

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
КРИВОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ІНЖЕНЕРІЇ

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи магістра
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
освітньо-професійна програма
«Системи електропостачання промислових підприємств, міст та локальних
об'єктів»

На тему: «КОМПЛЕКСНА МОДЕЛЬ ДЛЯ ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕРМІНУ
СЛУЖБИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ»

КНУ.МР.141.24.779с-11

Здобувач
групи СЕП-23м

_____ /підпис/

Едуард СТАРУХ

_____ / ім'я, прізвище /

Завідувач кафедри:
д.т.н., проф.

_____ /підпис/

Олег СІНЧУК

_____ / ім'я, прізвище /

Керівник:
к.т.н., доц.

_____ /підпис/

Олексій МИХАЙЛЕНКО

_____ / ім'я, прізвище /

Гарант ОП:
к.т.н., доц.

_____ /підпис/

Олексій МИХАЙЛЕНКО

_____ / ім'я, прізвище /

Кривий Ріг – 2024

АНОТАЦІЯ

Об'єктом дослідження магістерської роботи є силовий трансформатор як технічний пристрій, що використовується для передачі електричної енергії між різними рівнями напруги в електричних мережах.

Предметом дослідження є методи і підходи до оцінювання надійності силових трансформаторів.

Основна мета дослідження — створення інтегрованої моделі, яка дозволяє оцінювати надійність трансформатора на різних етапах його роботи та на основі отриманих результатів здійснювати заходи для підвищення ефективності та надійності експлуатації трансформаторного обладнання.

Робота включає розробку, аналіз та верифікацію математичних моделей, які дозволяють оцінити працездатність трансформатора в умовах його експлуатації, а також аналіз для визначення ймовірності виходу з ладу, з урахуванням різних факторів, таких як навантаження, температурні режими, навколишнє середовище тощо.

Точніше в роботі розглянуті питання:

1. Моделей надійності, що описують функціонування трансформатора протягом його життєвого циклу.
2. Методи аналізу відмов і прогнозування терміну служби.
3. Визначення ключових параметрів, що впливають на надійність, таких як рівень ізоляції, якість матеріалів, експлуатаційні умови.
4. Комплексні підходи, що поєднують різні види моделей (наприклад, моделі фізичного зношування і статистичного аналізу).

КЛЮЧОВІ СЛОВА: силовий трансформатор, надійність, модель, тепловий режим.

ЗМІСТ

Анотація	2
Вступ.....	5
Розділ 1. Загальні відомості про симуляцію пошкоджень силових трансформаторів.....	6
1.1 Моделювання теплових режимів роботи трансформатора	7
1.2 Оцінка терміну служби трансформатора	13
1.3 Методи управління життєвим циклом трансформатора	16
1.4 Імовірнісна оцінка завантаженості	18
Висновки до розділу 1	20
Розділ 2. Теорія підготовки комплексної моделі оцінки надійності трансформатора	21
2.1 Покращення теплової моделі	21
2.1.1 Врахування впливу погодних умов у моделі температури верхнього шару оливи	22
2.1.2 Оцінка температури точки перегріву для короткочасного динамічного навантаження	26
2.2 Оцінка терміну служби	31
2.2.1 Моделювання зносу за допомогою діагностичних значень вимірювань	31
2.2.2 Приклад роботи	33
2.3 Методи управління життєвим циклом трансформатора	37
2.3.1 Запуск трансформатора після відключення.....	40
2.3.2 Нормальна робота трансформатора	41
Висновок до розділу 2	43

Розділ 3. Оцінювання впливу завантаженості трансформатора на надійність	44
3.1 Залежність впливання часу на показники надійності	44
3.2 Несправності, пов'язані із завантаженням.....	44
3.2.1 Несправності, пов'язані зі старінням	47
3.2.2 Функція імовірності безвідмовної роботи та термін служби	48
3.2.3 Номінальна потужність.....	51
Висновки до розділу 3	53
Висновки	54

ВСТУП

Трансформатор виконує дві функції в електричній мережі: перетворення напруги або струму, тобто передачу енергію з одного кола в інше за допомогою загального магнітного поля та забезпечувати ізоляцію між джерелом змінного струму та його навантаженням, за винятком автотрансформатора, який виконує лише першу функцію. Трансформатори часто виготовляються на замовлення. У поєднанні з тривалим часом виготовлення це може призвести до того, що у випадку раптового та несподіваного відключення електроенергії на заміну трансформатора можуть піти місяці. Крім того, функції трансформаторів ставлять їх на стратегічно важливі позиції на перетині різних рівнів напруги, що робить їх одним з найважливіших компонентів в електромережі. Тому важливо прогнозувати термін служби трансформатора, щоб кількість раптових і несподіваних відмов була збалансована з кількістю заходів з поліпшення стану (планово-попереджувальних або капітальних ремонтів).

Типовим показником частоти відмов трансформатора, що відповідає одній відмові за 50 років. Таким чином, вихід трансформатора з ладу є рідкісною подією. Крім того, силові трансформатори виготовляються на замовлення, щоб відповідати їх конкретному положенню в мережі. Тому наявні дані розкидані по декількох типах трансформаторів. Це спричиняє брак якісних даних про відмови, що ускладнює суто статистичний аналіз терміну служби трансформатора.

Тому більш прийнятними є інші підходи, які ґрунтуються не лише на даних про відмови, але й використовують або експертні оцінки, або діагностичні вимірювання.

РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО СИМУЛЯЦІЮ ПОШКОДЖЕНЬ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Модель пошкодження – це модель терміну служби конкретного компонента або системи. Вона зазвичай використовується для того, щоб пов'язати час виходу з ладу компонента з погіршенням його стану протягом періоду використання. Пошкодження трансформатора оцінюється на основі діагностичних випробувань протягом терміну служби. Слід зазначити, що розрізняють стан пошкодження та абсолютний стан компонента, де перший є швидкістю зміни другого. Причиною вивчення швидкості зміни стану, а не абсолютного стану, є те, що методи оцінки стану намагаються визначити цю всеохоплюючу міру, яка відображає справжній стан компонента. Таким чином, ця дисертація зосереджена на прогнозуванні швидкості зміни стану з використанням значень діагностичних вимірювань як моделі пошкодження. Це один з основних напрямків цього дослідження.

Проблема, пов'язана з дослідженнями надійності трансформатора, полягає в тому, що погіршення стану компонента менше залежить від фактичного технічного віку компонента, ніж від іншого параметра, який споживає ресурс, що залежить від експлуатації та пошкоджуючих подій, і деякого іншого параметра, який подовжує ресурс, що залежить від технічного обслуговування.

Індекси важливості використовуються для присвоєння рангу компонентам системи. Індекси особливої важливості, що використовуються в магістерській роботі, використовують інформацію з системи для присвоєння рангу компоненту. Поєднання індексів важливості з моделями терміну служби дозволяє приймати більш точні рішення щодо планування технічного обслуговування. Це один з основних напрямків цього дослідження.

Методи планування технічного обслуговування використовуються для електромережі, яка не перебуває під навантаженням, на відміну від методів відновлення енергосистеми, які застосовуються, коли система повертається

до нормальної роботи після аварійної ситуації. Зокрема, методи, що застосовуються для ситуації відновлення, які допускають перевантаження компонентів або аварійне навантаження, не ставлячи під загрозу процедуру відновлення, є одним з основних напрямків цього дослідження.

При вивченні моделей терміну служби в контексті відновлення енергосистеми було виявлено, що системні аспекти не враховуються при визначенні потужності компонентів, особливо такі швидкозмінні системні аспекти, як мінливості навантаження. У цій магістерській роботі приділено увагу аспектам мінливості навантаження при моделюванні терміну служби. Це дозволило розробити імовірнісний метод динамічного оцінювання трансформаторів.

1.1 Моделювання теплових режимів роботи трансформатора

У цьому пункті описано важливість моделювання теплових режимів трансформаторів, а також, як теплові моделі пов'язані з моделюванням терміну служби трансформаторів.

Роль трансформатора для здатності мережі до теплових перевантажень описується наступним. Силові трансформатори є «вузькими місцями» у здатності мережі до теплових перевантажень так само, як і силові кабелі: краще використання трансформаторів призводить до прямого покращення здатності мережі до теплових перевантажень. Переваги є особливо помітними, оскільки трансформатори широко розповсюджені як в передавальних, так і в розподільчих мережах [1].

Крім того, межа теплової міцності трансформатора встановлюється шляхом поєднання максимально допустимих напружень матеріалів та розрахунків за найгіршим сценарієм температури навколишнього середовища та навантаження.

У табл. 1.1, як приклад, наведено загальні теплові обмеження для трансформаторів [2, 3]. Слід зазначити, що існують також інші теплові обмеження, визначені для інших ситуацій навантаження.

Більш точні теплові моделі дозволяють енергокомпаніям експлуатувати трансформатор ближче до його теплових меж, і те, що сьогодні вважається невикористаною потужністю з запасу міцності, буде легко доступним для використання енергокомпаніями. Однак, щоб зменшити запас міцності, необхідно довести достовірність і точність методу теплового моделювання.

Таблиця 1.1

Рекомендовані теплові межі температури для конкретного випадку навантаження вище номінального для силового трансформатора з підвищенням на 75°C [3]

Величина	Значення
Максимальна температура оливи, °C	170
Температура провідника в точці перегріву, °C	250
Максимальне навантаження, %	300

Найсерйознішим наслідком підвищеного теплового навантаження є прискорене старіння ізоляції. Процес старіння – це хімічна реакція, в якій тепло діє як каталізатор. Отже, підвищена температура прискорює старіння трансформатора. З цих міркувань стає інтуїтивно зрозуміло, що найгарячіша частина ізоляції піддається найшвидшому старінню. Ця частина ізоляції називається «гарячою точкою». Відповідна температура називається температурою точки перегріву. Теплові моделі, що досліджуються в рамках цієї магістерської роботи, мають на меті покращити оцінку значення температури точки перегріву.

Теплові моделі пов'язані з моделюванням терміну служби наступним чином. В рамках однієї з філософій моделювання терміну служби трансформатора передбачається, що витрачений термін служби може бути визначений за температурою в точці перегріву на підставі того, що теплове напруження безперервно скорочує термін служби.

Формула для оцінки швидкості скорочення терміну служби трансформатора зазвичай базується на тепловому старінні ізоляції, яке визначається температурою гарячої точки. Найчастіше використовується підхід, заснований на тепловому факторі старіння (AWR, Aging Rate), який враховує залежність швидкості старіння ізоляції від температури.

Згідно з [3, 4], втрата ресурсу за певний період часу дорівнює:

$$Z = \int_{t_1}^{t_2} III \cdot t \cdot dt, \quad (1.1)$$

де III – швидкість старіння показує, як швидко трансформатор втрачає свій ресурс порівняно з номінальними умовами.

Швидкість старіння задана для нетермомодернізованого паперу:

$$III = 2^{\frac{T_{III}-98}{6}}, \quad (1.2)$$

або для термомодернізованого паперу:

$$III = e^{\frac{15000}{383} \cdot \frac{15000}{T_{III}+273}}, \quad (1.3)$$

де T_{III} – температура точки перегріву.

Цю величину втрати ресурсу можна використовувати як оцінку стану трансформатора, а також як міру використаного терміну служби.

Термін служби можна оцінити як обернене значення інтегралу швидкості старіння:

$$ZP = \frac{HP}{\int_{t_1}^{t_2} III \cdot t \cdot dt}, \quad (1.4)$$

де HP – стандартний термін служби ізоляції (зазвичай 20-30 років);

Ця методика широко використовується для прогнозування терміну служби трансформаторів та оптимізації їх експлуатації.

При роботі з тепловими моделями часто використовується інструмент аналізу – теплово-електрична аналогія. У теплово-електричній аналогії подібність між електричними і тепловими властивостями використовується для обчислення температур за допомогою інструментів, які зазвичай застосовуються для обчислення електричних властивостей. Використовуючи термоелектричну аналогію, тепловий потік розглядається як струм, а сила, яка генерує теплопередачу, тобто різниця температур, розглядається як різниця напруг. Термічний опір, який є невід’ємною здатністю матеріалу протистояти нагріванню, має аналогію з електричним опором. Термічна ємність, тобто властива матеріалу здатність зберігати тепло, є аналогом електричної ємності.

У табл. 1.2 показані конкретні компоненти схеми, що використовуються для представлення теплових характеристик. Ця аналогія використовується для пояснення наступних теплових моделей.

Таблиця 1.2

Теплові компоненти разом з їх електричними аналогами, як показано в електрично-тепловій аналогії

Термічна складова	Електрична складова
Джерело нагрівання	Джерело напруги
Джерело потужності	Джерело струму
Перенесення тепла	Струм
Температура	Напруга
Термічний опір	Опір
Термічна ємність	Ємність

Сама по собі тепла модель повинна:

- реагувати на фактори навколишнього середовища;
- врахувати залежність втрат в обмотках від температури;
- врахувати залежність зміни в’язкості оливи від температури.

