

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Управління енергетичними та економічними процесами

Інтелектуальні системи енергопостачання

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
магістра

на тему: Удосконалення системи діагностування силових трансформаторів тягових підстанцій


за освітньою програмою Енергетичні та електромеханічні системи на транспорті

зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав: студент групи ЕЕ2421:

 / Олександр ЦИМБАЛ /

Керівник:

 / доцент Тетяна ДРУБЕЦЬКА /

Нормоконтролер:

 / доцент Ірина ПОТАПЧУК /

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

Студент

 _____

Дніпро – 2026 рік

Ministry of Education and Science of Ukraine
Ukrainian State University of Science and Technologies

Energy and economic process management

Intellectual power supply systems

Explanatory Note
to Master's Thesis

on the topic: Improvement of the system for diagnosing power transformers of traction substations

according to educational curriculum Energy and electromechanical systems in transport

in the Speciality: 141 Power engineering, electrical engineering and electromechanics

Done by the student of the group EE2421: / Oleksandr Tsymbal /

Scientific Supervisor: / Ass. Prof. Tetiana Drubetska /

Normative controller : / Ass. Prof. Iryna Potapchuk /

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Факультет: Управління енергетичними та економічними процесами

Кафедра: Інтелектуальні системи енергопостачання

Рівень вищої освіти: Другий (магістерський)

Освітня програма: Енергетичні та електромеханічні системи на транспорті

Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ

Дмитро БОСІЙ

Дата _____

З А В Д А Н Н Я

на кваліфікаційну роботу магістр з електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

студенту Цимбалу Олександровичу

1. Тема роботи: Удосконалення системи діагностування силових трансформаторів тягових підстанцій

Керівник роботи: Друбецька Тетяна Ігорівна, к.т.н., доцент

затверджені наказом від " 02 " 10 2025 р. № 1401ст

2. Строк подання студентом роботи: 17.01.2026 р.

3. Вихідні дані до роботи:

аналіз експлуатації силових трансформаторів тягових підстанцій

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно опрацювати):

4.1 Аналіз існуючих засобів діагностування силових трансформаторів

4.2 Методика застосування процесно - орієнтованого підходу

4.3 Удосконалення діагностування силових трансформаторів тягових підстанцій

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): 1. Причини порушення роботи обладнання ТП, 2. Розподіл порушень роботи обладнання ТП за типами устаткування, 3. Розподіл відмов і пошкоджень силових трансформаторів, 4. Результати обстежень трансформаторів, 5. Методи діагностування силових трансформаторів.

6. Консультанти розділів роботи:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Завдання видав: (підпис консультанта, дата)	Завдання прийняв: (підпис студента, дата)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз існуючих засобів діагностування силових трансформаторів	14.11.2025	
2	Методика застосування процесно-орієнтованого підходу	12.12.2025	
3	Удосконалення діагностування силових трансформаторів тягових підстанцій	09.01.2026	
5	Подання кваліфікаційної роботи до кафедри	12.01.2026	
6	Захист кваліфікаційної роботи на засіданні Екзаменаційної комісії	20.01.2026	

Студент

Олександр ЦИМБАЛ

Керівник роботи

Тетяна ДРУБЕЦЬКА

ВІДОМІСТЬ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

другого (магістерського) рівня вищої освіти Цимбала О.С. на тему:
«Удосконалення системи діагностування силових трансформаторів тягових підстанцій»

Складова кваліфікаційної роботи	Кількість	Обсяг
Пояснювальна записка	1	84 стор.
Графічна частина (за наявності)	-	-.
Демонстраційний матеріал	1	17 слайдів
Електронна частина (за наявності): назва файлу з розширенням	-	-

Керівник: _____ / Тетяна ДРУБЕЦЬКА /

Нормоконтролер: _____ / Ірина ПОТАПЧУК /

Завідувач кафедри ІСЕ: _____ / Дмитро БОСИЙ /

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка має обсяг 84 сторінок, складається із 3 розділів та містить 14 ілюстрацій, 7 таблиць, 26 використаних джерела.

Метою роботи являється вдосконалення системи діагностування силових трансформаторів за рахунок впровадження методики процесно-орієнтованого підходу та впровадження SMART-технологій.

В роботі проведено дослідження існуючих методів діагностики та моніторингу силових трансформаторів, розкрито їх переваги та обмеження, а також проведено розробку комплексної SMART-системи оцінки технічного стану трансформаторів з використанням інтелектуальної обробки даних.

Проаналізовано сучасні методи діагностики та моніторингу, що використовуються в системах технічного обслуговування силових трансформаторів, та визначено оптимальні параметри контролю для забезпечення безперервного нагляду протягом усього періоду експлуатації при гарантуванні надійності обладнання та мінімізації ризику аварійних відмов.

Визначено, що для ефективного діагностування технічного стану силових трансформаторів існує необхідність впровадження безперервного моніторингу ключових параметрів та правильного використання аналітичних методів обробки даних для своєчасного виявлення дефектів і прогнозування відмов.

Проведено порівняння різних варіантів систем діагностики та моніторингу силових трансформаторів для забезпечення надійної експлуатації обладнання та визначені оптимальні технічні, організаційні та економічно доцільні рішення для їх впровадження.

Ключові слова: СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ, ДІАГНОСТИКА, МОНІТОРИНГ, SMART ТЕХНОЛОГІЇ, ПРОГНОЗНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ, ШТУЧНИЙ ІНТЕЛЕКТ, МАШИННЕ НАВЧАННЯ.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	9
1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ ЗАСОБІВ ДІАГНОСТУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	13
1.1 Основні несправності трансформаторів на тяговій підстанції	13
1.2 Огляд маслонаповнених трансформаторів.....	22
1.3 Діагностика ізоляції силового трансформатора	23
1.4 Метод хроматографічного контролю маслонаповнених трансформаторів.....	28
1.4.1 Дефекти, що виявляються в трансформаторах за допомогою АРГ....	28
1.4.2 Визначення виду і характеру дефекту, що розвивається, за критеріями відношень концентрацій пар газів	32
1.4.3 Критерій швидкості наростання газів у маслі.....	35
1.4.4 Діагностика експлуатаційного стану трансформаторів за результатами АРГ.....	35
1.5 Виявлення деформації обмоток трансформатора.....	38
1.6 Контроль стану трансформатора методом часткових розрядів.....	39
1.7 Застосування тепловізійного контролю для діагностики технічного стану силових трансформаторів.....	42
2. МЕТОДИКА ЗАСТОСУВАННЯ ПРОЦЕСНО ОРІЄНТОВАНОГО ПІДХОДУ.....	55
2.1 Загальні поняття	55
2.2 Удосконалення технічного обслуговування на основі процесного підходу	57
2.3 Діагностування силових трансформаторів в умовах експлуатації.....	62

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розробник		Цимбал О.С.			Літ.	Арк.	Аркушів
					7	84	
Керівник		Друбецька Т.І.			УДУНТ, ІСЕ, гр. ЕЕ2421		
Н. контр.		Потапчук І.Ю					
Зав.каф		Босий Д.О.					

3. УДОСКОНАЛЕННЯ ДІАГНОСТУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ.....	65
3.1 Дослідження системи діагностики ТП на базі SMART технологій.....	65
3.2 Удосконалення діагностування силових трансформаторів на основі SMART технологій	68
3.3 Розрахунок витрат на ТО і Р силового трансформатора підстанції	75
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	80
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	82

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

ВСТУП

Актуальність роботи.

В умовах зростання вимог до надійності та безперервності електропостачання особливого значення набуває ефективна експлуатація силових трансформаторів, які є ключовими елементами електроенергетичної інфраструктури, зокрема систем тягового електропостачання. Від їх технічного стану безпосередньо залежить якість електроенергії, безпека руху електрорухомого складу, а також стабільність енергопостачання споживачів. У зв'язку з цим актуальним є вдосконалення підходів до діагностики та управління технічним станом силових трансформаторів.

Останнім часом спостерігається підвищення навантаження на електрообладнання. Внаслідок цього збільшується кількість зовнішніх негативних факторів впливу – таких як перевантаження, перенапруги, короткі замикання тощо, які разом із природним зношуванням обладнання сприяють зростанню числа аварійних відмов.

Основною метою діагностики трансформатора є виявлення можливих несправностей у всіх його складових частинах, оцінювання технічного стану після тривалого періоду роботи, визначення рівня зношення та залишкового ресурсу ключових систем і компонентів, а також формування карти дефектів і підсумкового висновку про його працездатність. Підсумком комплексного обстеження має стати підготовка рекомендацій щодо необхідного обсягу ремонтних робіт та оптимального режиму подальшої експлуатації, які дозволять продовжити термін служби трансформатора до 40 років і більше.

Традиційні підходи до контролю технічного стану трансформаторів, які ґрунтуються переважно на періодичних вимірюваннях і регламентних випробуваннях, не завжди забезпечують своєчасне виявлення дефектів, особливо тих, що розвиваються в умовах змінних навантажень і складних експлуатаційних режимів. Це зумовлює необхідність переходу до процесно орієнтованих методів діагностики, що враховують перебіг основних фізичних

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

процесів у трансформаторі протягом усього життєвого циклу та базуються на інтеграції даних різних діагностичних методів. Багаторічний досвід експлуатації цих апаратів дав змогу визначити характерні типи пошкоджень, їх симптоми, можливі причини та методи виявлення.

Сучасна система діагностики силового трансформатора повинна містити оптимальний комплекс методів, що дає змогу виявляти якомога більшу кількість можливих дефектів; забезпечувати виявлення несправностей на ранніх етапах, коли їх можна усунути з мінімальними витратами; визначити тип, ступінь розвитку та, за можливості, місце розташування пошкодженого елемента чи вузла; а також забезпечувати обґрунтоване прийняття рішення щодо виведення силового трансформатора в ремонт. Крім виявлення виду пошкодження, така система повинна визначати тенденцію розвитку дефекту, прогнозувати пошкодження на ранній стадії для конкретного трансформатора, вміти прогнозувати та визначати залишковий ресурс трансформатора.

Впровадження SMART-технологій дозволяє автоматизувати моніторинг та аналіз даних, забезпечуючи своєчасне виявлення аномалій та підвищуючи точність прогнозування залишкового ресурсу обладнання.

Зв'язок роботи з науковими напрямками діяльності кафедри. Обране дослідження безпосередньо пов'язані з виконанням науково-дослідних робіт у Дніпропетровському національному університеті залізничного транспорту імені академіка В. Лазаряна.

Мета та задачі дослідження. Метою дослідження є удосконалення системи діагностування силових трансформаторів тягових підстанцій шляхом впровадження сучасних методів технічної діагностики, смарт технологій, онлайн-моніторингу та процесно - орієнтованого підходу, для підвищення надійності, безпеки та ефективності їх експлуатації.

Об'єкт дослідження – силові трансформатори тягових підстанцій у процесі їх експлуатації.

Предмет дослідження – методи, засоби та алгоритми діагностування технічного стану силових трансформаторів тягових підстанцій.

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

Методи дослідження – для вирішення поставлених завдань у роботі використовувалися: аналіз науково-технічної літератури, методи статистичної обробки та аналізу експлуатаційних даних, методи моделювання та прогнозування технічного стану, програмно-технічні засоби.

Наукова новизна одержаних результатів. Створено методику для вдосконалення підходу до діагностування силових трансформаторів шляхом інтеграції традиційних методів контролю з SMART технологіями, що базуються на безперервному багатопараметричному моніторингу та інтелектуальній обробці даних.

Уперше обґрунтовано доцільність використання комплексного аналізу електричних, теплових та ізоляційних параметрів силового трансформатора з застосуванням методів машинного навчання для раннього виявлення дефектів і прогнозування технічного стану обладнання.

Запропоновано та обґрунтовано науково-методичну концепцію оцінки технічного стану трансформаторів, орієнтовану на перехід від періодичної регламентної діагностики до процесно-орієнтованого підходу, що дозволяє підвищити точність діагностування і ефективність експлуатації електроенергетичного обладнання.

Особистий внесок здобувача. Постановку мети та завдань дослідження виконано спільно з науковим керівником. Основні наукові положення, теоретичні дослідження, розрахунки, зіставлення та аналіз отриманих результатів, та формулювання висновків отримані здобувачем самостійно.

Апробація результатів роботи.

Основні положення роботи і результати досліджень доповідалися здобувачем і обговорювалися на науково-практичній конференції.

Публікації.

Цимбал О. С. Аналіз існуючих засобів діагностування силових трансформаторів тягових підстанцій / Матеріали 17-ї Міжнародної науково-практичної конференції студентів і молодих вчених імені Георгія Кірпи

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

«Сучасні транспортні технології», 4 грудня 2025 р. – Львів: Видавництво
Львівської політехніки, 2025. – 196 с.

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

1 АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ ЗАСОБІВ ДІАГНОСТУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

1.1 Основні несправності трансформаторів на тяговій підстанції

У системах електропостачання силові трансформатори є дорогими та відповідальними елементами, які забезпечують безперебійне живлення всіх електроспоживачів у нормальних умовах роботи.

На тягових підстанціях трансформатори функціонують у різних режимах, що визначаються величинами струмів навантаження, температурою верхніх шарів масла, рівнем напруги на вводах первинної обмотки та температурою довкілля.

Трансформатори вітчизняного виробництва відзначаються простою конструкцією, надійністю та зручністю в експлуатації. Основними чинниками пошкоджень є недотримання правил експлуатації, аварійні режими (міжфазні короткі замикання, виткові пробої, замикання на землю, перегрів і «пожежа» сталі) та ненормальні умови роботи (надмірні перевантаження, підвищена температура масла). Деградація ізоляції обмоток може виникати також через неякісне заводське виготовлення або помилки під час монтажу та ремонту. Практика показує, що приблизно дві третини несправностей спричинені недовліками ремонту, монтажу або експлуатації, а третина – заводськими дефектами [1].

Переважна частина пошкоджень припадає на обмотки, відводи, виводи та перемикачі (приблизно 84 %). Аварійні ситуації в обмотках переважно спричинені процесами «старіння» та зношення ізоляційних матеріалів. Ізоляція може втрачати свої властивості через тривалий термін служби трансформатора, але нерідко передчасний знос виникає й через часті перевантаження або недостатньо ефективне охолодження за номінального режиму роботи. Погіршення теплообміну часто зумовлене утворенням осаду на обмотках,

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

забрудненням міжобмоткових проміжків або «старінням» трансформаторного масла.

Виткові замикання з'являються в обмотках у разі руйнування їх ізоляції, що може бути викликане деформацією обмоток під час коротких замикань, різкими стрибками навантаження, перенапругами в аварійних режимах, а також зниженням рівня масла, яке призводить до оголення частини обмоток. Основними ознаками таких пошкоджень є: спрацювання газового захисту з відключенням трансформатора та виділенням горючих газів білого, сірого чи синюватого відтінку; аномальний нагрів трансформатора, що супроводжується характерним бульканням; різниця у значеннях опору фаз обмоток при вимірюванні постійним струмом.

Причинами пробою або перекриття внутрішньої та зовнішньої ізоляції трансформатора можуть бути утворення тріщин в ізоляційних матеріалах, у які проникають волога та забруднення, а також вплив комутаційних перенапруг.

Практичний досвід свідчить, що обмотки є найбільш уразливою частиною трансформатора та часто виходять з ладу. Окрім уже зазначених причин, до найпоширеніших видів пошкоджень обмоток належать замикання на корпус, електродинамічні деформації, пробої між секціями та обриви ланцюга.

Такі дефекти найчастіше виникають у трансформаторів зі строком експлуатації понад 15 років [2].

Ізоляційні матеріали зазнають руйнування також у разі тривалих перевантажень, що супроводжуються перегріванням обмоток (приблизно до 105 °C).

Під час проходження наскрізних струмів короткого замикання під дією значних електродинамічних сил відбуваються деформації обмоток, їх осьові зсуви та, як наслідок, механічне пошкодження ізоляції. Відгорання вивідних кінців, вплив електродинамічних навантажень та неякісні з'єднання можуть призвести до обриву обмоткового ланцюга, замикання на корпус або пробою, що стає причиною виходу трансформатора з експлуатації.

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

У разі обриву обмотки, коли виникає електрична дуга, може спрацювати газовий захист трансформатора.

Міжвиткові замикання також можуть виникати через пошкодження ізоляції, спричинене атмосферними перенапругами.

Однією з найнебезпечніших несправностей трансформаторів є пошкодження магнітопроводу, так звана «пожежа сталі». Вона виникає через порушення ізоляції між окремими листами сталі або між листами й стяжними болтами. У конструкціях зі стиковими магнітопроводами аварії часто спричиняються руйнуванням ізоляції в місцях з'єднання ярма зі стрижнями. Локальні перегріву магнітопроводу можуть з'являтися через зношення або руйнування ізоляції стяжних болтів, пошкодження міжлистової ізоляції чи ненадійні електричні контакти. Симптомами подібних ушкоджень є підвищення температури трансформатора, утворення в газовому реле газу чорного або бурого кольору, який займається при підпалі. Трансформаторне масло темнішає, набуває різкого специфічного запаху через процес його розкладання (крекінгу). Крім того, зростають струм і втрати холостого ходу, а у масла зменшується температура спалаху, підвищується кислотність і знижується напруга пробою [3].

