

Вінницький національний технічний університет

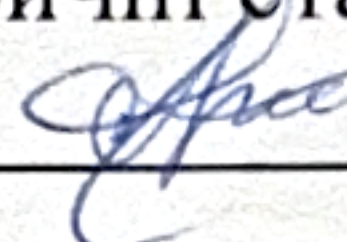
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

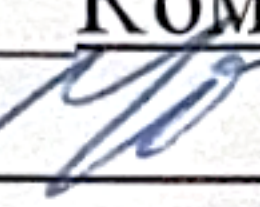
Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

Аналіз методів і засобів діагностування високовольних реакторів

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕС-216
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні станції»,

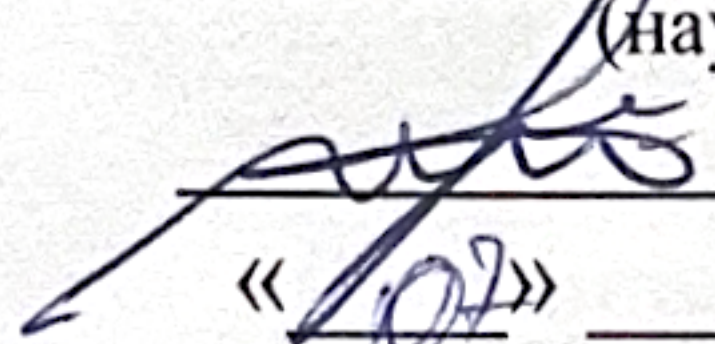
Сауляк Б. А. 

Керівник: д.т.н., проф., професор каф. ЕСС

Комар В. О. 

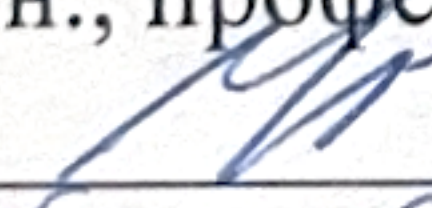
« 06 » 06 2025 р.

Рецензент: к.т.н., доц., доц. каф. ЕЕМСК
(наук. ступінь, вч. звання, назва кафедри)

 Микола МОШНОВИЧ

« 07 » 06 2025 р.

Допущено до захисту
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.


« 06 » 06 2025 р.

Вінниця ВНТУ 2025 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

«20» 03 2025 р.

З А В Д А Н Н Я

НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Сауляк Богдан Анатолійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Аналіз методів і засобів діагностування високовольтних реакторів»

Керівник роботи д.т.н., проф., зав. каф. ЕСС Комар В. О.

затверджена наказом вищого навчального закладу № 97 від 20.03.2025р

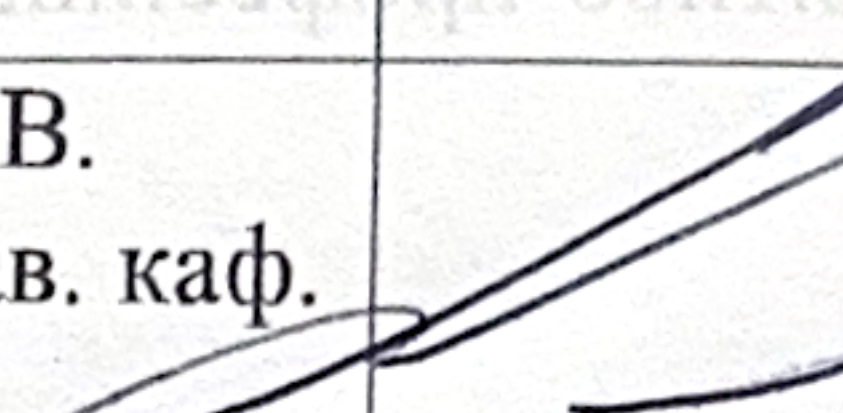
2. Термін подання студентом роботи 03 червня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи: 1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с. 2. Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Жук І.А. Випробування реакторів 750 кВ в умовах електричних станцій і підстанцій/ Вісник Кременчуцького держ. політехн. ун-ту. – 2006. – № 3. – Ч. 2. – с. 68-72. 3. Bao, Yanyan & Liu, Kang & Yang, Junting & Zhang, Guangdong & Wen, Dinjun & Wang, Kun. (2020). A Fault Analysis of 750kV Shunt Reactor and Repair Program. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 782. 032015. 10.1088/1757-899X/782/3/032015..

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Аналіз об'єкта діагностування. 2. Методи і засоби діагностування шунтових реакторів. 3. Моделювання реактора у MATLAB. 4. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки

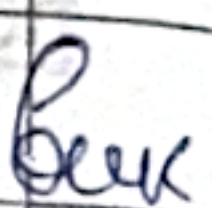
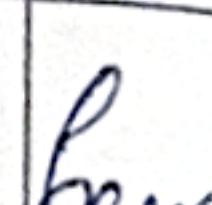
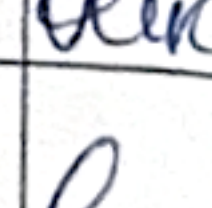
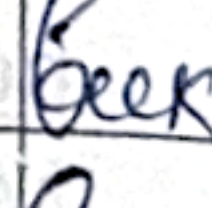
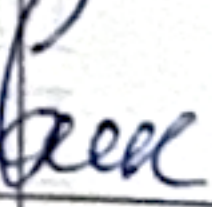
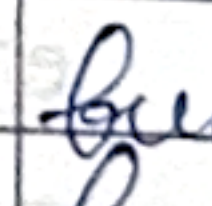
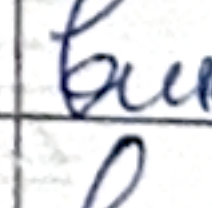
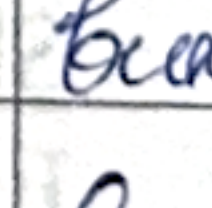
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титулка. 2. Вступ. 3. Схема конструкції реактора. 4. Основні види пошкоджень реакторів. 5. Методи визначення технічного стану ШР. 6-7. Моделювання реактора в MATLAB. 8. Висновки. 9. Дякую за увагу.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Комар В. О., д.т.н., проф., зав. кафедри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О. В. д. пед. н., професор, зав. каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 20 березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1	Формування та затвердження завдання БКР	20.03.2025	27.03.2025	
2	Вступ. Огляд літературних джерел	28.03.2025	04.04.2025	
3	Аналіз об'єкта діагностування (розділ 1 БКР)	05.04.2025	12.04.2025	
4	Методи і засоби діагностування шунтових реакторів (розділ 2 БКР)	13.04.2025	20.04.2025	
5	Моделювання реактора у MATLAB (розділ 3 БКР)	21.04.2025	28.04.2025	
6	Охорона праці (розділ 4 БКР)	29.04.2025	06.05.2025	
7	Формування висновків по роботі	07.05.2025	14.05.2025	
8	Оформлення пояснювальної записки	15.05.2025	22.05.2025	
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	23.05.2025	29.05.2025	

Студент

(підпис)

Б. А. Сауляк

Керівник роботи

(підпис)

В. О. Комар

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Сауляк Богдан Анатолійович «Аналіз методів і засобів діагностування високовольтних реакторів». Бакалаврська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2025. – 91 с. Бібліогр.: 41. Рис. : 28. Табл. : 17

У бакалаврській кваліфікаційній роботі проведено аналіз методів і засобів діагностування високовольтних реакторів, які є ключовими елементами електроенергетичних систем для стабілізації напруги та компенсації реактивної потужності. Досліджено конструктивні особливості шунтових реакторів, їх експлуатаційні характеристики та типові дефекти, зокрема проблеми ізоляції та магнітних систем. Проаналізовано сучасні методи діагностики, включаючи вимірювання опору ізоляції, хроматографічний аналіз газів, розчинених у маслі, та використання мікропроцесорних систем моніторингу. Особливу увагу приділено моделюванню роботи реакторів у програмному середовищі MATLAB для оцінки їхньої поведінки в різних умовах експлуатації. Розглянуто питання охорони праці під час діагностичних робіт, зокрема електробезпеку, мікроклімат і захист від виробничих факторів. Запропоновано рекомендації щодо вдосконалення методів діагностування, спрямовані на підвищення точності, швидкості та економічної ефективності, а також зниження аварійності обладнання. Результати роботи можуть бути використані для оптимізації діагностичних процедур і підвищення надійності електроенергетичних систем.

Ключові слова: Високовольтні реактори, діагностування, дефекти ізоляції, методи діагностики, технічні засоби діагностування, електроенергетичні системи, надійність обладнання, шунтові реактори, реактор 750 кВ, ефективність діагностики.

ABSTRACT

Saulyak Bohdan Anatoliyovych "Analysis of methods and means of diagnosing high-voltage reactors". Bachelor's qualification work. – Vinnytsia: VNTU. – 2025. – 91 p. Bibliography: 41. Fig. : 28. Table. : 17

The bachelor's qualification work analyzes the methods and means of diagnosing high-voltage reactors, which are key elements of power systems for voltage stabilization and reactive power compensation. The design features of shunt reactors, their operational characteristics and typical defects, in particular problems of insulation and magnetic systems, are studied. Modern diagnostic methods are analyzed, including insulation resistance measurement, chromatographic analysis of gases dissolved in oil, and the use of microprocessor monitoring systems. Special attention is paid to modeling the operation of reactors in the MATLAB software environment to assess their behavior under various operating conditions. Occupational safety issues during diagnostic work are considered, in particular electrical safety, microclimate and protection from production factors. Recommendations are proposed for improving diagnostic methods aimed at increasing accuracy, speed and economic efficiency, as well as reducing equipment failure rates. The results of the work can be used to optimize diagnostic procedures and increase the reliability of power systems.

Keywords: High-voltage reactors, diagnostics, insulation defects, diagnostic methods, technical means of diagnostics, power systems, equipment reliability, shunt reactors, 750 kV reactor, diagnostic efficiency.

ЗМІСТ

ЗМІСТ	3
ВСТУП.....	5
1 АНАЛІЗ ОБ’ЄКТА ДІАГНОСТУВАННЯ.....	7
1.1 Конструктивні особливості шунтових реакторів в ЕЕС	7
1.2 Особливості експлуатації шунтових реакторів в ЕЕС	10
1.2.1 Капітальний ремонт реактора	17
1.2.2 Поточний ремонт реактора.....	22
1.3 Результат аналізу пошкоджуваності шунтових реакторів в ЕЕС	24
2 МЕТОДИ І ЗАСОБИ ДІАГНОСТУВАННЯ ШУНТОВИХ РЕАКТОРІВ	29
2.1 Засоби та методи визначення технічного стану шунтуючого реактора за результатами періодичного контролю	31
2.1.1 Випробування в режимі резонансу напруг	33
2.1.2 Випробування в режимі резонансу струмів	39
2.3 Вимірювання індуктивності і втрат при малій напрузі.....	47
2.4 Вимірювання вібрації	51
3 МОДЕЛЮВАННЯ РЕАКТОРА У MATLAB.....	55
3.1 Шунтуючий реактор АВВ 420 кВ	55
3.2 Вибір відповідного керуючого сигналу	65
3.2.1 Напруга як керуючий сигнал	65
3.3 Реактивна потужність як керуючий сигнал.....	68
4 ОХОРОНА ПРАЦІ	75
4.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об’єкта	76
4.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць	76
4.1.2 Електробезпека	80
4.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії	82
4.2.1 Мікроклімат	82
4.2.2 Склад повітря робочої зони.....	83
4.2.3 Виробниче освітлення.....	83

4.2.4 Виробничий шум.....	84
4.2.5 Виробничі вібрації	85
4.3 Пожежна безпека.....	86
ВИСНОВКИ.....	89
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	90
ДОДАТКИ.....	94
ДОДАТОК А.....	95
ДОДАТОК Б	96
ДОДАТОК В	111

ВСТУП

Сучасні електроенергетичні системи значною мірою залежать від надійності та ефективності роботи високовольтного обладнання, зокрема високовольтних реакторів. Ці пристрої відіграють ключову роль у стабілізації напруги, компенсації реактивної потужності та забезпеченні безперебійної роботи електричних мереж. Проте зношування матеріалів, вплив зовнішніх факторів і складні умови експлуатації можуть призводити до виникнення дефектів, які загрожують стабільності енергосистем. У зв'язку з цим розробка та вдосконалення методів діагностування високовольтних реакторів є актуальною задачею, що має важливе значення для підвищення надійності електропостачання та зменшення аварійних ситуацій.

Актуальність теми зумовлена необхідністю забезпечення безперебійної роботи електроенергетичних систем в умовах зростання енергоспоживання та ускладнення структури мереж. Своєчасне виявлення дефектів у високовольтних реакторах дозволяє запобігти аварійним відключенням, зменшити економічні втрати та підвищити безпеку експлуатації. Існуючі методи діагностування потребують аналізу та вдосконалення, щоб відповідати сучасним вимогам до точності, швидкості та економічної ефективності.

Мета дослідження полягає в аналізі існуючих методів і засобів діагностування високовольтних реакторів та розробці рекомендацій щодо їх вдосконалення для підвищення ефективності виявлення дефектів і забезпечення надійності роботи обладнання.

Завдання дослідження:

1. Провести огляд сучасних методів діагностування високовольтних реакторів.
2. Проаналізувати технічні засоби, що застосовуються для діагностики, та оцінити їхні переваги й недоліки.
3. Визначити критерії ефективності діагностичних методів.

4. Розробити рекомендації щодо вдосконалення методів і засобів діагностування високовольтних реакторів.

Об'єктом дослідження є процес діагностування високовольтних реакторів у системах електропостачання.

Предметом дослідження є методи та засоби, що застосовуються для діагностики технічного стану високовольтних реакторів.

1 АНАЛІЗ ОБ'ЄКТА ДІАГНОСТУВАННЯ

1.1 Конструктивні особливості шунтових реакторів в ЕЕС

В Україні й у державах СНД використовують шунтові реактори двох ключових типів: із стрижневим магнітопроводом (класи напруги до 110 кВ та нижче) та з броньовою магнітною системою (класи 500 і 750 кВ) [1, 2]. Однофазні реактори, такі як РОДЦ-60000/500 і РОДЦ-110000/750, конструкцію яких зображено на рис. 1.1, не містять сталевго осердя.

Далі подано стислий опис конструкції цих реакторів за [2]. Циліндрична обмотка круглої форми, виконана в дисковому або суцільному вигляді, оточена електромагнітним екраном, що складається з окремих С-подібних ярем («магнітних шунтів»). Ці ярери розташовані симетрично відносно осі обмотки та охоплюють її ззовні. Кінці ярер мають форму сектора, який переходить у пряму ділянку. Для цього їх формують із численних пакетів, що містять пластини електротехнічної сталі різної довжини, а потім обробляють у спеціальному пристрої.