Валідація теплової моделі вимагає вимірювання температури в точках перегріву.

Вплив навколишнього середовища на трансформатор може бути обумовлений метеорологічними умовами, тобто кліматом регіону, в якому розташований трансформатор. Зокрема, ці умови характеризуються наявністю дощу, вітру, сонячної радіації та снігу. Складність теплового моделювання метеорологічних умов пов'язана з тим, що існує постійна часу між температурним впливом навколишнього середовища і температурою в точці перегріву, яка є відмінною від нуля. Для деяких великих силових трансформаторів ця постійна часу дорівнює кільком годинам. Це ускладнює кількісну оцінку впливу на температуру в точці перегріву.

Перевага точної теплової реакції на умови навколишнього середовища полягає в тому, що робота трансформатора може бути відрегульована відповідно до конкретного кліматичного регіону.

Відповідно до [7], світ можна розділити на п'ять зон, а саме: екваторіальний клімат, посушливий клімат, теплий помірний клімат, сніговий клімат і полярний клімат. Кожна зона характеризується температурою, кількістю дощу або снігу та атмосферним тиском, які можуть дати уявлення про те, якої погоди може зазнати трансформатор. Ця інформація про погоду може бути використана як вхідні дані для роботи.

Наприклад, у регіонах з холодною температурою, де трансформатор потребує додаткового охолодження, можна використовувати більшу потужність без ризику надмірного зносу.

Другим завданням дослідження є залежність втрат в обмотках від фактичної температури обмоток. Використовуючи термоелектричну аналогію, втрати в обмотці трансформатора представлені джерелом струму в тепловій моделі. Потужність цього джерела струму сильно залежить від фактичної температури в точці, де вона оцінюється. У ранніх теплових моделях втрати в обмотці розглядалися як лінійна залежність від висоти

точки перегріву обмотки. Пізніші моделі мають нелінійну залежність для цього.

Дослідницьким викликом визнано залежність в'язкості оливи від температури. Це властивість трансформаторної оливи, яка, як було показано, має найбільш помітну варіацію з температурою.

Еквівалентна в'язкість трансформаторної оливи визначається для оцінки її теплопередавальних властивостей у різних температурних режимах. Зазвичай ця величина використовується в розрахунках гідравлічного опору систем охолодження трансформатора. Формула для визначення еквівалентної в'язкості базується на емпіричних даних і може мати вигляд:

Формула для температурної залежності в'язкості:

$$\nu = \nu_0 \exp\left(\frac{B}{T + C}\right), \quad (1.5)$$

де ν – в'язкість трансформаторної оливи при температурі T (Па·с),

ν_0 – в'язкість оливи при початковій температурі (наприклад, 40°C),

B і C – емпіричні коефіцієнти, що залежать від типу оливи,

T – температура оливи.

Приблизна формула для еквівалентної в'язкості:

Для практичних розрахунків може застосовуватися спрощена залежність:

$$\nu_{екв} = \frac{\nu_1 + \nu_2}{2} \quad (1.6)$$

де ν_1 – в'язкість оливи при температурі нижнього шару,

ν_2 – в'язкість при температурі верхнього шару.

Такі моделі дають змогу спрощено оцінювати втрати на тертя й ефективність охолодження трансформатора. Для більш точних розрахунків рекомендується використовувати дані про в'язкість з технічних паспортів конкретної марки оливи.

Поточний пошук спрямований на включення ефекту зміни в'язкості трансформаторної оливи в теплову модель.

1.2 Оцінка терміну служби трансформатора

У літературі зустрічається кілька визначень терміну служби. Ці визначення були узагальнені в [12] і тут повторюються для зручності.

Економічний термін служби – це теоретична концепція, яка відноситься до часу до моменту заміни, що дає оптимальний прибуток від альтернативної інвестиції [12].

Технічний термін служби – визначається як час, доки трансформатор не може виконувати потрібну функцію і його неможливо відремонтувати [12].

Стратегічний термін служби – це час до заміни трансформатора через структурні зміни в енергосистемі. Старий трансформатор не здатний трансформувати необхідні рівні напруги; або він не розрахований на ці напруги і струми, або постачальник електроенергії хоче встановити інший трансформатор на цьому місці з інших причин [12].

Еквівалентний термін служби – це загальна сума віку компонентів трансформатора, навантажень від факторів, що знижують термін служби, і навантажень від факторів, що збільшують термін служби [12].

Слід зазначити, що три перші визначення обговорюються в [9] як критерії кінця терміну служби трансформатора.

Визначення тривалості терміну служби можна класифікувати як відносні або абсолютні показники. Перші слугують для ранжування досліджуваних компонентів. Останній показник є всеохоплюючим абсолютним показником фактичної тривалості служби. Труднощі, пов'язані з всеохоплюючим показником, призводять до розробки відносних показників. Саме дослідження, яке проводиться, вирішує, який показник тривалості життя слід використовувати.

Статистичні методи для визначення терміну служби трансформаторів були представлені, наприклад, в [15]. Одним з кроків до включення більшої кількості інформації в процес моделювання є байєсівський підхід, який також включає суб'єктивну інформацію, таку як експертна думка [13]. Однак, як показано в [14], обидва ці підходи вимагають великого набору даних про пошкодження пристроїв для отримання надійних результатів, що є складним у випадку саме силових трансформаторів. Крім того, за допомогою цих методів можна зробити лише загальні висновки про сукупність трансформаторів в цілому, а не висновки про окремі трансформатори. Останнє є критично важливим у процесі прийняття рішень щодо точних заходів з технічного обслуговування. Один з кроків до цього зроблено в роботі [13], яка використовує регресійний аналіз для вираження залежності терміну служби від ізоляції та охолодження. Однак, повністю компонентна модель терміну служби повинна враховувати стан трансформатора.

Підхід, запропонований у цій магістерській роботі – це підхід, що базується на оцінці стану для визначення терміну експлуатації. Оцінка стану визначається як [12] комплексна оцінка стану обладнання з урахуванням всієї відповідної інформації, наприклад, проектної інформації, історії експлуатації, експлуатаційних проблем, результатів моніторингу стану та інших хімічних і електротехнічних випробувань. Методи оцінки стану трансформаторів описані в [11], а детальний огляд можна знайти в [11].

Визначення терміну «стан» [11] – це вираження характеристик обладнання, яке враховує його старість, а також будь-які притаманні йому несправності. До цього визначення також додається примітка, що цей стан зазвичай є сприйнятним станом, визначеним за результатами вимірювань, які можуть не бути повним і точним відображенням фактичного стану, оскільки всередині обладнання може відбуватися прихований процес погіршення стану; прихований в тому сенсі, що неможливо відстежити його розвиток за допомогою вимірювальних приладів. На основі прихованого процесу погіршення стану раніше для моделювання терміну служби трансформатора

використовувалися приховані марковські моделі. Більш загальний метод представлений в [10] також застосований до окремого випадку трансформаторів. Загальна критика цих методів полягає в тому, що ймовірність переходу в інший стан залежить тільки від початкового і кінцевого станів, тобто швидкість переходу стану не враховується. Однак, тенденція погіршення стану є важливим фактором при визначенні терміну служби трансформаторів.

Для методу, запропонованого в цій магістерській роботі, визначення технічного терміну служби потребує подальшого уточнення. Це буде мотивовано з точки зору некритичних і критичних відмов, які є подіями, що визначають закінчення запропонованого терміну служби. Ця теза розглядає критичну відмову як подію, що припиняє технічний термін служби. У той же час, некритична відмова – це подія, яка не обов'язково призводить до закінчення технічного ресурсу компонента, але припиняє час придатності до експлуатації. Останнє поняття, яке припиняється некритичною відмовою, тут буде називатися експлуатаційним терміном служби компонента. На практиці це означає, що після закінчення терміну експлуатації трансформатор може бути знову введений в експлуатацію після проведення технічного обслуговування. Це означає, що цей метод може бути використаний в якості вхідних даних для планування технічного обслуговування.

Підхід, запропонований у цій магістерській роботі – це підхід до оцінки експлуатаційного ресурсу на основі стану, який враховує тенденцію погіршення стану під час моделювання. Це робиться шляхом прогнозування значень діагностичних вимірювань за допомогою стохастичного процесу до моменту, коли ці вимірювання досягнуть порогового значення, яке вважається закінченням терміну експлуатації. Той факт, що діагностичні вимірювання не відображають повний і точний стан компонента, як це передбачається у вищезгаданих визначеннях, не має вирішального значення, оскільки цей метод спрямований на прогнозування експлуатаційного ресурсу як вкладу в політику технічного обслуговування, а не на прогнозування

функціонального ресурсу компонента, що вимагало б іншого підходу через те, що наслідки відмови компонента є більш притаманними для останнього випадку. Однак не слід заперечувати, що цей метод не намагається кількісно оцінити час до раптових і несподіваних відмов, які трапляються через випадкові причини, що не можуть бути зафіксовані наявними діагностичними інструментами.

1.3 Методи управління життєвим циклом трансформатора

У цій магістерській роботі управління життєвим циклом трансформатора визначається [3, 15], як «систематична та скоординована діяльність і практика, за допомогою якої організація оптимально управляє своїми активами та пов'язаними з ними показниками діяльності, ризиками та витратами протягом їхнього життєвого циклу з метою досягнення свого організаційного стратегічного плану».

Застосовуючи це визначення до трансформатора енергосистеми, управління життєвим циклом включає наступні види діяльності: 1 заміна/реконструкція, 2 технічне обслуговування, 3 експлуатація та 4 виведення з експлуатації трансформатора. Нижче наведено огляд досліджень, проведених у кожній з цих сфер.

У період минулої післявоєнної і теперішньої воєнної економіки України, яка зазнала і зазнає збитків від війни, мали потребу у відновленні, і їм також було надано шанс для цього. Отже, великі інвестиції були зроблені в інфраструктуру енергосистеми. У поєднанні зі значним терміном служби трансформатора, наслідком цих інвестицій сьогодні є те, що багато трансформаторів досягають значного віку, і ризик, пов'язаний з відмовами, пов'язаними зі старінням, стає все більш і більш значним. Значна частина досліджень, спрямованих на управління життєвим циклом трансформатора, зосереджена на пошуку методів заміни для вирішення проблеми старіння трансформаторів.

Методи управління життєвим циклом трансформатора з акцентом на заміну були представлені в [3, 15]. Тут можна побачити два розділи, одна частина дослідження зосереджена на статистичному аналізі терміну служби [12], а інші зосереджуються на оцінці стану трансформатора [11].

Сьогодні поєднання розвитку складних датчиків і можливості зберігати і маніпулювати великими обсягами даних дозволяє здійснювати більш значний моніторинг стану і більш досконалу діагностику. Це проявляється в діяльності, що відповідає розвитку «розумних» електромереж. З точки зору управління життєвим циклом трансформатора, це передбачає більш ефективне обслуговування та експлуатацію трансформаторного парку. Повторний пошук, спрямований на управління життєвим циклом трансформатора з акцентом на технічне обслуговування, можна знайти в [9].

Виходячи з цієї діяльності, магістерська робота в основному зосереджена на процесах заміни та/або реконструкції, а також технічного обслуговування трансформаторів. Для роботи, описаної в цьому тексті, знос та/або старіння були ключовими факторами, що розглядалися. Моделі цих процесів були використані для встановлення обмежень на допустиме теплове напруження для трансформатора.

У цій роботі наступні моделі зношування (наприклад, старіння) використовуються для оцінки навантаження на трансформатор:

- показник зношування;
- відносне зношування, оціненої за допомогою моделей Монсінгера-Пайка (МЗМП) і Арреніуса (МЗДА).

Досліджено 2 сценарії завантаження:

- холодний підбір навантаження під час відновлення після відключення електроенергії;
- нормальна робота трансформаторного парку, отримана на основі аналізу потоків потужності.

Слід звернути увагу на відмінності у показниках результатів показані в аналізованих статтях. Показники результатів цих розрахунків дещо

відрізняються в кожному дослідженні, але всі вони стосуються діяльності з управління життєвим циклом трансформатора, пов'язаної з експлуатацією та реконструкцією/заміною трансформаторів у населеному пункті або промпідприємстві. Загалом, інформацію, необхідну для підтримки процесу прийняття рішень з управління життєвим циклом трансформатора, можна поділити на три загальні категорії [3]: 1 технічна, 2 економічна та 3 соціальна.