Під час роботи трансформатора інколи можуть виникати потріскування всередині бака, що свідчить про появу розрядів між обмотками або їхніми відгалуженнями та корпусом (оскільки обмотки й металеві елементи магнітопроводу фактично утворюють обкладки конденсатора). Такі явища зазвичай виникають унаслідок замикання обмоток чи їх відгалужень на корпус під дією перенапруг або при порушенні роботи системи заземлення.

Про ослаблення пресування магнітопроводу, вільний хід кріпильних деталей, коливання крайніх листів сталі або підвищення первинної напруги свідчать ненормальні звуки – посилене гудіння, деренчання чи дзигчання трансформатора під час роботи.

Сьогодні на підстанціях одночасно експлуатуються як нові трансформатори з підвищеною надійністю та тривалим ресурсом, так і «старі» агрегати, що вже

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

відпрацювали свій нормативний строк служби та потребують ретельного технічного обслуговування й оцінки їхнього технічного стану.

Проблема старіння трансформаторного обладнання є актуальною для багатьох підприємств України: на значній кількості підстанцій усе ще працюють силові трансформатори, встановлені ще у 1970-х роках, і вони швидко наближаються до завершення свого експлуатаційного ресурсу. Протягом останніх десятиліть ці апарати не створювали суттєвих проблем, однак із кожним роком частота та непередбачуваність їхніх відмов зростають. У зв'язку з цим питання їх ремонту або повної заміни набувають особливої актуальності.

Серед основних чинників, які впливають на процес старіння трансформаторів, найважливішими є температура, наявність кисню та вологість. Контролюючи ці параметри, можна значно продовжити термін їхньої служби.

До інших несприятливих факторів належать експлуатація в екстремальних умовах та негативний вплив довкілля – наприклад, висока температура й вологість, часті короткі замикання та електричні перенапруги.

Тривала дія підвищених температур чинить накопичувальний негативний вплив на ресурс електрообладнання загалом і силових трансформаторів зокрема. Поєднання високої робочої температури трансформатора з підвищеною температурою навколишнього середовища формує несприятливі умови експлуатації, які суттєво прискорюють старіння ізоляційних матеріалів. У результаті деградація ізоляції може призвести до серйозних порушень у роботі та аварійних відмов трансформатора.

Наявність вологи в ізоляційній системі призводить до руйнування молекулярних зв'язків, прискореного старіння целюлозних матеріалів, а також погіршення механічних і діелектричних характеристик ізоляції.

Одним із основних шляхів потрапляння вологи є вологе навколишнє повітря. Пошкоджені, зношені або неправильно змонтовані ущільнення й прокладки сприяють проникненню атмосферної вологи всередину

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

трансформатора під час коливань тиску. Таке зволоження істотно прискорює процеси старіння ізоляції. Крім того, водяна пара утворюється як побічний результат термічного та хімічного розкладу паперової ізоляції. У підсумку деградація ізоляційних матеріалів сама посилює проблему зволоження, оскільки зі зростанням вмісту вологи різко знижується електрична міцність ізоляції.

Вологість і вміст кисню залежать від температури: із підвищенням температури збільшуються і ці показники. Висока концентрація вологи та кисню може спричинити утворення газових бульбашок, які, накопичуючись у товщі ізоляційних матеріалів, формують порожнини та локальні напруженості. Це може призвести до пробоїв і аварій. Наявність води в ізоляції також погіршує її діелектричні властивості. Для надійної роботи трансформатора необхідно підтримувати допустимий рівень вологості, що залежить від навантаження та температури агрегату.

Фізичні характеристики та поведінка ізоляційних матеріалів знижуються з віком. Старіння паперової ізоляції та трансформаторного масла спричиняє утворення вологи та фуранових сполук, які, у свою чергу, додатково прискорюють деградаційні процеси. Перегрів ізоляційної системи, часткові розряди та іскріння можуть викликати виділення газів.

Механічні властивості паперової ізоляції значно погіршуються з часом, навіть якщо електричні параметри залишаються відносно стабільними. Підвищена температура в обмотках прискорює втрату механічної міцності целюлози. Механічні дефекти старої ізоляції можуть призвести до електричних пробоїв, що негативно впливає на стан всієї ізоляційної системи та здатне спричинити аварійний вихід трансформатора з ладу.

Старіння трансформатора відбувається значно швидше у разі відсутності своєчасного технічного обслуговування та діагностичного контролю. Коректне й раннє виявлення порушень у роботі є визначальним чинником для подовження терміну експлуатації обладнання. При цьому частка відмов,

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

обумовлених діелектричними дефектами, за даними досліджень може перевищувати 75 % [4].

Температура масла та паперової ізоляції значно впливає на інтенсивність старіння, викликаючи теплове навантаження та зміни механічних і електричних властивостей матеріалів. Раннє виявлення пошкоджень дозволяє суттєво скоротити незаплановані простої та пов'язані з ними витрати.

В науковій літературі наведено результати обстеження понад трьохсот трансформаторів потужністю від 2,5 до 1000 МВА, виготовлених у різних країнах та встановлених у різних кліматичних умовах [5]. Майже 72 % цих трансформаторів мали строк експлуатації понад 25 років, а приблизно половина з них відносилася до групи потужних агрегатів (понад 100 МВА). Узагальнені дані виконаних комплексних діагностичних досліджень наведено на рис. 1.1.

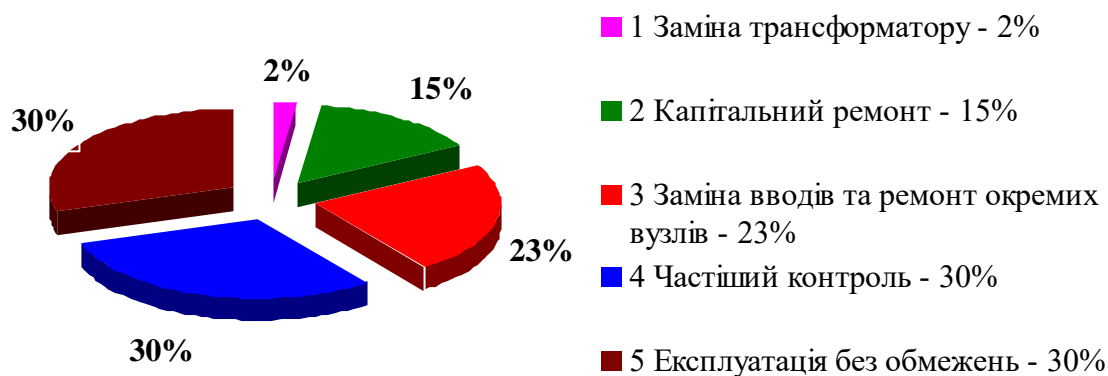


Рисунок 1.1 – Результати обстежень

З діаграми видно, що 30 % досліджених трансформаторів можуть і надалі працювати без жодних обмежень, тоді як лише 2 % підлягають заміні. Інші трансформатори потребують різного обсягу втручань: близько 15 % – капітального ремонту, 23 % – нескладних і недорогих відновлювальних робіт, а 30 % – лише більш частого контролю стану.

Варто підкреслити кілька узагальнених висновків, отриманих за результатами обстежень.

					02.15.EE2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

1. Трансформатори, що тривалий час перебували в експлуатації, зазвичай мають значний ступінь зволоження.

Основною причиною проникнення вологи є надходження повітря в обхід системи осушення. Корозійні процеси в металі спричиняють утворення наскрізних отворів, найчастіше – у вихлопній трубі (рис. 1.2, а).

Гумові ущільнення так само виявляються дефектними, що призводить до проникнення повітря і появи течі масла (рис.1.2, б).

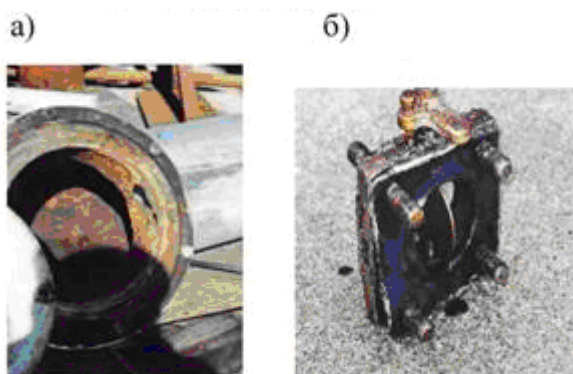
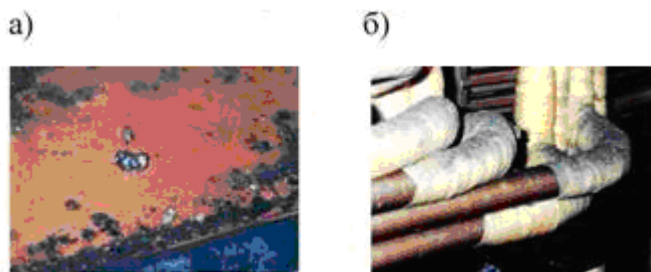


Рисунок 1.2 – Дефекти вихлопної труби (а) та гумових ущільнень (б)

2. Досить часто у старих трансформаторів має місце зашламлення ізоляції (рис.1.3) продуктами старіння масла, деструкції твердої ізоляції, металевим пилом від несправних маслonaсосів і дрібними фракціями силікагелю з термосифонних фільтрів.



а) на активній частині; б) на обмотках

Рисунок 1.3 – Шлам в трансформаторі

Старі трансформатори з вільним диханням, встановлені поблизу хімічних, металургійних і цементних підприємств, практично завжди виявляються зашламленими продуктами викидів вказаних підприємств [5].

3. Значна частина вводів, що перебували в експлуатації понад 25 років, потребує заміни або ремонту з розкриттям конструкції. Особливо це стосується негерметичних вводів, які часто виявляються зволженими. Їхні ізоляційні властивості погіршуються поступово, що полегшує виявлення дефектів під час діагностики. На старих вводах – як герметичних, так і негерметичних – нерідко спостерігається руйнування гумових елементів.

У герметичних вводах відбувається старіння масла без доступу повітря, що спричиняє утворення колоїдних частинок і осаду на фарфоровій поверхні та ізоляції. Під час зміни режиму роботи трансформатора цей осад може адсорбувати вологу, що призводить до появи провідних ділянок і потенційного перекриття ізоляції. Процес утворення осаду є спонтанним і важко передбачуваним.

4. У магнітній системі часто виникають короткозамкнені контури, які спричиняють локальне нагрівання, підвищене газоутворення та появу вуглецю внаслідок дугових процесів. Перенесення вуглецю з області дуги може викликати формування напівпровідного нальоту на ізоляції обмоток і вводів, створюючи умови для її пробою.

5. У старих трансформаторах зазвичай спостерігається збільшення втрат холостого ходу, що пов'язано з розпресуванням магнітопроводу та погіршенням ізоляції між сталевими листами.

Аналіз причин пошкоджень трансформаторів свідчить, що надійність сучасного трансформатора значною мірою визначається станом його ізоляції.

На рис. 1.4 подано структурну схему типових ушкоджень, з якої видно, що майже всі дефекти в процесі розвитку призводять до погіршення ізоляційних властивостей, що згодом може спричинити аварійну відмову.

Надмірний нагрів струмоведучих з'єднань здатен спричинити їх вихід з ладу, зупинку трансформатора або його відмову. Деформацію обмоток, залежно

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

Якщо трансформатор перебуває під постійним і якісним наглядом, процес його старіння можна контролювати, тим самим подовжуючи строк служби обладнання. Довший термін роботи трансформаторів, а також підвищена надійність і безпека, що з цього випливають, дають змогу зменшити експлуатаційні витрати. Досягнути цього можливо лише завдяки ефективним методам діагностики та правильній інтерпретації отриманих результатів.

1.2 Огляд маслонаповнених трансформаторів

Візуальна перевірка зовнішнього стану трансформатора може надати цінну інформацію про його технічний стан. Під час огляду можна виявити неправильне розташування клапанів, помилки у підключенні радіаторів, заклинювання температурних індикаторів чи датчиків рівня, а також сторонні шуми від масляних насосів або вентиляторів охолодження. Наявність витоків масла може свідчити про ризик забруднення, погіршення ізоляційних властивостей. Виконання такого огляду потребує досвідченого персоналу.

Під час оцінювання стану трансформатора перш за все слід перевірити роботу температурних датчиків при увімкненому обладнанні. Значення температури обмотки не повинно перевищувати максимальну температуру масла більш ніж на 15 °С. Якщо різниця більша – один або обидва датчики працюють некоректно. Далі визначається фактична максимальна температура масла за допомогою датчика, розташованого біля гільзи індикатора, використовуючи інфрачервону камеру, та порівнюється з показанням індикатора [6].

Підвищена температура може бути наслідком перевантаження, несправностей у системі охолодження, а також проблем у магнітному сердечнику, обмотках чи з'єднаннях.

Після від'єднання трансформатора від мережі та його охолодження до температури довкілля проводиться перевірка показань датчиків температури масла та обмоток. Вони повинні показувати однакові значення, інакше один або

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

обидва датчики несправні. Показання додаткового контрольного датчика також звіряються – усі три результати мають збігатися.

Проводиться перевірка рівня масла в розширювальному баку. Манометр відображає цей рівень за температурою масла, тому отримане значення порівнюють із температурою верхніх шарів масла – обидва показники мають бути близькими.

У межах оцінки технічного стану трансформатора також оглядають повітроочисний фільтр, який забезпечує надходження повітря при зміні рівня масла всередині трансформатора. Візуально оцінюють колір силікагелю та замінюють його в разі втрати приблизно двох третин початкового відтинку.

Таким чином, зовнішній огляд дає змогу заздалегідь виявляти значну частину дефектів і запобігати можливим аварійним ситуаціям. Проте частина несправностей може бути виявлена лише шляхом глибшого дослідження стану окремих елементів трансформатора із застосуванням спеціальних діагностичних методів.

1.3 Діагностика ізоляції силового трансформатора

Ізоляцію високовольтного обладнання перевіряють як після його виготовлення, так і в процесі експлуатації. Основною метою приймально-здавальних випробувань є перевірка відповідності виробу вимогам нормативно-технічної документації. Під час капітальних і поточних ремонтів, а також у період між ними, випробування застосовують для оцінки стану ізоляції та виявлення можливих дефектів.

Під час експлуатаційних випробувань, які виконують із використанням пересувних установок, обсяг отриманої інформації може бути обмеженим. Найбільш ефективними вважаються методи контролю обладнання під робочою напругою без її вимкнення, що значно підвищує діагностичні можливості. Такий контроль можна автоматизувати, застосовуючи два підходи: ранню діагностику та сигналізацію граничних станів. У процесі експлуатації

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

відбувається старіння діелектрика, що зумовлене комплексом хімічних, теплових, механічних та електричних впливів, які діють одночасно та нерідко взаємопов'язані. До хімічних процесів, що погіршують стан ізоляційних матеріалів, належать окислення та взаємодія з агресивними компонентами середовища.

Підвищення температури, спричинене зовнішніми факторами або діелектричними втратами, призводить до розкладання матеріалу, появи крихкості та зменшення електричної міцності ізоляції.

До ключових процесів старіння належать фізичні та хімічні зміни органічних ізоляційних матеріалів, спричинені частковими розрядами (ЧР). Механічні впливи, що викликають порушення цілісності матеріалу (тріщини, розриви, розшарування), також призводять до зниження електричної міцності ізоляційної системи [7].

Ізоляційне масло виконує функції діелектричного та охолоджувального середовища. У процесі старіння воно окислюється, утворюючи органічні кислоти, розчинні домішки та осади. Підвищений вміст вологи знижує електричну міцність масла, а високі температури спричиняють його термічний розклад (крекінг). Старіння масла негативно впливає на надійність усієї ізоляційної системи: зростання кислотності прискорює деградацію твердого діелектрика, а утворення шламів збільшує діелектричні втрати та погіршує відведення тепла. Волога, переходячи з масла в тверду ізоляцію, прискорює її руйнування, а газові бульбашки сприяють розвитку часткових розрядів.

Сукупна дія цих чинників призводить до зміни структури діелектриків, погіршення їх властивостей, виникнення внутрішніх дефектів і появи продуктів розкладу.

Оскільки прямі методи визначення інтенсивності зазначених процесів в умовах експлуатації практично недоступні, застосовуються непрямі методи діагностики. Для цього аналізують параметри ізоляції, які відображають зміни, що відбуваються у діелектриках: поляризацію, адсорбцію, провідність. Серед

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

таких параметрів – комплексна провідність, діелектричні втрати, ємність, інтенсивність ЧР.

Додаткову діагностичну цінність має аналіз залежності цих параметрів від температури, прикладеної напруги та часу. У таблиці 1.1 наведено чинники впливу та реакції ізоляції на них.

