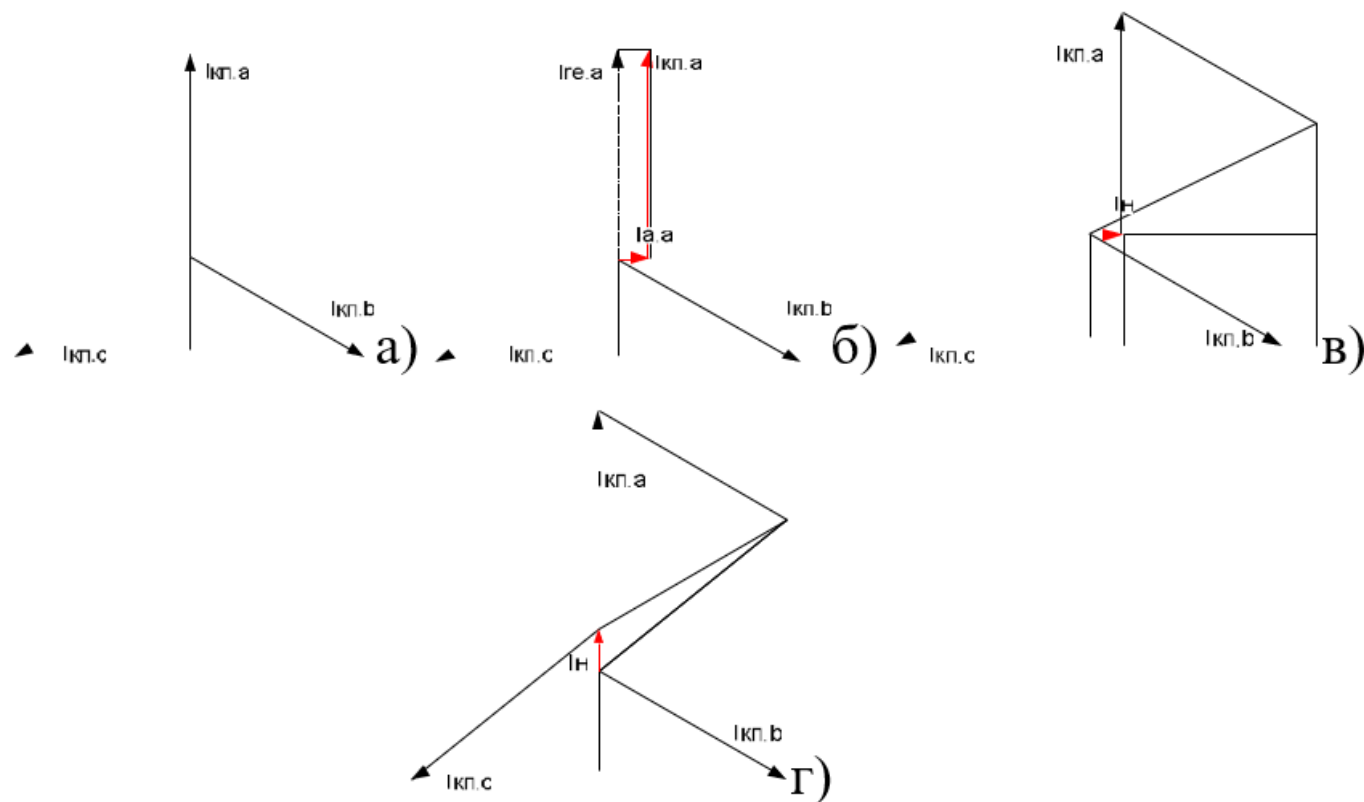
Діагностування вимірювальних трансформаторів засобами контролю такі дає змогу класифікувати такі дефекти:

- дефекти контактних з'єднань (зовнішніх і внутрішніх);
- дефекти основної ізоляції;
- дефекти магнітопроводу (викові замикання та обриви у вторинних обмотках, замикання між пластинами в магнітопроводі);
- зниження рівня оливи в оливозаповнених баках;
- нагрівання порцелянової кришки.