1.4 Імовірнісна оцінка завантаженості

Завантаженість – це відношення потужності, що проходить через пристрій (наприклад, трансформатор) до номінальної потужності, що залежить від зовнішніх по відношенню до нього факторів. Вона є динамічною у тому сенсі, що зовнішні фактори або збільшують, або зменшують доступну потужність через трансформатор безперервно відповідно до моделі в реальному часі або відповідно до готових розрахунків. Це дозволяє більш ефективно використовувати потужність трансформатора.

Іншим мірилом для оцінки завантаженості трансформаторів є динамічне навантаження, яке раніше було запропоновано в [3]. Однак ця модель не враховує мінливість навантаження, яка є стохастичною властивістю, що не може бути врахована в детерміністичному підході до моделювання. Тому в цьому тексті розроблено імовірнісний метод динамічної оцінки завантаженості.

Раніше імовірнісна оцінка завантаженості була розроблена для повітряних ліній, але вона ще не була запропонована для трансформаторів. Як зазначено в [15], імовірнісний метод оцінки завантаженості має перевагу в тому, що не вимагає вхідних даних у реальному часі, оскільки цей підхід вже враховує динамічні характеристики зовнішніх властивостей, допускаючи невизначеність.

У конкретному випадку оцінки завантаженості трансформаторів особливий інтерес представляють такі зовнішні фактори: умови

навколишнього середовища, ранішнє навантаження та навантаження в реальному часі.

Що стосується умов навколишнього середовища, то великі силові трансформатори мають часовий лаг у кілька годин, тобто вплив умов навколишнього середовища на температуру точки перегріву буде помітним лише через кілька годин. Теплові моделі були вдосконалені з урахуванням погодних умов навколишнього середовища трансформатора, але вплив на загальну номінальну потужність трансформатора в цьому конкретному випадку не розглядався.

Так само, як умови навколишнього середовища впливають на трансформатор, так і ранішнє навантаження впливає на нього через властиву системі інерційність. Цей ефект не вивчається в рамках цієї магістерської роботи.

По-перше, досліджено вплив навантаження в реальному часі на номінальну потужність трансформатора. Було розроблено імовірнісний метод оцінки потужності. Цей метод використовує частоту відмов, залежну від навантаження. Загальноприйняті підходи в теорії надійності передбачають апроксимацію явища, що змінюється в часі, кусково-постійною функцією. Наприклад, в роботі [11] інтенсивність відмов трансформатора залежить від загальної кількості розчинених горючих газів (ЗРГГ), яка є сумою концентрацій водню, етилену, ацетилену, метану, етану та оксиду вуглецю. У дослідженні, представленому в [13], інтенсивність відмов апроксимується кусково-постійною функцією для певних інтервалів ЗРГГ, розділених на чотири класи, що виражають стан оливи. Ця класифікація станів описана в [3]. Це раціональний підхід, якщо коваріація дослідження є достатньо гладкою. Однак, навантаження в реальному часі є відносно швидким, змінним у часі, зовнішнім фактором, який вимагає альтернативного підходу до моделювання. Отже, запропонований тут підхід до моделювання використовує стохастичну симуляцію.

Висновки до розділу 1

У цьому розділі охарактеризовано основні частини комплексної моделі надійності трансформатора. Виділені підмоделі теплового навантаження, оцінювання терміну служби, управління життєвим циклом і завантаженістю як ключові для такої моделі.

РОЗДІЛ 2. ТЕОРІЯ ПІДГОТОВКИ КОМПЛЕКСНОЇ МОДЕЛІ ОЦІНКИ НАДІЙНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРА

2.1 Покращення теплової моделі

Покращення моделі теплового режиму трансформатора для оцінки надійності передбачає підвищення точності прогнозування температурних умов і визначення впливу теплових процесів на довговічність обладнання. Це досягається за рахунок деталізації теплових процесів у трансформаторі, врахування зонального розподілу температури в обмотках, магнітопроводі та охолоджувальному маслі. Динамічне моделювання теплових режимів дозволяє відображати перехідні процеси, які виникають при змінному навантаженні, коротких замиканнях та інших аварійних ситуаціях. Також важливо враховувати зовнішні фактори, такі як температура навколишнього середовища, вологість і швидкість вітру, які можуть суттєво впливати на тепловий режим трансформатора.

Використання сучасних технологій машинного навчання дозволяє прогнозувати тепловий стан на основі аналізу великих масивів даних, зібраних з датчиків. Це забезпечує раннє виявлення аномалій та попередження про можливі відмови. Інтеграція теплових моделей із системами моніторингу, такими як SCADA, дозволяє автоматизувати контроль температурних умов у режимі реального часу та приймати обґрунтовані рішення щодо технічного обслуговування на основі теплових параметрів.

Важливою частиною удосконалення моделі є оцінка старіння ізоляції та прогнозування залишкового ресурсу трансформатора. Для цього використовуються ймовірнісні методи, наприклад, метод Монте-Карло, які дозволяють оцінити ймовірність відмови при певних теплових умовах. Завдяки цьому можна оптимізувати графіки обслуговування та продовжити термін служби трансформатора, підвищуючи загальну надійність енергетичної системи.

2.1.1 Врахування впливу погодних умов у моделі температури верхнього шару оливи

2.1.1.1 Форматизація моделі

Диференціальне рівняння для температури верхнього шару оливи в трансформаторі описує тепловий баланс у системі з урахуванням теплових надходжень від втрат в обмотках і тепловіддачі через охолоджувальну систему. Таке рівняння може мати вигляд:

$$C_o \frac{dT_o}{dt} = \Delta P - hA T_o - T_{nc} , \quad (2.1)$$

де C_o – теплоємність оливи (Дж/К),

T_o – температура верхнього шару оливи (°С або К),

ΔP – теплові втрати в обмотках та магнітопроводі (Вт),

h – коефіцієнт тепловіддачі (Вт/м²·К),

A – площа поверхні охолодження (м²),

T_{nc} – температура навколишнього середовища (°С або К).

У цьому дослідженні рівняння (2.1) було змінено, щоб врахувати вплив навколишнього повітря та вплив вітру. Процедура моделювання для цього буде пояснена далі.

Ліва частина:

$$C_o \frac{dT_o}{dt} \quad (2.2)$$

описує зміну внутрішньої енергії оливи з часом.

Перша складова правої частини:

$$\Delta P - hA T_o - T_{nc} \quad (2.3)$$

тобто ΔP – джерело тепла, що надходить від втрат у трансформаторі.

Друга складова описує тепловіддачу від оливи до навколишнього середовища через охолоджувальну систему.

Це рівняння є основою для моделювання динамічної температури верхнього шару оливи та визначення теплового стану трансформатора.

Схема на рис. 2.1 представляє вихідну теплову модель з рівняння (2.1). На рисунку вони зображені у вигляді двох паралельних опорів, розміщених послідовно з тепловим опором масла.

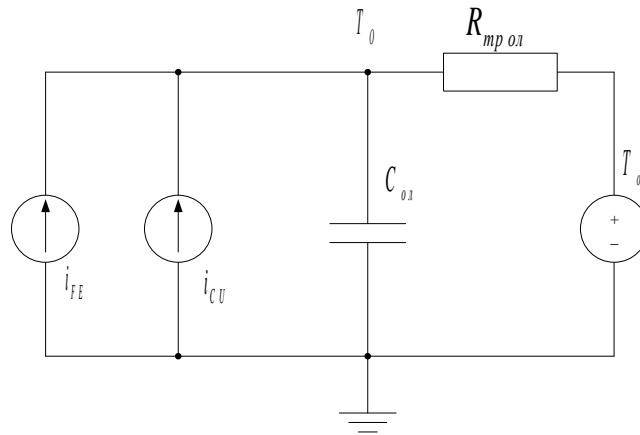


Рисунок 2.1 – Еквівалентна схема моделі теплового режиму трансформатора

Щоб продемонструвати покращення теплової моделі, яка враховує швидкість вітру, зміни, які були внесені до теплової моделі в рівнянні (2.1), були розділені на Модель 1 і Модель 2. Модель 1 враховує лише вплив навколишнього повітря. Модель 2 включає вплив навколишнього повітря та вплив аеродинаміки.

2.1.1.2 Результати моделювання

Модель було застосовано до набору даних за період з 6 липня по 19 жовтня 2023 року з визначенням температури верхнього шару оливи, навантаження та температури навколишнього середовища для трансформатора потужністю 25 МВА з масляним природно-повітряним охолодженням на 150/35/6 кВ. Під час нормальної експлуатації трансформатор знаходиться в стандартному режимі охолодження.

На рис. 2.2 показано розрахунки температури верхнього шару оливи з використанням Моделі 1 та Моделі 2 для вітряного періоду. На рис. 2.3 показані відповідні розрахунки для безвітряного періоду.

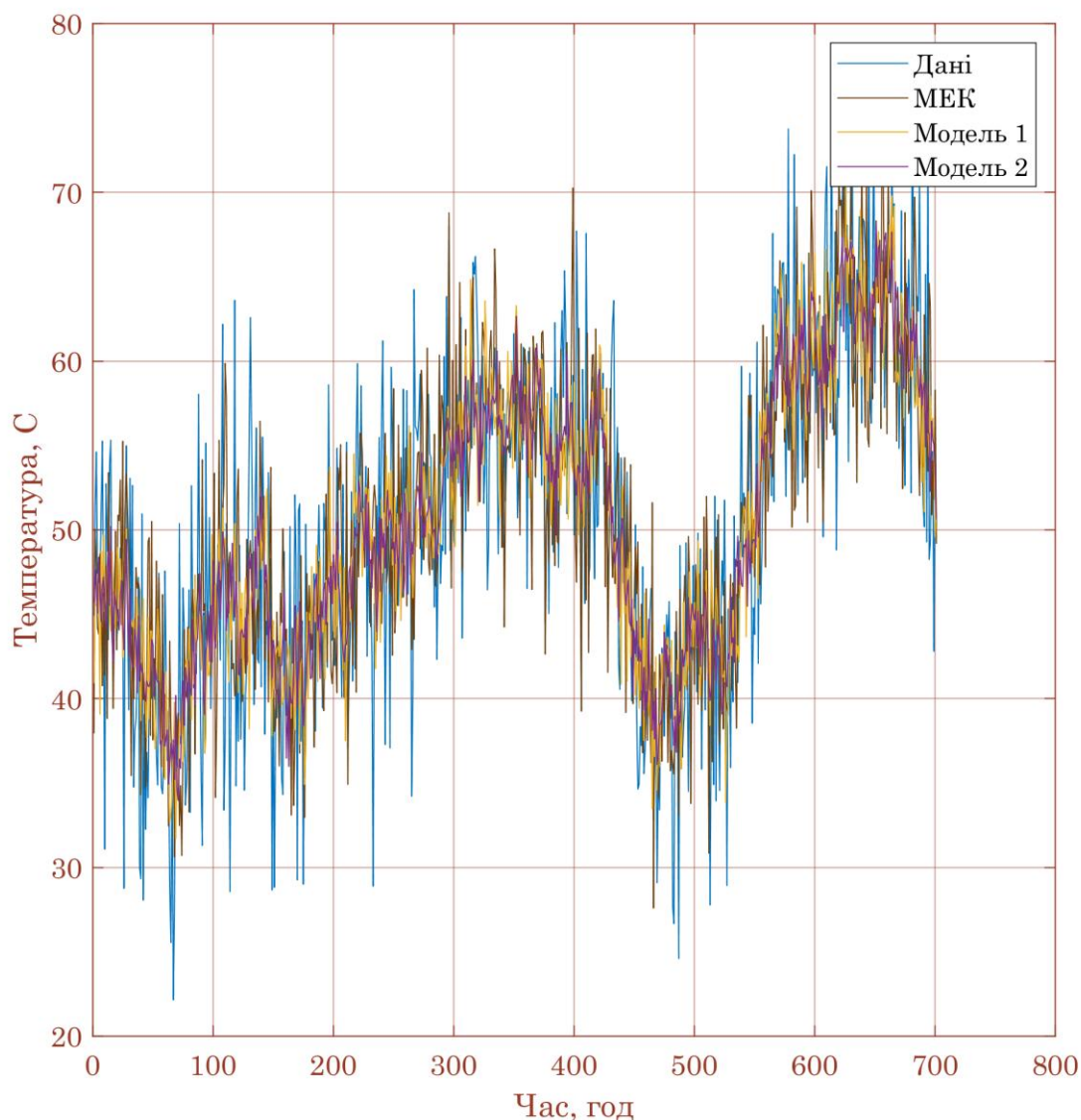


Рисунок 2.2 – Розрахунок температури верхнього шару оливи за моделями 1 та 2 у досліджуваний вітряний період у порівнянні з методом МЕК та вимірюваннями температури

У табл. 2.1 наведено відсоток часу, протягом якого модель недооцінює верхню температуру оливи. Модель 2 показує кращі результати, ніж Модель 1. Більше того, частка часу, коли Модель 1 дає переоцінку верхнього значення температури оливи, завжди більша, ніж відповідна недооцінка. Отже, ця модель має невелику тенденцію до консервативного значення так само, як і еталонна модель.