Таблиця 1.1 – Зміна характеристик ізоляції залежно від впливаючих чинників

Впливаючі чинники	Змінювані характеристики, процеси в ізоляції
Зволоження	Зменшення опору
	Збільшення ємності С
	Збільшення $\text{tg}\delta$
	Підвищення температури
	Підвищення тиску (вводів)
	Зниження $U_{\text{пр}}$ масла
	Зміна хімічного складу
	Часткові розряди
Забруднення	Зменшення опору
	Збільшення $\text{tg}\delta$
	Підвищення температури
	Зниження $U_{\text{пр}}$ масла
	Зміна хімічного складу
	Часткові розряди
Перенапруги	Пробій ізоляції
	Міжкатушкове і виткове замикання
	Часткові розряди
Перегрів	Зменшення опору
	Збільшення $\text{tg}\delta$
	Підвищення тиску (вводів)
	Зміна хімічного складу
	Часткові розряди
Тривала дія електричного поля і температури	Пробій ізоляції
	Міжкатушкове і виткове замикання
	Зміна хімічного складу
	Збільшення $\text{tg}\delta$
	Часткові розряди
	Зниження $U_{\text{пр}}$ масла
Коротке замикання	Міжкатушкове і виткове замикання
	Зміщення обмотки
	Часткові розряди

1.4 Метод хроматографічного контролю маслонаповнених трансформаторів

В сучасному трансформаторі процеси, що спричиняють газовиділення, відбуваються внаслідок погіршення ізоляційних властивостей багатьох матеріалів – масла, картону, паперу, дерева, пластмас, ізоляційних лаків тощо. Саме тому найбільш поширеним методом діагностики, придатним для раннього виявлення внутрішніх дефектів маслонаповнених силових трансформаторів, які тривалий час перебувають в експлуатації, є аналіз розчинених у маслі газів (АРГ).

Ідея методу ґрунтується на припущенні, що розвиток ушкоджень у трансформаторі супроводжується виділенням специфічних газів, які не присутні в маслі за нормальних умов роботи. Ці гази розчиняються у трансформаторному маслі. Після їх виділення та проведення хроматографічного аналізу можна виявити дефекти на ранніх стадіях.

На сьогодні добре вивчено склад газів, що містяться в маслі справного електрообладнання, а також визначено гази, характерні для різних типів ушкоджень, та встановлено їх граничні концентрації. Під час аналізу визначають вміст водню H_2 , етану C_2H_6 , метану CH_4 , етилену C_2H_4 , ацетилену C_2H_2 , окису та двоокису вуглецю CO і CO_2 , а також інших діагностичних газів.

Аналіз таких газів, розчинених у маслі, забезпечує можливість раннього виявлення дефектів і тому є одним із найбільш ефективних методів діагностування трансформаторів. Використання цього методу дозволяє визначити елементи з потенційними ушкодженнями, оцінити швидкість розвитку дефектів, встановити їхній характер та визначити ступінь небезпеки. Одним із ключових діагностичних показників є концентрація газів. Порівняння фактичних значень із встановленими граничними рівнями дає змогу зробити висновок про стан трансформаторного масла та ізоляційних елементів, у яких розвиваються дефекти.

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

Необхідність виявлення дефектів на ранніх стадіях їх розвитку потребує ретельної обробки даних хроматографічного аналізу. Оцінювання стану маслонаповненого обладнання зазвичай здійснюють на основі чотирьох основних критеріїв:

- граничні концентрації газів;
- швидкість наростання концентрацій;
- відношення (співвідношення) концентрацій газів;
- критерій рівноваги.

Склад газів, що сигналізують про наявність дефекту, а також їх концентрації залежать від конструктивних особливостей трансформатора, характеру дефекту та місця відбору проби.

У трансформаторах із розширювачами, які сполучені з повітрям, концентрація діагностичних газів збільшується в міру наближення до місця дефекту. У трансформаторах з азотним захистом газу накопичуються переважно у просторі над поверхнею масла. У трансформаторах з плівковим захистом газу в основному залишаються розчиненими в маслі.

Гранично допустимі значення концентрацій газів визначаються статистично – як верхня межа з певною ймовірністю для сукупності трансформаторів, що перебувають в експлуатації без видимих ознак дефектів. Наближення вимірних концентрацій до цих меж свідчить про зростання зносу ізоляції, а досягнення граничного значення фактично означає відмову. Якщо відмова ще не настала, трансформатор необхідно негайно відключити та вивести в ремонт.

Відбір масла з працюючого трансформатора здійснюють спеціальними масловідбірниками поршневого типу, що дозволяє уникнути контакту масла з атмосферним повітрям і запобігає втраті розчинених газів під час відбору. Відібране масло поміщають у герметичну ємність, а газовий простір над його поверхнею піддається подальшому аналізу.

Для дослідження складу, динаміки змін і концентрацій газів у пробах масла застосовують хроматографи. Крім того, існують вбудовані системи контролю газів, розчинених у маслі, а також системи безперервного моніторингу, що

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

ґрунтуються на визначенні концентрацій CO₂ та H₂. Сучасні хроматографи постійно вдосконалюються. Наприклад, хроматограф типу «Кристал 2000» дає змогу вимірювати сім основних компонентів газів, розчинених у трансформаторному маслі: водень, етан, метан, ацетилен, етилен, окис вуглецю та двоокис вуглецю [8].

У сучасних хроматографах передбачено підключення до персональної ЕОМ, що дозволяє реалізувати такі можливості: цифрову обробку результатів хроматографічного аналізу трансформаторного масла; отримання графічних хроматограм з характерними ознаками компонентів, присутніх у відібраній пробі; кількісне визначення окремих газових компонентів; порівняння поточних показників якості трансформаторного масла з нормативними гранично допустимими значеннями; формування рекомендацій щодо очищення або регенерації масла (за потреби); оцінювання технічного стану трансформатора за даними хроматографічного аналізу; можливість передавання інформації про трансформатори з критичними показниками якості масла до головної організації для проведення експертної оцінки.

1.4.1 Дефекти, що виявляються в трансформаторах за допомогою АРГ

За допомогою аналізу розчинених у маслі газів (АРГ) в трансформаторах можна виявити дві групи дефектів.

Група 1. Перегрівання струмоведучих з'єднань і елементів конструкції остову.

Основні гази: C₂H₄ – у разі нагріву масла і паперово-масляної ізоляції вище 600°С або C₂H₂ – у разі перегрівання масла, викликаного дуговим розрядом.

Характерними газами в даних випадках є: H₂, CH₄ і C₂H₆.

Перегрівання струмоведучих з'єднань може виникати через нагрів і вигорання контактів перемикальних пристроїв, послаблення та перегрів місць кріплення електростатичного екрану або його обрив. Також причиною можуть бути ослаблені гвинти компенсаторів відведень НН, перегрівання контактних

					02.15.EE2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

з'єднань відведень НН та шпильок прохідних ізоляторів, тріщини у місцях пайки елементів обмотки, а також короткі замикання між паралельними чи окремими провідниками обмотки.

Перегрівання металевих елементів остову може бути спричинене незадовільним станом ізоляції листів електротехнічної сталі, пошкодженням ізоляції стяжних шпильок, накладок або ярмових балок, що призводить до утворення короткозамкнених контурів. До можливих причин також належать загальний або локальний перегрів від магнітних полів розсіювання в ярмових балках, бандажах, пресувальних кільцях чи гвинтах, помилки в заземленні магнітопроводу, а також порушення ізоляції амортизаторів, шпильок піддону реактора, домкратів чи пресувальних кілець під час розпресування та інші подібні дефекти.

Група 2. Електричні розряди у маслі.

Електричні розряди у маслі можуть бути розрядами великої і малої потужності.

При часткових розрядах основним газом є H_2 , характерними газами з малим вмістом – CH_4 і C_2H_2 .

При іскрових і дугових розрядах основними газами є H_2 або C_2H_2 ; характерними газами з будь-яким вмістом – CH_4 і C_2H_4 .

Перевищення граничних концентрацій C і CO_2 може свідчити про прискорене старіння і/або зволоження твердої ізоляції. При перегріваннях твердої ізоляції основним газом є діоксид вуглецю.

Основні (ключові) гази – найбільш характерні для певного виду дефекту:

Дефекти електричного характеру:

- водень – часткові розряди, іскрові і дугові розряди;
- ацетилен – електрична дуга, іскріння;

Дефекти термічного характеру:

- етилен – нагрів масла і паперово-масляної ізоляції вище $600^\circ C$;

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- метан – нагрів масла і паперово-масляної ізоляції в діапазоні температур (400...600)°С або нагрів масла і паперово-масляної ізоляції, що супроводжується розрядами;

- етан – нагрів масла і паперово-масляної ізоляції в діапазоні температур (300...400)°С;

- оксид і діоксин вуглецю – старіння і зволоження масла і/або твердої ізоляції;

- діоксин вуглецю – нагрів твердої ізоляції.

Визначення основних і характерних газів за результатами хроматографічного аналізу газів, розчинених у трансформаторному маслі, здійснюється наступним чином.

Відносні концентрації газів визначаються по формулі:

$$a_i = A_i/A_{гр}, \quad (1.1)$$

де a_i – відносна концентрація i -го газу;

A_i – вимірне значення концентрації i -го газу, %;

$A_{грi}$ – гранична концентрація i -го газу, %;

По розрахункових відносних концентраціях максимальне значення a_{maxi} відповідає основному газу (окрім CO_2 ; CO_2 – основний газ, якщо $CO_2 > 1$);

$a_i > 1$ – характерний газ з високим вмістом;

$0.1 < a_i < 1$ – характерний газ з малим вмістом;

$a_i < 0.1$ – нехарактерний газ.

Перед введенням у роботу нових трансформаторів або тих, що пройшли ремонт, необхідно розрахувати початкові концентрації розчинених газів (A_{0i}). Подальші результати аналізів слід оцінювати відносно цих еталонних значень.

Проводячи аналіз складу газів, розчинених у маслі, для оцінки технічного стану трансформаторів під час експлуатації, важливо враховувати умови їх роботи в попередній період, а також чинники, що впливають на зміну газового складу в нормально функціонуючих трансформаторах.

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

Експлуатаційні чинники, що викликають збільшення концентрації розчинених у маслі газів бездефектних трансформаторів:

- залишкові концентрації газів від усуненого дефекту під час ремонту трансформатора (якщо не була проведена дегазація масла);
- збільшення навантаження трансформатора;
- перемішування свіжого масла із залишками старого, насиченого газами;
- доливка масла, що було в експлуатації і містить розчинені гази;
- проведення зварювальних робіт на баку;
- перегрівання із-за дефектів системи охолодження (засмічення зовнішньої поверхні охолоджувачів, відключення частини масляних насосів та ін.);
- перегріву масла теплоелектронагрівачами при його обробці в дегазаціях і інших установках;
- сезонні зміни інтенсивності процесу старіння;
- дія струмів короткого замикання та ін.

Експлуатаційні чинники, що викликають зменшення концентрації розчинених у маслі газів бездефектних трансформаторів:

- продування азотом в трансформаторах з азотним захистом масла;
- зменшення навантаження трансформатора;
- заміна силікагелю;
- тривале відключення;
- дегазація масла;
- доливка дегазованим маслом;
- часткова або повна заміна масла у баку трансформатора;
- заливка маслом під вакуумом, у тому числі – частковим вакуумом;
- заміна масла в маслопроводах, навісних баках, розширювачі, пристроїв РПН і так далі.

Критерій граничних концентрацій дає змогу виокремити з усього парку трансформаторів ті агрегати, у яких можуть розвиватися дефекти. Такі трансформатори необхідно перевести на посилений хроматографічний контроль із частішим відбором проб масла та проведенням АРГ.

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

У справних трансформаторів рівні газів протягом усього терміну експлуатації не повинні перевищувати гранично допустимих значень. Рекомендується визначати ці граничні концентрації для нормально працюючого обладнання не рідше ніж один раз на п'ять років.

З огляду на різні умови експлуатації у різних регіонах, граничні значення концентрацій газів доцільно встановлювати окремо для кожної енергосистеми за групами однотипних трансформаторів (блокових, мережевих, з РПН або без нього, одного класу напруги тощо). Для кожного трансформатора у статистичну обробку включають усі виміряні концентрації певного газу за останній рік його роботи.

1.4.2 Визначення виду і характеру дефекту, що розвивається, за критеріями відношень концентрацій пар газів

Вид і специфіка дефектів, що формуються в трансформаторі, встановлюються на основі співвідношень концентрацій таких газів: H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 і C_2H_6 .

При цьому рекомендується враховувати ті результати АРГ, у яких концентрація хоча б одного з цих п'яти газів перевищує своє граничне значення щонайменше у 1,5 рази.

Тип дефекту – тепловий чи електричний – можна попередньо визначити за співвідношеннями концентрацій чотирьох основних газів: H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 .

Умови прогнозування "розряду":

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} \geq 0.1 \text{ та } \frac{CH_4}{H_2} \leq 0.5 \quad (1.2)$$

Умови прогнозування "перегрівання":

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} < 0,1 \text{ та } \frac{CH_4}{H_2} > 0,5 \quad (1.3)$$

Якщо при цьому концентрація CO < 0.05% об., то прогнозується "перегрівання масла", а якщо концентрація CO > 0.05% об. – "перегрівання твердої ізоляції".

Стан "перегрівання" та "розряду" виявляться при умовах коли:

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} \geq 0,1 \text{ та } \frac{CH_4}{H_2} > 0,5 \quad (1.4)$$

чи

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} < 0,1 \text{ та } \frac{CH_4}{H_2} \leq 0,5 \quad (1.5)$$

Типи несправностей, що виникають і розвиваються в трансформаторах, встановлюють на основі співвідношень концентрацій пар із п'яти газів: H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄ і C₂H₆ наведених у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Визначення характеру дефекту в трансформаторі по відношенню концентрацій пар газів

№ з/п	Характер прогнозованого дефекту	Відношення концентрацій характерних газів			Типові приклади
		$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
1	2	3	4	5	6
1	Нормально	<0.1	0.1...1	≤1	Нормальне старіння
2	Часткові розряди з низькою щільністю енергії	<0.1	<0.1	≤1	Розряди в заповнених газом порожнинах, що утворилися внаслідок не повного просочення або вологості ізоляції
3	Часткові розряди з високою щільністю енергії	0.1..3	<0.1	≤1	Те ж, що і в п.2, але що веде до залишення сліду або пробою твердої ізоляції

Продовження таблиці 1.2

1	2	3	4	5	6
4	Розряди малої потужності	>0.1	0.1...1	1...3	Безперервне іскріння у маслі між з'єднаннями різних потенціалів або плаваючого потенціалу. Пробій масла між твердими матеріалами
5	Розряди великої потужності	0.1..3	0.1...1	≥ 3	Дугові розряди; іскріння; пробій масла між обмотками або котушками або між котушками на землю
6	Термічний дефект низької температури (<150°C)	<0.1	0.1...1	1...3	Перегріву ізольованого провідника
7	Термічний дефект в діапазоні низьких температур (150...300°C)	<0.1	>1	<1	Місцеве перегрівання сердечника із-за концентрації потоку. Зростання температури "гарячої точки"
8	Термічний дефект в діапазоні середніх температур (300...700°C)	<0.1	>1	1...3	Те ж, що і в п.7, але при подальшому підвищенні температури "гарячої точки"
9	Термічний дефект високої температури (>700°C)	<0.1	>1	>3	Гаряча точка в сердечнику; перегрівання міді із-за вихрових струмів, поганих контактів; циркулюючі струми в сердечнику або баку

Відношення CO_2/CO додатково уточнює характер дефектів, приведених в таблиці 1.2:

- якщо ушкодженням не пошкоджена тверда ізоляція, то виконується співвідношення $5 \leq CO_2/CO \leq 13$;

- якщо пошкоджена тверда ізоляція, то $CO_2/CO < 5$ або $CO_2/CO > 13$.

Під час інтерпретації отриманих значень співвідношення CO_2/CO слід необхідно враховувати експлуатаційні чинники. Варто пам'ятати, що обидва гази CO_2 і CO можуть утворюватися в трансформаторному маслі за нормальних робочих температур у процесі природного старіння ізоляції [9]. Концентрація CO_2 в маслі залежить від терміну роботи трансформатора і способу захисту масла від окислення.

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

1.4.3 Критерій швидкості наростання газів у маслі

Критерій швидкості приросту газів в трансформаторному маслі дає змогу оцінити ступінь небезпеки дефекту, що розвивається під час роботи трансформатора. Зміна концентрації окремих газів у маслі справних трансформаторів може відбуватися під впливом різних зовнішніх факторів, а також унаслідок природного старіння ізоляції. Якщо ж у трансформаторі формується дефект, ці процеси накладаються один на одного і зазвичай призводять до помітного збільшення вмісту одного чи кількох газів.

Рівень небезпеки визначають за відносною швидкістю приросту газів $V_{\text{отн}}$. Якщо вона перевищує 10 % за місяць, це свідчить про швидкий розвиток дефекту [10]. У таких випадках необхідно виконати повторні аналізи через короткі проміжки часу, щоб підтвердити наявність дефекту та оцінити темпи збільшення концентрації газів. Відбір проб масла для визначення швидкості приросту газів рекомендується проводити раз на 7–10 днів протягом місяця при повільному розвитку дефектів, і кожні 2–3 дні – при дефектах, що прогресують швидко.

1.4.4 Діагностика експлуатаційного стану трансформаторів за результатами АРГ

Періодичність проведення АРГ для трансформаторів, у яких виявлено дефекти, що розвиваються, визначається зміною концентрацій газів у часі та тривалістю розвитку самого дефекту.