Обмотка, сформована з двох паралельних витків, виконується за схемою «введення в центр». При цьому лінійний кінець розташований у середині висоти обмотки, а нейтральні кінці — на її краях. Через верхній отвір, створений ярмами, усередині обмотки, співвісно з нею, монтують нижню частину вводу високої напруги. Вводи розміщують по висоті так, щоб потенціали точок обмотки та кінців обкладок введів, що знаходяться в одній горизонтальній площині, були приблизно однаковими. Ізоляція між обмоткою й ярмами — маслбар'єрного типу. Кінці ярер опираються на товстостінні циліндри з фарфору, розташовані в центрі, розділені по висоті та з'єднані по колу кільцями з електроізоляційного матеріалу. Ярмо разом із фарфоровими циліндрами формують міцну рамну конструкцію. Активна частина розміщується в циліндричному круглому баку на амортизаторах пружинного типу.

Будова реактора гарантує: рівномірне розподілення магнітного потоку між ярмами, що забезпечує мінімальні витрати сталі та втрати в ній, спрощення конструкції основної й поздовжньої ізоляції, відсутність заземленого осердя, легкість монтажу вводу та підвищення його електричної стійкості завдяки сприятливому впливу електричного поля обмотки, ефективне використання внутрішнього простору бака реактора, високу стійкість до вібрацій, а також низькі додаткові втрати в елементах конструкції.

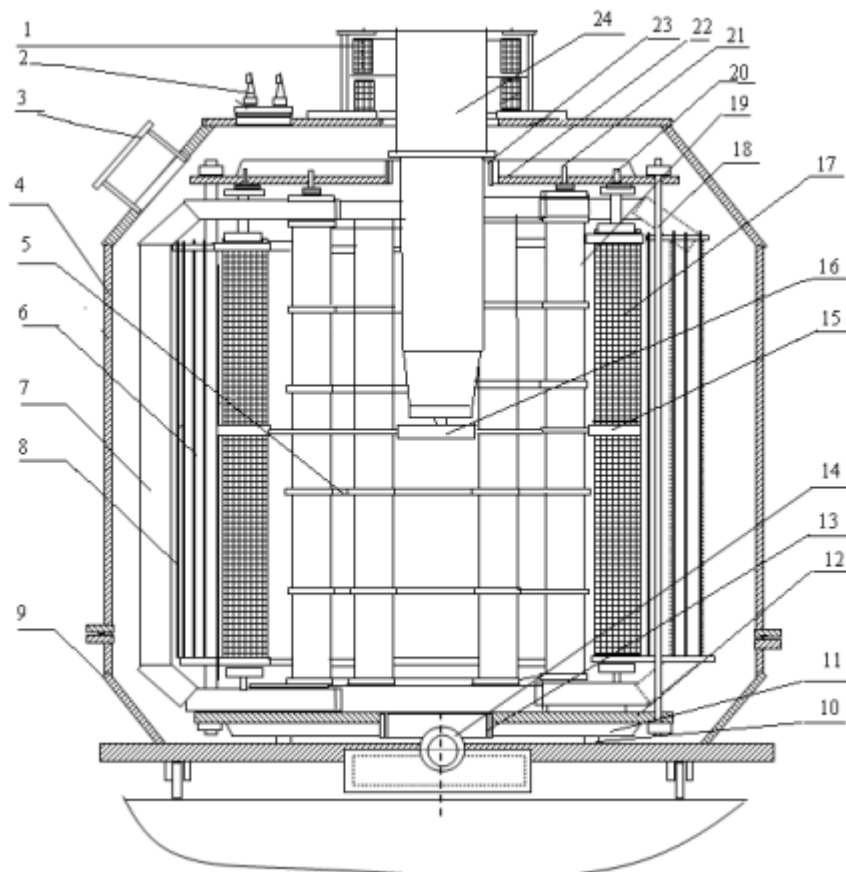


Рисунок 1.1 – Схема конструкції реактора РОДЦ 110 000 / 750

На рисунку 1.1 зображено:

- 1 — трансформатор струму;
- 2 — виводи 500 В;
- 3 — коробка виводів низької напруги;
- 4 — бак («колокол») реактора;
- 5 — плити ізоляційні;
- 6 — головна ізоляція;

- 7 — шунти магнітні;
- 8 — електростатичні екрани;
- 9 — піддон реактора;
- 10 — амортизатори;
- 11 — опорна пластина (брусок);
- 12 — плита нижня;
- 13 — нижній екран електромагнітний;
- 14 — патрубок зливний;
- 15 — вивід високої напруги;
- 16 — екран ВН («павук»);
- 17 — обмотки реактора;
- 18 — шпильки стяжні;
- 19 — циліндри фарфорові;
- 20 — болти нажимні обмотки;
- 21 — болти нажимні циліндрів фарфорових;
- 22 — верхня плита;
- 23 — верхній електромагнітний екран;
- 24 — ввід високої напруги.

Використання броньової конструкції з С-подібними ярмами та розміщенням вводу всередині обмотки в однофазному реакторі 110 МВА, 750 кВ замість стрижневої дозволило зменшити: витрати електротехнічної сталі в 1,9 раза, вагу активної частини в 1,5 раза, масу оливи в 3 рази, загальні втрати на 25%.

Проте така будова має певні недоліки, найвизначніші з яких:

- концентрація максимальних напруженостей електричного й магнітного полів в одному місці, що спричиняло численні пошкодження ізоляції реакторів;
- значні потоки розсіювання магнітної системи, які викликали перегрівання елементів конструкції.

Таблиця 1.1 – Характеристики реакторів 500 кВ і 750 кВ

Характеристики реакторів	Напруга, кВ	
	500	750
Маса активної частини, т	34	55
Маса масла, т	15	23
Повна маса, т	65	110

1.2 Особливості експлуатації шунтових реакторів в ЕЕС

Сучасною особливістю є те, що більшість шунтувальних реакторів в Україні та країнах пострадянського простору функціонують понад 25 років, вичерпавши свій паспортний ресурс [3]. Отже, розглянемо діючу систему технічного обслуговування шунтувальних реакторів, спрямовану на підтримання їхньої працездатності.

При створенні територіального електроремонтного виробництва слід враховувати площу території, що обслуговується, розташування об'єктів, обсяг їхнього ремонтного фонду, а також забезпечення електроремонтних підприємств електроенергією, водопостачанням, паливом, трудовими ресурсами тощо. У великих електроенергетичних системах чи на електростанціях зазвичай створюють власні електроремонтні підрозділи, які переважно мають спеціалізовану структуру [4].

Класифікація ремонтних робіт для трансформаторів і реакторів.

Основною умовою належної експлуатації трансформаторів і реакторів є вчасне виконання планово-попереджувальних ремонтів (ППР) та періодичних профілактичних перевірок.

Відповідно до правил експлуатації електроустановок, щоденні обходи та огляди обладнання супроводжуються плановими міжремонтними вимірюваннями й випробуваннями (профілактичні перевірки, що не потребують виведення обладнання з експлуатації) та іншими видами ремонтів. Система ППР забезпечує підтримання обладнання в робочому стані,

гарантуючи виконання його функцій і частково запобігаючи поломкам. Під час планових ремонтів, завдяки модернізації, технічні характеристики обладнання покращуються [5].

Під час планування та організації ремонтних робіт слід враховувати, що трансформатори й реактори можуть мати конструкцію, придатну або непридатну для ремонту. У разі неремонтопридатності обладнання замінюють замість відновлення.

За обсягом ремонти поділяють на поточний, середній та капітальний. Поточний ремонт виконують під час огляду обладнання, щоб забезпечити його безперебійну роботу. Його проводять на місці встановлення з відключенням і зупинкою обладнання.

Середній ремонт включає часткове чи повне розбирання, заміну зношених компонентів, відновлення ізоляції та повернення основних технічних параметрів трансформатора або реактора.

Капітальний ремонт передбачає повне розбирання обладнання з заміною чи відновленням будь-яких елементів, включно з обмотками, що забезпечує повне або часткове відновлення ресурсу. Наразі переважно виконують поточний і капітальний ремонти, хоча в окремих випадках застосовують і середній.

За призначенням розрізняють відбудовний ремонт, реконструкцію та модернізацію. Відбудовний ремонт не змінює конструкцію вузлів чи пристрою загалом, зберігаючи технічні характеристики реактора. Реконструкція може включати заміну матеріалів або зміну конструкції окремих вузлів при незмінних технічних параметрах. Модернізація передбачає вдосконалення матеріалів і заміну компонентів для значного покращення електричних характеристик, наближаючи їх до рівня сучасного обладнання.

За способом виконання ремонт поділяють на примусовий і післяоглядовий. Примусовий ремонт застосовують переважно до відповідного обладнання. Його особливість полягає в тому, що через встановлені інтервали часу трансформатори та реактори обов'язково проходять капітальний ремонт.

Крім того, у визначені періоди проводять поточний і середній ремонти залежно від тривалості ремонтного циклу та його структури. При цьому ресурс обладнання між ремонтами може знижуватися незначно, і в ремонт іноді потрапляє справне обладнання. Через це примусовий ремонт є дорожчим порівняно з післяоглядовим. Примусовий ремонт у обсязі капітального виконують лише після огляду та профілактичних випробувань під час планової ревізії чи поточного ремонту. Ресурс обладнання при такому ремонті відновлюється не повністю, що знижує витрати. Проте зростає ймовірність незапланованих позачергових ремонтів, а тривалість ремонту може збільшитися.

Недоліком регламентного підходу до організації ремонтних робіт є відсутність урахування фактичного технічного стану обладнання. Унаслідок цього виведенню з експлуатації підлягає обладнання, яке може залишатись працездатним, що призводить до нераціонального використання ресурсів та підвищення витрат. Альтернативним є післяоглядовий підхід, за якого рішення щодо доцільності проведення ремонтних заходів приймається на основі результатів діагностування та профілактичних випробувань. У цьому випадку капітальний ремонт виконується лише за потреби, що сприяє оптимізації обсягів робіт і зниженню витрат.

За організацією ремонт поділяють на централізований, децентралізований і змішаний.

При централізованому ремонті роботи виконують спеціалізовані ремонтно-налагоджувальні підприємства без залучення місцевих ремонтно-експлуатаційних служб. Ця форма охоплює також ремонт імпортного обладнання. Удосконалення централізованого ремонту передбачає створення центрального обмінного фонду обладнання, розширення його асортименту та надання ремонтними підприємствами послуг із поточного ремонту й профілактичного обслуговування. Централізована форма забезпечує високу якість робіт. При цьому ремонт здійснюють служби підприємства, на якому встановлено обладнання, що потребує відновлення.

За характером робіт розрізняють відновний ремонт, реконструкцію та модернізацію трансформаторів і реакторів. Відновний ремонт не змінює параметри реакторів і конструкцію їхніх вузлів. Під час реконструкції параметри залишаються незмінними, але змінюється конструкція окремих вузлів. Модернізація передбачає зміну як параметрів реакторів, так і окремих елементів їхньої конструкції.

За призначенням ремонт поділяють на планово-запобіжний, профілактичний і післяаварійний. Періодичність цих ремонтів залежить від результатів профілактичних випробувань і дефектів, виявлених під час експлуатації чи зовнішнього огляду реактора. Розкриття реакторів здійснюють через вісім років після початку експлуатації незалежно від обсягу ремонтних робіт. Також реактор розкривають і оглядають після тривалого транспортування до місця встановлення. Планово-запобіжний і післяаварійний ремонти виконують за відносно короткий час.

Капітальний ремонт потребує значних витрат ресурсів і праці.

Комплекс обслуговування реакторів включає три складові: оперативне обслуговування, технічне обслуговування та систему планово-попереджувальних ремонтів.

Усі елементи цього комплексу є ключовими для виробничого процесу, що охоплює генерацію, передачу та розподіл електроенергії. Це зумовлено особливістю електроенергетики — безперервністю виробництва. Взаємозв'язок між виробництвом електроенергії та ремонтно-експлуатаційним обслуговуванням підкреслює важливість як організації, так і виконання заходів комплексу. Особливо критично забезпечити поєднання безперебійного виробництва, передачі та розподілу електроенергії з циклічним характером ремонтів, мінімізуючи перерви в роботі реакторів через відмови чи планові ремонти [6-8].

Оперативне обслуговування включає підтримання належного режиму роботи реактора, його введення та виведення з експлуатації з дотриманням допустимих температурних і навантажувальних умов, а також обмежень за

напругою. До нього також належать періодичні та позапланові огляди, регулярне вимірювання параметрів, що відображають режим роботи реактора, аналіз цих даних і виконання організаційно-технічних заходів для забезпечення безпеки під час технічного обслуговування та ремонту.

Технічне обслуговування охоплює профілактичну перевірку стану ізоляції, контактних систем, а також систем охолодження, регулювання та пожежогасіння, що виконується поза межами планово-попереджувальних ремонтів; роботи із забезпечення належної якості ізоляційного масла в реакторі та вводах, зокрема сушіння й регенерацію масла; змащення та догляд за рухомими й тертьовими вузлами, підшипниками охолоджувальних пристроїв; періодичне тестування допоміжного резервного обладнання, налаштування, перевірку та ремонт вторинних ланцюгів, систем захисту, автоматики, сигналізації й керування. До системи планово-попереджувальних ремонтів належать поточний і капітальний ремонти, а також пов'язані з ними випробування та вимірювання.

Усі роботи в межах комплексу обслуговування реакторів можуть бути плановими або позачерговими. Планові роботи виконують регулярно з чітко визначеним обсягом і термінами, тоді як позапланові виникають через відмови реактора, виявлення дефектів тощо.

Система планово-попереджувальних ремонтів (ППР) необхідна через неминуче зношення обладнання під час експлуатації, що супроводжується поступовою втратою початкових ресурсів електричної та механічної стійкості, підвищуючи ймовірність відмов. Своєчасне відновлення стійкості агрегату чи деталі знижує ризик збоїв, підвищуючи надійність обладнання. Таким чином, мета ППР — гарантувати надійну роботу обладнання, підтримуючи його основні характеристики на рівні нормативних показників.

Якщо не враховувати підвищену ймовірність відмов на початку експлуатації та одразу після ремонту (початкові й випадкові відмови через дефекти виробництва чи неякісний ремонт), то зміна ймовірності безвідмовної

роботи обладнання при використанні системи ППР в ідеалізованому вигляді виглядає так, як показано на рис. 1.2.

У початковий період T_0 (від 0 до t_0) відмови через зношення майже не проявляються, а ймовірність безвідмовної роботи залишається близькою до початкового значення R_0 . Після роботи обладнання протягом часу T_0 зношення стає помітним, і ймовірність безвідмовної роботи знижується до R_1 до моменту t_1 . Проведення ремонту в момент t_1 дозволяє відновити ймовірність безвідмовної роботи до R_0 . Якщо зношення обладнання в наступному періоді експлуатації не змінюється, то до моменту t_2 (інтервал $t_2 - t_1$ дорівнює $0 - t_1$) ймовірність безвідмовної роботи знову знижується до R_1 . Повторюючи відбудовні ремонти через рівні інтервали T (міжремонтний період), можна підтримувати ймовірність безвідмовної роботи в межах від R_1 до R_0 .