Таблиця 2.1 – Заниження/перевищення розрахованої температури верхнього шару оливи

МЕК, %	Модель 1, %	Модель 2, %
13/15	12/15	10/13
4/5	4.8/4,2	2.9/3,8
0,05/0,08	0,9	0,6

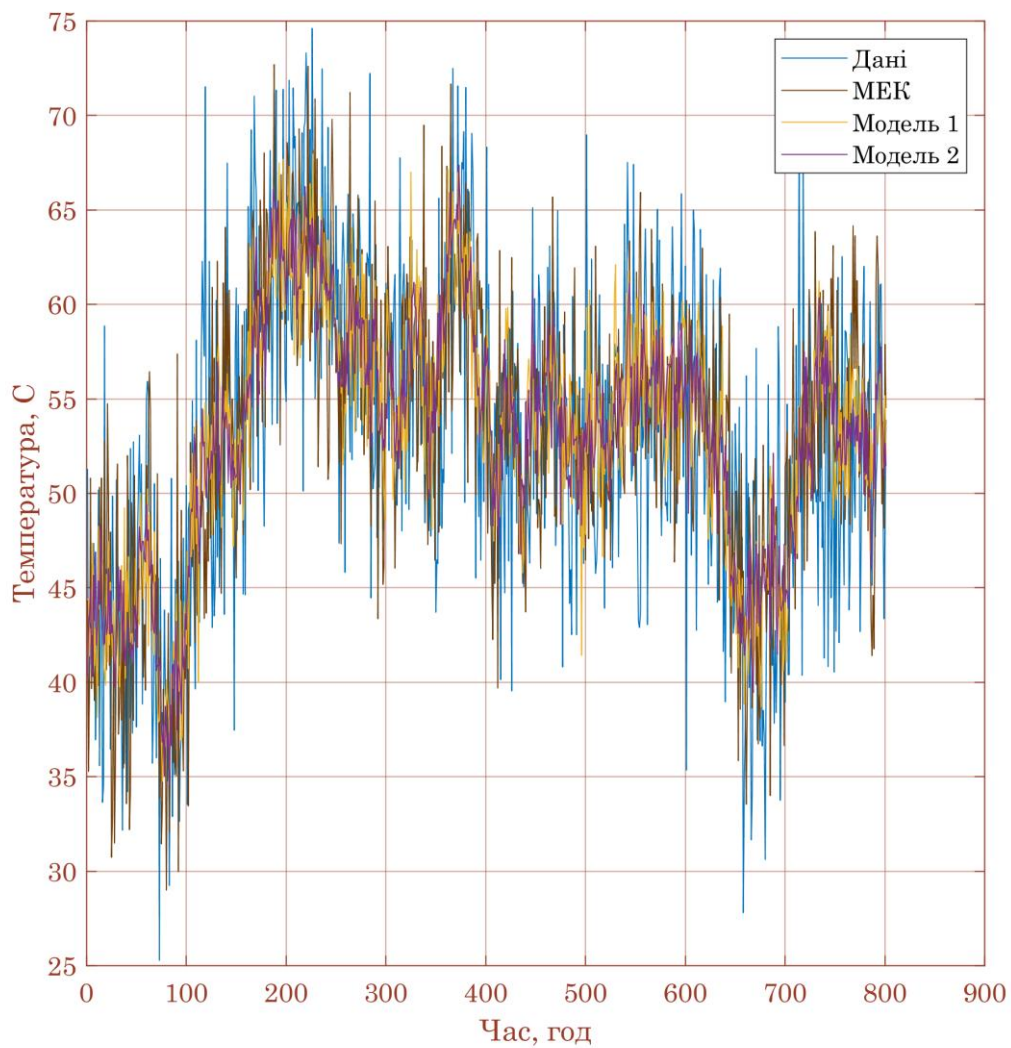


Рисунок 2.3 – Розрахунок температури верхнього шару оливи за моделями 1 і 2 у досліджуваний безвітряний період порівняно з методом МЕК та вимірюваннями температури

Теплові моделі, представлені МЕК, не враховують роботу при зниженому охолодженні. Теплова модель у цьому дослідженні робить це за допомогою поправочного коефіцієнта.

Найголовніший висновок полягає в тому, що результати розрахунків температури верхнього шару оливи з урахуванням зовнішніх факторів, а саме вітру, дають незначне покращення порівняно з результатами розрахунків за методом МЕК. Покращення є більш суттєвим у вітряний період.

2.1.2 Оцінка температури точки перегріву для короткочасного динамічного навантаження

Далі дослідимо залежність втрат в обмотках від температури та в'язкості оливи від температури. Нижче наведено стислий опис розробленого методу та результати цього дослідження.

2.1.2.1 Форматизація моделі

Стандарт МЕК 60076-7 [17] пропонує наступні два підходи до розрахунку температури точок перегріву:

МЕК 60076-7 – це міжнародний стандарт, що стосується трансформаторів і їх теплових режимів. Він визначає підходи до розрахунку температури гарячої точки (найвищої температури в обмотках або в ізоляції трансформатора), що є важливим для забезпечення надійної роботи трансформаторів та їхніх компонентів.

Відповідно до МЕК 60076-7, існують два основні підходи для розрахунку температури гарячої точки трансформатора:

1. Емпіричний підхід (метод вимірювання температури)

Цей підхід заснований на вимірюванні температури в реальних умовах експлуатації трансформатора. Визначається температура гарячої точки на основі досліджень та вимірювань, здійснених на практиці. Для цього використовуються методи моніторингу температури в різних частинах трансформатора, зокрема в обмотках і в маслі, із подальшими розрахунками для визначення гарячої точки.

Оцінка температури за допомогою датчиків: за допомогою датчиків температури визначають температурні поля на обмотках або інших частинах трансформатора. Зазвичай використовують термомпари або оптичні датчики.

Вимірювання температури масла: часто температура масла в трансформаторі є добрим індикатором загальної температурної ситуації, оскільки воно має великий об'єм і здатне вбирати та передавати тепло.

2. Теоретичний підхід (модель теплового балансу)

Цей підхід заснований на використанні математичних моделей для розрахунку температури гарячої точки за допомогою рівнянь теплового балансу. Він враховує параметри конструкції трансформатора, умови його роботи, а також теплові втрати. Розрахунок може здійснюватися через наступні кроки: Тепловий баланс: обчислення потоку тепла, що генерується в трансформаторі внаслідок активних і реактивних втрат (наприклад, через втрати в обмотках та в сердечнику).

Моделювання температури: розв'язування рівнянь теплового балансу для оцінки температури гарячої точки на основі цих втрат. Це включає в себе врахування теплопередачі через матеріали, конвекції, радіацію тощо.

Теплові моделі: використовуються числові методи або симуляції (наприклад, метод кінцевих елементів) для прогнозування температурних полів в трансформаторі.

Емпіричний підхід є більш практичним і точним для конкретного трансформатора, оскільки базується на реальних вимірюваннях. Теоретичний підхід дозволяє здійснити попередні оцінки та моделювати температурний режим трансформатора до його виготовлення або в умовах, де неможливо здійснити точні вимірювання.

Зазвичай в реальних умовах використовують комбінований підхід, коли спочатку проводяться теоретичні розрахунки, а потім перевіряються та коригуються результати за допомогою вимірювань.

Підхід 2 особливо підходить для моніторингу завдяки швидкому реагуванню на зміни навантаження. Такий підхід до моделювання можна знайти в стандарті МЕК 60076-7 [3, 17].

Приріст температури верхнього шару оливи виражається як [3]

$$\Delta T_{o,i} = \Delta t / h_{11} \tau_o \left[1 + \Delta P \beta^2 / 1 + \Delta P^x \Delta T_{o,\Delta P} - T_o - T_a \right]. \quad (2.4)$$

Температура верхнього рівня оливи виражається як [3]

$$T_{o,i} = T_{o,i-1} + \Delta T_{o,i}. \quad (2.5)$$

Підвищення температури в точці перегріву виражається як [3]

$$\Delta T_{H,i} = \Delta T_{H1,i} - D \Delta T_{H2,i}, \quad (2.6)$$

де

$$\Delta T_{H1} = \Delta t / h_{22} \tau_w \left[h_{21} \Delta T_{TH,R} \beta^y - \Delta T_{H1} \right], \quad (2.7)$$

і

$$\Delta T_{H2} = \Delta t / 1/h_{22} \tau_o \left[h_{21} - 1 \Delta T_{TH,R} K^y - \Delta T_{H2} \right]. \quad (2.8)$$

Використовуючи рівняння (2.5) і (2.6), остаточний вираз для температури точки перегріву має вигляд [3]

$$T_{H,i} = T_{o,i-1} + \Delta T_{H,i}. \quad (2.9)$$

Характеристики трансформаторної оливи регулюють процес відведення тепла. Зокрема, саме температура трансформаторної оливи впливає на ефективність цього процесу. Низька температура трансформаторної оливи означає високу її в'язкість. За таких умов відведення тепла є менш ефективним, ніж у випадку вищої температури трансформаторного оливи, коли тепло відводиться більш ефективно [3].

Під час перехідного процесу в трансформаторі теплове навантаження не буде перебувати в усталеному стані. Нагріте масло рухається легше. Таким чином, всередині масляних каналів виникатимуть певні масляні

доріжки, де масло рухається швидше. При вимірюванні температури в точках перегріву це буде проявлятися як явище теплового перенапруження, яке є невеликим перевищенням температури після того, як температура знизиться до стаціонарного значення. Це падіння температури є результатом того, що масляні шляхи не такі помітні, як раніше.

В рамках дослідження, представленого тут, ця температура була досліджена, щоб вибрати найбільш підходящу для теплового моделювання. Температура, яка дала найкращий результат, виявилася температурою точки перегріву, тобто:

$$T_g = T_{TH}. \quad (2.10)$$

Тут можна зробити зауваження щодо фізичної інтерпретації того, що в'язкість оливи оцінюється за температурою точки перегріву. При високих температурах в точках перегріву вважають, що трансформаторна олива буде легкозаймистою. Це не так, навіть для ситуації перевантаження. Однак слід пам'ятати, що система не перебуває у стаціонарному стані. В рамках цього дослідження ця температура також виражає невизначеність в'язкості оливи, пов'язану з цим станом.

Залежність втрат в обмотці від температури точки перегріву [3]

$$\begin{aligned} \Delta P_{W_{\text{в.о.}}} = \Delta P_{nc_{\text{в.о.}}} \cdot T_H + T_{\beta} / T_{TH,R} + T_{\beta} + \\ + \Delta P_{E_{\text{в.о.}}} \cdot T_{TH,R} + T_{\beta} / T_H + T_{\beta} , \end{aligned} \quad (2.11)$$

де $\Delta P_{nc_{\text{в.о.}}}$ – втрати на постійному струмі,

$\Delta P_{E_{\text{в.о.}}}$ – вихрові втрати,

$T_{TH,R}$ – підвищення температури в точці перегріву при номінальному навантаженні,

T_{β} – температурний коефіцієнт для корекції втрат.

2.1.2.2 Результати моделювання

Трансформатор потужністю 25 МВА з масляно-повітряним охолодженням на 150/35/6 кВ. Виміряна температура верхнього шару масла є вхідними даними для остаточних розрахунків точок перегріву.

Розрахована температура точки перегріву з використанням першої покращеної теплової моделі та другої покращеної теплової моделі відображає явище перегріву під час нормального навантаження та перевантаження. З іншого боку, розрахована температура точки перегріву за другою модифікованою тепловою моделлю має лише незначну різницю з виміряною температурою точки перегріву під час нормального навантаження. Це свідчить про меншу переоцінку виміряної температури точки перегріву під час перевантаження, ніж у першій модифікованій моделі різницевого рівняння.

Таблиця 2.2 – Переоцінка при нормальному навантаженні/перевантаженні

Навантаження	$P=1, \%$	$P=1,3, \%$	Покращення 1, %	Покращення 2, %
Нормальне	20	70	90	10
Нормальне	7	10	14	0,95
Нормальне	0	5	0	0
Перевантаження	45	73	70	1040
Перевантаження	20	49	50	15
Перевантаження	10	12	12	0,96

У цьому дослідженні запропоновано теплову модель для визначення температури точок перегріву, яка враховує залежність в'язкості оливи та втрат в обмотках від температури. Запропонована теплова модель дає кращі результати, ніж еталонна теплова модель МЕК 60076-7 [17].