ФАКТОРИ ПОВ'ЯЗАНІ З ПОШКОДЖЕННЯМ ІЗОЛЯЦІЇ



ВЕКТОРНІ ДІАГРАМИ, ЩО ПОЯСНЮЮТЬ ПРИНЦИП БАЛАНСОВОГО КОНТРОЛЮ



а) збалансована система струмів комплексної провідності; б) зростання активної складової струму комплексної провідності фази «А»; в) поява вектора небалансу відповідного ситуації на рис. б); г) - зростання реактивної складової струму комплексної провідності фази «А» і поява відповідного вектора небалансу

АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ ДІАГНОСТУВАННЯ ТС І ТН

Метод	Характеристика
Аналіз розчинених газів (DGA - Dissolved Gas Analysis)	Аналіз розчинених газів дозволяє виявити наявність дефектів і пошкоджень усередині трансформатора, які можуть призводити до нагрівання, розрядів або розкладання ізоляційного масла. - Принцип роботи: У процесі роботи трансформатора під дією високих температур або електричних полів в ізоляційному маслі утворюються гази (водень, метан, етан, етилен, ацетилен, тощо). - Методи аналізу: - Хроматографія газів для визначення складу та концентрації газів. - Трендовий аналіз для відстеження змін у концентрації газів з часом. - Діагностичні індикатори: - Аномально високий рівень водню або ацетилену вказує на дугові або термічні розряди. - Етилен і метан вказують на нагрівання масла або паперової ізоляції. Переваги: - Дає змогу виявляти дефекти на ранній стадії. - Надає кількісні дані про деградацію ізоляції та масла.
Моніторинг часткових розрядів (Partial Discharge Monitoring)	Виявлення та аналіз часткових розрядів (ЧР) допомагає оцінити стан ізоляції трансформатора. ЧР виникають у дефектах ізоляційного матеріалу (тріщини, пори). - Принцип роботи: Часткові розряди — це мікроскопічні електричні розряди, що виникають між частинами ізоляції, які не повністю ізольовані. - Методи моніторингу: - Акустичний метод: Вимірювання ультразвукових хвиль, що генеруються під час розрядів. - Електричний метод: Вимірювання імпульсних струмів, викликаних ЧР. - Оптичний метод: Аналіз світіння розрядів у видимому чи ультрафіолетовому діапазоні. - Діагностичні індикатори: - Рівень активності часткових розрядів (вимірюється у піко- або нанокулонах). - Розташування дефекту за допомогою сенсорів. Переваги: - Можливість виявлення локальних дефектів. - Виявляє початкові стадії деградації ізоляції.
Частотний аналіз (FRA - Frequency Response Analysis)	Частотний аналіз використовується для виявлення механічних змін або пошкоджень у конструкції трансформатора (зміщення обмоток, пошкодження магнітопроводу). - Принцип роботи: На трансформатор подається сигнал певної частоти, і аналізується його реакція (імпеданс, амплітуда, фаза). - Методи FRA: - Порівняння частотної характеристики трансформатора з еталонною (при виготовленні або після ремонту). - Аналіз амплітудно-частотної характеристики (АЧХ) для виявлення відхилень. - Діагностичні індикатори: - Зміни у частотному спектрі, що вказують на пошкодження конструкції (наприклад, зміщення обмоток через коротке замикання). - Поява резонансних частот, нехарактерних для нормальної роботи трансформатора. Переваги: - Ефективний для оцінки механічної цілісності. - Не потребує зупинки трансформатора для аналізу.

Висновки

У магістерській кваліфікаційній роботі було проведено комплексне дослідження особливостей вимірювальних трансформаторів струму та напруги для класів напруги 110, 330 і 750 кВ. У роботі детально розглянуто їхнє основне призначення, функціональні можливості та класифікацію, а також розроблено алгоритм вибору вимірювальних трансформаторів залежно від конкретних умов їх застосування.

Особлива увага приділена аналізу причин пошкоджуваності вимірювальних трансформаторів. Виявлено ключові чинники, що впливають на їхню надійність і довговічність, такі як якість ізоляції, навантаження, вплив зовнішніх факторів та коректність експлуатації. Систематизовано найбільш поширені дефекти, включаючи механічні пошкодження, деградацію ізоляції та короткозамкнені витки, з подальшою класифікацією для полегшення ідентифікації та усунення. У ході роботи досліджено сучасні методи діагностики вимірювальних трансформаторів, включаючи аналіз розчинених газів (DGA), моніторинг часткових розрядів та частотний аналіз (FRA). Обґрунтовано переваги впровадження цих методів, що дозволяють проводити моніторинг стану ізоляції та механічних елементів трансформаторів без відключення їх від мережі. Запропонований алгоритм вибору вимірювальних трансформаторів враховує основні експлуатаційні вимоги, технічні характеристики обладнання та специфіку умов експлуатації, що забезпечує підвищення надійності та ефективності їх використання у сучасних енергосистемах.

Результати роботи мають практичне значення для підвищення надійності електроенергетичних систем, оскільки впровадження запропонованих рекомендацій та методів діагностики сприяє зниженню аварійності, мінімізації витрат на обслуговування та продовженню терміну служби обладнання.