За швидкістю розвитку всі дефекти умовно поділяють на такі групи:

- миттєво розвиваються – процес триває від часток секунди до кількох хвилин;
- швидко розвиваються – дефект формується впродовж годин або тижнів;
- повільно розвиваються – розвиток займає від кількох місяців до декількох років.

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Хроматографічний аналіз розчинених у маслі газів дає змогу надійно виявляти повільні дефекти, частково – швидкі, але не дозволяє визначати дефекти миттєвої дії.

Якщо дефект зафіксовано, необхідно провести 2–3 повторні аналізи газів, щоб уточнити його тип і характер, а також прийняти рішення щодо подальшої роботи трансформатора або необхідності його зупинки. Якщо в результаті аналізу виміряне значення концентрації i -го газу $A_i < A_{грі}$ та відносна швидкість наростання i -го газу $V_{іотн} < 10\%$ в місяць, то немає даних, що вказують на наявність дефекту, що розвивається, в цьому трансформаторі; контроль по АРГ проводиться по графіку – один раз в 6 міс.

Якщо в результаті аналізу $A_i > A_{грі}$ н $V_{іотн} < 10\%$ в місяць, то необхідно провести повторний відбір проби масла та хроматографічний аналіз розчинених в нім газів для підтвердження результатів виміру і відповідно:

1. Проаналізувати умови попередньої експлуатації трансформатора з урахуванням чинників, що впливають на зміну концентрацій газів в нормально працюючих трансформаторах.

2. За критеріями відношень концентрацій пар характерних газів встановити вид і характер дефекту.

3. Якщо в результаті виконання попередніх операцій швидкість $V_{іотн}$ росте, то трансформатор залишити на прискореному контролі.

Якщо виходить нерівність $A_i > A_{грі}$ і $V_{іотн} > 10\%$ в місяць, а швидкість $V_{іотн}$ продовжує збільшуватися (дефект, що швидко розвивається), то планувати виведення трансформатора з роботи.

Якщо $A_i > A_{грі}$ і $V_{іотн} < 0$, то слід перевірити вплив експлуатаційних чинників і при їх відсутності можна припустити, що дефект розвивається "углиб" (вигорання контактів перемикальних пристроїв, листів магнітопроводу, металевих шпильок і так далі). В цьому випадку слід планувати виведення трансформатора з роботи.

При спрацьовуванні газового реле на сигнал або на відключення для діагностики можливого дефекту необхідно:

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

- відібрати пробу газу з газового реле (вільний газ) і одночасно пробу масла з бака трансформатора;

- визначити концентрації газів окремо в кожній з відібраних проб (Асг концентрації газів у вільному газі, Аі концентрації газів у маслі);

- порівняти концентрації вільного газу (Асі) з розрахунковими значеннями концентрації газу Агі та відповідно зробити висновки.

Якщо концентрації Асі приблизно рівні Агі, то це свідчить про те, що газ в реле виділився в рівноважному стані в результаті підсосу повітря в газове реле або в систему охолодження трансформатора, або різкого зниження рівня масла в розширювачі бака трансформатора та з інших причин. В цьому випадку слід визначити причину спрацьовування газового реле і усунути дефект.

Якщо концентрація Асі значно більше, чим Агі, то це свідчить про дефект, що швидко розвивається, як правило, електричного виду. Зазвичай такі дефекти характеризуються високими концентраціями водню і ацетилену в пробі газу з газового реле. В цьому випадку трансформатор вимагається негайно вивести з роботи для усунення дефекту.

У всіх ситуаціях, коли необхідно прийняти рішення щодо подальшої роботи трансформатора, у якому підозрюють певний дефект, слід враховувати такі чинники:

- можливу появу характерних газів, що можуть утворюватися не через несправність трансформатора, а, наприклад, унаслідок збоїв у системі охолодження чи пошкоджень системи захисту масла тощо;

- специфічні умови експлуатації даного трансформатора;

- рекомендації підприємства-виробника.

Перспективою застосування описаних критеріїв є створення алгоритмів для автоматизованих систем контролю й оцінки стану маслонаповненого електрообладнання. Варто підкреслити універсальність цього методу та зростання його ефективності зі збільшенням класу напруги.

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

1.5 Виявлення деформації обмоток трансформатора

Під час проходження великих струмів через обмотки трансформатора (як при зовнішніх, так і внутрішніх коротких замиканнях) виникають електродинамічні сили, здатні спричинити деформацію окремих провідників, котушок або навіть усієї обмотки. Імовірність таких пошкоджень залежить не лише від величини струму, а й від кількості коротких замикань.

Ослаблення сил пресування обмоток призводить до збільшення їхніх вібрацій, що, у свою чергу, може викликати виткові замикання через поступове зношення ізоляції. Осьові зміщення котушок та їх радіальні деформації належать до найбільш небезпечних видів дефектів. Понад 76 % пошкоджень потужних трансформаторів під час коротких замикань пов'язані з втратою механічної стійкості обмоток.

Виявлення зазначених дефектів можливе як електричними, так і вібраційними методами. Стандартним є метод короткого замикання, у якому діагностичним показником виступає відносна зміна опору короткого замикання. Допустиме відхилення цього параметра зазвичай становить 2–6%.

Метод імпульсів ґрунтується на реєстрації осцилограм струму перехідного процесу в обмотках під час подачі коротких імпульсів низької напруги. Під час введення трансформатора в експлуатацію знімається початкова осцилограма (нормограма). Надалі, за аналогічної схеми підключення, отримують контрольну осцилограму. Порівняння контрольної характеристики з дефектограмою дає змогу виявити зміни геометрії обмоток.

Діагностично значущі частоти перехідного процесу охоплюють діапазон до 1 МГц, тому параметри осцилографа та форма імпульсів напруги повинні обиратися відповідним чином. Практичне застосування метода обмежується складністю забезпечення повторюваності вимірювань. Основними джерелами похибок є неточності у встановленні амплітуди та форми імпульсів, нестабільність швидкості розгортки та зміни схеми вимірювання.

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

Метод частотних характеристик забезпечує більш точне виявлення змін параметрів обмоток порівняно з імпульсним. Частотну характеристику визначають шляхом подачі на вхід трансформатора змінної за частотою напруги та вимірювання відповідного струму чи напруги на виході (нейтралі трансформатора). Відношення вихідної напруги до вхідної – K_U , що і становить шукану частотну характеристику.

Можливість застосування вібродіагностики ґрунтується на тому, що технічний стан механічних вузлів тісно пов'язаний зі спектром частот їхніх вібрацій. Будь-яке параметричне збурення викликає зміщення спектра, що й використовується як діагностична ознака. Чутливість методу зростає з розширенням діапазону інформативних частот, тоді як оцінювання за низькочастотними компонентами менш ефективне.

Метод аналізу вібраційних характеристик полягає у спостереженні змін амплітуд коливань бака трансформатора в часі. Вимірювання здійснюють у 10–15 точках по периметру бака та у 3–4 горизонтальних перерізах. Рівень вібрацій залежить від багатьох чинників, включно з режимом навантаження. Порівняння вібраційних характеристик, отриманих за однакових умов роботи, дає змогу виявити ознаки механічних дефектів, таких як послаблення кріплень чи зниження жорсткості пресування обмоток.

У системах електропостачання європейських країн застосовується вібродіагностичний комплекс «Data Collector-2526» фірми «Briel & Kier» (Німеччина), який працює у зв'язці з ПЕВМ, що робить його перспективним інструментом для діагностики потужних електроустановок. Різноманітність використовуваних методів свідчить про важливість своєчасного виявлення несправностей, а також про те, що жоден з них не є повністю досконалим.

1.6 Контроль стану трансформатора методом часткових розрядів

За сучасного стану тягових підстанцій, коли значна частина основного обладнання вже відпрацювала свій ресурс, особливої важливості набувають

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

завдання контролю його працездатності. Діагностичні методи мають дати відповідь на запитання, наскільки можлива подальша надійна та безпечна експлуатація силового високовольтного устаткування. В таких умовах особливо перспективним є метод оцінки стану високовольтної ізоляції за характеристиками часткових розрядів (ЧР), які виникають задовго до повного пробою. Цей підхід дає можливість виявляти дефекти ізоляції на ранніх етапах, спостерігати за їх розвитком, визначати поточний рівень деградації та оцінювати перспективу подальшої безвідмовної роботи обладнання.

Поява ЧР свідчить про протікання процесів руйнування ізоляційних матеріалів. Залежно від зони виникнення, часткові розряди можуть призводити до пошкодження як твердої, так і рідкої ізоляції. У випадку твердої ізоляції руйнування зазвичай прогресує досить швидко і може завершитися пробоем або поверхневим перекриттям. В масляній ізоляції найбільшу небезпеку становлять вторинні процеси: газові або масляні бульбашки, що утворюються при розкладанні, здатні стати осередками розрядів, які вже безпосередньо впливають на тверду ізоляцію. Для дефектів, пов'язаних із деградацією твердої ізоляції, характерні часткові розряди з уявним зарядом близько 10^{-7} Кл. Розряди такої величини можуть бути виявлені без виведення трансформатора з роботи за допомогою відносно простих вимірювальних засобів [10].

Часткові розряди, що реально фіксуються під час експлуатації, становлять серйозну небезпеку та призводять до прогресуючого руйнування ізоляції. Тому сам факт виявлення ЧР слід розглядати як критерій бракування трансформатора. Через швидке розгортання таких дефектів необхідний частий контроль, а для особливо відповідальних об'єктів доцільно застосовувати безперервний моніторинг із сигналізацією про появу небезпечних ЧР.

Найбільш критичні за інтенсивністю часткові розряди руйнують тверду ізоляцію настільки швидко, що утворення достатньої кількості газів для їх своєчасного виявлення практично не відбувається. Ознаки ЧР у твердій ізоляції (наприклад, у трансформаторному картоні) можуть бути встановлені за результатами вимірювання тангенса кута діелектричних втрат $tg\delta$ обмоток

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

трансформатора. Для отримання достовірних висновків такі вимірювання слід проводити на охолодженому трансформаторі, щоб підвищене значення $tg\delta$, спричинене нагрівом пошкодженої ізоляції, не приховало наявності дефекту.

Найсуттєвіші труднощі при реєстрації сигналів ЧР у силовому обладнанні пов'язані з необхідністю відокремлення корисних сигналів від імпульсних перешкод [11]. Основними джерелами таких перешкод, що надходять на вводи та заземлювальні ланцюги високовольтних установок, є:

- різноманітні перетворювальні пристрої (частоти до 1 МГц);
- робота РПН, комутаційних апаратів та інше обладнання (частоти до 10 МГц);
- коронні розряди на проводах ЛЕП та елементах навколишнього устаткування (частоти до 400 МГц);
- дефектні ізолятори трансформаторів і шин будь-яких класів напруги (у широкому частотному діапазоні);
- сигнали високочастотного зв'язку (частоти до 500 кГц).

Серед різних датчиків для фіксації сигналів часткових розрядів (електричних, електромагнітних та акустичних) найбільше поширення отримали саме акустичні. Електричні датчики можуть забезпечити лише приблизне визначення місця виникнення ЧР, базуючись на порівнянні рівнів сигналів у різних точках трансформатора. Для точнішої локалізації дефекту зазвичай застосовують акустичні датчики. Хоч їх чутливість нижча, однак завдяки відносно невеликій швидкості поширення звукових хвиль (які проходять шлях значно довше, ніж триває електричний імпульс), вони дають змогу досить точно визначити просторове розташування джерела ЧР усередині трансформатора. Крім того, акустичні датчики практично не реагують на зовнішні завади, що виникають на підстанції.

Незважаючи на певні складнощі, вимірювання сигналів ЧР в умовах реальної експлуатації є цілком здійсненним завданням. У різних класах напруги й потужностей добре зарекомендувала себе система СКІ-2, яку застосовували як для разових вимірювань, так і для безперервного автоматичного

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

моніторингу. Обладнання впевнено реєструє сигнали ЧР у діапазоні 50...500 пКл навіть за наявності інтенсивних перешкод з амплітудами до 15 пКл.

Метод ЧР у поєднанні з дефектоскопом «Філін-6» також забезпечує якісні результати діагностики.

Водночас наведені методи не дають прямого однозначного зв'язку між рівнем контрольованих параметрів і характером чи місцем пошкодження. Вони універсальні за своєю суттю й потребують індивідуального аналізу для кожного конкретного об'єкта, а також проведення спеціальних експериментальних випробувань.

1.7 Застосування тепловізійного контролю для діагностики технічного стану силових трансформаторів

Завдання діагностування електрообладнання тягових підстанцій можуть ефективно розв'язуватися за допомогою тепловізійних обстежень (ТВО). Сучасні інфрачервоні камери вирізняються високою оптичною роздільною здатністю та широким діапазоном вимірювання температур [12].

Такі прилади забезпечують автоматичне визначення температури в центрі прицільної зони, формування температурного профілю в режимі реального часу та безперервний запис отриманих зображень на носії інформації.

Основною метою тепловізійного контролю є зменшення обсягів, тривалості та вартості ремонтних робіт, збільшення міжремонтних інтервалів та підвищення надійності роботи електротехнічних систем шляхом своєчасного виявлення локальних дефектів. Метод тепловізійної діагностики базується на тому, що окремі види пошкоджень високовольтного обладнання супроводжуються зміною температури дефектних вузлів, а отже – і зміною інтенсивності інфрачервоного (ІЧ) випромінювання, яке може бути зафіксоване тепловізійною апаратурою.

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

ІЧ-контроль, виконаний за допомогою високочутливих портативних тепловізорів, дозволяє з мінімальними витратами, у короткі строки та без зупинки роботи обладнання оцінити його технічний стан, виявити дефекти на ранніх етапах їх розвитку та оптимізувати витрати на технічне обслуговування завдяки прогнозуванню обсягів і строків ремонтних втручань.

Тепловізійне діагностування дозволяє вирішувати актуальні практичні завдання, такі як:

- 1) масове обстеження величезного об'єму електроустаткування однією бригадою з трьох чоловік з однією тепловізійною камерою;
- 2) виявлення значної кількості апаратів, що знаходяться в перед аварійному стані;
- 3) виявлення таких дефектів, які не можуть бути виявлені ніякими іншими методами, наприклад, місцеве перегрівання конструктивних елементів баків силових трансформаторів, нагрів сполучних болтів в підтримувальних металевих конструкціях шинопроводів.

Для пристроїв системи тягового електропостачання термограма дає можливість швидко та наочно виявляти виникнення несправностей ще до того, як вони переростуть у значні експлуатаційні проблеми.

Сьогодні під час проведення тепловізійних обстежень переважно зосереджуються на пошуку зон локального перегрівання, спричиненого можливими дефектами, і після виявлення таких ділянок роботу вважають завершеною. Такий підхід істотно обмежує потенціал ТВО і не дозволяє повною мірою використовувати можливості інфрачервоної техніки.

Перетворити тепловізійне обстеження на повноцінний інструмент технічної діагностики можна шляхом розроблення математичних методів та комп'ютерних технологій для глибокої обробки й аналізу отриманих даних.

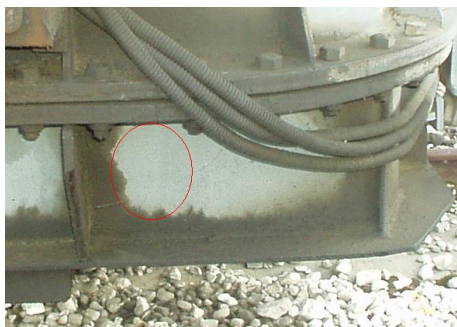
Тепловізійне обстеження належить до методів теплового неруйнівного контролю. Воно ґрунтується на аналізі температурних полів за термограмами, отриманими за допомогою портативних інфрачервоних камер – тепловізорів.

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

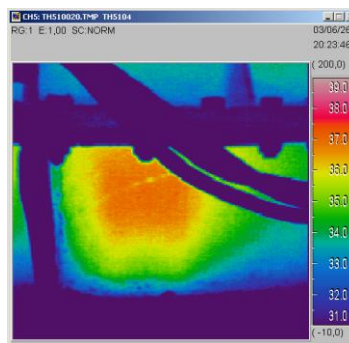
На основі результатів ТВО формуються експертні висновки щодо технічного стану обладнання.

За допомогою тепловізійної діагностики можуть бути виявлені такі види ушкоджень силових трансформаторів: осередки появи магнітних полів розсіяння (рис. 1.5).

а)



б)

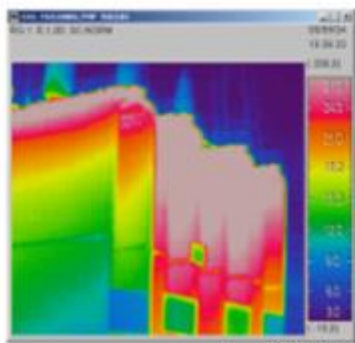


а) цифрова фотографія; б) термограма

Рисунок 1.5 – Термограма і фотографія трансформатора
(Кругом відмічена найбільш нагріта частина)

Наявність застійних зон у баку, спричинених шлакоутворенням; розбухання або зміщення ізоляції обмоток; несправності системи маслопостачання; дефекти вводів і систем охолодження (рис. 1.6).