Однак, запропонована теплова модель повинна бути перевірена для більшої кількості перетворювачів. Як наслідок, необхідні подальші дослідження для більш загального висновку. З розрахунку можна зробити висновок, що датчик для вимірювання температури в точці перегріву не розташований у фактично найгарячішій точці.

2.2 Оцінка терміну служби

2.2.1 Моделювання зносу за допомогою діагностичних значень вимірювань

Підхід, запропонований у цій магістерській роботі – це підхід до оцінки експлуатаційного ресурсу на основі стану, який враховує тенденцію погіршення стану під час моделювання. Це робиться шляхом прогнозування значень діагностичних вимірювань за допомогою стохастичного процесу до моменту, коли ці вимірювання досягнуть порогового значення, яке вважається закінченням терміну експлуатації.

Цей пункт представляє теорію запропонованої процедури моделювання.

Слід зазначити, що цей метод реалізовано за допомогою діагностичного інструменту частотного аналізу відгуків (ЧАВ).

Тут діагностичні вимірювання прогнозуються за допомогою процесу Орнштейна-Уленбека (ОУ). Ці прогнозовані значення використовуються для оцінки експлуатаційного ресурсу шляхом оцінки моменту часу, коли ці прогнози досягають заздалегідь визначеного порогового значення, тобто порогове значення є критерієм зупинки математичних розрахунків. Процес ОУ моделює поведінку величини, що схильна до повернення до середнього значення під впливом випадкових флуктуацій. Він часто використовується для моделювання фізичних, фінансових і біологічних систем.

Процес ОУ є стохастичним процесом, який задовольняє наступне стохастичне диференціальне рівняння (СДР):

$$dX_t = \theta (\mu - X_t) dt + \sigma dB_t, \quad (2.12)$$

де X_t – значення процесу в момент часу t ;

$\theta > 0$ – швидкість повернення до середнього (також відома як «пружність»),

μ – довгострокове середнє значення, до якого процес прагне повернутися,

σ – інтенсивність стохастичних флуктуацій (волатильність),

dB_t – диференціал Вінеровського процесу (білий шум).

Крім того, процес ОУ використовувався для опису, наприклад, еволюції температури або навантаження [3].

Детермінований компонент $\theta (\mu - X_t) dt$ характеризує силу повернення до середнього значення μ .

Стохастичний компонент σdB_t : додає випадкові флуктуації.

Розв'язок рівняння (2.15), яке також визначає процес ОУ, має вигляд

$$X_t = \mu + (X_0 - \mu) \exp(-\theta t) + \sigma \int_0^t \exp(-\theta(t-s)) dW_s. \quad (2.13)$$

де початкове значення процесу X_0 є початковим відхиленням діагностичного показника від його середнього значення. Оскільки немає інформації про діагностичні вимірювання.

Якщо знехтувати броунівським приростом у рівнянні (2.13), то можна побачити, що X_t дрейфує до свого середнього значення μ зі швидкістю β , величина якої пропорційна відстані між поточним значенням і нулем.

Використовуючи цю установку, діагностичні вимірювання можуть бути змодельовані за допомогою рівняння:

$$v_t = X_t. \quad (2.14)$$

Параметри стохастичного процесу μ , σ і θ необхідно оцінити для діагностованих вимірювань. В [3] представлено метод оцінювання цих

параметрів. Той самий метод застосовано тут з діагностичними вимірюваннями як вхідними даними. Ця процедура оцінювання буде підсумована далі. Оцінка для σ від квадратичної варіації значень вимірювань виражається як [3]:

$$\bar{\sigma}^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=0}^{N-1} \epsilon_{i+1} - \epsilon_i^2. \quad (2.15)$$

де $\epsilon_0, \epsilon_1, \dots, \epsilon_j, \dots, \epsilon_N$ – дискретні вимірювання, зроблені з різницею в часі Δt .

Слід зазначити, що реалізація стохастичного процесу повинна здійснюватися з кроком Δt , як це було зроблено для запису діагностичних вимірювань.

Далі описано процедуру оцінювання експлуатаційного ресурсу. Ітеративно, стохастичний процес в рівнянні (2.13) використовується для генерації реалізацій часової еволюції діагностичних вимірювань до досягнення порогового значення. Момент часу, коли прогноз діагностичних вимірювань досягає порогового значення, приймається як оцінка експлуатаційного ресурсу. Різні оцінки отримані за допомогою моделювання методом Монте-Карло. Ці оцінки розглядаються як спостереження за терміном експлуатації і використовуються для отримання емпіричний розподіл для терміну експлуатації, який визначається наступним чином [15].

Нехай \bar{F}_n – це розподіл, який розподіляє масу $\frac{1}{n}$ у кожному зі спостережень x_1, x_2, \dots, x_n . Це емпіричний розподіл для спостережень. Він буде використаний в розробці планів технічного обслуговування.

2.2.2 Приклад роботи

2.2.2.1 Аналіз частотної характеристики

Аналіз частотної характеристики (АЧХ) – це метод діагностики, який характеризує систему шляхом аналізу її фазової та амплітудної (тобто частотної) характеристики, коли на систему подається синусоїдальний вхідний сигнал. Частотна характеристика однозначно визначається

геометричними параметрами системи. Це означає, що АЧХ можна використовувати як для проектування системи із заданою геометрією, так і для аналізу існуючої системи з метою виявлення геометричних відхилень. ЧАВ може бути використаний для оцінки механічного стану обмоток і затискної конструкції, що застосовується як інструмент діагностики силових трансформаторів [17].

Як правило, частотний діапазон АЧХ знаходиться в межах 10 Гц – 10 МГц. Для трансформатора частотна характеристика в цьому інтервалі регулюється ємністю та індуктивністю, які, в свою чергу, визначаються геометричною конструкцією та матеріалом, з якого виготовлений трансформатор. Механічні деформації змінюють ємнісні та індуктивні параметри і призводять до відхилень у спектрі АЧХ. Це означає, що ЧАВ є порівняльним методом, в якому вимірювання, зроблене на більш ранній стадії, порівнюється з вимірюванням, зробленим на більш пізній стадії, часто після перевантаження або короткого замикання.

ЧАВ має можливість ідентифікувати несправності наступних типів [17]: пошкодження осердя; деформація обмотки; пошкодження обмоток; пошкодження нещільної обмотки або затискної конструкції; часткове руйнування обмотки; КЗ між витками; обмотки з розімкненим контуром.

На жаль, інтерпретація результатів ЧАВ для виявлення механічних змін всередині трансформатора не стандартизована і не повністю узгоджені серед дослідників. Як наслідок, використовується декілька передавальних функцій.

ЧАВ – це порівняльний метод. Тому для порівняння поточних вимірювань необхідно мати вимірювання реакції або трансформатора, або спорідненого за параметрами трансформатора досліджуваному. Зміни частотної характеристики, які можна віднести до механічних пошкоджень, є наступними [17]: аномальні зсуви в існуючих резонансах; поява нових резонансів; зникнення попередніх резонансів; значні зміни загальної форми АЧХ.

На рис. 2.4 показано приклад типової діаграми ЧАВ. Слід зазначити, що ця діаграма відображає лише один замір і не є демонстрацією двох або більше замірів.

Відхилення еталонного вимірювання і нового вимірювання відгуку можна математично змоделювати наступним чином: Якщо відхилення поточного вимірювання від еталонного вимірювання позначимо через Δ , зробимо припущення, що час еволюції цього параметра може описувати механічне зношування обмоток.

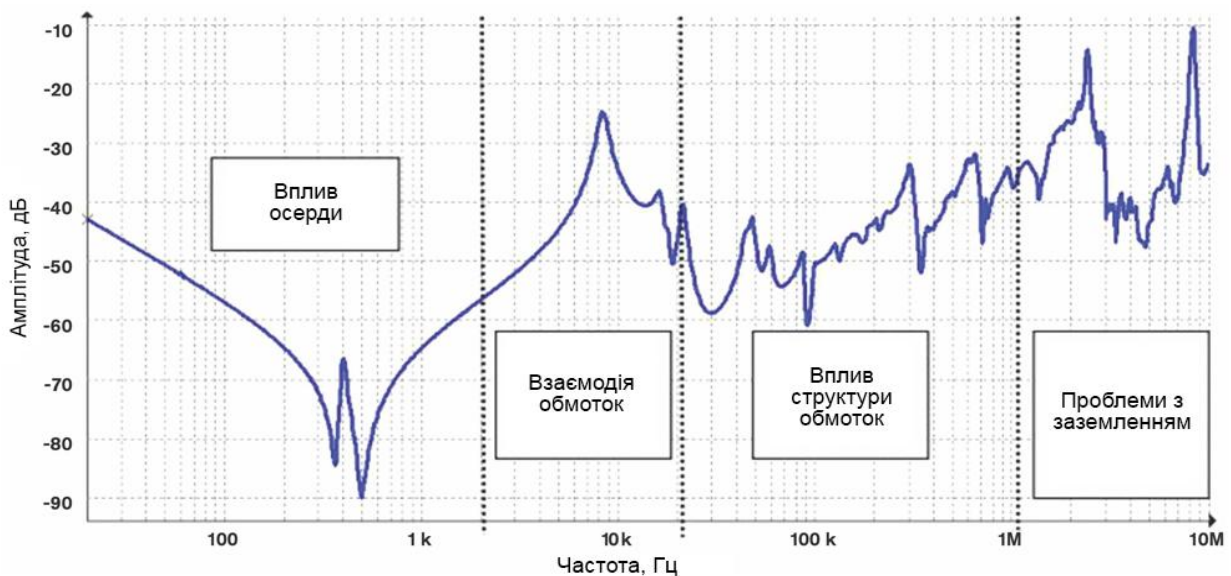


Рисунок 2.4 – Приклад діаграми ЧАВ [17]

2.2.2.2 Модель пошкодження вимірювань ЧАВ зі стохастичним процесом

Стохастичний процес, що використовується в процедурі моделювання є специфічним вінерівським процесом, який визначається наступним чином. Якщо початкове значення $B_0 = 0$, приріст $B_{t+h} - B_t$ підпорядковується нормальному розподілу $NP(\mu_{\text{ЧАВ}}h, \sigma_{\text{ЧАВ}}^2 h)$, то процес $B_t = \mu_{\text{ЧАВ}}t + \sigma_{\text{ЧАВ}}B_0$ називається вінерівським процесом, де B_0 – стандартний вінерівський процес.

Цей процес використовується для визначення стохастичного процесу, який використовується в процедурі моделювання в цьому дослідженні.

Стохастичний процес:

Параметри μ і σ отримано за методом максимальної правдоподібності з використанням вимірювань ступеня деформації за допомогою ЧАВ.

На рис. 2.5 показано реалізацію шляху пошкодження. Параметри стохастичного процесу були обрані авторами таким чином, щоб забезпечити прийнятні оцінки терміну служби.

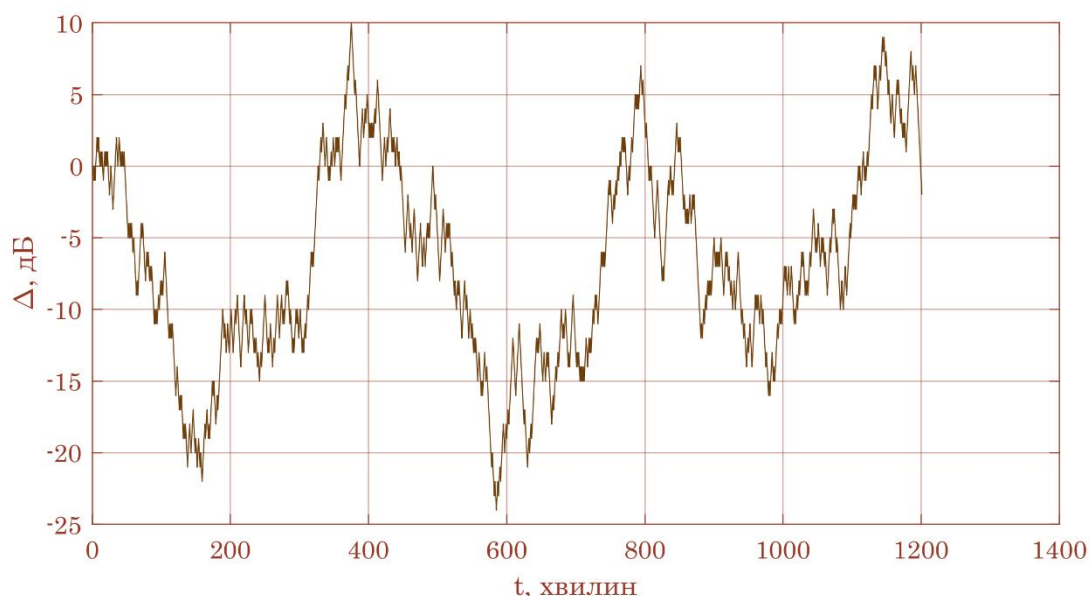


Рисунок 2.5 – Моделювання пошкодження вінерівським процесом

Порогове значення, яке визначає критерій відмови, наведено в [17], де сказано, що коли ступінь зношеності дорівнює або перевищує 10 дБ, обмотки вважаються в такому важкому стані, що трансформатор повинен бути виведений з експлуатації. Таким чином, час t_0 , розглядається як час безвідмовної роботи трансформатора з урахуванням обмоткових замикань.