Якщо міжремонтний період подовжити, а ремонт провести не в момент t_1 , а в момент t_2 , ймовірність безвідмовної роботи знизиться до $R_1' < R_1$. Якщо ж під час ремонту початкову надійність не відновлено повністю (лише до $R_0'' < R_0$), то за збереження тривалості міжремонтного періоду T до моменту t_1 надійність буде нижчою за встановлену межу ($R_1'' < R_1$). Для забезпечення ймовірності безвідмовної роботи не нижче R_1 міжремонтний період слід скоротити до $T' < T$.

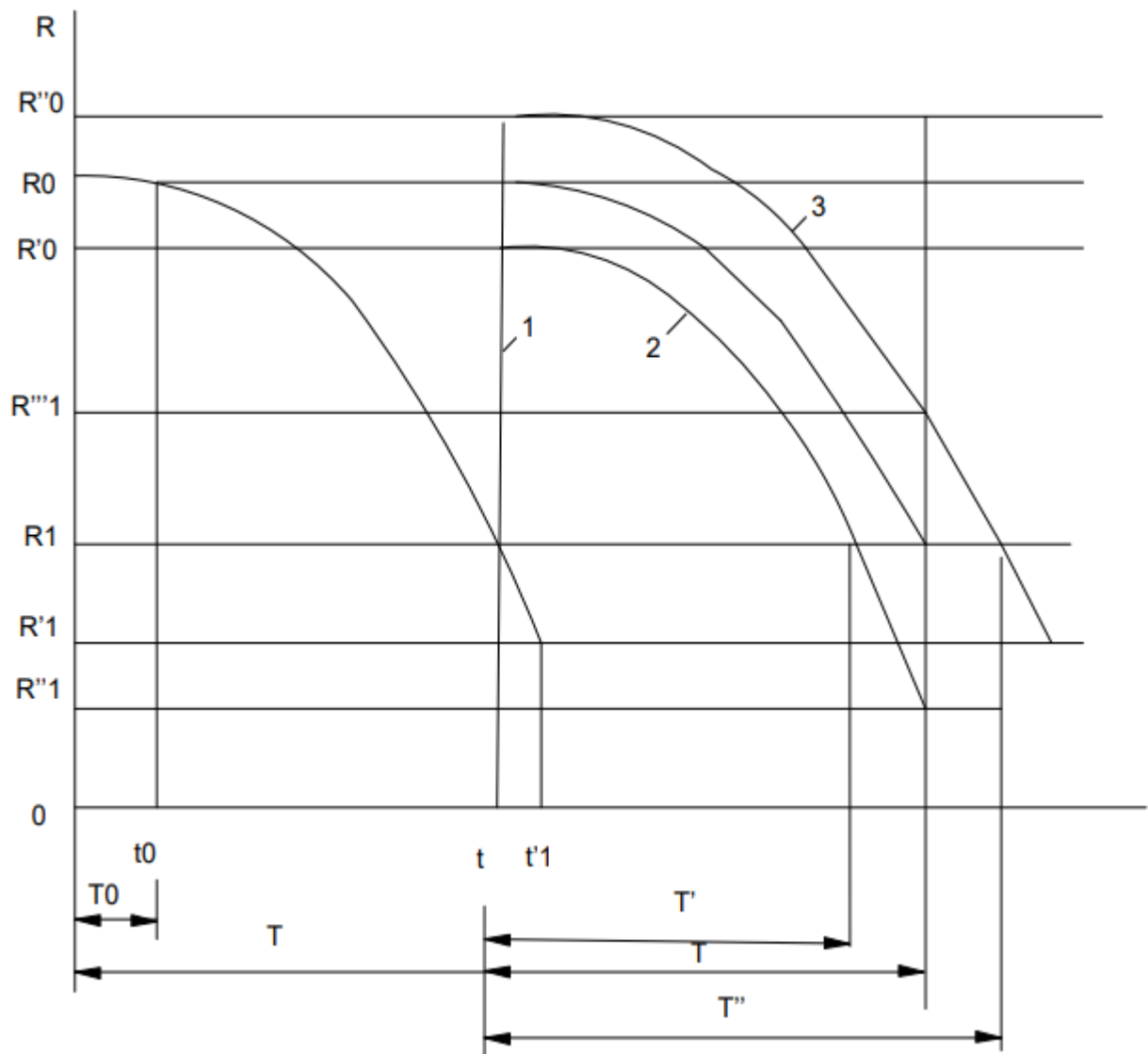


Рисунок 1.2 – Залежність імовірності безвідмовної роботи устаткування R від тривалості експлуатації t з урахуванням проведення ППР:

де 1 – основний варіант стратегії ремонту;

2 – випадок перевищення нормативного міжремонтного періоду чи зниженої надійності після ремонту;

3 – ремонт з збільшенням ресурсу надійності.

Реальна залежність безвідмовної роботи від тривалості експлуатації відрізнятиметься від зображеної на рис. 1.2 не лише через раптові відмови, ймовірність яких не залежить від частоти ремонтів, а й через мінливість умов експлуатації, що спричиняє різну швидкість зношення обладнання між послідовними ремонтами [9,10].

Графік на рис. 1.2 відповідає системі періодичних ремонтів у межах ППР, де міжремонтний період $T_3 > T_0$, що допускає значне зниження безвідмовності та високу ймовірність зношувальних відмов.

Вибір типу системи ППР — стандартні чи періодичні ремонти — базується на техніко-економічних розрахунках, які порівнюють потенційні збитки від можливих відмов обладнання (при зношувальних відмовах у системі періодичних ремонтів) із додатковими витратами на частіші ремонти (у стандартних ремонтах, що виключають зношувальні відмови). Аналогічно визначають оптимальний міжремонтний період для періодичних ремонтів. Обов'язковою умовою таких розрахунків є достовірні дані про тривалість роботи обладнання до появи зношувальних відмов T_0 та про характер зміни ймовірності безвідмовної роботи при експлуатації довшій за T_0 , що залежить від умов використання. Такі дані отримують переважно з досвіду експлуатації подібного обладнання в схожих умовах. Зміни в конструкції обладнання чи умовах експлуатації вимагають періодичного перегляду встановлених міжремонтних термінів.

Мета й періодичність виконання робіт із поточного та капітального ремонту трансформаторів і реакторів. У практиці України для ремонтно-експлуатаційного обслуговування трансформаторів і реакторів застосовується система ППР, яка поєднує періодичні ремонти з післявипробувальною стратегією: структура циклу ремонту включає дві ключові категорії – поточний і капітальний ремонт. Для поточних ремонтів визначено чітку періодичність, тоді як капітальні ремонти зазвичай здійснюються за потребою, залежно від результатів регулярних перевірок і реального стану трансформатора чи реактора.

1.2.1 Капітальний ремонт реактора

Особливістю капітального ремонту реактора загалом є мінімальний рівень його розбирання, який у деяких випадках наближається до нуля. При

цьому ключовим аспектом капітального ремонту є контроль кріплення обмоток в осьовому напрямку: як встановлено, динамічна стійкість обмоток при наскрізних коротких замиканнях значною мірою визначає надійність і довговічність реактора, залежачи від міцності стиснення обмоток. Водночас сучасні конструкції пресування не є досконалими, що зумовлює потребу в підпресуванні обмоток реактора [1, 2, 13].

Другою важливою операцією капітального ремонту є очищення бака й активної частини від забруднень, що виникають через деградацію масла або залишки від виробника. Такі забруднення становлять загрозу, насамперед, через можливе погіршення умов охолодження активної частини.

Третя процедура капітального ремонту – перевірка магнітопроводу, спрямована на запобігання замиканню листів, яке спричиняє надмірне нагрівання сталі, а також зовнішній огляд ізоляції обмоток для виявлення ознак старіння чи видимих ушкоджень.

Стандартний капітальний ремонт, тобто без модернізації чи ліквідації значних дефектів реактора, не передбачає розбирання активної частини чи демонтажу обмоток. Якщо ж ремонт вимагає розбирання активної частини, він виконується відповідно до спеціальних технологічних вказівок і регламентів.

Якщо капітальний ремонт реактора, як це найчастіше трапляється, проводиться не на місці його встановлення, спочатку виконуються демонтажні роботи: від'єднання шин, ланцюгів вторинної комутації, а також зняття систем охолодження й пожежогасіння.

Самий ремонт розпочинається з розкриття активної частини реактора, що здійснюється або шляхом підйому її разом із кришкою з бака, або зняттям знімного бака (дзвона). Після цього активну частину промивають струменем трансформаторного масла, щоб усунути шлам та інші забруднення.

Далі проводять огляд і очищення магнітопроводу з перевіркою затягування доступних стяжних шпильок, а також ізоляції шпильок і ярмових балок. За потреби відновлюють пошкоджену ізоляцію та підтягують шпильки. Перевіряється надійність заземлення елементів активної частини.

Обмотки й відводи оглядають, очищають, а за необхідності виконують розклиівку шин і відновлення розрахункових зусиль в опресовці обмоток. Перевіряють і ремонтують ізоляцію та кріплення відводів, а також справність доступних паяних з'єднань. Слід враховувати, що на трансформаторах із напругою 150 кВ і вище поверх обмоток установлені зовнішні ізоляційні бар'єри.

У баку з активною частиною перевіряють пристрій перемикання під навантаженням: очищають (за потреби замінюють) і підтягують контакти, контролюють стан паянь, перемичок і механізмів перемикача. Оглядають і очищають кришку бака, розширювальний бак із плівкою (якщо трансформатор має плівковий захист), захисні труби й мембрани, перевіряючи їх цілісність і герметичність ущільнень. Ревізують термосифонні та адсорбційні фільтри, повітроосушувачі, замінюючи сорбент і масло в масляних затворах, а також перевіряють крани й засувки.



Рисунок 1.3 – Ремонт реактора та РПН автотрансформатора



а



б

Рисунок 1.4 – Обладнання для ремонту шунтуючих реакторів: а- цеолітова установка для обробки масла; б – вакуумний блок для сушки ізоляції

Проводиться огляд і ремонт перемикача відгалужень, а також розміщених у ньому елементів. Виконується огляд, очищення й ремонт вводів, за потреби замінюється масло у вводах або здійснюється їх повне розбирання. Окремо від реактора проводять випробування вводів. Бак реактора ретельно перевіряють на наявність тріщин чи недопустимих деформацій, очищують і фарбують.

Ремонтують систему охолодження [9, 10]: радіатори або маслоохолоджувачі, насоси, вентилятори, електродвигуни, маслопроводи й арматуру; радіатори (маслоохолоджувачі) старанно очищують і промивають ізсередини. Проводять випробування трансформаторного масла з бака; за необхідності здійснюють його сушіння, регенерацію або заміну. Перевіряють системи азотного захисту й пожежогасіння, якщо вони наявні. У разі потреби, визначеної результатами попередніх випробувань, виконують сушіння ізоляції активної частини та вбудованих трансформаторів струму.

Перевіряють пристрої захисту, автоматики, контрольно-вимірювальні прилади й сигналізацію реактора, зокрема ті, що стосуються систем охолодження, регулювання, пожежогасіння: силові кабелі, кабелі вторинної комутації, газові й струмові реле, реле тиску та рівня масла.

Здійснюють складання реактора із заміною ущільнень і проводять випробування на ремонтній базі (площадці). Після цього реактор транспортують до місця встановлення й монтують на фундамент. Після

завершення складання реактор проходить остаточні випробування, під'єднується до шин, спочатку вмикається на холостий хід, а потім, після фазування, вводиться в роботу під навантаженням [11, 12].

Зазначимо, що наведений перелік робіт охоплює ремонт, виконаний у спеціалізованих заводських умовах. Під час ремонту реактора на місці його встановлення, тобто безпосередньо на фундаменті, обсяг робіт може бути дещо зменшений залежно від наявного обладнання ремонтної бази. Такий капітальний ремонт, як і стандартний, може включати підйом рухомої частини або дзвона, що робить його обсяг майже ідентичним типовому. У такому разі необхідно лише вжити додаткових заходів для запобігання зволоженню відкритої активної частини.

На практиці також застосовують метод капітального ремонту реактора на його фундаменті, який передбачає внутрішній огляд без демонтажу рухомої частини чи дзвона. У цьому разі ремонтний персонал проникає всередину бака через оглядові люки (попередньо масло повністю зливають, а бак ретельно провітрюють). Такий спосіб ремонту зазвичай використовують лише для потужних реакторів високої напруги, де всередині бака достатньо вільного простору. Доцільність цього методу зумовлена ключовими завданнями капітального ремонту: підпресуванням обмоток, перевіркою стану обмоток і магнітопроводу, а також очищенням (промиванням) активної частини. Оскільки ці операції за певних обмежень можна виконати без розбирання реактора, відмова від трудомісткого демонтажу й транспортування може бути виправданою.

Проте під час ревізії всередині бака обсяг робіт і перевірок значно обмежений, оскільки значна частина поверхні зовнішніх обмоток і магнітопроводу залишається недоступною не лише для ремонту, а й для огляду. Це підвищує ризик не виявити наявний дефект. До того ж, якщо під час огляду через люк виявлено серйозний дефект, реактор усе одно доведеться демонтувати для транспортування на ремонтну площадку чи завод.

Підпресування обмоток без підйому виймальної частини чи демонтажу дзвона зазвичай можливе лише із застосуванням компактних гідравлічних домкратів через обмежений простір усередині бака [2]. Такі домкрати послідовно встановлюють на кожну обмотку поряд із гвинтовими домкратами, передбаченими конструкцією реактора. Після створення гідравлічним домкратом зусилля пресування, що відповідає заводським параметрам, положення натискних кілець фіксують гайками гвинтових домкратів. Завершивши підпресування однієї обмотки, гідравлічні домкрати переміщують до наступної.

Ремонт реакторів на їхньому фундаменті частіше практикують на підстанціях електричних систем (ПЕС), ніж на електростанціях, завдяки наявності ремонтних майданчиків, розташованих поблизу реакторів. На трансформаторних підстанціях (у баштах) зазвичай ремонтують реактори напругою 500–750 кВ [6].

1.2.2 Поточний ремонт реактора

Поточні ремонти виконуються в період між двома наступними капітальними ремонтами і мають на меті перевірити стан обмеженого числа найбільше швидкозношуваних, і щодо нескладних у ремонті вузлів і деталей з усуненням виявлених дефектів, із тим, щоб забезпечити безвідмовну роботу агрегату до наступного планового ремонту (поточного або капітального). При поточному ремонті робляться, вводяться огляд і чищення вузлів і деталей (як правило, щодо легкодоступних), а також ліквідація невеликих дефектів, заміна неосновних вузлів і деталей. Доцільність введення категорії поточного ремонту влаштовується нерівномірним зносом (старінням) окремих вузлів і деталей реакторів. Саме ця нерівномірність приводить до виходу з ладу окремих вузлів і до настання терміна чергового капітального ремонту, у той же час скорочувати міжремонтний період, визначений по ресурсах основної маси вузлів реактора, до значення, обумовленого ресурсом декількох найменш надійних вузлів,

безперечно економічно нецілеспрямовано. У загальному випадку в міжремонтний період може бути декілька поточних ремонтів.

При поточному ремонті, що передує капітальному, додатково проводяться виміри, випробовування й огляди з метою виявлення та уточнення робіт, підметів виконання в ході цього капітального ремонту.