а)



б)



а) термограма; б) цифрова фотографія

Рисунок 1.6 – Термограма і фотографія трансформатора
(дефект системи охолодження)

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Система тепловізійного обстеження (ТВО) ілюструється схемою, наведеною на рис. 1.7, і включає комплекс взаємопов'язаних циклів, що визначають послідовність виконання операцій та їх інформативність. Регламент проведення ТВО охоплює періодичність та обсяг вимірювань на контрольованому об'єкті (тяговій підстанції).

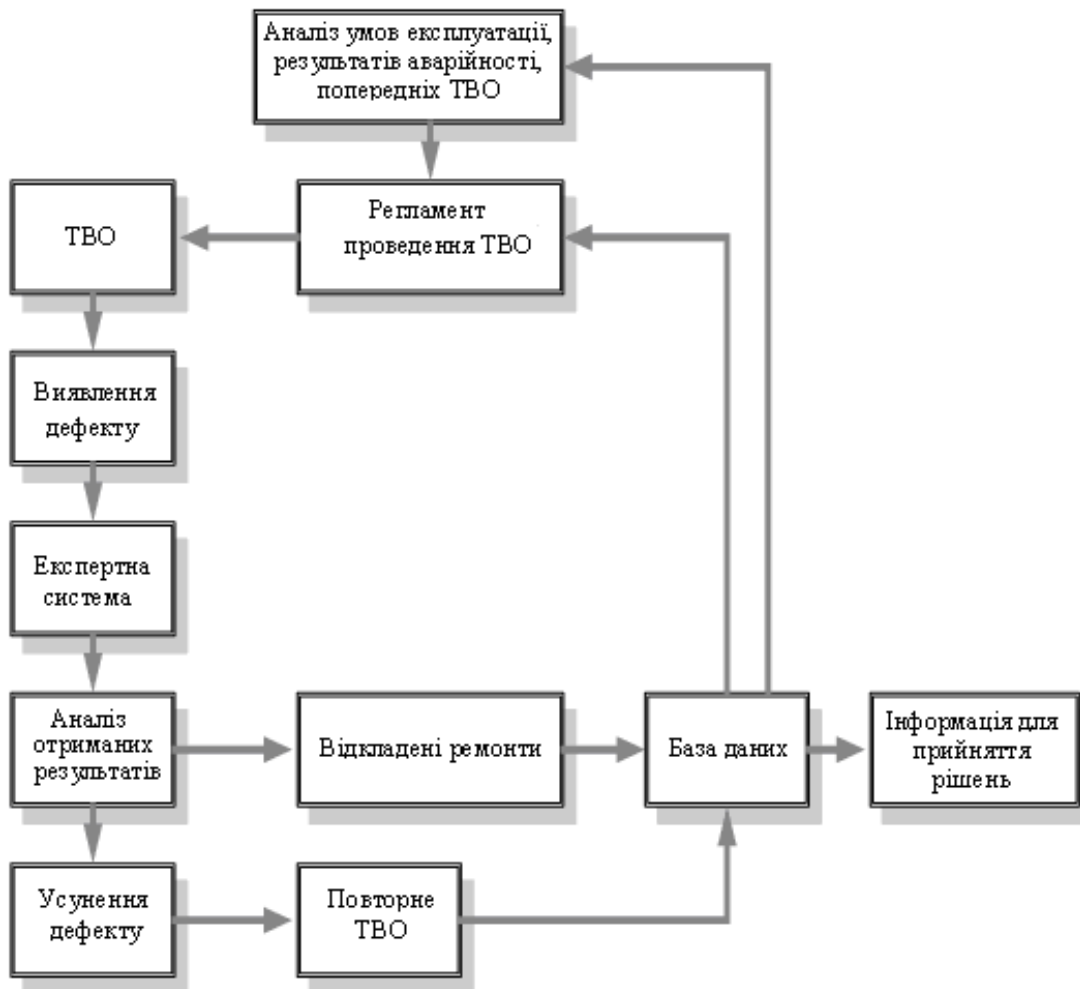


Рисунок 1.7 – Система тепловізійного діагностування електроустаткування тягових підстанцій

Тепловізійне обстеження має виконуватися за допомогою приладів інфрачервоного контролю (ІКТ), які забезпечують достатню ефективність під час виявлення дефектів на працюючому обладнанні [13].

Для своєчасного розпізнання пошкоджень на ранніх етапах їх розвитку ІКТ повинні володіти високою чутливістю, зберігаючи працездатність навіть за

умов дії несприятливих факторів, що характерні для експлуатаційного середовища: низьких температур, підвищеної запиленості, впливу електромагнітних полів тощо. Під час аналізу результатів ТВО необхідно здійснювати оцінку виявленого дефекту та прогнозувати можливість подальшого його розвитку. Для тягових трансформаторів ефективність та інформативність такої оцінки значно підвищуються за умови використання експертних систем. Завдяки інтегрованому аналізу всього доступного масиву інформації забезпечується максимальна точність діагностування.

Після усунення виявлених дефектів обов'язково проводиться повторне тепловізійне обстеження, що дозволяє оцінити якість виконаного ремонту та підтвердити відновлення працездатності обладнання.

База даних для відповідальних об'єктів (різних типів трансформаторів) повинна містити результати ТВО і необхідну технічну інформацію про об'єкт, що діагностується: термін служби і умови експлуатації; об'єми і види ремонтних робіт; результати профілактичних випробувань і вимірів.

Тепловізійне обстеження силових трансформаторів є допоміжним методом діагностики, який у поєднанні з традиційними методами (вимірювання ізоляційних характеристик, струму холостого ходу, хроматографічний аналіз розчинених у маслі газів тощо) забезпечує отримання додаткової інформації про технічний стан обладнання.

Під час тепловізійної зйомки силових трансформаторів перевіряються такі елементи: вводи, бак, системи охолодження (радіатори, вентилятори, маслonaсоси), термосифонні фільтри (ТСФ), контактні з'єднання [14].

Досвід застосування інфрачервоної діагностики силових трансформаторів підтвердив її ефективність у виявленні таких несправностей:

а) виникнення магнітних полів розсіювання внаслідок порушення ізоляції окремих елементів магнітопроводу (консолей, шпильок тощо);

б) порушення роботи систем охолодження (вентиляторів, маслonaсосів, циркуляції масла в радіаторах) та системи регенерації масла (термосифонних фільтрів), а також оцінка їх ефективності;

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

в) зміна внутрішньої циркуляції масла в баку трансформатора (утворення застійних зон) у результаті шламоутворення, конструктивних недоліків, розбухання або зміщення ізоляції обмоток, особливо у трансформаторів із тривалим строком служби;

г) перегріву внутрішніх контактних з'єднань обмоток низької напруги з виводами трансформатора;

д) виткові замикання в обмотках вбудованих трансформаторів струму;

е) погіршення стану контактної системи окремих конструктивних виконань РПН.

Можливості інфрачервоної діагностики щодо силових трансформаторів досліджені ще недостатньо. Основні труднощі полягають у тому, що, по-перше, тепловиділення, яке виникає в місцях локальних дефектів, часто маскується природними тепловими потоками від обмоток та магнітопроводу. По-друге, робота систем охолодження, що забезпечують інтенсивну циркуляцію масла, частково вирівнює локальні температурні аномалії, ускладнюючи виявлення дефектних зон.

Під час аналізу результатів інфрачервоної діагностики необхідно враховувати конструктивні особливості трансформатора, схему охолодження обмоток та магнітопроводу, умови й тривалість експлуатації, особливості технології виготовлення та низку інших факторів.

Оскільки оцінка внутрішнього стану трансформатора тепловізором здійснюється шляхом виміру значень температур на поверхні його бака, необхідно зважати на характер теплопередачі магнітопроводу і обмоток. Крім того, джерелами тепла є:

1) масивні металеві частини трансформатора, у тому числі бак, пресуючі кільця, екрани, шпильки і тому подібне, в яких тепло виділяється за рахунок додаткових втрат від вихрових струмів, що наводяться полями розсіювання;

2) струмоведучі частини введів, де тепло виділяється за рахунок втрат в струмоведучій частині і в перехідному опорі з'єднувача відведення обмотки;

3) контакти перемикачів РПН.

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Відведення теплових втрат від магнітопроводу та обмоток до трансформаторного масла, а далі – до системи охолодження, здійснюється переважно шляхом конвекції. Інтенсивний рух масла спостерігається лише в приповерхневих зонах бака, де відбувається теплообмін. Основний об'єм масла всередині бака перебуває у відносному спокої і починає рухатися лише за умови зміни навантаження трансформатора або температури охолоджувального повітря.

У трансформаторах із природною циркуляцією масла температура у верхніх шарах масла та у верхніх каналах обмоток зазвичай майже однакова. Натомість у трансформаторах із примусовим прокачуванням масла у баку виникає значний температурний перепад між маслом у верхніх каналах обмоток і маслом у верхній частині бака [15].

Через це як у трансформаторах з природною, так і з примусовою циркуляцією масла найбільше нагріваються верхні котушки обмоток, і їхня ізоляція зношується швидше, ніж у нижніх.

Під час оцінювання нагріву масла слід враховувати можливість застою верхніх шарів та їхнього надмірного перегріву. Це особливо актуально, коли відстань між кришкою бака та патрубками радіаторів чи охолоджувачів є великою (понад 200...300 мм).

Виявлення внутрішніх дефектів трансформаторів за допомогою вимірювання температури на поверхні бака є досить складним процесом. Він залежить від великої кількості чинників – конструкції обмоток, режиму навантаження, системи охолодження, кліматичних умов, стану поверхні бака тощо – і дозволяє діагностувати несправності лише на пізніх етапах їх розвитку.

У цілому інфрачервоне обстеження дає змогу встановлювати локальні та загальні перегрівання, які пов'язані з такими причинами:

1. Конструктивні недоліки. На температурний розподіл по поверхні бака суттєво впливають технічні рішення виробника, спрямовані на вирівнювання втрат у трансформаторних обмотках. Нерівномірність цих втрат може

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

спричиняти місцеві нагріви, що прискорюють старіння ізоляції окремих котушок чи витків, а також теплові аномалії на стінках бака.

Невдалий вибір точок підключення охолоджувачів до бака або неправильна оцінка їх ефективності можуть призвести до формування зон застою масла чи перегрівання окремих котушок або фаз обмоток.

2. Перегрівання контактних з'єднань відводів обмоток.

3. Поява застійних зон у маслі, спричинена набуханням паперової ізоляції витків, утворенням шламу та іншими негативними чинниками.

Термограми елементів системи охолодження трансформаторів (вентиляторів, маслонасосів, фільтрів, радіаторів тощо) дають змогу оцінити їхній стан і своєчасно виявити несправності.

Інфрачервоний контроль також дозволяє визначити працездатність термосифонних фільтрів, які забезпечують безперервну регенерацію масла. Рух масла в них відбувається завдяки різниці густини гарячого й холодного масла.

Оскільки фільтр під'єднаний паралельно радіатору, у справному фільтрі при навантаженні трансформатора температура на вході та виході повинна відрізнятися, а по висоті – плавно зростати.

При використанні дрібнозернистого силікагелю, утворення шламу у фільтрі, випадкового закриття засувки або роботи трансформатора на холостому ході, циркуляція масла через термосифонний фільтр майже припиняється. У таких умовах температура на вході та виході фільтра практично не відрізняється.

Перемикальні пристрої трансформатора містять перемикач і реактор у баку, а контактор – у окремому кожусі, заповненому маслом. Через його глибоке розташування контроль стану контактів перемикача складний. Перегрів контактів контактора проявляється локальними підвищеннями температури на його стінках.

Несправність або закриття плоского крана радіатора блокує циркуляцію масла, через що температура труб такого радіатора буде значно нижчою за норму (рис. 1.8). Іржа та продукти старіння масла можуть зменшувати

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

прохідний переріз труб, аж до повного перекриття, що також робить їх помітно "холоднішими" порівняно з іншими.

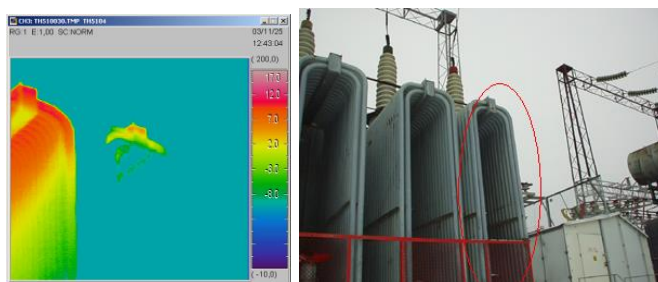


Рисунок 1.8 – Термограма і фотографія силового трансформатора (Не працює крайній радіатор)

Основним показником ефективності роботи системи охолодження трансформатора є температура верхніх шарів масла, яку вимірюють термометрами, електроконтактними сигналізаторами або дистанційними термометрами опору, встановленими в гільзах на кришці бака. Проте такі вимірювання можуть мати значні похибки, пов'язані з точністю приладів, місцем встановлення гільз та іншими чинниками. Тому під час тепловізійного обстеження важливо зіставляти покази тепловізора з даними температурного датчика.

Аналіз температурних профілів бака у вертикальному та горизонтальному напрямках і їх порівняння з конструктивними особливостями трансформатора (розташуванням обмоток, відводів, елементів охолодження тощо), а також пофазний аналіз дозволяють отримати додаткові дані про характер теплових процесів у баку залежно від режиму роботи та терміну експлуатації.

Під час термографічного обстеження трансформатора необхідно оцінювати не лише абсолютні значення температур, а й їхній розподіл між фазами. Такий контроль є допоміжним методом оцінки теплового стану трансформатора та працездатності його систем і вузлів.

Перед проведенням тепловізійної діагностики слід ознайомитися з конструкцією обмоток і системи охолодження, умовами роботи

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

трансформатора, виконаними ремонтами, строком експлуатації, можливими ушкодженнями аналогічних апаратів та результатами попередніх випробувань.

Поверхні бака, термосифонних фільтрів і елементів охолодження потрібно очистити від бруду, слідів масла та іржі, щоб забезпечити рівномірну випромінювальну здатність. Обстеження бажано проводити вночі, без штучного освітлення, у суху та безвітряну погоду, як при максимальному навантаженні, так і в режимі холостого ходу.

Тепловізор встановлюють на штативі максимально близько до трансформатора, на осі середньої фази, використовуючи об'єктив 7–13°. Після налаштування постійного режиму зйомки ведуть покадрову реєстрацію термозображень – від верхньої частини фази «А» до фази «С» з частковим перекриттям кадрів.

Після огляду поверхні бака фази «С» об'єктив сканера опускають нижче і продовжують покадрову зйомку у зворотному напрямку. Таким чином фіксується вся поверхня бака, включно з маслососами, маслопроводами та іншими вузлами, розташованими під днищем.

Термографічному контролю підлягає весь доступний периметр бака. Усі зйомки виконуються з однакової відстані від трансформатора (рис. 1.9). Мінімальна кількість точок спостереження – чотири, а максимальна визначається конфігурацією та розташуванням системи охолодження. Наприклад, при використанні виносної системи (3) кількість точок може збільшуватися до шести.

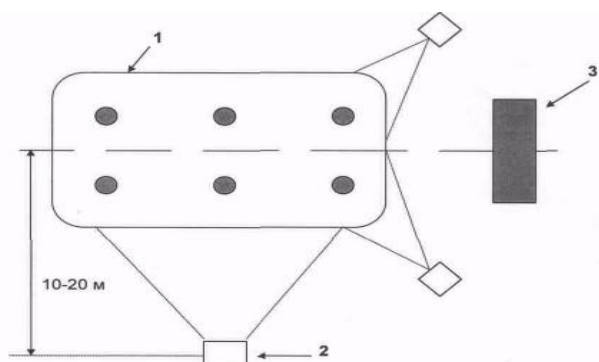


Рисунок 1.9 – План температурної зйомки трансформатора

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

Під час зйомки ведуться голосові коментарі, що записуються на аудіодоріжку відеокамери. У них фіксують режим роботи трансформатора, послідовність огляду, опис теплових ефектів, виявлених тепловізором, та інші важливі спостереження.

Отримані кадри зйомки поєднують у єдиний розгорнутий тепловий план. Зони з підвищеними температурами порівнюють із технічною документацією трансформатора, що містить дані про розташування відведень обмоток, котушок, канали циркуляції масла, елементи магнітопроводу тощо. Одночасно фіксують роботу систем охолодження та оцінюють сформовані ними потоки масла.

Особливу увагу приділяють появі аномально нагрітих ділянок, спричинених зміщенням масляних потоків. Відомо, що одним із ключових параметрів теплового стану трансформатора є температура верхніх шарів масла (Твм), яка при номінальному навантаженні повинна становити 70...95 °С залежно від типу охолодження (М, Д, ДЦ, Ц). Порушення в роботі системи охолодження під час експлуатації можуть суттєво впливати на тепловий режим і значення Твм.

Вузловий інфрачервоний контроль елементів системи охолодження дає можливість ефективно оцінити їхній технічний стан та працездатність.