Час відмови для цього конкретної пошкодження показано на перетині порогового значення і реалізації шляху пошкодження. У цьому конкретному дослідженні час відмови становить близько 15 років.

На останньому кроці емпіричний розподіл ймовірностей визначається за допомогою моделювання методом Монте-Карло. Ітеративно, нова реалізація траєкторії пошкодження використовується для оцінки часу

відмови. Властива стохастичність часу напрацювання на відмову виникає або через помилки вимірювання, або через невизначеність прогнозованого значення.

Тут маємо підхід до моделювання зношеності трансформатора, який використовує прогнозовані значення діагностичних вимірювань для прогнозування експлуатаційного ресурсу.

Урахуємо, що оцінка ЧАВ мінлива в часі. По-перше, вимірювання ЧАВ не є типом вимірювань, які проводяться з постійною частотою протягом усього терміну служби трансформатора. У кращому випадку такі вимірювання проводяться при встановленні трансформатора, його переміщенні або при виявленні будь-якої серйозної несправності. По-друге, ЧАВ дозволяє виміряти ступінь деформації. Деформації всередині трансформатора відбуваються стрибкоподібно; отже, ступінь деформації не матиме плавного та безперервного вигляду. По-третє, немає згоди щодо порогового значення для цього параметра. Отже, інструмент ЧАВ не є найкращим інструментом для цього підходу до моделювання.

Однак існують інші, які краще підходять для цієї мети, як, наприклад, газовий аналіз (ГА). ГА виконується на регулярній основі протягом усього терміну експлуатації трансформатора, що дає змогу отримати більше вимірювальних значень для моделювання. Крім того, збільшення і зменшення концентрації розчинених газів в оливі мають більш плавну еволюцію в часі, ніж при вимірюванні ЧАВ. ГА є більш усталеним діагностичним інструментом, отже, існує кращий консенсус щодо критичних рівнів концентрації оливи. Всі три причини вказують на те, що ГА буде кращим вибором, ніж ЧАВ для комплексної моделі.

2.3 Методи управління життєвим циклом трансформатора

Досліджено 2 сценарії завантаження:

- новий запуск після відключення електроенергії;

- нормальна робота трансформаторів, отримана на основі аналізу потоків потужності.

Слід звернути увагу на відмінності у показниках результатів. Показники результатів цих розрахунків дещо відрізняються в кожному дослідженні, але всі вони стосуються діяльності з управління життєвим циклом, пов'язаної з експлуатацією та реконструкцією/заміною трансформаторів у населеному пункті. Загалом, інформацію, необхідну для підтримки процесу прийняття рішень з управління життєвим циклом, можна поділити на три загальні категорії: технічна, економічна та соціальна.

У рівнянні (1.1) було введено показник старіння. У цій роботі ця міра використовується для оцінки старіння.

Інші моделі старіння, такі як МЗМП і МЗДА, надають міру відносної зменшення терміну служби протягом періоду часу.

Так, модель старіння Монсінгера-Пайка (рис. 2.6) описує процес теплового старіння електричної ізоляції, зокрема в трансформаторах, та дозволяє оцінити термін служби ізоляції залежно від температури:

$$Z = Z_0 \exp\left(\frac{E_a}{RT + 273}\right), \quad (2.16)$$

де Z – залишковий термін служби ізоляції при температурі;

Z_0 – початковий термін служби при номінальній температурі;

E_a – енергія активації старіння (Дж/моль·К),

R – газова стала (8.314 Дж/моль·К);

T – температура гарячої точки (°C),

ΔT – температура, при якій термін служби скорочується вдвічі (зазвичай 6-8°C).

Для наближених розрахунків використовується правило «6°C»:

$$Z = Z_0 \cdot 2^{\frac{T_0 - T}{6}}. \quad (2.17)$$

Модель Монсінгера є основою для багатьох стандартів, таких як IEEE C57.91, де використовується для визначення терміну служби трансформаторів.

Термін служби ізоляції скорочується експоненційно зі збільшенням температури. Ця модель базується на емпіричних дослідженнях і використовує залежність швидкості старіння від температури, подібну до закону Арреніуса.

Модель старіння Арреніуса застосовується для оцінки терміну служби матеріалів під впливом температури. Вона заснована на припущенні, що швидкість хімічних реакцій, які викликають старіння (наприклад, деградацію ізоляційних матеріалів), зростає експоненційно зі збільшенням температури. Ця модель часто використовується для опису процесів старіння ізоляційних матеріалів трансформаторів, кабелів та інших електричних компонентів:

$$k = A \exp -E_a / RT , \quad (2.18)$$

де k – швидкість старіння або швидкість хімічної реакції;

A — предекспоненційний фактор (константа, яка залежить від матеріалу та типу реакції);

E_a – енергія активації старіння (Дж/моль·К);

R – газова стала (8.314 Дж/моль·К);

T – абсолютна температура (К).

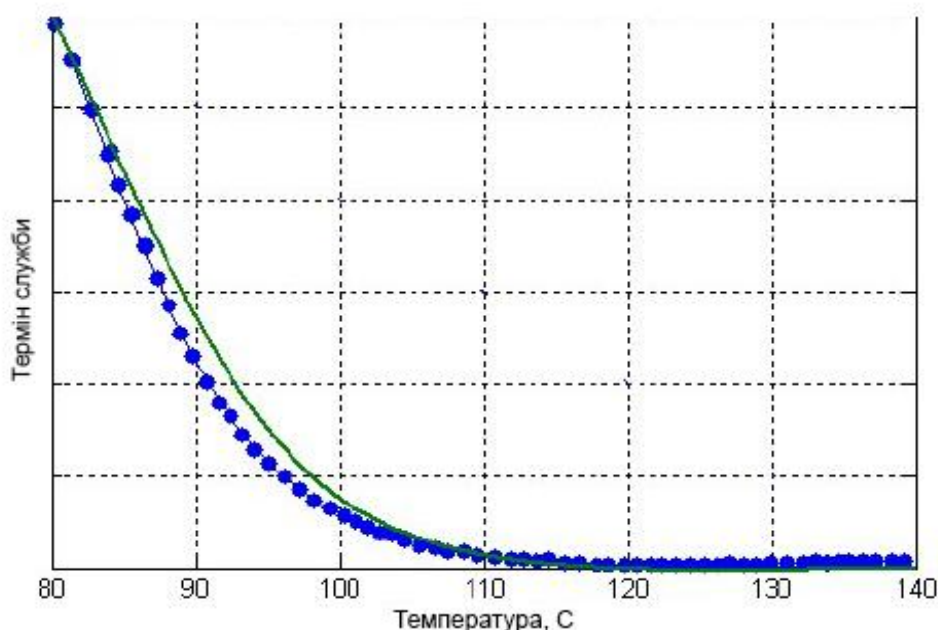


Рисунок 2.6 – Зміна терміну служби з використанням МЗМП (зелена крива) та МЗДА (синя крива) [7]

Модель Арреніуса (рис. 2.6) дозволяє розрахувати термін служби матеріалу при різних температурах:

$$Z_T = Z_{T_0} \exp\left(\frac{E_a}{R} \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T}\right)\right). \quad (2.19)$$

де Z_T – термін служби при температурі T ;

Z_{T_0} – термін служби при базовій температурі T_0 .

Модель Арреніуса є базовою для випробувань на прискорене старіння, де матеріали піддаються підвищеним температурам для прискорення процесу деградації та прогнозування їх терміну служби за нормальних умов.

2.3.1 Запуск трансформатора після відключення

Тут досліджується вплив моделювання навантаження на старіння трансформатора з використанням моделей старіння МЗМП і МЗДА. Крім того, використання критеріїв відмов дозволяє визначити ймовірність виходу з ладу трансформатора за певної ситуації навантаження.

Під час запуску є велике пускове навантаження на трансформатор. Воно може бути навіть вищим за пікові навантаження, що виникають під час сильного навантаження. Пікове навантаження та його тривалість після відключення електроенергії залежить від тривалості відключення та температури навколишнього середовища.

Передбачається, що це пускове навантаження має характерну форму затухаючої експоненти, що має математичний вираз [3, 7].

$$H(t) = \left[H_D \left(H_{HD} - H_D \exp(-\gamma(t-t')) \right) u(t-t') + H_{HD} \left[1 - u(t-t') \right] u(t-T') \right], \quad (2.20)$$

де H_D – диверсифіковане значення навантаження,

H_{HD} – недиверсифіковане значення навантаження,

γ – швидкість спаду експоненти,

t' – момент часу, який визначає кінець пуску,

T' – момент часу зняття навантаження.

Для моделювання імовірнісного характеру сумарного навантаження в модель вводиться стохастична складова. Джерелом стохастичної складової є ручне керування навантаженням, яке регулюється вимикачами, що вмикаються та вимикаються випадковим чином.

Математично профіль навантаження моделюється за допомогою процесу ОУ, який визначається рівнянням (2.19).

Профіль навантаження використовується як вхідні дані для теплових моделей, які, в свою чергу, є вхідні дані для моделей старіння в рівняннях (2.17) та (2.20).

2.3.2 Нормальна робота трансформатора

Модель тут показана поєднує міру старіння з рівняння (1.1) з індексами важливості і дає рейтинг трансформаторів як за важливістю, так і за старінням. Концепція важливості для трансформаторів використовувалася раніше в [7], для цього в цій роботі використовуються індекси важливості. У

цьому дослідженні використовується електрична модель потоку змінного струму для навантаження. Для систем передачі електроенергії перерви в постачанні або відключення рідко трапляються через суто топологічні причини. Однак вони трапляються через динаміку енергосистеми. У моделі енергосистеми конфігурації підстанцій детально моделюються. Це дозволяє отримати більш точну модель для каскадних відключень.

Модель системи передачі визначається на рівні компонентів. Очікувана інтенсивність відключень λ_j та очікувана тривалість відключення r_j оцінюються для всіх компонентів j в системі на основі історичних даних.

Щоб зробити опис методу більш повним, далі будуть описані індекси важливості.

Компонентний індекс ризику, який є сумою ризиків для всіх подій відключення i :

$$I_i^{PCUM} = \sum_i Q_i^{ВДКЛ} НГ_i, \quad (2.21)$$

де $Q_i^{ВДКЛ}$ – наслідок події відключення i на критичній ділянці передачі після події,

$НГ_i$ – очікувана неготовність для події відключення i .

Індекс, що виражає ризик спричинення перерви в електропостачанні за сценарієм навантаження на систему визначається як

$$I_i^{ПЕП} = 8760 \sum_i Q_i^{ПЕП} U_i. \quad (2.22)$$

Цей індекс має ті ж самі позначення, що й індекс $I_i^{ПЕП}$, визначений у рівнянні (2.33), за винятком того, що наслідком $Q_i^{ПЕП}$ є невідпущена потужність для події відключення i .

Індекс, що виражає ризик того, що пошкодження трансформатора призведе до відключення генерації:

$$I_i^{PG} = 8760 \sum_i Q_i^{PG} U_i. \quad (2.23)$$

Цей індекс має ті ж самі позначення, що й індекс I_i^{PCUM} , визначений у рівнянні (2.33), за винятком того, що наслідком Q_i^{PT} є відключена генерація через подію відключення i .

Також тут представлено дослідження старіння для ситуації з запуском під навантаженням. У дослідженні використовуються МЗМП та МЗДА. На рис. 2.6 показано старіння трансформатора відповідно до них.

Моделювання методом Монте-Карло дає оцінку розподілу максимальної температури в найгарячіших точках. Рекомендовані обмеження температури найгарячішої точки становлять 170°C та 250°C . Експлуатація вище цих обмежень збільшує ризик прискореного старіння ізоляції та можливого виділення вільного газу з ізоляції. Згідно з дослідженням, не існує єдиної безпечної межі для температури найгарячішої точки. У цій роботі, однак, було обрано межу 250°C , оскільки експлуатація вище цієї межі спричиняє значні пошкодження твердої ізоляції.

Результати для цієї конкретної чисельної демонстрації показують, що ця ймовірність оцінюється на рівні 3,6%.