Поточний ремонт реактора містить у собі, насамперед такі роботи, як зовнішній огляд з усуненням виявлених дефектів, що піддаються ліквідації на місці, у тому числі очищення забрудненої зовнішньої ізоляції як одного зі слабких і водночас доступних вузлів.

Виконується низка робіт із обслуговування трансформаторного масла, що охоплює злив бруду й конденсату з розширювального бака, перевірку маслопоказника (зокрема відповідність рівня масла) із доливанням масла за потреби, а також контроль і заміну сорбенту в термосифонному (адсорбційному) фільтрі та повітроосушувачі. Подібні операції проводять для маслonaповнених вводів: доливають масло, замінюють масло в масляному затворі, сорбент у повітроосушувачі, відбирають проби масла.

Очищають зовнішні поверхні бака й кришки, перевіряють спускні крани, ущільнення, цілісність мембрани вихлопної труби та захисного клапана. Оглядають охолоджувальні пристрої, очищають їхні зовнішні поверхні (особливу увагу приділяють відсутності забруднень на дворебристих трубках маслоохолоджувачів системи ДЦ, ефективність яких значно падає при забрудненні).

Перевіряють і змащують підшипники вентиляторів, електродвигунів і насосів, контролюють герметичність маслoводяних охолоджувачів надлишковим тиском. У безсальникових маслoнасосах може знадобитися заміна підшипників і ущільнювальних кілець, оскільки їхній ресурс становить 10 000 годин.

Проводять огляд і перевірку пристрою регулювання під навантаженням (приводу, контактора), а також перемикають регулятор щонайменше 10 разів із крайнього одного положення в інше (для усунення оксидної плівки).

Контролюють газове й струмове реле, реле рівня й тиску масла, відсічний клапан, прилади вимірювання температури й тиску масла, а також систему азотного захисту.

Під час поточного ремонту реактора проводять перевірки та випробування його захисних пристроїв і автоматики, зокрема систем охолодження, пожежогасіння та сигналізації. У процесі ремонту також виконують випробування ізоляції й контактних з'єднань, зокрема контролюють опір контактів перемикачів відгалужень у всіх положеннях.

Одна з найскладніших задач під час поточного ремонту потужних високовольтних реакторів – це доступ до введів високої напруги для очищення їхньої ізоляції, розшинювання чи ошинювання під час випробувань, а також для заміни масла в затворах. Підйом по порцеляновій поверхні є незручним і небезпечним. Заводська конструкція реактора не передбачає спеціальних пристосувань для полегшення такого підйому, а застосування автовишки не завжди можливе через особливості розташування реактора.

1.3 Результат аналізу пошкоджуваності шунтових реакторів в ЕЕС

Реактори РОДЦ-110000/750 – найменш надійний компонент силового електрообладнання в мережах 750 кВ. На лінії 750 кВ «Донецьк – Альбертірша» на кожній підстанції вони зазнавали пошкоджень кілька разів [5,6]. Аварії супроводжувалися вибухами, займаннями й повним руйнуванням реакторів, після чого їх неможливо було відновити.

На малюнку 1.5 показано стан реактора після його відмови.

Розглянемо ключові типи пошкоджень реакторів та вжиті заходи для їх запобігання:

1. Використання маслonaсосів, де обмотка охолоджувалася потоком масла з реактора, спричиняло те, що при поломці механічної частини маслonaсосу металевий пил потрапляв у бак реактора та осідав у зонах найвищої напруженості електричного й магнітного полів – на прошивних

рейках біля виводів із середини обмотки. Через недосконалу конструкцію рейок (виконані суцільними) створювалися умови для виникнення «повзучих» розрядів уздовж поверхні рейок.

Для запобігання таким ушкодженням проведено модернізацію всіх реакторів із першої партії випуску:

- встановлення маслonaсосів герметичного типу замість старих;
- додавання фільтрів до системи циркуляції масла;
- заміна суцільних рейок на роз'єднані.

Ці дії суттєво знизили ризик виникнення «повзучих» розрядів уздовж поверхні рейок.

2. Недостатня якість пайки елементарних провідників обмотки спричиняла виткові замикання в обмотці. Поздовжній диференційний захист не виявляв ці ушкодження, доки не відбувалося замикання на землю, що викликало утворення газового міхура й значне руйнування реактора.

Для зменшення таких пошкоджень на заводі проведено модернізацію реакторів останньої партії випуску та оновлення попередніх партій, що перебувають в експлуатації. Під час цієї реконструкції виконано:

- роз'єднання нейтралей півобмоток реактора з установленням трансформаторів струму на кожній із них;
- встановлення поперечного захисту реактора.

Варто також підкреслити, що чинна система профілактичних випробувань реакторів в експлуатації не дає змоги належно оцінити стан ні головної, ні виткової ізоляції. Вимірювання опору ізоляції мегомметром на 2500 В та визначення діелектричних втрат за напруги 10 кВ дозволяють лише встановити загальний рівень зволоження ізоляції й масла. Контроль стану головної ізоляції частково покращується завдяки виведенню заземлення електростатичних екранів на зовнішню сторону бака реактора, особливо якщо забезпечити вимірювання струму цих екранів при робочій напрузі.



Рисунок 1.5 – Пошкоджений реактор 750 кВ

Найефективнішим способом запобігання аваріям шунтувальних реакторів є використання мікропроцесорних систем безперервного моніторингу та діагностики з комплексом сенсорів [7]. Проте більш доцільним є проведення випробувань головної та виткової ізоляції напругою, що в кілька разів перевищує робочу. Дослідження в цьому напрямку проводяться на етапі розробок фахівцями ВНТУ та ПЗЕС [12]. Важливо врахувати економічні й психологічні аспекти:

- такі тести можуть запобігти значним ушкодженням під час експлуатації [8];
- під час випробувань можливе пошкодження головної чи виткової ізоляції, що вимагатиме тривалого ремонту реактора, який міг би ще функціонувати;
- ремонт може потребувати повного розбирання реактора, включно з демонтажем шунтів та обмотки, що в умовах експлуатації складно виконати.

3. Сильні магнітні поля розсіювання викликають значні струми в короткозамкнених контурах, що призводить до перегріву елементів

конструкції, руйнування органічної ізоляції та утворення вуглеводневих газів, розчинених у маслі.

Частина реакторів була виведена з експлуатації за результатами хроматографічного аналізу газів, розчинених у маслі.

Такі контури виникали через:

- розміщення активної частини реактора на металевих амортизаторах, установлених на піддоні;
- відсутність контролю заземлення магнітопроводів;
- відсутність перевірки замкнення між електростатичними екранами;
- замикання електромагнітних екранів на плити;
- контакт стяжних шпильок із «колоколом».

На рисунках 1.3–1.5 зображено сліди перегрівів, спричинених протіканням струмів у короткозамкнених контурах реакторів 750 кВ.

Реконструкції, що здійснюються на підстанціях 750 кВ, спрямовані, зокрема, на усунення причин утворення короткозамкнених контурів. Деталі цих модернізацій описано нижче.



Рисунок 1.6 – Перегрів внаслідок замкнень електромагнітного екрану на пресуючу плиту

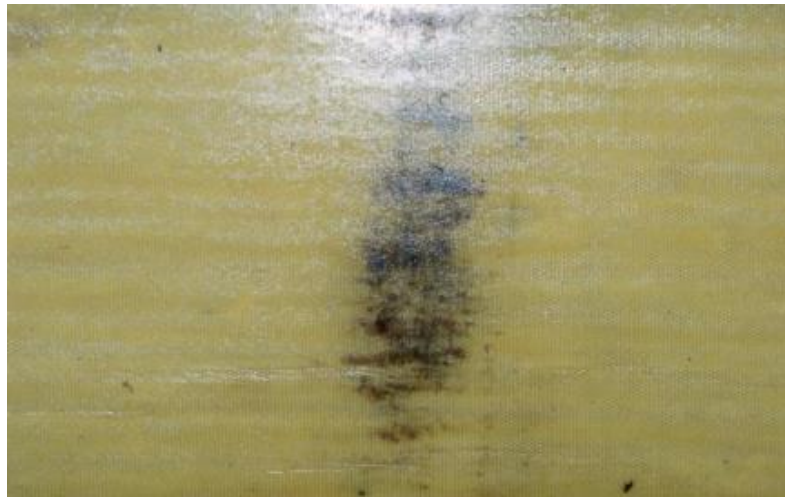


Рисунок 1.7 – Сліди перегріву на текстолітовому кільці внаслідок замкнення магнітного шунта на пресуючу плиту

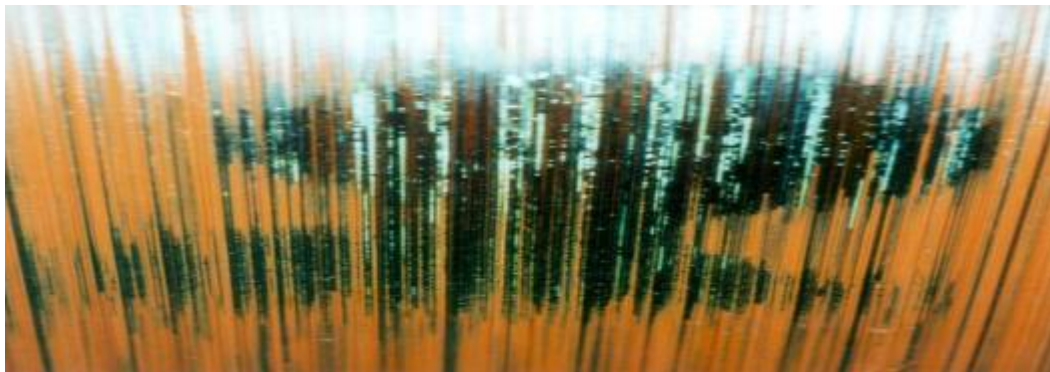


Рисунок 1.8 – Сліди перегріву на С-подібному магнітному шунті

Висновки до першого розділу

1. Багато шунтувальних реакторів, що експлуатуються на енергетичних об'єктах України, вичерпали свій паспортний термін служби.
2. Для уникнення їх ушкоджень в Україні функціонує добре організована система планово-попереджувальних ремонтів.
3. Попри різноманітні види ремонтних робіт, в Україні все ще трапляються пошкодження шунтувальних реакторів.
4. Наразі актуальним є завдання переходу від ППР до ремонтів залежно від стану реактора.
5. З-поміж численних типів ППР капітальний ремонт залишається найбільш трудомістким й дорогим.

2 МЕТОДИ І ЗАСОБИ ДІАГНОСТУВАННЯ ШУНТОВИХ РЕАКТОРІВ

Поточний стан технічної інфраструктури української електроенергетики потребує значних зусиль для гарантії надійної й безпечної роботи обладнання, яке експлуатується багато років і частково є фізично зношеним та застарілим.

Наявний науково-технічний потенціал галузі забезпечує підтримання робочого стану електрообладнання та подовження життєвого циклу електроенергетичних установок (ЕУ) завдяки ремонтам, частковому відновленню й за умови вдосконалення методик та засобів діагностики устаткування ЕУ.

Завдання діагностування:

- Визначення функціональної придатності;
- Оцінка рівня зношеності обладнання;
- Встановлення можливості продовження роботи без ремонту;
- Визначення обсягу необхідного ремонту;
- Оцінка умов і можливості подальшої експлуатації устаткування з дефектами;
- Визначення залишкового ресурсу служби;
- Розроблення заходів для реалізації залишкового потенціалу ресурсу.

Під час випробувань шунтових реакторів виникають значні складнощі. Для забезпечення номінальної напруги реактора в заводських умовах потрібне джерело такої напруги з потужністю, не меншою за повну потужність реактора, а також проміжний трансформатор, розрахований на відповідні напругу й потужність [13]. Альтернативою є створення спеціальної конденсаторної батареї (КБ), розрахованої на номінальні параметри струму й напруги реактора. У такому разі джерело живлення — (синхронний) генератор із частотою 50 Гц та підвищуючий проміжний трансформатор — повинні мати однофазну потужність на рівні 5–10% від повної потужності реактора, що випробовується.

Вимірювання втрат у шунтовому реакторі є складним завданням через дуже низький коефіцієнт потужності (зазвичай менше 0,004). Це робить

ватметровий метод вимірювання втрат малоефективним. Натомість потрібен спеціалізований мостовий метод.

Особливо проблематичним є випробування ізоляції реактора за допомогою нормованого випробувального напруги промислової частоти. Для цього потрібна конденсаторна батарея, розрахована на повну випробувальну напругу при підвищеній частоті, що в заводських умовах є нереалістичним. Кращим рішенням є заміна цього випробування впливом грозових і комутаційних імпульсів [10, 14].

Шунтові реактори, подібно до силових трансформаторів відповідного класу напруги й потужності, на заводі проходять операційні випробування під час складання, а також кваліфікаційні та приймально-здавальні випробування у повністю зібраному стані.

До програми операційних випробувань під час складання реактора входять тести, аналогічні до випробувань трансформаторів, зокрема: а) перевірка магнітопроводу або бічних ярм; б) вимірювання перенапруг в обмотках реактора під дією грозових і комутаційних імпульсів (за зниженої напруги) після першого складання; в) вимірювання електричного опору обмоток при постійному струмі; г) оцінка індуктивності та втрат при низькій напрузі після другого складання [13].

Відповідно до ГОСТ, програма кваліфікаційних і приймально-здавальних випробувань повністю зібраного шунтового реактора класу напруги 110 кВ і вище включає:

- 1) візуальний зовнішній огляд;
- 2) вимірювання електричного опору обмоток при постійному струмі;
- 3) оцінка характеристик ізоляції (R_{60} , C , $\tan\delta$);
- 4) аналіз проби масла з визначенням пробивної напруги й $\tan\delta$;
- 5) перевірка герметичності бака реактора щодо масла;
- 6) визначення потужності реактора за номінальної напруги методом падіння напруги з використанням приладів високого класу точності;

7) вимірювання втрат у реакторі мостовим методом при подачі номінальної напруги між лінійним і нейтральним вводами (допускається вимірювання за зниженої напруги);

8) випробування ізоляції нейтралі реактора напругою промислової частоти;

9) тестування ізоляції реактора повним грозовим імпульсом;

10) випробування ізоляції зрізаними імпульсами;

11) перевірка нагрівання за номінальної напруги на вводах реактора з вимірюванням температур;

12) випробування бака реактора на механічну міцність у вакуумі;

13) тестування бака на міцність при підвищеному внутрішньому тиску;

14) вимірювання вібраційних параметрів;

15) оцінка рівня шуму;

16) вимірювання часткових розрядів (ЧР) в ізоляції реактора для класів напруги 220 кВ і вище (метод вимірювання ще не стандартизовано).

Вимірювання ЧР на МЕЗ виконують під час тривалого (10 годин) збудження реактора до максимальної робочої напруги з періодичним підвищенням напруги до 1,1–1,15 від максимальної на 20 хвилин. У процесі цього випробування контролюють ЧР, які також вимірюють при короткочасному підвищенні напруги до 1,3 від найбільшого можливого значення [13, 14].