При проведенні планового інфрачервоного контролю стану трансформатора, оцінюється працездатність окремих його вузлів в об'ємі, вказаному в таблиці 1.3.

У деяких ситуаціях – перед ремонтом трансформатора, при перевищенні допустимої температури верхніх шарів масла, планованому збільшенні навантаження чи появі аномальних нагрівів на баку – необхідно окремо оцінити роботу кожного охолоджувача системи охолодження.

Працездатність охолоджувачів визначають шляхом порівняння фактичних і розрахункових температур охолодженого масла з урахуванням перевищення температури верхніх шарів масла над температурою навколишнього повітря.

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

Таблиця 1.3 – Критерії оцінки працездатності окремих вузлів трансформаторів при інфрачервоному контролі

Об'єкт контролю	Критерії оцінки	Примітки
Контактне з'єднання шинування-ввід	Перевищення температури нагрівання(Δt) °С	–
Верхня частина остову маслonaповненого вводу(м/н)	Характер розподілу температури по висоті м/н вводу	–
Кришка баку	Порівняння з показниками датчика температури	Для уточнення теплового режиму роботи трансформатора
Контактор РПН	Порівняння вимірних температур на стінці контактора пофазно	Для визначення працездатності контактів контактора РПН
Термосифонний фільтр (ТФ)	Порівняння вимірних температур на вході і виході ТФ	Для визначення працездатності ТФ
Вентилятори обдуву	Порівняння температур на поверхні корпусу електродвигунів	–
Труби вентиляторів системи охолодження	Аномальні нагріви ділянок труб	Для виявлення труб з відкладеннями
Маслонасоси	Порівняння температур на поверхні корпусу маслонасоса	Визначення працездатності маслонасосів
Болти нижнього роз'єму бака	Порівняння з температурою нагріву поверхні бака	Для попередження термічного розкладання гумового ущільнення
Маслорозширювач	Відповідність вимірюваного рівня масла фактичному	Для визначення працездатності датчиків рівня масла

Проведений аналіз підтверджує, що сучасні методи та технології технічної діагностики силових трансформаторів забезпечують достатній рівень достовірності під час виявлення дефектів їх конструктивних елементів у

процесі експлуатації. Водночас ефективне виявлення дефектів на ранніх стадіях їх розвитку потребує подальшого вдосконалення методик комплексної діагностики та переходу до безперервного контролю технічного стану обладнання.

Реалізація програм підвищення ефективності діагностичних обстежень із впровадженням систем моніторингу силових трансформаторів дає змогу забезпечити комплексну оцінку їх технічного стану, здійснювати оперативний діагностичний контроль, виявляти приховані дефекти, виконувати онлайн-моніторинг критичних режимів роботи та обґрунтовано планувати ремонтні й сервісні заходи. Це створює умови для формування своєчасних і об'єктивних висновків щодо стану основних систем трансформатора.

Постійний розвиток та інтеграція сучасних діагностичних методів дозволяє не лише локалізувати місце виникнення дефектів, а й прогнозувати характер і динаміку їх подальшого розвитку, а також оцінювати рівень потенційної небезпеки. У результаті забезпечується своєчасне реагування на передаварійні стани та мінімізується ризик аварійних відмов.

Таким чином, підвищення інформативності та аналітичних можливостей систем діагностики створює передумови для відмови від традиційної планово-запобіжної системи ремонтів і переходу до більш ефективної моделі технічного обслуговування силових трансформаторів за їх фактичним технічним станом, що сприяє підвищенню надійності та економічної ефективності експлуатації електроенергетичного обладнання.

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

2 МЕТОДИКА ЗАСТОСУВАННЯ ПРОЦЕСНО ОРІЄНТОВАНОГО ПІДХОДУ

2.1 Загальні поняття

Сучасні тенденції впровадження систем менеджменту якості на підприємствах підтверджують важливість одного з ключових принципів, закріплених у стандартах (ДСТУ ISO 9001:2009), – процесного підходу до управління [16].

Оскільки надійна робота силових трансформаторів є визначальною умовою безперервного та якісного електропостачання, з позицій процесно-орієнтованого підходу та відповідно до вимог системи управління якістю процес діагностики трансформаторів розглядається як один із ключових підтримувальних процесів, що безпосередньо впливає на результативність основного бізнес-процесу електропостачання тягових і нетягових споживачів. Стабільність функціонування інфраструктури тягових підстанцій значною мірою визначається технічним станом трансформаторного обладнання та ефективністю системи його діагностування [17].

Процес діагностики силових трансформаторів здійснюється під загальним керівництвом відповідної служби електропостачання, яка виступає власником процесу та несе відповідальність за його планування, реалізацію і постійне вдосконалення. У межах своїх повноважень служба забезпечує моніторинг і оцінювання процесу діагностики та його підпроцесів, контролює достовірність і повноту діагностичної інформації, а також організовує взаємодію з постачальниками діагностичних засобів і експлуатаційним персоналом.

Отримані в результаті вимірювань і моніторингу дані про технічний стан трансформаторів, а також інформація про відмови, дефекти й експлуатаційні зауваження формують інформаційну основу для оцінювання результативності й ефективності процесу діагностики. На підставі аналізу цих даних приймаються коригувальні рішення щодо режимів експлуатації, планування технічного

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

обслуговування та ремонту, а також реалізуються запобіжні заходи, спрямовані на зменшення ризику аварійних відмов.

Крім наведених функцій, управління процесом охоплює також:

- визначення ресурсів, необхідних для результативного й ефективного виконання процесу (обладнання, контрольні-вимірювальні засоби, належні виробничі умови, кваліфікований персонал, тощо);
- визначення вимог до рівня кваліфікації фахівців;
- порядок прийняття рішень у разі відмов у процесі;
- організацію навчання, підвищення кваліфікації та мотивації персоналу.

Система управління, побудована на процесному підході, має бути спрямована на безперервне вдосконалення всіх процесів підприємства. Існують два основні напрями покращення процесів:

1. Поступове, безперервне вдосконалення, що охоплює стандартизацію, скорочення тривалості операцій, поетапне підвищення кваліфікації персоналу тощо.

2. Розвиток за рахунок динамічних нововведень, який передбачає впровадження сучасних технологій, перепроєктування існуючих процесів, значний розвиток компетенцій персоналу та інші масштабні зміни.

Другий підхід потребує суттєвих інвестицій і передбачає високий рівень ризику, однак забезпечує різке та суттєве підвищення показників якості процесів [18].

Аналіз сучасних методів оцінки та підвищення ефективності роботи підприємств свідчить про те, що удосконалення системи управління якістю технічного обслуговування і ремонту (ТО і Р) технологічного обладнання має ґрунтуватися на застосуванні інструментів сучасного менеджменту, зокрема менеджменту якості. Останній передбачає активне використання принципів процесного підходу та стандартизацію відповідних видів діяльності [19].

Реалізація процесного підходу потребує детального аналізу та опису виробничих процесів підприємства у вигляді цілісної та узгодженої системи процесів, що враховує всі елементи, необхідні для якісного функціонування

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

кожного з них. При цьому слід визначити зміст і призначення кожного процесу, його власника та керівника, нормативи, вхідні й вихідні дані, ресурси, а також вимірювані параметри, показники ефективності й результативності.

На сьогодні існують загальні методичні рекомендації щодо впровадження процесного підходу та розроблення стандартів, що формують документацію системи менеджменту якості. Проте вони не враховують особливостей виконання ТО і Р технологічного обладнання, тому потребують адаптації з урахуванням специфіки роботи ремонтних служб підприємства.

Отже, в умовах промислової реформи та економічного стимулювання особливо актуальною є розробка методу організації та стандартизації процесів ТО і Р технологічного обладнання відповідно до принципів процесного підходу – з метою підвищення якості робіт, які виконуються ремонтною службою дистанції електропостачання.

2.2 Удосконалення технічного обслуговування на основі процесного підходу

Вдосконалення технічного обслуговування на основі процесного підходу можливо представити у вигляді функціональної схеми з окремими блоками, які відображають процеси системи.

Ліва частина кожного блоку відповідає за входи, права – за виходи, нижня – за механізми, а верхня – за керуючі фактори. Така структура демонструє основні принципи системного підходу: вхідні дані або ресурси перетворюються на вихідний продукт, керування задає умови або обмеження для виконання цих перетворень, а механізми визначають, хто, що та яким способом реалізує функції процесів і підпроцесів.

У процесі управління виконується планування (Plan) оптимальними розподілами ресурсів для досягнення поставлених цілей. Виконання процесу (Do), здійснюване виконавцями, контролюється через аналіз інформації з контрольних точок (Check). На основі цих даних процесу здійснюється

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

оперативне управління (Act): коригується розподіл ресурсів, змінюються плани, терміни та вимоги до результатів відповідно до ситуації. Дана діяльність може мати плановий характер за умов нормального перебігу процесу або бути оперативною та неплановою – у разі виникнення проблем, що потребують негайного втручання.

Зазначений замкнений цикл управління відомий як цикл Демінга P–D–C–A (Plan–Do–Check–Act): планування – виконання – перевірка – коригування. Методологія PDCA є алгоритмом управлінських дій, спрямованих на досягнення цілей процесу.

Даний цикл Демінга можливо розглядати як методологічну основу процесно-орієнтованого підходу до діагностики силових трансформаторів. У цьому контексті PDCA трансформується з універсального управлінського інструменту в алгоритм безперервного вдосконалення системи діагностування та експлуатації обладнання.

Етап Plan (планування) у діагностиці трансформаторів передбачає визначення цілей контролю технічного стану, вибір інформативних діагностичних параметрів, методів вимірювання та періодичності збору даних з урахуванням конструктивних особливостей і режимів роботи трансформатора.

Етап Do (виконання) полягає в реалізації діагностичних процедур, включаючи проведення вимірювань, моніторинг параметрів у режимі реального часу, збір та первинну обробку діагностичної інформації із застосуванням традиційних і SMART-методів діагностики.

Етап Check (перевірка) охоплює аналіз отриманих результатів, порівняння фактичних значень параметрів із нормативними та граничними рівнями, а також оцінювання динаміки змін показників для виявлення зародження та розвитку дефектів.

Етап Act (коригування) передбачає прийняття технічних і експлуатаційних рішень на основі результатів аналізу, зокрема коригування режимів навантаження, уточнення діагностичних моделей, планування технічного

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

обслуговування або ремонту та оновлення алгоритмів оцінювання технічного стану.

Таким чином, методологія PDCA в межах процесно-орієнтованої діагностики трансформаторів забезпечує замкнений цикл безперервного вдосконалення, підвищує адаптивність діагностичної системи та сприяє досягненню цілей надійної й економічно ефективної експлуатації силових трансформаторів.

На рисунку 2.1 подано суміщену схему циклу PDCA та процесного підходу.



Рисунок 2.1 – Суміщена схема циклу Демінга та схеми процесного підходу

Основний процес діагностики силових трансформаторів функціонує під загальним керівництвом відповідної служби технічної експлуатації електрообладнання, яка виступає власником даного процесу та несе відповідальність за його результативність. Зазначена служба здійснює планування, організацію та координацію процесу діагностування, а також забезпечує інтеграцію окремих підпроцесів контролю технічного стану трансформаторів.

У межах процесно-орієнтованого підходу служба експлуатації проводить безперервний моніторинг і оцінювання основного процесу діагностики та його складових, контролює достовірність і повноту діагностичної інформації, а також отримує дані від постачальників діагностичного обладнання, систем моніторингу й експлуатаційного персоналу. Особлива увага приділяється аналізу параметрів, що характеризують технічний стан трансформатора та надійність його роботи.

Результати моніторингу, дані SMART- і онлайн-діагностики, а також інформація про відмови, дефекти та експлуатаційні зауваження формують інформаційну базу для оцінювання результативності й ефективності процесу діагностики. На основі комплексного аналізу цих даних приймаються рішення щодо впровадження коригувальних заходів, оптимізації діагностичних алгоритмів і планування технічного обслуговування [20].

Реалізація коригувальних і запобіжних дій забезпечує постійне вдосконалення процесу діагностики силових трансформаторів, підвищення точності оцінювання їх технічного стану та зменшення ризику аварійних відмов у процесі експлуатації.

До основних функцій управління процесом діагностики силових трансформаторів належать визначення та забезпечення ресурсів, необхідних для результативного й ефективного виконання діагностичних процедур. До таких ресурсів відносять спеціалізоване діагностичне обладнання, контрольно-вимірювальну апаратуру, системи онлайн- та SMART-моніторингу, програмне забезпечення для обробки й аналізу даних, а також кваліфікований експлуатаційний і інженерно-технічний персонал та відповідні умови проведення вимірювань.

Важливою складовою управління є встановлення регламентованого порядку прийняття рішень у разі виявлення відмов, відхилень або критичних змін діагностичних параметрів. Такий порядок передбачає визначення граничних рівнів показників, алгоритмів реагування, а також відповідальності персоналу за прийняття експлуатаційних і технічних рішень.

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У межах процесно-орієнтованого підходу також формуються вимоги до рівня професійної підготовки фахівців, які здійснюють діагностику та аналіз технічного стану трансформаторів. Управління процесом передбачає організацію систематичного навчання, підвищення кваліфікації та мотивації персоналу з урахуванням розвитку сучасних методів діагностики, цифрових технологій і елементів штучного інтелекту.

Управління процесом діагностики базується на аналізі достовірної та актуальної інформації, що зумовлює ключову роль вимірювання параметрів функціонування як самого трансформатора, так і діагностичних процесів. Вимірювання охоплюють електричні, теплові та фізико-хімічні параметри, показники якості діагностичної інформації, ефективність і результативність діагностичних процедур, а також витрати, пов'язані з їх реалізацією.

На основі отриманих даних формується нормативно-технічна та експлуатаційна документація, яка підтверджує якість виконання процесів і підпроцесів діагностики, забезпечує простежуваність результатів та створює інформаційну базу для безперервного вдосконалення системи діагностування силових трансформаторів.

Система управління процесом діагностики силових трансформаторів, побудована на основі процесно-орієнтованого підходу, повинна бути спрямована на постійне вдосконалення всіх складових діагностичного процесу. У цьому контексті доцільно виокремити два основні напрями підвищення його ефективності.

Перший напрям передбачає безперервне удосконалення процесу діагностики, що включає стандартизацію діагностичних процедур, оптимізацію алгоритмів обробки даних, скорочення часу проведення вимірювань, а також поетапне підвищення кваліфікації персоналу, задіяного в контролі технічного стану трансформаторів. Такий підхід забезпечує поступове зростання достовірності діагностичних висновків і стабільність результатів.

Другий напрям пов'язаний із розвитком процесу діагностики за рахунок динамічних інновацій, що передбачає впровадження SMART- і онлайн-

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

діагностики, цифрових сенсорних систем, інтелектуальних алгоритмів аналізу даних, перепроєктування діагностичних процесів та істотне підвищення рівня професійної підготовки персоналу. Зазначений підхід потребує значних фінансових вкладень і супроводжується підвищеним рівнем ризику, однак забезпечує суттєве зростання показників точності, оперативності та прогностичних можливостей діагностики.

Ефективність реалізації завдань процесно-орієнтованої діагностики значною мірою визначається наявними матеріальними, технічними та фінансовими ресурсами, запланованими на відповідний період експлуатації. У межах своїх повноважень власник процесу діагностики відповідає за управління ресурсами, фінансування діагностичних заходів і забезпечення їх узгодженості з експлуатаційними потребами.

Таким чином, управління фінансами, ресурсами та організаційним забезпеченням формує сукупність керуючих факторів, які безпосередньо впливають на якість і результативність процесу діагностики силових трансформаторів. Зазначені фактори належать до процесів управління та забезпечують досягнення цілей надійної та безпечної експлуатації обладнання.

Для виконання якісної діагностики та безперебійної експлуатації силових трансформаторів використовуються такі ресурси й допоміжні процеси: фінансування витрат на діагностику й технічне обслуговування; укомплектування персоналом і організація його навчання; забезпечення запасними частинами та витратними матеріалами; проведення моніторингу технічного стану трансформаторів тягових підстанцій; забезпечення ремонтних бригад спеціалізованим транспортом; а також впровадження сучасних інформаційно-технічних систем підтримки прийняття рішень [21].

2.3 Діагностування силових трансформаторів в умовах експлуатації

Сучасні методи технічної діагностики силових трансформаторів забезпечують можливість контролю їх технічного стану без виведення

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

обладнання з експлуатації, що є ключовою передумовою впровадження процесно-орієнтованого підходу до управління технічним станом. Використання таких методів дозволяє значно зменшити кількість відмов шляхом своєчасного виявлення відхилень у перебігу основних фізичних процесів, які визначають надійність роботи трансформатора.

У межах процесно-орієнтованої діагностики оцінювання технічного стану здійснюється на основі результатів вимірювань і випробувань, що формують об'єктивну інформаційну базу для аналізу поточного стану обладнання та простежування його «життєвого циклу». Контроль стану трансформаторів реалізується як сукупність взаємопов'язаних діагностичних підпроцесів, спрямованих на виявлення, оцінювання та локалізацію дефектів із подальшим прийняттям експлуатаційних рішень.