Висновок до розділу 2

У другому розділі показана модель оцінки зносу на основі профілів навантаження при пуску під навантаженням і нормальній експлуатації. Вони застосовуються таким чином, щоб їх можна було використовувати для цілей управління життєвим циклом. Потім в розділі використовуються оцінки часу відмов з метою досягнення ймовірнісного, динамічного методу вибору номінальної потужності, який використовує частоту відмов, що залежить від рівня навантаження в залежності від часу.

РОЗДІЛ 3. ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ЗАВАНТАЖЕНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРА НА НАДІЙНІСТЬ

Цей розділ представляє фактори, що входять до оцінки завантаженості, та підхід до їх моделювання.

3.1 Залежність впливання часу на показники надійності

Залежні від часу чинники надійності поділяються на два великі класи [12]: внутрішні та зовнішні. Зовнішні чинники впливає на частоту відмов у часі, і на її майбутню траєкторію до будь-якого моменту часу не впливає виникнення відмов у більш ранній момент часу. Для зовнішньої змінної можна визначити функцію імовірності безвідмовної роботи, залежну часу,

$$P[t; X t] = P[T \leq t | X t]. \quad (3.1)$$

Слід підкреслити, що звичайний взаємозв'язок між функцією імовірності безвідмовної роботи та функцією інтенсивності відмов зберігається в окремому випадку зовнішнього чинника. В іншому випадку, якщо інтенсивність відмов оцінюється за внутрішніми чинниками, рівняння (3.1) не виконується.

3.2 Несправності, пов'язані із завантаженням

Для оцінки частоти відмов, пов'язаних з тепловими пошкодженнями, нижче наведено критерій відмов для цих пошкоджень. Найбільшим ризиком, пов'язаним з навантаженням, що перевищує номінальне значення, є виділення вільного газу з ізоляції обмоток і вивідних каналів [10].

При температурі точки перегріву, що дорівнює або перевищує 170°C , безперервна експлуатація не є поширеною практикою через властивий ризик газоутворення та утворення бульбашок. Однак ця температурна межа сильно залежить від вмісту вологи в твердій ізоляції. Наприклад, вологість 0,5 % вимагає температури точки перегріву вище 250°C для виникнення бульбашок.

Формула межі утворення бульбашок у твердій ізоляції визначає умови, за яких в ізоляційному матеріалі починають формуватися газові бульбашки внаслідок термічного розкладання або виділення вологи. Ця межа залежить від температури, тиску і властивостей матеріалу. Основна формула межі утворення бульбашок базується на рівнянні для тиску пари, яке пов'язує тиск газу всередині ізоляції з температурою:

$$P_{\text{пари}} = P_0 \exp\left(\frac{-\Delta H}{R} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_0}\right)\right), \quad (3.2)$$

де $P_{\text{пари}}$ – тиск пари, який може призвести до утворення бульбашок (Па);

P_0 – початковий тиск пари при температурі T_0 (Па);

ΔH – теплота випаровування або розкладу (Дж/моль);

T – температура в ізоляції (К);

T_0 – початкова температура (К).

Критична умова: бульбашки утворюються, коли тиск пари досягає критичного значення, що перевищує міцність матеріалу: $P_{\text{пари}} \geq P_{\text{крит}}$, де $P_{\text{крит}}$ критичний тиск, при якому структура ізоляції починає руйнуватися і утворюються дефекти.

Ця формула (3.2) використовується для прогнозування утворення бульбашок в ізоляційних матеріалах трансформаторів, кабелів та іншого високовольтного обладнання, а також для розробки заходів, що зменшують ризик утворення бульбашок.

Критерієм відмови є те, що трансформатор виходить з ладу, коли температура в точці перегріву досягає температурного порогу в рівнянні (3.2). Для моделювання частота відмов визначається як кількість відмов за одиницю часу (більш детально визначено нижче).

Рис. 3.1 візуалізує цей критерій відмови.

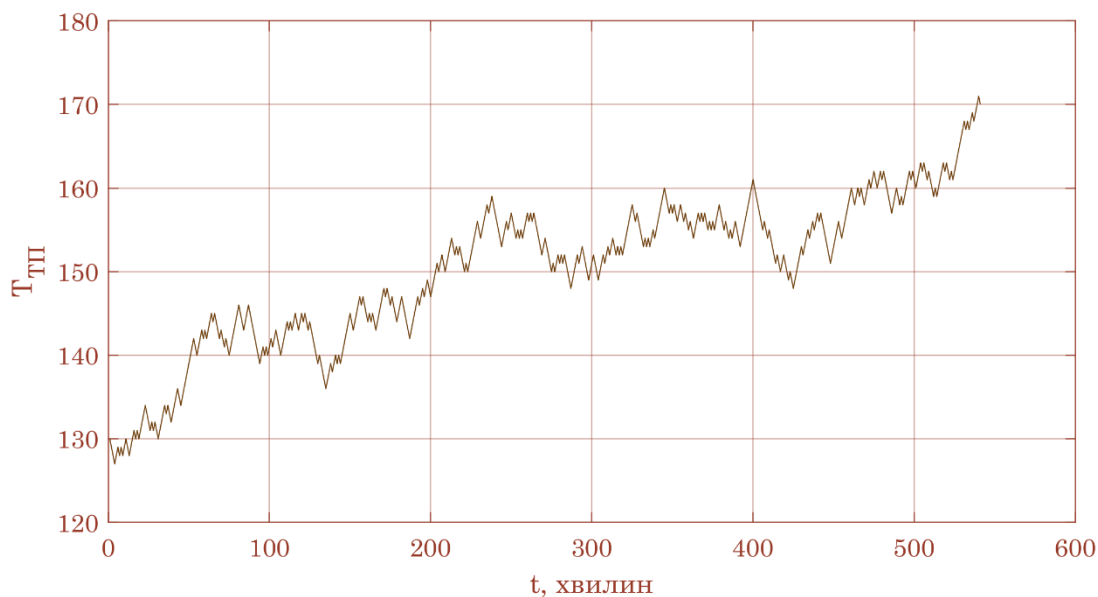


Рисунок 3.1 – Симуляція відмов (при 170°C трансформатор виходить з ладу)

Для певного періоду часу співвідношення кількості разів, коли стохастичний процес досягає температурного порогу в рівнянні (3.2) і тривалості певного періоду часу, наближається до частоти відмов, коли час прямує до нескінченності. Це виражається як

$$\frac{n}{\Delta t} \rightarrow \lambda_t, \quad (3.3)$$

де n – кількість відмов через перевантаження трансформатора,

t – тривалість періоду часу.

Ці значення використовуються як оцінки частоти відмов у поточному процесі оцінювання.

Метою даного дослідження є встановлення залежності інтенсивності відмов від перевантаження для конкретного трансформатора, температури навколишнього середовища T_A , середнього навантаження m та нестабільності навантаження, що задається параметрами σ та β . Таким чином, для конкретного трансформатора інтенсивність відмов від перевантаження може бути припускається, що вона задається непараметричною регресійною моделлю, яка виражається у вигляді

$$\lambda_t = f(t, m, T_A, \beta, \sigma) \quad (3.4)$$

де права частина рівняння є довільною невід'ємною детермінованою функцією небезпеки. Підхід у цьому тексті припускає, що температура навколишнього середовища T_A , β і σ є постійними. Таким чином, частота відмов може бути параметризована як

$$\lambda_t \approx \sum_{i=0}^n c_i (m - m_0)^i + \varepsilon. \quad (3.5)$$

3.2.1 Несправності, пов'язані зі старінням

Поняття старіння трансформатора описується в [10]. Де це визначено, як незворотні шкідливі зміни в працездатності трансформатора. Більше того, такі зміни характеризуються частотою збоїв, яка зростає з часом.

Виходячи з цього, відмови, пов'язані зі старінням, моделюються за допомогою трипараметричного розподілу Вейбулла. У цьому випадку інтенсивність відмов виражається як [18].

$$\lambda(t) = \left(\frac{k}{\eta}\right) \left(\frac{t - \theta}{\eta}\right)^{k-1}, \quad (3.6)$$

де k – параметр форми (shape parameter), що визначає вид розподілу (якщо $k = 1$, це експоненціальний розподіл),

η – параметр масштабу (scale parameter), що характеризує середній час до відмови (середній час життя трансформатора),

θ – параметр зсуву (location parameter), що визначає початковий час або значення, після якого починається можливість відмови (може бути, наприклад, час, коли трансформатор досягає певного робочого стану).

Ця формула дозволяє прогнозувати інтенсивність відмов у різні моменти часу, що є важливим для планування технічного обслуговування та управління надійністю електричних трансформаторів.

Рівняння (3.6) моделює лише вплив загального старіння. Воно є важливим, однак, для того, щоб модельний підхід також враховував вплив

зносу або пошкодження. Щоб врахувати це в моделі, параметр прискорення ϕ множиться на змінну часу в рівнянні (3.6), що вказує на те, що більш пошкоджений трансформатор швидше старіє.

Загальноприйнятою практикою є прирівнювання пошкодження трансформатора до пошкодження твердої ізоляції. Це обґрунтовано в тому сенсі, що міцність твердої ізоляції є верхньою межею для стану трансформатора.

Кожна з частинок, що ініціюють розкладання, є або побічним продуктом старіння, або походить з навколишнього середовища і постійно осідає на твердій ізоляції. Небезпідставно припустити, що параметр прискорення повинен залежати від забруднення ізоляції [3].

Основним механізмом, який керує погіршенням стану твердої ізоляції, є зменшення значення ступеня полімеризації. Спочатку, при введенні трансформатора в експлуатацію, значення дорівнює 1500, і протягом усього терміну служби зменшується, поки не досягне рівня 300, після чого здатність протистояти додатковим навантаженням стає критично низькою.

3.2.2 Функція імовірності безвідмовної роботи та термін служби

Функція імовірності безвідмовної роботи, обумовлена часом, має вигляд [10]

$$P(t) = \exp\left(-\int_0^t \lambda dt\right). \quad (3.7)$$

Відповідно до критерію руйнування, використаного в цьому дослідженні, функція імовірності безвідмовної роботи виражає ймовірність не перевищення T_6 при певному рівні навантаження.

Крім того, очікуваний термін служби (або середній час напрацювання на відмову) може бути виражений в термінах функції імовірності безвідмовної роботи [10].

$$E t = \int_0^{\infty} P t dt. \quad (3.8)$$

Внесок відмов, пов'язаних зі старінням, вважається незначним у цьому конкретному випадку. Припускається, що мінливість навантаження визначається на основі історичних даних.

При реалізації процесу ОУ за різних рівнів навантаження підраховується кількість разів, коли температура в точці перегріву перевищує 170°C за певний часовий інтервал. Цей температурний поріг визначається з рівняння (3.2), припускаючи вміст вологи 0,5%. Потім значення інтенсивності відмов при певному рівні навантаження оцінюються за кількістю відмов, поділеною на тривалість часового інтервалу, з рівняння (3.3).

На рис. 3.2 показано реалізацію температури найгарячішої точки для певного середнього рівня навантаження.

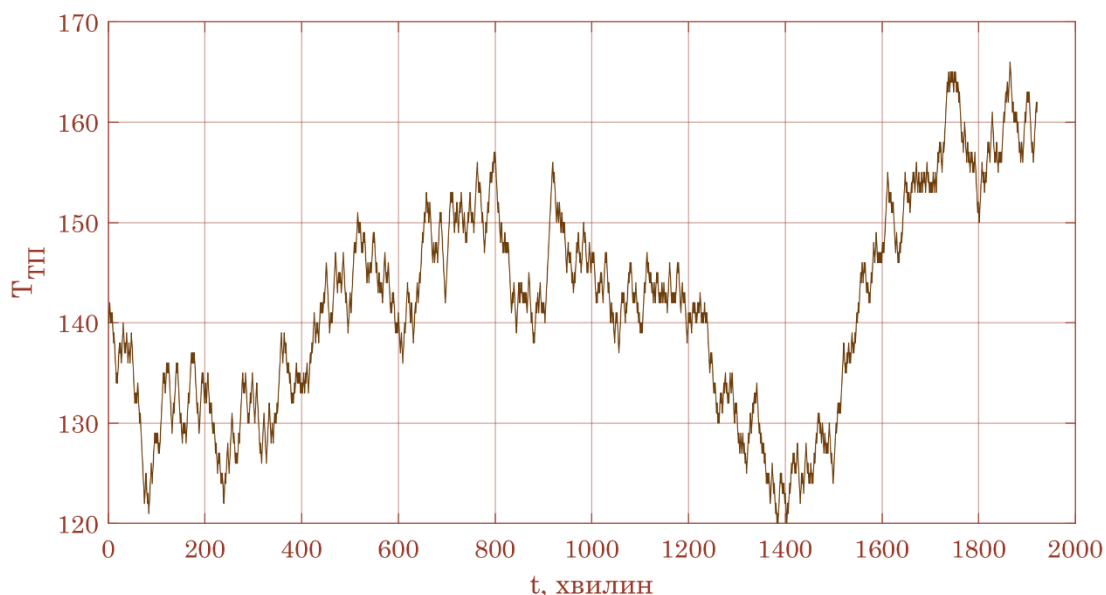


Рисунок 3.2 – Реалізація температури точки перегріву $T_{ПП}$ для даного трансформатора

Тривалість цієї симуляції становить 32 години, а температура в точці перегріву чотири рази перевищувала 150°C . Виходячи з цих цифр,

інтенсивність відмов можна оцінити як 0,089 відмов на годину при цьому конкретному середньому рівні навантаження. Слід зазначити, що цей конкретний випадок, з таким коротким періодом часу, наведено як демонстраційний приклад.