2.1 Засоби та методи визначення технічного стану шутнуючого реактора за результатами періодичного контролю

Для тестування шунтових реакторів високої напруги та великої потужності використовується таке обладнання:

Конденсаторна батарея загальною потужністю 135000 кВ·А, що складається з 2700 конденсаторів типу КПМ1-50-1, кожен потужністю 50 кВар, напругою 1 кВ. Конденсатори розміщені по 5 у 40 касетах, розташованих на 6

ізолюваних від землі поверхах. Касети можна об'єднувати в групи або з'єднувати послідовно для однофазної чи трифазної схеми випробувань.

Трифазний синхронний генератор типу ГСІ-15000-11, потужністю 15000 кВА, з напругою обмотки статора 11 кВ при з'єднанні в зірку або 6,35 кВ при з'єднанні в трикутник.

Реактивні опори генератора у відносних одиницях: $x_d=2.17$; $x_2=x_d=0,213$; $x_q=1,35$; $x_d'=0,36$.

3. Проміжний випробувальний трансформатор типу ТДЦТЙ-31500/35 із номінальними напругами обмоток: генераторна — 6,3 кВ; понижуюча — $2 \times 1,9$ кВ на фазу; підвищуюча — 2×11 кВ. Цей трансформатор використовується для тестування шунтових реакторів класу 750 кВ за схемою резонансу напруги (див. рис. 2.1).

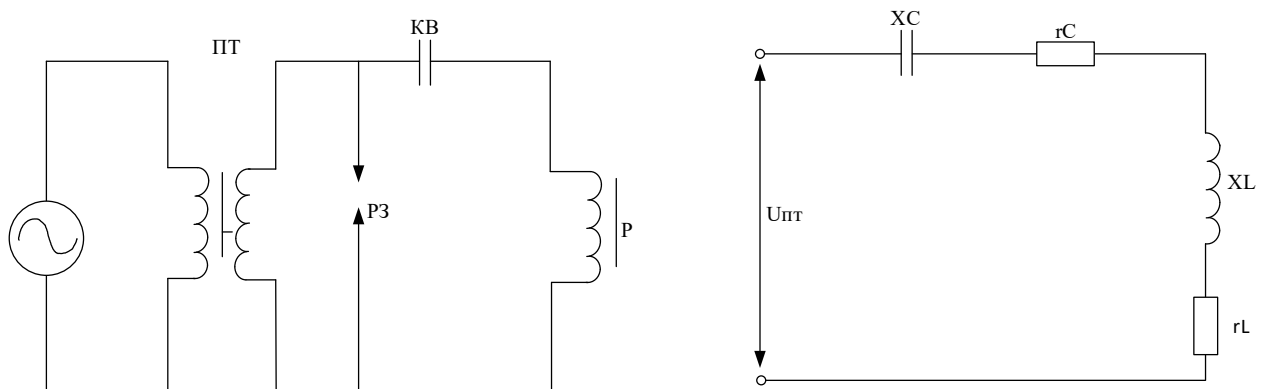


Рисунок 2.1 – Схема випробування у режимі резонансу напруг.

а - схема з'єднань випробовуваного реактора і КБ з джерелом живлення; б — еквівалентна схема заміщення.

Випробувальний трансформатор типу ІОМ-500/500 розрахований на тривалу роботу при струмі 22 А та напрузі 350 кВ на стороні високої напруги. Його використовують на МЕЗ для тестування шунтових реакторів класу напруги 500 кВ і нижче за схемою резонансу струмів (див. рис. 3.2).

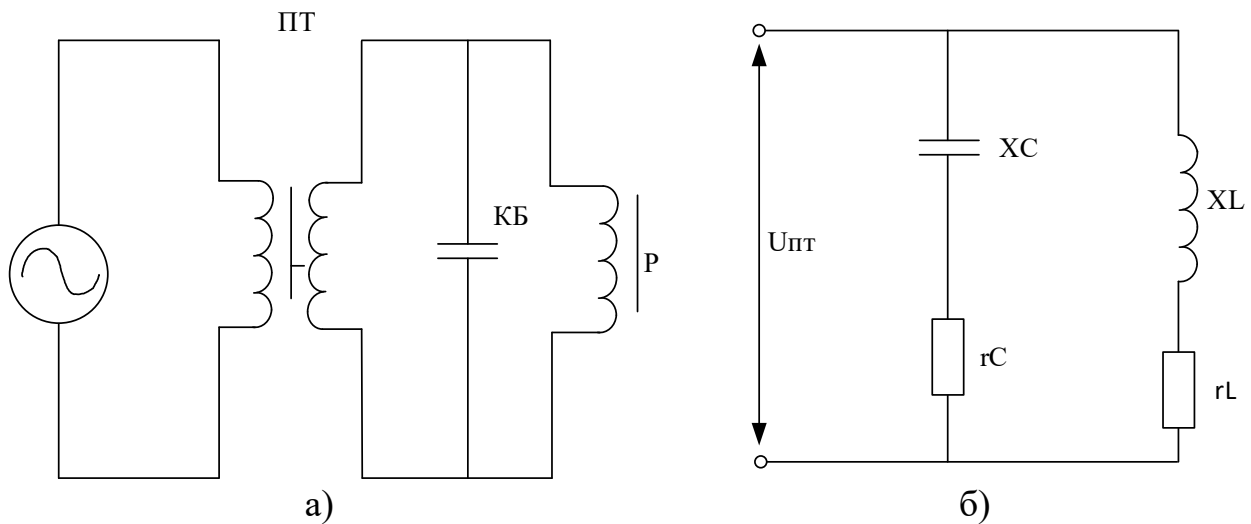


Рисунок 2.2 – Схема випробування у режимі резонансу струмів. а — схема з'єднання випробовуваного реактора та КБ з джерелом живлення; б — еквівалентна схема заміщення.

Наразі для випробувань шунтових реакторів класу 500 кВ і вище на МЕЗ застосовується виключно схема резонансу напруг.

Тестування шунтових реакторів за резонансними схемами потребує ретельного підбору параметрів випробувального обладнання, зокрема конденсаторної батареї (КБ), а також урахування умов самозбудження випробувального генератора.

2.1.1 Випробування в режимі резонансу напруг

Схема підключення випробовуваного реактора та КБ зображена на рисунку 2.1,а. За цією схемою конденсаторна батарея (КБ) з'єднується послідовно з реактором (Р). Живлення забезпечується від синхронного генератора (Г) через проміжний трансформатор (ПТ), обмотка високої напруги якого захищена розрядником (РЗ) від перенапруг під час відключень.

При тестуванні за схемою послідовного включення не потрібен дорогий випробувальний трансформатор, розрахований на повну потужність і повну випробувальну напругу реактора, що є ключовою перевагою цієї схеми. Крім

того, порівняно зі схемою резонансу струмів (рис. 2.2), ця схема спрощує реєстрацію часткових розрядів (ЧР), оскільки відсутні заважаючі ЧР на стороні високої напруги випробувального трансформатора. Недоліком схеми є чутливість до змін частоти мережевої напруги, що спричиняє різкі коливання випробувальної напруги.

На рис. 2.3 показані: $k_n=U_p$ — напруга на реакторі; $U_{пт}$ — напруга проміжного трансформатора; x_L/x_C — відношення реактивних опорів реактора. При випробуванні по схемі на рисунку 3.1,а коефіцієнтів посилення k_n (тобто відношення напруги на реакторі до напруги живлення згідно схемі заміщення на рисунок 2.1) рівні.

$$k_n = \left| \frac{z_p}{z_p + z_{KB}} \right| = \frac{n^2}{\sqrt{(n^2 - 1)^2 + (tg\varphi + 1/q)^2}}. \quad (2.1)$$

З рисунка 3 випливає, що при точному налаштуванні схеми на резонанс ($\omega^2 = x_L/x_C = 1$) напруга на реакторі перевищує напругу від джерела живлення більш ніж у 150 разів. Наприклад, під час випробування реактора РОДЦ-110000/750 із номінальною напругою $787,5/\sqrt{3}=455$ кВ напруга живлення становить 3 кВ. Однак коливання частоти мережі живлення під час випробування можуть спричинити певний розлад схеми, оскільки відношення $x_L/x_C=\omega^2 LC$ залежить від квадрата частоти.

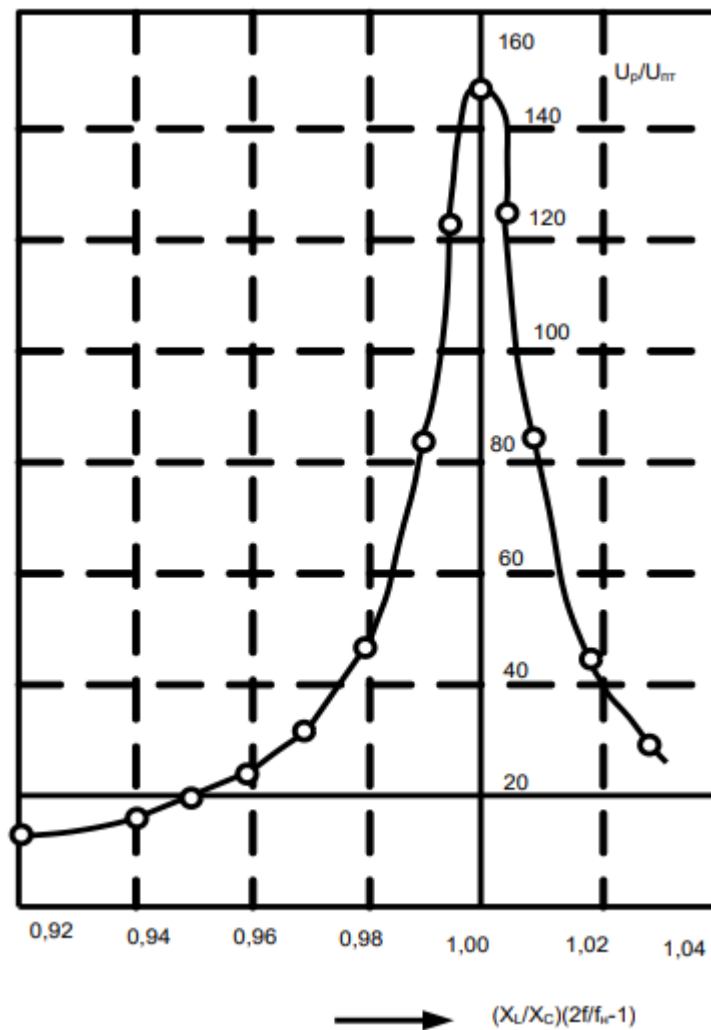


Рисунок 2.3 – Резонансна крива коефіцієнта підсилення

За змін частоти, можливих у мережі ($50 \pm 0,2 \div 0,3$ Гц), квадратичну залежність частоти доцільніше замінити наближеним виразом:

$$f^2 = f_n^2 = 2f / f^2 - 1. \quad (2.2)$$

де f_n — номінальна частота живлячої мережі, Гц.

f —частота при випробуванні, Гц;

Наприклад, при зниженні частоти на 0,3 Гц відношення буде рівне:

$$\frac{x_L}{x_C} = \frac{x_{LH}}{x_{CH}} \cdot \left(\frac{2f}{f_H} - 1 \right) = \frac{x_{LH}}{x_{CH}} \cdot \left(\frac{2 \cdot 49,7}{50} - 1 \right) = 0,988 \frac{x_{LH}}{x_{CH}}. \quad (2.3)$$

Ступеню небалансу $x_L/x_C=0.988$ відповідно до кривої на рисунку 3.3, коефіцієнт підсилення становить:

$$k_H U_P / U_{nm} = 72. \quad (2.4)$$

Відповідно, необхідна висока напруга проміжного трансформатора (ПТ) становить $787,5/\sqrt{3} \cdot 72 = 6,3$ кВ.

Отже, для забезпечення стабільної напруги на реакторі необхідно змінювати напругу більш ніж удвічі через коливання частоти, що є головним недоліком схеми резонансу напруг.

При виборі коефіцієнта трансформації проміжного трансформатора (ПТ) враховується потреба в підвищенні напруги випробуваного реактора вище номінального значення, наприклад, до $1,3U_H$ для вимірювання часткових розрядів.

Під час роботи синхронного генератора на ємнісне навантаження за певних умов може виникнути синхронне (монотонне) або асинхронне (коливальне) самозбудження [15]. Межа зони синхронного самозбудження визначається виразом:

$$(x_{Ce} - x_d)(x_{Ce} - x_d) + r_e^2 = 0. \quad (2.5)$$

А межа зони асинхронного самозбудження:

$$(x_{Ce} - x_q)(x_{Ce} - x_q) + r_e^2 = 0. \quad (2.6)$$

де x_{Ce} та r_e —еквівалентний ємнісний та активний опори кола; x_d , x_q x_d індуктивні опори генератора.

Самозбудження не виникне, якщо виконається нерівності:

$$\left. \begin{aligned} (x_{Ce} - x_d)(x_{Ce} - x_d) + r_e^2 &> 0 \\ (x_{Ce} - x_q)(x_{Ce} - x_q) + r_e^2 &> 0 \end{aligned} \right\}. \quad (2.7)$$

Достатніми умовами для запобігання самозбудженню є виконання однієї з таких вимог:

$$\left. \begin{aligned} (x_q - x_d) / 2 < r_e < (x_q - x'_d) / 2 = 0; \\ x_{Ce} > x_d; & \quad x_{Ce} < x'_d. \end{aligned} \right\}. \quad (2.8)$$

Найнадійнішим критерієм відсутності самозбудження генератора є умова $x_{Ce} > x_d$. При однофазному режимі роботи (випробування однофазних реакторів) необхідно додати опір зворотної послідовності генератора x_2 . Тоді умова відсутності самозбудження прийме вигляд:

$$x_{Ce} = x_C - x_L > x_d + x_2. \quad (2.9)$$

Оскільки реактивні опори генератора подано у відносних одиницях, їх слід помножити на базисний опір генератора U_T/S і привести до сторони ВН проміжного трансформатора множенням на k^2 тоді:

$$x_C - x_L > (x_d + x_2) < U_T^2 / Sk_{III}^2. \quad (2.10)$$

Або

$$\frac{x_L}{x_C} < \frac{x_L}{x_L + (x_d + x_2) U_T^2 / Sk_{III}^2}. \quad (2.11)$$

Наведемо приклад: Встановити найвище припустиме значення x_L/x_C для реактора типу. РОДЦ-110000/750 ($x_L=1880$ Ом) при випробуванні по схемі на рис. 2.1 з живленням від генератора типу ГСІ-15000/11, 15 000 кВА, 6,35 кВ на фазу через проміжний трансформатор типу ТДЦТН-31500/35 з коефіцієнтом трансформації $k= 11/6,3=1,75$

Згідно (2.5) маємо:

$$\frac{x_L}{x_C} < \frac{1880}{1880 + (2.17 + 0.213) \frac{6.35^2}{15} \cdot 1.75^2} = \frac{1880}{1880 + 19.5} = 0.99. \quad (2.12)$$

У таблиці 2.1 наведено (з урахуванням умов можливого самозбудження генератора й коливань частоти) припустимі величини x_L/x_C під час випробувань шунтових реакторів на 400, 500 та 750 кВ.