Процесна діагностична система, запобігаючи розвитку аварійних відмов, забезпечує можливість прогнозування безпечної та надійної роботи силових трансформаторів протягом заданого інтервалу часу. Виявлені під час діагностики дефекти підлягають кількісному оцінюванню, визначенню ступеня небезпеки та вибору оптимальних заходів щодо їх усунення або обмеження подальшого розвитку.

Після завершення нормативного строку служби силові трансформатори можуть експлуатуватися за умови впровадження адаптивних процесно-орієнтованих методів діагностики. Систематичне виконання діагностичних процедур дозволяє виявляти як явні, так і приховані дефекти, встановлювати причини їх виникнення та обґрунтовувати необхідність і обсяг ремонтних втручань. Значна частина відмов, пов'язаних із дефектами ізоляції, обмоток і магнітопроводу, може бути попереджена завдяки використанню сучасних діагностичних методів у режимі експлуатації.

У контексті процесно-орієнтованого підходу методи контролю технічного стану внутрішньої ізоляції маслонаповнених трансформаторів доцільно поділяти на методи з періодичною діагностикою параметрів ізоляції та методи з безперервним (онлайн) моніторингом. Очікується, що в перспективі більшість

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

трансформаторів буде оснащено системами постійного контролю, однак їх широке впровадження обмежується високою вартістю, складністю індивідуального налаштування та витратами на сервісне обслуговування.

Крім того, наявні системи безперервного моніторингу, як правило, базуються на обмеженому наборі діагностичних параметрів і не завжди забезпечують повне відображення складних фізичних процесів, що відбуваються в трансформаторі. З іншого боку, традиційні методи періодичного контролю не дозволяють своєчасно виявляти дефекти, які розвиваються з високою швидкістю, що знижує ефективність їх застосування в умовах змінних навантажень.

У зв'язку з цим актуальним є завдання модернізації діагностичних систем шляхом впровадження процесно-орієнтованих SMART-методів, що поєднують різні фізичні принципи контролю, багатопараметричний аналіз та інтелектуальні алгоритми обробки даних. Такий підхід забезпечує підвищення точності виявлення дефектів, розширення діагностичних можливостей, підвищення надійності експлуатації силових трансформаторів і дає можливість забезпечити економічно обґрунтоване продовження строку їх експлуатації.

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

3 УДОСКОНАЛЕННЯ ДІАГНОСТУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ

3.1 Дослідження системи діагностики ТП на базі SMART технологій

Розглянуті вище методи й засоби контролю технічного стану силового трансформатору тягових підстанцій виконуються переважно вручну та орієнтовані на виявлення окремих дефектів. Такий підхід не дає можливості сформулювати комплексний висновок про реальний технічний стан даного обладнання. До недоліків чинних методик також належить відсутність можливості створення електронної бази даних результатів діагностики. З огляду на це, а також з метою підвищення якості огляду високовольтного обладнання ТП, одним із перспективних напрямів є автоматизація систем діагностування електроустаткування з використанням мікропроцесорних пристроїв та цифрових методів обробки результатів вимірювань і випробувань. Втім, такий підхід поки що не набув широкого поширення в практичній діяльності дистанцій електропостачання залізниць України [22].

Для ефективного вирішення зазначеної проблеми доцільним є впровадження технологій Smart Grid. Сучасні концепції інтелектуальних енергетичних систем Smart Grid охоплюють значну кількість аспектів, зокрема управління та моніторинг стану електротехнічного обладнання ТП. При розробленні проєктів з інтелектуалізації електричних мереж важливо усвідомлювати, що Smart Grid – це не просто автоматизація окремих процесів виробництва, передачі чи розподілу електроенергії. Це комплексна система управління всією електричною мережею, яка з часом має стати максимально автоматизованою. Усі існуючі автоматизовані системи (АСДУ, АСУ ТП, системи моніторингу, керування даними тощо) є лише інструментами для досягнення цієї мети. Порівняння функціональних характеристик сучасної енергетичної системи та системи, побудованої за концепцією Smart Grid [23], наведено в таблиці 3.1.

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

Таблиця 3.1 – Порівняльна характеристика функціональних властивостей існуючої енергетичної системи та енергетичної системи на базі концепції SMART GRID

Існуюча енергетична система	Енергетична система на базі концепції Smart Grid
Одностороння комунікація між елементами енергетичної системи або її відсутність	Двосторонні комунікації
Централізована генерація (складно інтегрована розподілена генерація)	Розподілена генерація
Топологія (переважно радіальна)	Переважає мережева
Реакція на наслідки аварії	Реакція на запобігання аварії
Робота устаткування до відмови	Моніторинг та самодіагностика, що подовжують строк служби обладнання
Ручне відновлення мережі	Автоматичне відновлення - «самолікуючі мережі»
Схильність до системних аварій	Запобігання розвитку системних аварій
Перевірка технічного стану обладнання за місцем	Дистанційний моніторинг обладнання
Обмежений контроль перетоку потужності	Управління перетіканнями потужності
Недоступна або сильно запізнена інформація про ціну для споживача	Ціна в реальному часі

Інтеграція наявних автоматизованих інформаційних систем в єдину платформу відкриває нові можливості для побудови електричних мереж, а також для організації й контролю режимів їх роботи. Інтелектуальна електрична мережа здатна автоматично переконфігурувати свою структуру залежно від поточної ситуації, оптимізуючи споживання енергоресурсів без зниження рівня надійності.

Це включає також удосконалене управління та моніторинг стану електротехнічного обладнання тягових підстанцій.

Актуальність цього питання зумовлена тим, що вдосконалення систем діагностування та методів аналізу даних підвищує об'єктивність оцінювання технічного стану силового обладнання тягових підстанцій. Це також дає змогу своєчасно, якісно та планово виконувати технічне обслуговування і ремонти. У підсумку підвищується надійність експлуатації обладнання, подовжується його строк служби, зменшуються витрати на ТО та ремонт, знижується ризик збитків і покращуються показники енергозбереження. Особлива увага приділяється силовим трансформаторам, які є ключовими елементами системи живлення та визначають стабільність роботи всієї тягової підстанції.

Для розв'язання зазначеної проблеми запропоновано блок-схему та алгоритм функціонування інтелектуальної системи діагностування й оцінювання технічного стану силового обладнання тягової підстанції, наведену на рис. 3.1.

Таким чином, під час створення системи діагностики високовольтного обладнання тягових підстанцій необхідно забезпечити комплексний підхід до автоматизованого та безперервного контролю його технічного стану. Передусім має бути реалізований постійний моніторинг роботи силового обладнання з можливістю поступового розширення переліку об'єктів, що підлягають контролю. Розроблення та впровадження комплексних систем моніторингу й діагностування обладнання ТП є ключовою передумовою формування інтелектуальних систем тягового електропостачання залізниць України на основі SMART-технологій [23]. Запропонована блок-схема діагностування забезпечує безперервний контроль стану силового обладнання ТП, що дозволяє істотно зменшити експлуатаційні витрати та підвищити надійність пристроїв системи тягового електропостачання.

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

забезпечує миттєве виявлення критичних відхилень, а також надсилатися у хмарні системи для довгострокового аналізу та зберігання історії експлуатації. SMART технології дозволяють інтегрувати трансформатори з системами SCADA та енергетичною мережею, забезпечуючи централізоване управління, оптимізацію режимів роботи і підвищення надійності системи. Завдяки мобільним та веб-інтерфейсам оператори можуть здійснювати дистанційний контроль та оперативно реагувати на аномалії, що суттєво знижує ризик аварійних ситуацій.

Ключовим елементом SMART-діагностики є застосування машинного навчання та штучного інтелекту для аналізу отриманих даних. AI-алгоритми дозволяють класифікувати типи дефектів, оцінювати їх критичність та прогнозувати можливі відмови ще до їх виникнення. Системи прогнозного обслуговування (Predictive Maintenance) використовують історичні дані та тренди для визначення ймовірності несправностей у майбутньому, а також для оптимізації плану обслуговування та заміни компонентів трансформаторів. Аналітичні моделі враховують складні взаємозв'язки між різними параметрами та здатні адаптуватися до зміни умов експлуатації, підвищуючи точність прогнозів з часом. Візуалізація даних у вигляді дашбордів дозволяє швидко оцінювати стан трансформаторів і приймати своєчасні управлінські рішення.

SMART-діагностика дозволяє забезпечити постійний моніторинг у реальному часі, швидко виявляти аномалії та прогнозувати відмови, що значно зменшує аварійні ремонти. Автоматичні сповіщення та аналітичні інструменти дозволяють операторам приймати своєчасні рішення, підвищуючи надійність та ефективність роботи енергетичної системи. Завдяки оптимізації планів техобслуговування зменшуються витрати на непланові ремонти та подовжується термін служби обладнання.

Впровадження SMART-технологій пов'язане з деякими складнощами. По-перше, це забезпечення кібербезпеки та захист даних від несанкціонованого доступу. По-друге, інтеграція з існуючими системами та стандартизація даних можуть вимагати значних технічних зусиль. Крім того, початкові витрати на

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

датчики, комунікаційні платформи та аналітичні модулі є високими, що може стати обмежуючим фактором для деяких підприємств.

Поєднання традиційних методів контролю з SMART технологіями та AI-аналітикою забезпечує ефективне управління технічним станом трансформаторів. Такі системи дозволяють не лише виявляти дефекти на ранніх стадіях, а й прогнозувати відмови, підвищуючи надійність енергосистем, зменшуючи аварійні витрати та забезпечуючи безпечну експлуатацію обладнання. У перспективі впровадження SMART-технологій стає ключовим напрямом розвитку сучасної енергетики, спрямованим на оптимізацію обслуговування та підвищення ефективності роботи силових трансформаторів.

Ефективне управління технічним станом силових трансформаторів передбачає не лише моніторинг та діагностику окремих параметрів, а й організацію безперервного та структурованого обміну даними між усіма компонентами системи. Для цього доцільним є застосування моделей інформаційного обміну, які забезпечують стандартизовану взаємодію між сенсорами, контролерами та аналітичними модулями на різних рівнях системи.

Сформуємо модель інформаційного обміну (МІО) для системи оптимізації життєвого циклу силових трансформаторів (СОЖЦСТ). МІО СОЖЦСТ базується на принципах мережевої моделі взаємодії, аналогічної тій, що використовується в комп'ютерних мережах. Така модель включає кілька рівнів, які розподіляються відповідно до їх функціонального призначення та фізичної належності (рис. 3.2).

Кожний рівень виконує певну функцію:

1. аналоговий рівень – здійснює збирання інформації з датчиків системи моніторингу в аналоговій формі;
2. цифровий рівень – відповідає за передачу цифрових даних і команд керування від контролера до сервера;
3. системний рівень – забезпечує збирання та первинну обробку інформації про роботу всієї мережі контролерів;

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		70

4. інформаційний рівень – відповідає за збереження даних і забезпечення обміну інформацією між верхніми рівнями системи;

5. аналітичний рівень – виконує оцінювання параметрів трансформатора в реальному часі на основі діагностичних моделей;

6. рівень прийняття рішень – здійснює обробку та відображення інформації, необхідної для вибору оптимальних рішень щодо експлуатації трансформатора протягом усього його життєвого циклу.

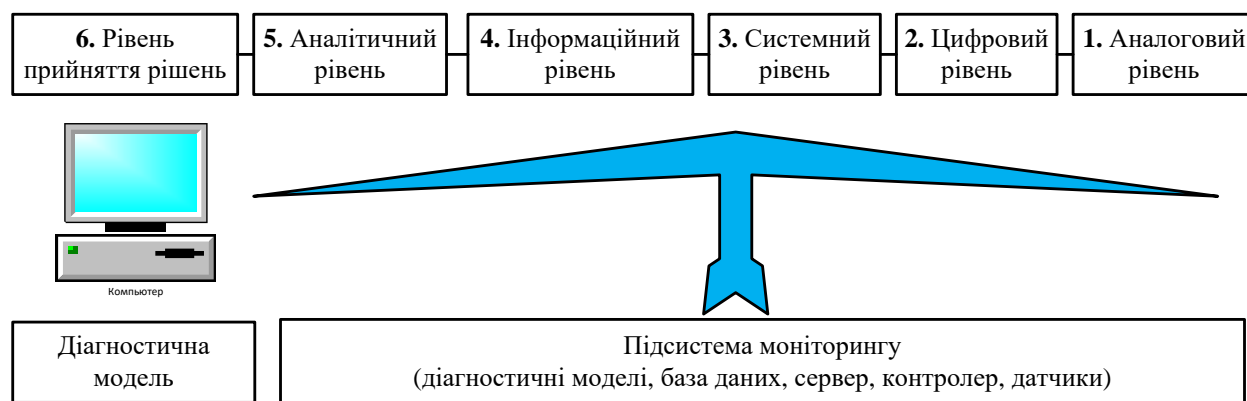


Рисунок 3.2 – Структура багаторівневої МІО СОЖЦСТ

Структура системи, побудована за модульним принципом, дає змогу оптимізувати процес її створення та подальшого розвитку, застосовувати вузьку спеціалізацію під час розробки окремих рівнів МІО, спрощувати пошук несправностей і полегшувати інтеграцію з іншими системами.

МІО СОЖЦСТ побудована на основі технології OPC (OLE for Process Control), що забезпечує стандартизований обмін даними всередині системи. OPC-сервер за допомогою контролера здійснює опитування датчиків, встановлених на трансформаторі, та записує отримані значення у відповідні теги. OPC-клієнт отримує перелік цих тегів і зчитує інформацію з визначеним інтервалом. У разі зміни параметра понад установлене значення або не рідше ніж один раз на 30 хвилин, дані фіксуються в базі та стають доступними для опрацювання на верхніх рівнях системи (рис. 3.3).

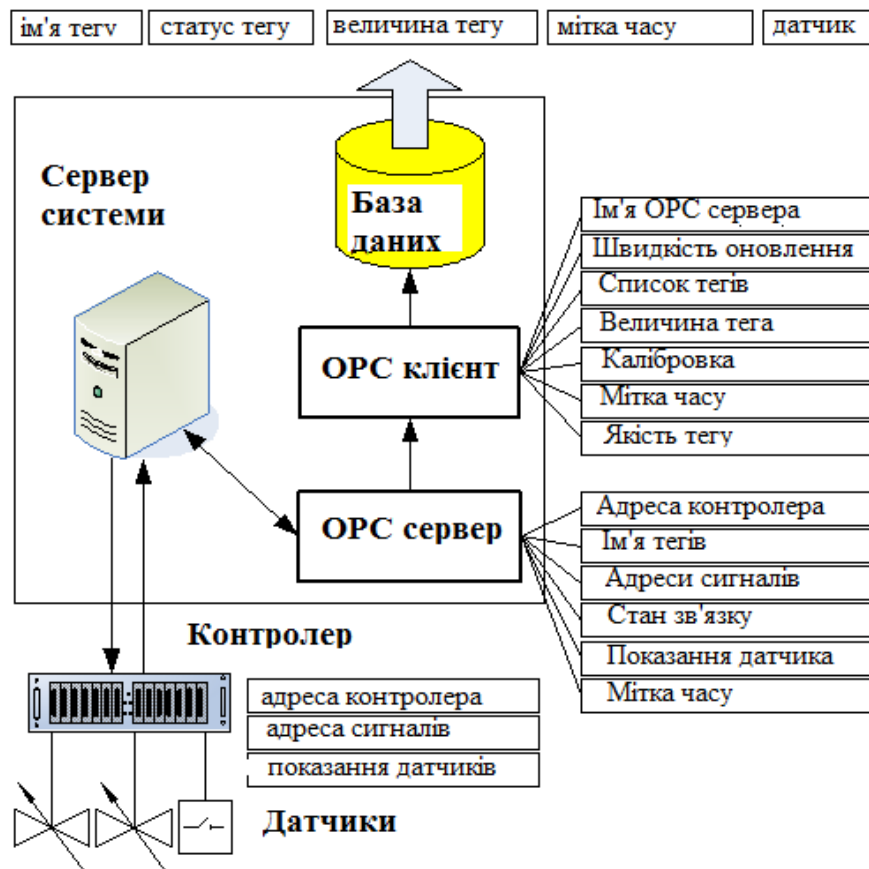


Рисунок 3.3 – Процес формування одиниці інформації «тег»

Підсистема моніторингу функціонує на основі таких алгоритмів:

- контроль перевищення напруги над максимально допустимим рівнем на боці високої напруги (ВН);
- контроль температури найбільш нагрітої точки обмотки (ННТ).

Перевищення температури ННТ над температурою верхніх шарів масла (ТВШМ) визначається як різниця двох складових:

$$\Delta\Theta_h = \Delta\Theta_{h1} - \Delta\Theta_{h2}, \quad (3.1)$$

які визначаються за допомогою вирішення диференціальних рівнянь:

$$k_{12} = K^y \cdot \Delta\Theta_{hr} = k_{22} \cdot \tau_w \cdot \frac{d\Delta\Theta_{h1}}{dt} + \Delta\Theta_{h1}, \quad (3.2)$$

$$(k_{12} - 1) \cdot K^y \cdot \Delta\Theta_{hr} = \tau_0 / k_{22} \cdot \frac{d\Delta\Theta_{h2}}{dt} + \Delta\Theta_{h2}, \quad (3.3)$$

де k_{21} , k_{22} , y – параметри заданої моделі, які визначаються конструкцією силового трансформатору;

K – коефіцієнт навантаження трансформатору;

$\Delta\Theta_{hr}$ – перевищення температури ННТ над ТВСМ в номінальному режимі;

τ_w , τ_o – теплові постійні часу обмотки і ТВСМ відповідно.