Аналогічні оцінки інтенсивності відмов, але з більшим часом моделювання, визначено для дискретних середніх рівнів навантаження, що належать інтервалу.

Цей інтервал обраний, оскільки навантаження має суттєвий вплив на частоту відмов, коли її значення належить до цього інтервалу. Інші інтервали середнього навантаження можуть мати аналогічне значення.

З реалізацій профілю навантаження, для кожного середнього рівня навантаження інтервалу в рівнянні (3.7), оцінюються значення інтенсивності відмов.

Для цього конкретного прикладу спостерігається менше 1 відмови на 2000 годин роботи при середньому навантаженні 15 МВА, трансформатор недовантажено. Крім того, функціональна залежність частоти відмов від навантаження була визначена методом найменших квадратів і має наступний вигляд:

$$\lambda_t = 0,098789S^4 - 0,065462S^3 + 0,064165S^2 - 0,0169994S + 0,00961531. \quad (3.9)$$

Підібраний поліном у рівнянні (3.9) та оцінені значення інтенсивності відмов зображено на рис. 3.3 а.

Для температури навколишнього середовища, що дорівнює 0°C, частота відмов:

$$\lambda_t = 0,0567S^4 - 0,1549S^3 + 0,1825S^2 - 0,04615S + 0,0001465. \quad (3.10)$$

Рівняння (3.10) візуалізовано на рис. 3.3 б разом з оціненими значеннями інтенсивності відмов.

3.2.3 Номінальна потужність

Тут номінальна потужність трансформатора представлена як функція температури навколишнього середовища. Звідси випливає, що середня температура коливається від 0°C до 15°C протягом 24-годинного періоду часу. Конкретні кліматичні регіони, для яких така температура навколишнього середовища підходяща, можуть бути визначені за допомогою схеми класифікації клімату, наведеної в [11].

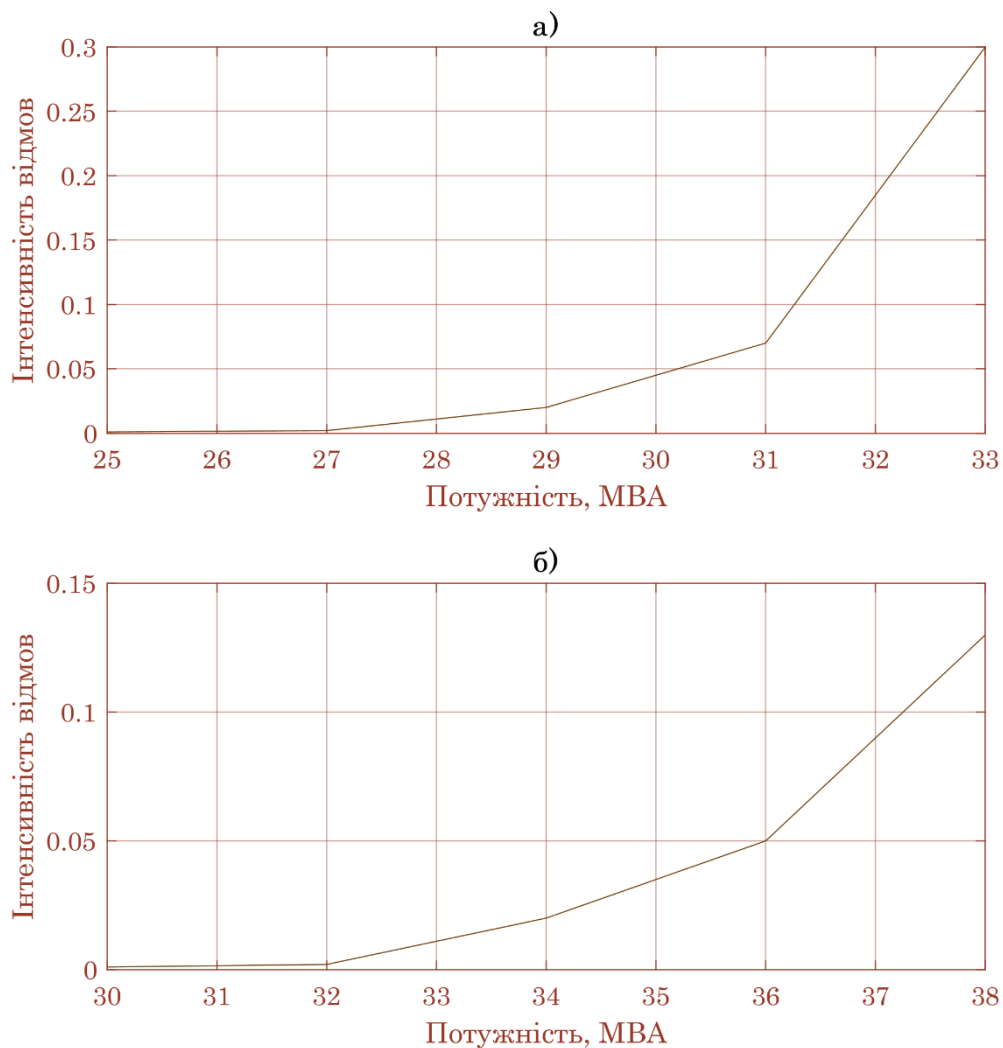


Рисунок 3.3 – Апроксимація інтенсивності відмов: а) рівняння (3.9); б) рівняння (3.10)

Крім того, досліджено два типи навантаження. Перший тип навантаження характеризується значеннями $\sigma = 0,06$ і $\beta = 0,0004$. Другий тип навантаження характеризується значеннями $\sigma = 0,1$ і $\beta = 0,0004$.

Отже, другий тип навантаження має більшу мінливість.

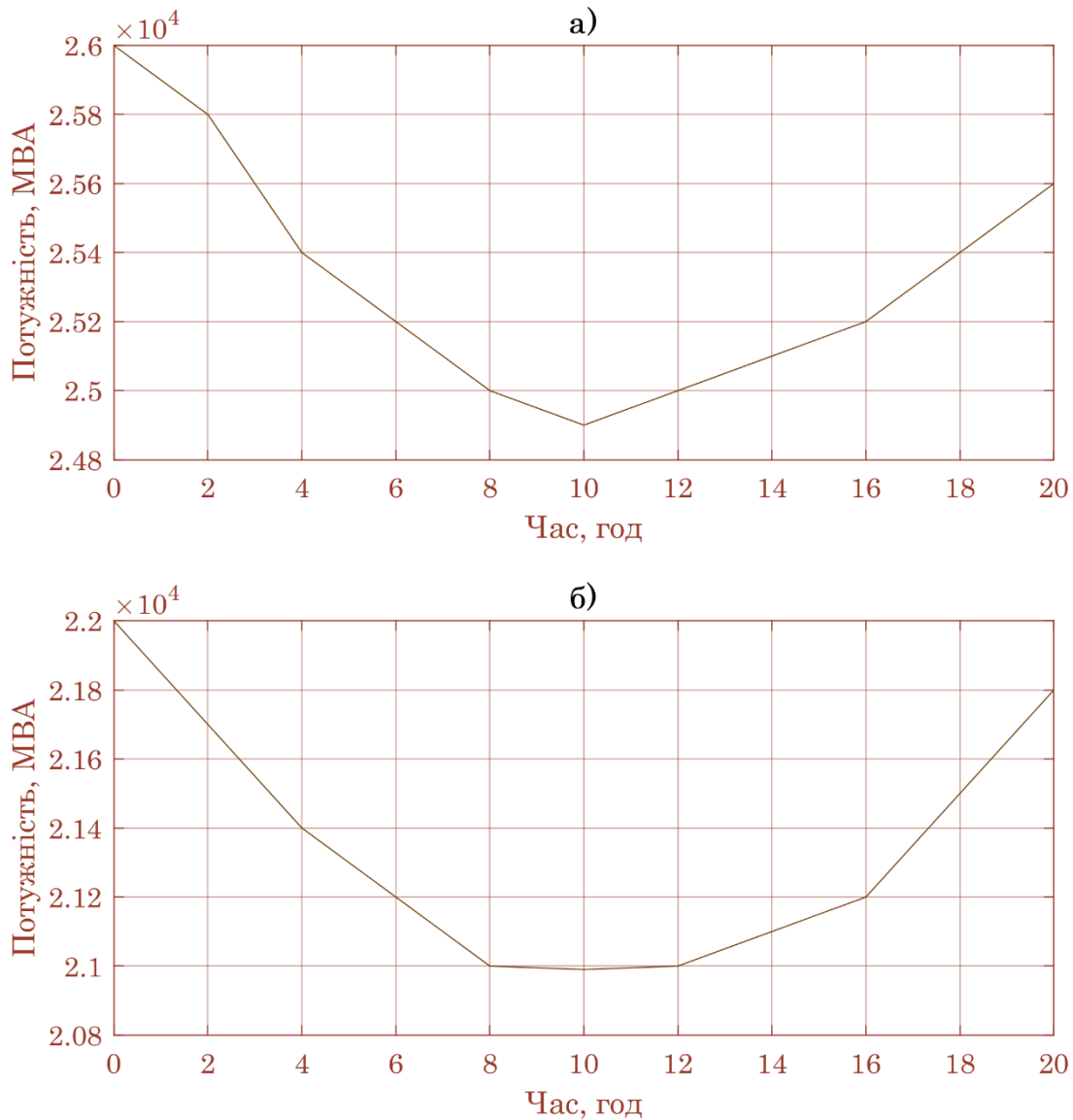


Рисунок 3.4 – Зміна номінальної потужності протягом 24-годинного періоду для двох типів навантаження

Використовуючи запропоновану процедуру вибору потужності, ми отримали наступний рейтинг потужності в залежності від часу. Тут видно, як потужність змінюється залежно від температури навколишнього середовища

та мінливості навантаження. Для другого типу навантаження потрібен вищий запас міцності, щоб досягти того ж рівня ризику, який відображається в нижчому рейтингу потужності.

Слід зазначити, що для цих двох типів навантаження взято однаковий рівень ризику теплового перевантаження. Оскільки другий тип має більш мінливе навантаження, потужність зменшується приблизно на 6%.

Ця імовірнісна оцінка завантаженості встановлюється з врахуванням впливу температури та експлуатаційних навантажень.

Висновки до розділу 3

У даному розділі представлено фактори, що входять до оцінки завантаженості силового трансформатора, та підхід до їх моделювання з позиції впливу на надійність.

ВИСНОВКИ

У цій магістерській роботі представлено кількісні методи оцінки надійності трансформаторів і застосовано їх до моделювання терміну служби, управління життєвим циклом та оцінювання потужності.

1. Покращена теплова модель трансформатора досягається за допомогою коефіцієнтів, що враховують швидкість вітру, залежність від температури в'язкості оливи та залежні від температури втрати в обмотці. Теплова модель, яка включає фактор швидкості вітру, дозволяє моделі більш повно відображати навколишнє середовище. Таким чином, покращена модель демонструє незначне покращення порівняно з еталонними моделями та вимірюваннями. Теплові моделі, які включають температурну залежність в'язкості оливи та втрати в обмотці, дозволяють тепловій моделі реагувати на швидкі зміни навантаження. Таким чином, покращена теплова модель демонструє незначне покращення порівняно з еталонними моделями та вимірюваннями.

2. Створено модель терміну служби конкретного трансформатора, яка використовується для того, щоб пов'язати час виходу з ладу компонента зі зносом протягом періоду його використання. Прогноз частково або повністю моделює деградацію основного механізму зносу, який зрештою призводить до відмови.

3. Прогнозування терміну служби здійснюється за допомогою діагностичних вимірювань ЧАВ. Були розроблені конкретні методи управління життєвим циклом для певних сценаріїв навантаження: нормальна експлуатація, збільшення числа електромобілів та ситуація повторного включення трансформатора під навантаженням.

4. Розроблено імовірнісний метод вибору потужності, який враховує мінливість навантаження. Ця модель також враховує теплові та пов'язані зі старінням відмови трансформатора. Всі різні частини моделі пов'язані через центральну концепцію частоти відмов.