Кількість N касет КБ, послідовно під'єднаних, становить:

$$N < x_c \cdot n / x_k. \quad (2.13)$$

де x_C — необхідний реактивний опір КБ, Ом;

x_K —реактивний опір одного конденсатора рівне 20 Ом;

n — число паралельно включених конденсаторів в касеті.

У таблиці 2.2 зазначено кількість касет КБ для випробувань реакторів за схемою резонансу напруг (враховано можливе відхилення потужності реактора від номінальної в межах $\pm 5\%$).

Таблиця 2.1 – Найвищі припустимі співвідношення x_L/x_C

Тип реактора	x_L/x_C при частоті, Гц		
	49,7	50	50,2
РОДЦ-110000/750	0,97	0,982	0,99
РОДЦ-60000/500	0,968	0,98	0,988
РОДЦ-55000/400	0,962	0,974	0,982

Таблиця 2.2 – Визначення оптимальної кількості касет конденсаторів

Оптимальна кількість касет конденсаторів при випробуванні реактора типу РОДЦ-110000/750					
Потужність реактора	X_l , Ом	Число Касет	Число Конденсаторів	X_s , Ом	X_l/X_s
$1,05 \times 10^{10}$	1789,3	456	2280	1826,6	0,98
$1,04 \times 10^{10}$	1807,4	460	2300	1844,6	0,98
$1,03 \times 10^{10}$	1824,5	464	2320	1860,5	0,98
$1,02 \times 10^{10}$	1842,6	468	2340	1878,7	0,98
$1,01 \times 10^{10}$	1860,7	472	2360	1897,0	0,98
$1,00 \times 10^{10}$	1879,0	476	2380	1916,8	0,98
$0,99 \times 10^{10}$	1879,2	478	2390	1918,5	0,98
$0,98 \times 10^{10}$	1879,5	480	2400	1920,3	0,98
$0,97 \times 10^{10}$	1917,5	486	2430	1956,9	0,98
$0,96 \times 10^{10}$	1957,6	498	2490	1997,0	0,98

2.1.2 Випробування в режимі резонансу струмів

Сполучення реактора Р, що тестується, з конденсаторною батареєю зображено на рисунку 2.2. Під час випробувань за цією схемою зміна частоти напруги мережі не викликає значних коливань випробувальної напруги, що є ключовою перевагою. Однак недоліком цієї схеми є потреба у високовольтному випробувальному трансформаторі.

Коефіцієнт підсилення k_T (співвідношення струму в реакторі до струму у випробувальному трансформаторі ПТ) при тестуванні за схемою резонансу струмів (див. рисунок 2.2) визначається аналогічно до (2.1):

$$k_T = \left| \frac{z_{KB}}{z_P + z_{KB}} \right| \approx \frac{1}{(n^2 - 1)^2 + (tg\delta + 1/q)^2}. \quad (2.14)$$

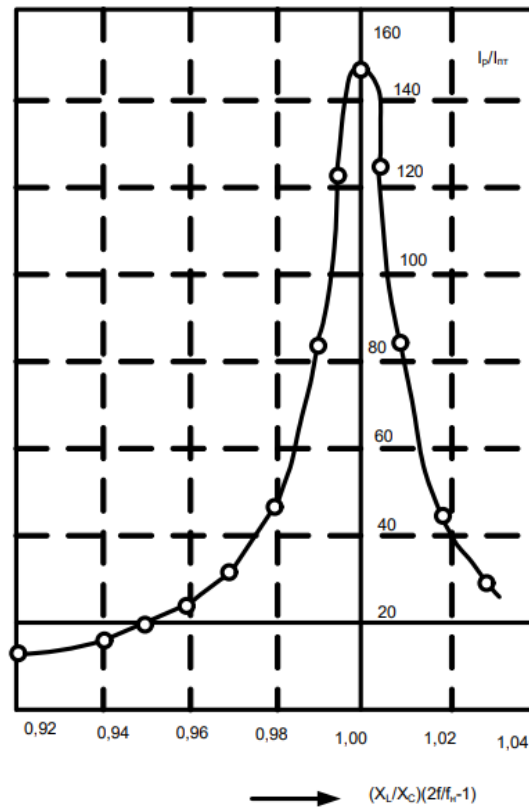


Рисунок 2.4 – Резонансна крива коефіцієнта посилення

де $k_T = I_p/I_{ПТ} - I_p$ струм реактора;

$I_{ПТ}$ — струм випробувального трансформатора;

x_L/x_c - відношення реактивних опорів реактора та КБ.

Крива, побудована за (2.7) з урахуванням фактичних втрат у реакторі та КБ, представлена на рисунку 2.4. З неї випливає, що при точному налаштуванні схеми в резонанс ($p_2 = x_L/x_c = 1$) струм у випробувальному трансформаторі становить лише приблизно 1/150 струму в реакторі, що тестується. Це дає змогу під час випробувань однофазних реакторів класів напруги 400 і 500 кВ застосовувати випробувальний трансформатор типу ІОМ-500/500, призначений для тривалої роботи при струмі 2 А та напрузі 350 кВ. Очевидно, що через низьку потужність трансформатора необхідно забезпечити точне налаштування схеми в резонанс, тобто дотримуватися умови $x_L = x_c$. Кількість N касет КБ, підключених послідовно, розраховують за (2.5).

Таблиця 2.3 – Оптимальна кількість конденсаторних касет для випробувань реакторів типу РОДЦ-60000/500

Потужність реактора МВ·А	X_L , Ом	Кількість касет	Кількість конденсаторів	X_C , Ом	X_L/X_C	Іит, А
1,05·60	1458,3	364	1820	1559,6	0,999	1,35-3,02
1,04·60	1472,4	368	1840	1475,7	0,998	1,34-3,24
1,03·60	1486,6	370	1850	1483,7	1,002	1,32-2,54
1,08·60	1501,2	374	1870	1499,8	1,001	1,31-2,57
1,01·60	1561,1	378	1890	1515,8	1,000	1,30-2,73
1,00·60	1531,2	382	1910	1531,8	1,000	1,29-2,7
0,99·60	1546,7	386	1930	1547,9	0,999	1,27-2,84
0,98·60	1562,5	390	1950	1563,9	0,999	1,26-2,81
0,97·60	1518,6	394	1970	1519,9	0,999	1,25-2,78
0,96·60	1595,0	398	1990	1596,0	0,999	1,32-2,75
0,95·60	1611,8	402	2010	1612,0	1,000	1,22-2,56

У таблиці 2.3 наведено попередній розрахунок кількості касет КБ для випробувань реакторів за схемою резонансу струмів. Таблиця 2.3 складена з урахуванням можливого відхилення потужності реактора від номінальної в межах $\pm 5\%$, а також містить діапазони зміни струму у випробувальному трансформаторі, спричинені коливаннями частоти мережі та напруги. Умови, що запобігають самозбудженню генератора в режимі резонансу струмів, встановлюються шляхом розрахунку за відповідним методом.

2.2 Вимірювання індуктивності і втрат при робочій напрузі

використовували для замикання ТТ1 під час випробувань реактора на нагрівання.

Для вимірювання індуктивності та втрат застосовували міст Шерінга типу 2801 у комплекті з:

- 1) індуктивна приставка типу 3480 з котушкою взаємної індукції М на 1 мГ;
- 2) точний трансформатор струму ТТ1 типу 4731 на обмеженнях 30/5 і 150/5 А, з кутовою похибкою 0,5 – 1 мін;
- 3) електронний нуль-індикатор G типу 5501;
- 4) додатковий набір вимірювальних конденсаторів з ємністю 1×10 мкФ типу 1201 для розширення меж вимірювання моста;
- 5) зразковий конденсатор CN ємністю 67,35 пФ, 800 кВ;
- 6) трансформатор напруги ТН2 для живлення моста від генератора Р;
- 7) регулятор потенціалу екрану моста типу 2901.

При вимірюванні індуктивності L_ϕ та кута втрат $\text{tg} \delta$ набір вимірювальних резисторів R_4 і набір конденсаторів C_4 моста з'єднані послідовно. По цій схемі вимірюють паралельне з'єднання індуктивного ωL_ϕ та активного опорів реактора R_p .

Попередню установку рукояток декад C_4 і R_4 моста визначили за формулою (2.16) та (2.17) для розрахункових значень:

$$U_H^2 / \omega P_H = 303^2 / 314 \cdot 60 = 4.82 ; \quad (2.16)$$

$$\text{tg} \delta = \sum P / P_H = 3.33 \cdot 10^{-3}. \quad (2.17)$$

де U_H номінальна фазна напруга реактора, кВ;

P_H - номінальна потужність реактора, МВт.

Отже, згідно формули:

$$4.82 = \frac{1}{150 \cdot 5} 10^{-5} \frac{C_4}{67.35 \cdot 10^{-12}} = 0.5 \cdot 10^6 C_4. \quad (2.18)$$

або

$$C_4 = 4,82 \cdot 10^{-6} / 0,5 = 9,64 \text{ (мкФ)}. \quad (2.19)$$

Згідно

$$R_4 + S = tg\delta / \omega C_4 = 3.33 \cdot 10^{-3} / 314 \cdot 9.64 \cdot 10^{-6} = 1.1 \text{ (Ом)}. \quad (2.20)$$

У таблиці 2.4 наведено формули, які використовуються на МЕЗ для обчислення потужності та втрат у номінальних умовах реакторів типу РОДЦ класів напруги 400, 500 та 750 кВ під час вимірювань мостом типу 2801. Вихідними даними для розрахунків є:

- 1) виміряні мостом значення C_4 , мкФ, і $R_4 + S$, Ом;
- 2) номінальна фазна напруга реактора, кВ;
- 3) розрахункові втрати в сталі реактора $P_{от}$, кВт;
- 4) температура обмотки не нагрітого реактора $\theta_{обм}$;
- 5) температура реактора $\theta^\circ\text{C}$, рівна температурі навколишнього середовища, якщо реактор холодний;
- 6) коефіцієнт трансформації $k_{тт}$ трансформатора струму типу 4731.
- 7) електричний опір обмотки $r_{обм}$ при температурі $\theta_{обм}$;

У табл. 2.4 наведені дані результати типового випробування реактора РОДЦ-60000/500, при напругах 11,3-109,2% номінального у холодному стані реактора. Електричний опір обмотки реактора при $\theta=25^\circ\text{C}$ складає $r_3=2,92$ Ом.

Індуктивність L_p і $tg\delta$ визначали в змозі, рівноваги моста по положеннях рукояток декад C_4 та R_4 і реохорда S .

При напрузі, на реакторі $(U_{из}/U_H) \cdot 100 = 11,3\%$ було зафіксовано: $C_4 = 1,976 \text{ мкФ}$ ($R_4 + S$) = 5,715 Ом. Отже, по рядку 8, табл.2.4 маємо:

$$tg\delta_p = 0,314(R_4 + S)C_4 \cdot 10^{-3} = 0,314 \cdot 5,715 \cdot 1,976 \cdot 10^{-3} = 3,54 \cdot 10^{-3}. \quad (2.21)$$

а по рядку 9 табл. 2.4.

$$L_p = 14.82C_4 / u = 14.82 \cdot 1.976 / 30 / 5 = 4.89 \text{ (Гн)}. \quad (2.22)$$

Реактивний опір x_L по графі 10.

$$x_L = 4664.7 \cdot 1.976 / 30 / 5 = 1536 \text{ (Ом)}. \quad (2.23)$$

Виміряні втрати при 34,1 кВ по 12 рядку таблиці 2.6.

$$P_{uz} = 22,2^2 \cdot 1536 \cdot 3,54 \cdot 10^{-6} = 2,68 \text{ (Ом)}; \quad (2.24)$$

$$P_g = 6,188 \cdot 30 / 5 \cdot 5,715 = 212 \text{ (кВт)}. \quad (2.25)$$

Втрати в реакторі при розрахункові температурі 75 °С визначені згідно 8 рядку таблиці 2.4 по формулі.

$$P_{75} = I^2 \cdot r_\theta \cdot k \cdot 10^{-3} + P_{\text{дод}} / k + P_{cm}; \quad (2.26)$$

$$P_{\text{дод}} = P_\theta - P_{cm} - I^2 \cdot r_\theta \cdot 10^{-3}; \quad (2.27)$$

$$P_{\text{дод}} = 212 - 45,4 - 113,7 = 52,9 \text{ (кВт)}; \quad (2.28)$$

$$P_{75} = 113,7 \cdot 1,192 + 52,9 / 1,192 + 45,9 = 225,3 \text{ (кВт)}. \quad (2.29)$$

Аналогічно встановлені значення індуктивності та втрат, зазначені в таблиці 2.4, для інших величин випробувальної напруги.

Струм і втрати в реакторі зображено на рисунку 2.6 (за напруги на його затискачах у діапазоні 11,3–109% від номінальної). Ці графіки (у логарифмічному масштабі) демонструють, що струм у реакторі змінюється майже пропорційно першому ступеню напруги, тоді як втрати — пропорційно її квадрату. Така закономірність забезпечує достатню точність вимірювання індуктивності.

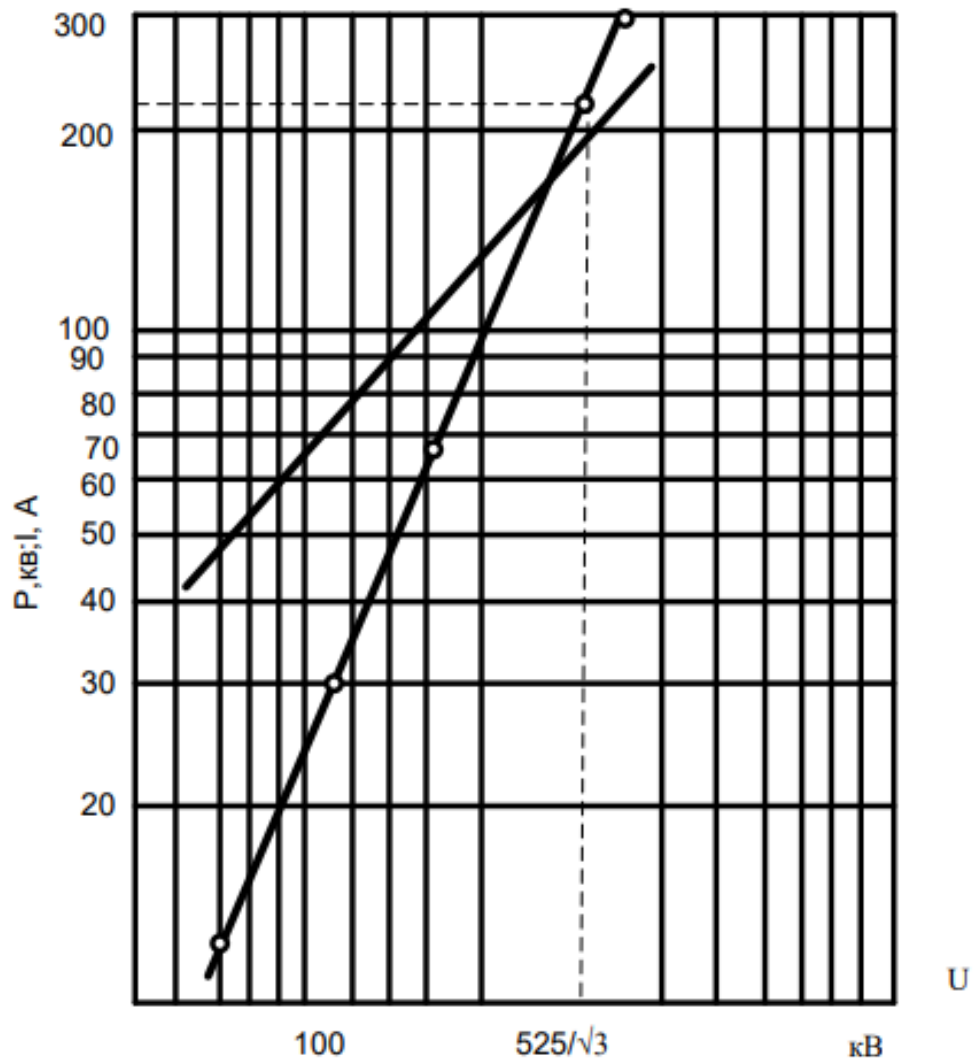


Рисунок 2.6 – Залежності втрат і струму від напруги в реакторі РОДЦ-60000/500.