Температура ННТ Θ_h визначається як сума ТВСМ Θ_0 і визначеного перевищення:

$$\Theta_h = \Theta_0 + \Delta\Theta_h. \quad (3.4)$$

Контроль рівня вологи в ізоляції виконується на основі показників відносної вологості трансформаторного масла. Метод ґрунтується на принципі рівноваги вологи в системі «масло – папір», згідно з яким обидва матеріали при однаковій температурі мають однаковий ступінь відносного насичення вологою. На основі вимірної вологості масла здійснюється розрахунок вологості твердої ізоляції:

$$W_p = A \cdot e^{-B \cdot \Theta_h} \cdot p^{k+a \cdot \Theta_h}, \quad (3.5)$$

де A , B , k , a – табличні дані для заданого типу ізоляції;

p – парціальний тиск парів води.

Контроль процесів старіння ізоляції здійснюється з урахуванням того, що в температурному діапазоні 80–140 °С швидкість її деградації зростає удвічі при кожному підвищенні температури на 6 °С [24]. Це відповідає закону Арреніуса. У таких умовах відносна швидкість старіння ізоляційних матеріалів розраховується за відповідною формулою:

					02.15.EE2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

$$K_1(\Theta_h) = 2^{(\Theta_h - \Theta_0)/6}, \quad (3.6)$$

де $\Theta_0 = 98^\circ \text{C}$ – значення температури ННТ при номінальному навантаженні.

При врахуванні впливу температури ННТ і вологості твердої ізоляції коефіцієнт старіння визначається за наступною формулою:

$$K = K_1(\Theta_h) \cdot K_2(W). \quad (3.7)$$

Функція $K_2(W)$, що відображає вплив вологості на процес старіння, визначається як:

$$K_2(W) = (W / W_0)^{1.46}, \quad (3.8)$$

де W_0 – опорна вологість паперової ізоляції (не більше 0,5%).

Контроль температури верхніх шарів масла (ВСМ) заснований на спостереженні за перевищенням допустимих меж:

$t < 45$ – нижче норми;

$45 \leq t \leq 65$ – температура ВСМ в нормі;

$65 < t$ – перегрів масла.

Таким чином, інтеграція традиційних методів діагностики з SMART-моніторингом, AI-аналітикою та багаторівневою моделлю інформаційного обміну створює передумови для процесно-орієнтованого, адаптивного управління технічним станом силових трансформаторів. Це дозволяє не лише своєчасно виявляти та локалізувати дефекти, а й прогнозувати розвиток несправностей, оптимізувати експлуатаційні витрати та забезпечувати безпечну й надійну роботу трансформаторів протягом усього їх життєвого циклу, що і визначає наукову та практичну цінність запропонованого підходу.

					02.15.EE2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		74

3.3 Розрахунок витрат на ТО і Р силового трансформатора підстанції

Розглянемо роботу одного з силових трансформаторів ТДТН-25000/150 У1 на тяговій підстанції постійного струму протягом періоду експлуатації з 2015 по 2021 роки. У цей час було проведено сім поточних ремонтів, зафіксовано окремі відмови в роботі, а також виконано технічне обслуговування та міжремонтні випробування відповідно до вимог «Інструкції з технічного обслуговування тягових підстанцій, пунктів живлення і секціонування електрифікованих залізниць» ЦЕ-0024, «Технологічних карт поточного ремонту обладнання тягових підстанцій залізниць» ЦЕ-0040 та «Типових норм часу на поточний ремонт обладнання та пристроїв тягових підстанцій електрифікованих залізниць» [25].

Тривалість проведення поточного ремонту й міжремонтних випробувань відповідно до [26] подана в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Типові норми часу на поточний ремонт, міжремонтні випробування силового трансформатора ТДТН-25000/150-70 У1 та середній час відновлення після відмови

Вид робіт, або середній час	Типові норми часу			
	Нормо-годин		Нормо-діб	
	Згідно з НТД	Фактично	Згідно з НТД	Фактично
Поточний ремонт трансформатора	6,68	0,278	8,684	0,362
Міжремонтні випробування	7,476	0,312	9,718	0,404
Середній час відновлення після відмови	100	4,166	130	5,416
Середній час виконання 1-го періодичного огляду	0,57 нормо-годин або 0,024 нормо-доби			

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

Проведемо розрахунок витрат на ТО і Р силового трансформатора ТДТН-25000/150 У1 згідно з даними про кількість і вартість матеріалу (табл. 3.2), який застосовується при ТО і Р трансформаторів, та оклади електромеханіків і погодинних тарифних ставок електромонтерів.

Усі відомості про витрати та кількість матеріалів наведені в усередненому вигляді, оскільки обсяг матеріальних ресурсів, необхідних для ремонту трансформаторів, визначається їх номінальною потужністю та тривалістю експлуатації. Зокрема, під час виконання поточного ремонту кількість трансформаторного масла, що підлягає доливанню, може змінюватися в досить широких межах, що унеможливорює точне визначення його потреби.

Таблиця 3.2 – Матеріал, необхідний для проведення ТО і Р трансформаторів

Матеріал	Приблизна кількість	Вартість, грн.
Силікагель індикаторний	130 г	38
Силікагель	17 кг	1375
Трансформаторне масло	0,87 т.	26100
Мастило ЦИАТИМ	130 г	27
Уайт-спірит	170 г	36
Вологомаслостійкий лак або емаль	170 г	64
Запасне масло, вказівне скло	1 шт.	220
Гумові прокладки	2 кг	183
Обтиральний матеріал	-	26
Всього:		28069 грн.

Погодинна оплата праці електромеханіка становить 138 грн/год за умови, що середньомісячна тривалість його робочого часу складає 142 години.

Під час визначення заробітної плати персоналу, який обслуговує тягову підстанцію, передбачається нарахування доплати у розмірі 8 % до посадового окладу або погодинної тарифної ставки за роботу в шкідливих умовах праці, у відповідності з [25].

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

Нормативна трудомісткість поточного ремонту трансформатора становить $T_{\text{пр}} = 6,68$ нормо-годин, а з урахуванням поправного коефіцієнта – 8,68 нормо-годин. Для виконання міжремонтних випробувань встановлено норму часу $T_{\text{мв}} = 7,476$ нормо-годин, яка з урахуванням поправного коефіцієнта складає 9,718 нормо-годин. Середня тривалість проведення одного періодичного технічного огляду дорівнює $T_{\text{то}} = 0,57$ нормо-годин [25].

Надалі розглядається методика розрахунку заробітної плати працівників, залучених до виконання робіт з технічного обслуговування та ремонту трансформатора.

Розрахунок оплати праці за поточний ремонт:

$$C_{\text{пр}} = C_1 \cdot T_{\text{пр}} + C_2 \cdot T_{\text{пр}} + C_3 \cdot T_{\text{пр}}, \quad (3.9)$$

де C_1 – посадовий оклад електромеханіка другої групи;

C_2 – тарифна ставка електромонтера 3-го розряду;

C_3 – тарифна ставка електромонтера 4-го розряду;

$T_{\text{пр}}$ – норма часу на виконання поточного ремонту трансформатора.

Розрахунок оплати праці за міжремонтні випробування:

$$C_{\text{мв}} = C_1 \cdot T_{\text{мв}} + C_2 \cdot T_{\text{мв}} + C_3 \cdot T_{\text{мв}}, \quad (3.10)$$

де $T_{\text{мв}}$ – норма часу на виконання міжремонтних випробувань.

Розрахунок оплати праці за виконання періодичних оглядів:

$$C_{\text{то}} = C_1 \cdot T_{\text{то}}, \quad (3.11)$$

де $T_{\text{то}}$ – норма часу на виконання періодичних оглядів.

Розрахунок оплати праці за ТО і Р одного силового трансформатора:

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$C = C_{\text{пр}} + C_{\text{мв}} + C_{\text{то}}. \quad (3.12)$$

Розрахунок середніх витрат на ТО і Р за сім років експлуатації одного силового трансформатора визначаються за формулою:

$$C_{\text{пор}} = C + C_{\text{м}}, \quad (3.13)$$

де C – оплата праці працівникам за ТО і Р;

$C_{\text{м}}$ – витрати на матеріал, необхідний для проведення 1-го планового ремонту.

В результаті розрахунків по формулам 3.9-3.13 отримали дані які представлені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Усереднені витрати на ТО і Р одного силового трансформатора за сім років експлуатації

Умова	Усереднені витрати на ТО і Р з нормативним часом виконання планових ремонтних робіт (згідно з НТД), грн.	Усереднені витрати на ТО і Р з урахуванням поправочного коефіцієнту на час виконання планових ремонтних робіт (фактично), грн.
За нормою	211400,67	214115,62
З врахуванням зменшення загального часу на профілактичні роботи на 25%	141879,65	123435,3
З врахуванням зменшення загального часу на профілактичні роботи на 50%	106413,31	92579,57

Як видно з даних табл. 3.3, перехід до обслуговування за фактичним технічним станом забезпечує скорочення загальної тривалості профілактичних робіт майже на 50 %. Це, у свою чергу, дає змогу зменшити витрати на технічне обслуговування і ремонт одного силового трансформатора за семирічний період експлуатації орієнтовно на 121536,25 грн.

Підвищення інтегральних показників експлуатаційної надійності силового трансформатору тягових підстанцій сприятиме більш стабільній та безпечній роботі обладнання, а зменшення обсягів планових профілактичних заходів дозволить додатково оптимізувати витрати на технічне обслуговування та ремонт.

Проведений аналіз показав, що впровадження нової системи моніторингу стану трансформатору яка дозволяє виявляти дефекти на ранніх стадіях і планувати обслуговування, дає можливість не тільки підвищити якість обслуговування даного обладнання, а й суттєво заощадити кошти.

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		79

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

У магістерській роботі, в результаті дослідження традиційних методів діагностики силових трансформаторів, таких як періодичний аналіз трансформаторної оливи, методу частотних характеристик, методу часткових розрядів, застосування тепловізійного контролю, а також інші регламентні електричні випробування, показано, що вони мають обмежені можливості щодо своєчасного виявлення дефектів. Дані методи, як правило, виконуються з певною періодичністю і не забезпечують безперервного контролю, що ускладнює виявлення швидкоплинних або прихованих процесів деградації. Це може призводити до запізненого виявлення несправностей та зростання ризику аварійних відмов обладнання.

У результаті проведеного аналізу встановлено, що впровадження SMART технологій у процес діагностування силових трансформаторів відкриває нові науково-практичні можливості для підвищення надійності та ефективності енергетичного обладнання. Наукова новизна даного підходу полягає у переході від періодичної, регламентної діагностики до безперервного інтелектуального моніторингу технічного стану трансформаторів із використанням IoT-датчиків, цифрових каналів передачі даних та адаптивних аналітичних моделей.

Застосування методів машинного навчання та штучного інтелекту дозволяє не лише аналізувати окремі параметри, але й виявляти приховані взаємозв'язки між тепловими, електричними та ізоляційними характеристиками трансформатора, що є принципово новим підходом у порівнянні з традиційними методами діагностики. Це забезпечує раннє виявлення дефектів на початкових стадіях їх розвитку та підвищує точність оцінки залишкового ресурсу обладнання.

Науково значущим є також використання концепції прогностного обслуговування (Predictive Maintenance), яка базується на аналізі великих масивів експлуатаційних даних і дозволяє формувати обґрунтовані рішення щодо термінів ремонту та модернізації. Такий підхід сприяє оптимізації

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

експлуатаційних витрат і зниженню ймовірності аварійних відмов, що має важливе значення для стабільної роботи енергосистем.

Таким чином, удосконалення діагностування силових трансформаторів на основі SMART технологій формує нову наукову парадигму управління технічним станом електроенергетичного обладнання. Отримані результати можуть бути використані як теоретична основа для подальших досліджень у галузі інтелектуальних енергетичних систем, а також для практичного впровадження цифрових технологій у системи моніторингу та технічного обслуговування силових трансформаторів.

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Петров В.М., Коваленко І.С. Трансформаторні підстанції та електричні мережі: підручник. Харків: УПА, 2020. 275 с.
2. Яцун М. А. Електричні машини: навч. посібник. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2004. 440 с.
3. Буряк П. Є. Електричні системи та мережі: аналіз і діагностика. Дніпро : НМетАУ, 2015. 124 с.
4. Бондаренко О. І. Надійність роботи силових трансформаторів у сучасних електричних мережах. Харків: НТУ «ХП», 2019. 310 с.
5. Войцицький А. П., Новосилецький Ю.Л. Діагностування та технічний сервіс електрообладнання: навчальний посібник. Житомир: ПНУ, 2023. 175с.
6. Грабко В. В., Розводюк М. П., Левицький С. М. Експериментальні дослідження електричних машин. Частина IV. Трансформатори: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 219 с.
7. Сліденко М. О., Тептя В. В. Діагностика силових трансформаторів: навч. посіб. Вінниця : Вінницький нац. техн. ун-т, 2025. 104 с.
8. Лазарев О. І. Методи технічної діагностики електричних апаратів. Харків: НТУ «ХП», 2017. 124 с.
9. Мазепа Ю. І. Високовольтна техніка та ізоляція електрообладнання. Львів: Вид-во Львівської політехніки, 2018. 192 с.
10. Барабаш В. М. Діагностика та моніторинг силових трансформаторів у системах електропостачання. Київ: КНУЕ, 2020. 174 с.
11. Вапничний В. М. Діагностика та експлуатація трансформаторів: монографія. Харків: НТУ «ХП», 2017. 276 с.
12. Abu-Siada A. Power Transformer Condition Monitoring and Diagnosis. London : IET, 2020.
13. Тепловізійна діагностика силових трансформаторів: веб-сайт. URL: <https://forca.com.ua/info/teploviziinii/teploviziina-diagnostika-silovih-transformatoriv.html> (дата звернення: 10.11.2025).

					02.15.EE2421-ЕС.KPM.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82

14. Тепловізійне обстеження силових трансформаторів: веб-сайт. URL: <https://forca.com.ua/info/teploviziinii/teploviziine-obstezhennya-silovih-transformatoriv.html> (дата звернення: 10.11.2025).

15. Шевченко А. О. Автоматизовані системи моніторингу в електроенергетиці. Київ : Інтерсервіс, 2019. 152 с.

16. Матусевич О. О. Удосконалення методології системи технічного обслуговування і ремонту тягових підстанцій: монографія. Дніпропетровськ : Дніпропетр. нац. ун-т залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна, 2015. 295 с.

17. Сиченко В.Г. Матусевич О.О., Кириченко А.О. Процесний інжиніринг удосконалення системи діагностування тягових підстанцій. *Електрифікація транспорту*. 2014. № 8. С. 110–120.

18. Міронов Д. В., Удосконалення технічного обслуговування обладнання тягових мереж на основі процесного підходу. *Наука та прогрес транспорту. Вісник Дніпропетровського національного університету залізничного транспорту*. 2014. № 6. С.54.

19. Міронов Д. В. Удосконалення технічного обслуговування обладнання тягових мереж на основі процесного підходу. *Наука та прогрес транспорту*. 2014. № 6. С. 78–86.

20. Денисюк С.П., Сопель М.Ф., Притискач І.В. Розробка системи онлайн моніторингу стану силових трансформаторів. *Вісник НТУУ «КПІ». Серія «Гірництво»*. 2014. № 24. С. 92–103.

21. Матусевич О.О. Удосконалення системи діагностування силових трансформаторів тягових підстанцій електрифікованих залізниць. *Гірнична електромеханіка та автоматика: науково-технічний збірник*. Дн-ськ., 2014. №92.С. 31-36.

22. Плешков П.Г., Мануйлов В.Ф., Савеленко І.В. Організація системи моніторингу силових трансформаторів. *Наукові записки КНТУ*. 2010. № 10. С. 250–255.

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

23. Петруняк Р. М., Матусевич О. О. Дослідження та вдосконалення системи діагностики тягової підстанції на базі SMART технологій електрообладнання. *Електрифікація транспорту*. 2014. № 7. С. 132–137.

24. Денисенко М.А., Притискач І.В. Оцінювання навантажувальної здатності силових масляних трансформаторів за критерієм термічного зносу їх ізоляції. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2013. № 3. С.78–84.

25. Типові норми часу на поточний ремонт обладнання та пристроїв тягових підстанцій і постів секціонування електрифікованих залізниць. Затв.: Наказ Державної адміністрації залізничного транспорту України Укрзалізниця від 29.03.2013 № 095-Ц/ОД/ Державна адміністрація залізничного транспорту України Укрзалізниця. Біла Церква : Вид-во ТОВ «Інпрес», 2010. 252 с.

26. Технологічні карти поточного ремонту обладнання тягових підстанцій залізниць. Київ, 2013. 243 с.

					02.15.ЕЕ2421-ЕС.КРМ.2026.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84