де R_{θ} — втрати при $\theta=26^{\circ}\text{C}$;

I_1 - струм в реакторі,

P - втрати в шунтових реакторах вітчизняного виробництва при низьких напругах із приведенням результатів вимірювання втрат до номінальних умов пропорційно квадрату напруги.

Таблиця 2.4 – Формули для обчислення потужності та втрат у реакторі

№ пп	Параметри	РОДЦ- 55000/400	РОДЦ- 60000/500	РОДЦ- 110000/750
1	Потужність реактора P_N , мВА	126.06 k_{TT}/C_4	196.96 k_{TT}/C_4	443.1 k_{TT}/C_4
2	Реактивний опір x_L , Ом	4664.7 C_4/k		
3	Втрати, приведені до номінальної напруги P_θ , кВт	3.96 $k_{TT}/(R_4+S)$	6.188 $k\pi(R_4+S)$	13.92 $k\pi(R_4+S)$
4	Сумарні втрати ΣP_θ , кВт	$\Sigma P_\theta = (I^2 r'_\theta + P_{доб\theta})10^{-2} + P_{ст}$		
5	Втрати в сталі (розрахункові), $P_{ст}$, кВт	17,2	45,4	67,5
6	Додавочні втрати $P_{доб\theta}$, кВт	$P_{доб\theta} = P_\theta - P_{ст} - I^2 r'_\theta \cdot 10^{-2}$		
7	Температурний коефіцієнт для приведення втрат до розрахункової температури 75°C	$k = (235 + 75)/(2359 + \theta)$		
8	Втрати, приведені до розрахункової температури P_{75} , кВт	$P_{75} = I^2 r'_\theta k \cdot 10^{-2} + P_{доб\theta} / k + P_{ст}$		

2.3 Вимірювання індуктивності і втрат при малій напрузі

Вимірювання при низькій напрузі методом ватметра здійснюють під час операційних випробувань реактора після повторної збірки для перевірки якості монтажу та відсутності дефектів. Для цього результати вимірювань зіставляють із даними, отриманими на свідомо справних реакторах, які успішно пройшли кваліфікаційні та приймально-здавальні випробування.

У разі необхідності вимірювання втрат ватметром із приведенням результатів до номінальної напруги (наприклад, для внесення до паспорта реактора) слід враховувати похибки вимірювань і застосовувати поправки до результатів. При $\text{tg}\delta = \cos\varphi = 0,0035$ кутовій похибці ватметра, що не враховується, +0,5 хвилини відносна похибка становить.

Таблиця 2.5 – Результати вимірювання індуктивності

Результати вимірювання індуктивності і втрат реактора 750 кВ при частоті 49.8 Гц								
Умови вимірювання на реакторі РОДЦ-110000/750	Вимірювання ватметром при малій напрузі							
	U, В	I, А	xL, Ом	xL _{ер} , Ом	Втрати			
					W, Вт	$U^2 / R_w + R_o$	P _{из} , Вт	P _{при} , кВт
В холодному стані θ _{обм} =26°C	2540	1,49	1815	1815	61,2	49,1	11,8	377
	2680	1,48	1810	1815	62,8	55,0	13,2	379
	3030	1,67	1820	1815	86,5	70,2	16,3	366
В нагрітому стані θ _{обм} =80,1°C	2790	1,54	1835	1835	75,0	50,9	15,2	405
	2900	1,65	1840	1835	86,2	59,0	17,2	396
	3135	1,74	1815	1800	95,0	70,5	19,5	412

Вимірювання ватметра згідно формули:

$$\beta = 0,0291 \cdot \delta \cdot \operatorname{tg} \varphi = 0,0291 \cdot 0,5 \cdot 1 / 0,0035 = 4,2\% . \quad (2.30)$$

Поправка до результатів вимірювань методом ватметра має бути попередньо встановлена шляхом порівняльних вимірювань методами ватметра та мостовим під час типового випробування реактора.

Для підвищення коефіцієнта потужності при вимірюванні втрат у реакторі ватметром рекомендується застосовувати альтернативну схему. За цією схемою власне споживання ланцюга напруги ватметра можна легко визначити додатковим вимірюванням при відключеному об'єкті або розрахувати за сумарним опором ланцюга напруги ватметра.

У таблиці 3.6 наведено результати порівняльних вимірювань під час кваліфікаційного випробування реактора методом ватметра за схемою на рисунку 3.7 при напругах нижче 0,01 U_н та мостовим методом за схемою на рисунку 3.5, але в режимі резонансу напруг (див. рисунок 3.1).

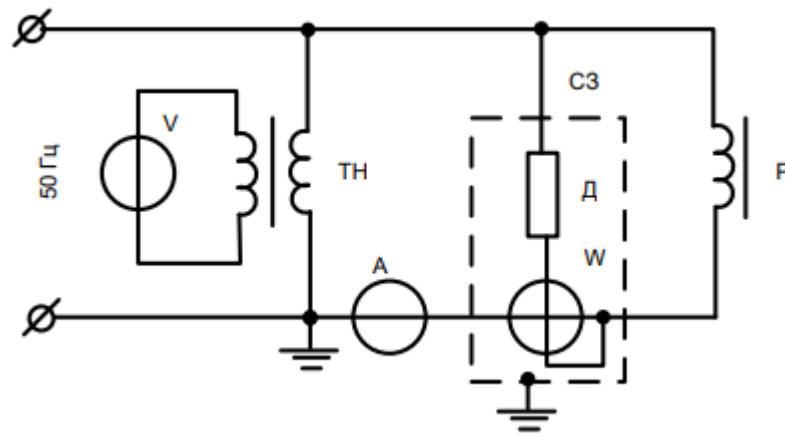


Рисунок 2.7 – Схема вимірювання індуктивності та втрат реактора РОДЦ-60000/500 при малій напрузі методом ватметра

На рисунку 2.7 показано: Р – реактор; ТН – трансформатор напруги класу 0,2 на 3000/100 В; W – ваттметр типу CLM-0,5 на 0,5 А, 150 В $\cos\varphi_n = 0,1$, $R_W = 10000$ Ом; Д – додатковий резистор класу 0,05, $R_D = 120\ 000$ Ом; А – амперметр типу Е59 на 2,5 А; V — вольтметр типу Е59 на 150 В; СЗ – стіл металевий, заземлений.

Таблиця 2.6 – Результати вимірювання індуктивності

Результати вимірювання індуктивності і втрат реактора 750 кВ при частоті 49.8 Гц			Виміряно мостом Шерінга при частоті 50 Гц				
Вимірювання ватметром при малій напрузі							
Рст [(Uм/U)^0.1 - 1], кВт	кВт		U%/Uн	XL, Ом	XLсер, Ом	Втрати, кВт	
						Pθ	Pсер
29,0	348,3	345,3	87,0	1832	1832	330,0	332,5
28,3	350,7		91,8	1830	1828	332,0	
27,8	338,2		91,0	1832	1828	335,6	
31,4	373,6	385,2	91,0	1828	363	364	
28,7	368,0		99,2		363		
27,8			103,8		366		

При напругах 87–103,8%. Під час вимірювань за схемою на рисунку 3.7 використовували малокосинусний ватметр типу GLM-0,5 класу 0,5 для $\cos\varphi_n=0,1$ з номінальними межами вимірювання 0,5 А, 150 В та додатковим резистором класу 0,05 для розширення діапазону вимірювання напруги ватметра від 225 до 1950 В. Цей ватметр витримує тривале чотирикратне перевантаження за струмом і двократне за напругою; він забезпечує повне відхилення світлового променя за шкалою при $\cos\varphi=0,0125$. Для виключення впливу паразитних ємностей на результати вимірювань ватметр і додатковий резистор розмістили на заземленому металевому столі з огорожею, що захищає випробувача від випадкового контакту з частинами під високою напругою.

Виміряні ватметром втрати (при напругах нижче 0,01) приводилися до номінальної напруги за формулою.

$$P_{\theta} = \left(P_{из} - U^2 / R_W \right) (U_n / U_{из})^2 - P_{ст} (U_n / U_{из})^2. \quad (2.31)$$

Ця формула передбачає, що при зміні напруги в діапазоні $U_{из} < 0,01 U_n$ до U_n втрати в сталі реактора $P_{ст}$ змінюються не пропорційно квадрату, а пропорційно ступені 1,9 відношення $U_n^2 / U_{из}^2$. Приведення виміряних ватметром втрат до розрахункової температури 75°C здійснюється так само, як при вимірюванні втрат мостовим методом, тобто за формулами, наведеними в рядках 4–8 таблиці 3.4. Результати цього приведення для спрощення не включено до таблиці 3.4. З таблиці 3.4 випливає, що середнє значення втрат при 26°C, приведених до номінальної напруги та виміряних ватметром, відрізняється від даних, отриманих мостовим методом, на +3,7%. Різниця в середньому значенні втрат, виміряних при 80°C, не перевищує +3%. Отже, результати порівняльних вимірювань втрат методами ватметра та моста свідчать, що метод ватметра придатний для вимірювання втрат у шунтових реакторах під час операційних і приймально-здавальних випробувань за умови суворого дотримання всіх вимог.

2.4 Вимірювання вібрації

Відповідно до стандарту, значення вібраційного зміщення зовнішніх елементів реактора й охолоджувальної системи не має перевищувати встановлених меж для класів напруги.

6-300 кВ включно..... 180 мкм

500 кВ..... 65 мкм (без стержневої конструкції)

750 кВ 85 мкм (без стержневої конструкції)

Під час типового випробування для визначення вібраційних параметрів активну частину реактора, відповідно до її робочого стану, розміщують у власному баку, заповненому маслом. Реактор у повністю зібраному вигляді разом із системою охолодження встановлюють на катки, відтворюючи умови експлуатації.

При кваліфікаційному тестуванні вібрацію бака вимірюють у різних точках на стінках та кришці бака, а також на охолоджувальній системі за номінальної частоти й напруги. Під час приймально-здавальних випробувань вібрацію оцінюють без охолоджувальної системи, за номінальної напруги, у ключових точках бака, визначених під час типового тестування.

На МЕЗ для вимірювання вібрації використовують такі пристрої:

1. Віброметр моделі VP-102, оснащений вбудованим датчиком DGA-10, а також транзисторними блоками підсилення та індикації, незалежними від електромережі. Діапазон вимірювань (за повного відхилення стрілки): швидкість коливань – 1, 3, 10, 30, 100 мм/с; амплітуда коливань – 10, 30, 100, 300, 1000 мкм. Цей прилад на МЕЗ застосовують для вимірювання вібрацій у точках, розташованих на безпечній відстані від струмопровідних елементів високої напруги.

2. Два триканальні віброметри моделі SDM-132, кожен із комплектом із трьох п'єзоелектричних сенсорів. Прилад обладнаний транзисторним вольтметром і осцилографом. Діапазон вимірювань віброметра SDM-132: прискорення коливань – від 0,03 до $1000 \text{ м} \cdot \text{с}^{-2}$; швидкість коливань – від 10^{-3} до $3 \text{ м} \cdot \text{с}^{-1}$; амплітуда коливань – від $3 \cdot 10^{-3}$ до 10 мм.

3. Приставка SDM-162 до віброметра SDM-132, оснащена шістьма п'єзоелектричними датчиками, що дозволяє проводити вимірювання одночасно в дев'яти точках.

Таким чином, використання двох приладів SDM-132 разом із шестиканальною приставкою SDM-162 забезпечує можливість підключення до 12 сенсорів для вимірювання вібраційних характеристик. Оскільки під час кваліфікаційного випробування реактора кількість точок вимірювання перевищує 12, датчики, оснащені магнітними присосками, переміщують із однієї позиції в іншу в процесі тестування. Калібрування сенсорів виконують перед початком і після завершення вимірювань для забезпечення точності даних.

Результати вимірювань вібрації, проведених у 48 точках бака, показали значення в межах від 1 до 50 мкм (див. рисунок 2.8). Найвищі показники вібрації зафіксовано у верхній частині бака, на скошеній поверхні, де амплітуда досягала 50 мкм. Проте це значення залишається нижчим за максимально допустимий рівень, встановлений стандартом (85 мкм). Такі результати свідчать про відповідність вібраційних характеристик реактора нормативним вимогам, що підтверджує надійність його конструкції та безпечність експлуатації.

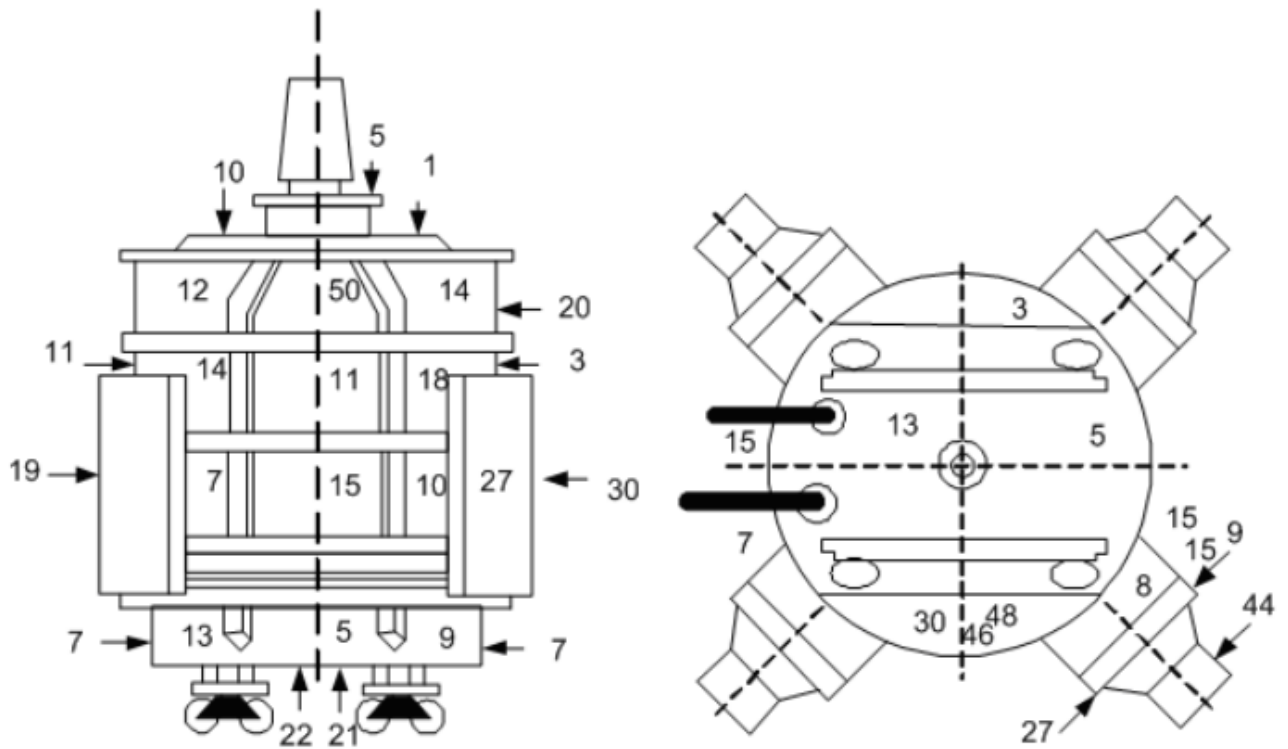


Рисунок 2.8 – Дані вимірювання вібраційних характеристик бака під час кваліфікаційного тестування реактора РОДЦ-110000/750.

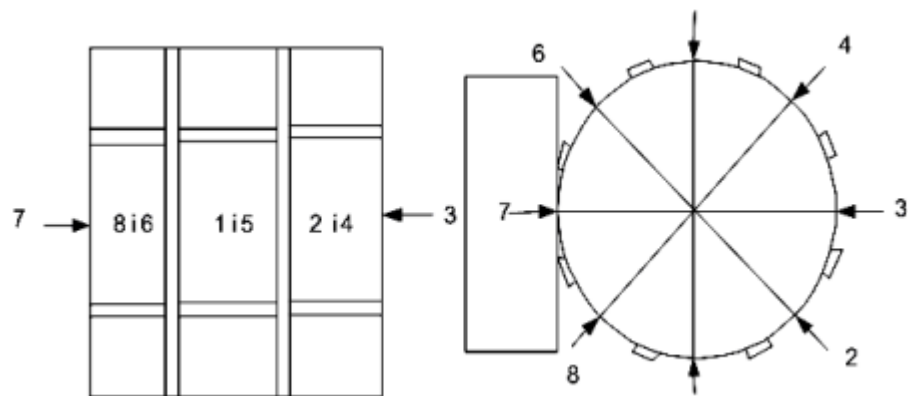


Рисунок 2.9 – Результати оцінки вібрації бака при приймально-здавальному випробуванні реактора РОДЦ-110000/750.

Таблиця 2.7 – Результати вимірювання вібраційних зсувів

Реактор №1 Вібраційний зсув, мкм		Реактор №1 Вібраційний зсув, мкм	
Амплітудне	Середньоквадратичне	Амплітудне	Середньоквадратичне
12	8,5	136	9,1
10	7,1	9	6,4
11	7,8	14	8,0
15	10,6	8	5,6
24	17,8	10	7,1
10	7,1	10	6,4
25	17,8		
6	4,2	6	4,2

У таблиці 2.7 наведено результати вимірювання вібраційних параметрів бака в 8 точках (див. рис. 2.9) під час прийнятно-здавальних випробувань двох реакторів типу РОДЦ-60000/500.

З таблиці 2.7 випливає, що рівень вібрації бака цих реакторів значно нижчий за гранично допустимі значення, визначені стандартом.

Висновки до другого розділу

Аналіз умов роботи реакторів та їх схильності до пошкоджень вказує на потребу створення нового підходу до випробувань, який передбачає використання напруги, близької до номінальної, а також напруги 2,1U_{ном} із підвищеною частотою (750 Гц).

3 МОДЕЛЮВАННЯ РЕАКТОРА У MATLAB

3.1 Шунтуючий реактор ABB 420 кВ

Для спрощення симуляції та скорочення часу обчислень усі розрахунки та моделювання виконано в однофазному режимі з використанням фасорного методу. Оскільки керування напругою за допомогою змінного шунтового реактора (VSR) є повільним процесом із часом відгуку на рівні секунд, застосування фасорного моделювання є доцільним і не створює проблем. Одним із найскладніших завдань було створення точної моделі VSR із системою керування перемикачем відводів, оскільки в MATLAB відсутня стандартна модель для такого типу реактора. Для цього було зібрано необхідні дані від Statnett (норвезького оператора електромереж) та звітів про випробування від ABB Transformers AB, м. Лудвіка.

Модель розроблено для VSR із номінальною напругою 420 кВ та діапазоном реактивної потужності від 120 до 200 МВАр. Цей реактор виробництва ABB.



Рисунок 3.1 – Шунтуючий реактор ABB 420 кВ, 120-200 МВАр

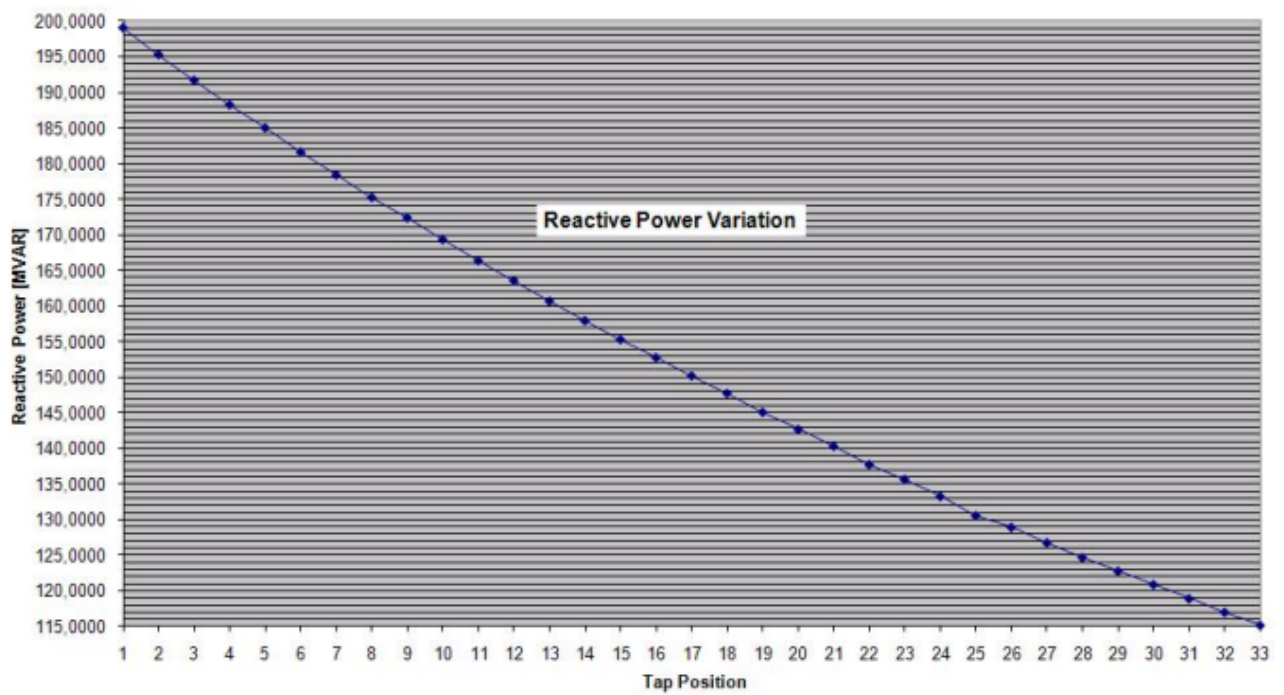
VSR має 33 ступені регулювання реактивності, кожен із яких відповідає певному рівню поглинання реактивної потужності. Кожна позиція відводу характеризується певними значеннями реактивного опору (X) і активного опору (R). Із підвищенням номера позиції відводу (тобто зі зменшенням ступеня) значення опорів (X , R) зменшуються. Оскільки напруга лінії залишається постійною (420 кВ), зменшення опору призводить до збільшення струму (A), а отже, до зростання реактивної потужності та втрат.

Важливо зазначити, що для цього реактора порядок перемикання відводів є зворотним: процес починається з позиції 33 (найменше поглинання реактивної потужності) і завершується на позиції 1 (найбільше поглинання реактивної потужності). У табл. 3.1 документа наведено, як змінюються параметри (реактивний опір, активний опір, струм, реактивна потужність і втрати) залежно від позиції відводу.

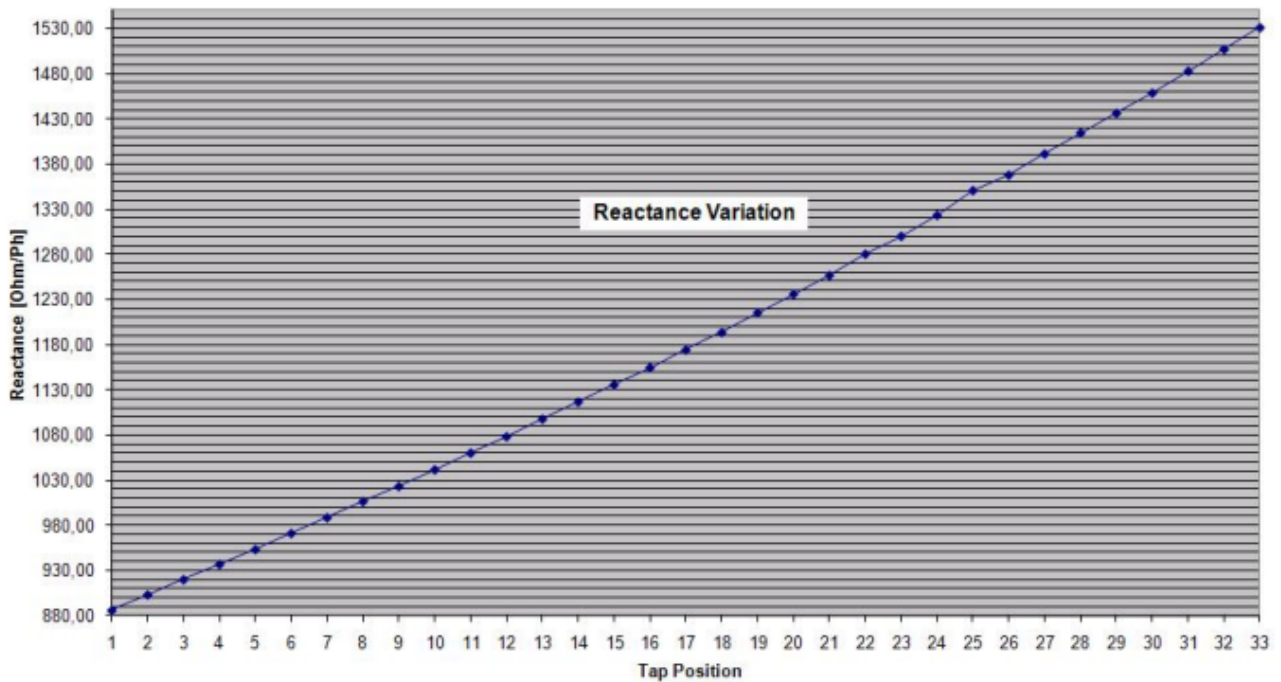
Таблиця 3.1 – Варіація різних параметрів відповідно до положення перемикача

Позиція перемикача	X [Ом/фаза]	R_{Cu} [Ом/фаза]	Напруга [В/фаза]	Реактивна потужність [Мвар]	Струм [А]
1	886.2	1.28	242 487,11	199.0517	273.63
2	903.3	1.27	242 487,11	195.2836	268.45
3	920.2	1.26	242 487,11	191.6971	263.52
4	937.1	1.25	242 487,11	188.24	258.77
5	953.5	1.23	242 487,11	185.0023	254.36
6	970.4	1.22	242 487,11	181.612	249.85
7	988.8	1.2	242 487,11	178.3978	245.23
8	1006.6	1.19	242 487,11	175.2432	240.9
9	1023.3	1.17	242 487,11	172.3832	236.97
10	1041.8	1.16	242 487,11	169.3221	232.76
11	1060.3	1.16	242 487,11	166.3876	228.7
12	1078.3	1.13	242 487,11	163.3768	224.88
13	1097.7	1.1	242 487,11	160.4769	220.74
14	1116.8	1.1	242 487,11	157.9511	217.13
15	1135.8	1.09	242 487,11	155.3089	213.63
16	1154.7	1.07	242 487,11	152.7668	210.12
17	1174.3	1.05	242 487,11	150.217	206.49
18	1193.1	1.07	242 487,11	147.7757	202.96
19	1215.5	1.09	242 487,11	145.1253	199.5
20	1236.0	1.1	242 487,11	142.3746	196.07

Позиція перемикача	X [Ом/фаза]	R_Cu [Ом/фаза]	Напруга [В/фаза]	Реактивна потужність [Мвар]	Струм [А]
21	1256.8	1.12	242 487,11	140.1964	192.94
22	1280.4	1.13	242 487,11	137.1693	189.6
23	1301.8	1.14	242 487,11	135.6719	186.5
24	1323.4	1.16	242 487,11	133.2295	183.23
25	1344.6	1.17	242 487,11	130.5892	179.95
26	1367.8	1.19	242 487,11	128.9661	177.43
27	1391.5	1.2	242 487,11	126.9773	174.29
28	1414.5	1.21	242 487,11	124.7083	171.49
29	1436.3	1.23	242 487,11	122.8185	168.66
30	1458.6	1.24	242 487,11	120.9378	165.63
31	1482.9	1.26	242 487,11	118.956	162.51
32	1507.0	1.27	242 487,11	117.0537	160.23
33	1531.0	1.28	242 487,11	115.2187	158.38



a)



б)

Рисунок 3.2 – а) Зміна реактивної потужності VSR шляхом зміни положення крана б) Зміна реактивного опору шляхом зміни положення крана

На рисунку 3.2 показано, як змінюються реактивна потужність і реактивний опір VSR залежно від операції перемикання відводів. Як видно, реактивна потужність зростає зі зменшенням номера позиції відводу (під час "підняття" відводу), тоді як еквівалентний реактивний опір (X) зменшується. Цікаво, що обидві тенденції є майже лінійними, що значно спрощує процес моделювання.

Щоб уникнути ефектів перемикання в симуляції, модель VSR у MATLAB розроблена як 33 паралельні індуктивні гілки, які додаються поступово крок за кроком. Іншими словами, кожна гілка має власний вимикач, і з кожною командою "Підняти" замикається вимикач наступної нижчої позиції відводу, тоді як усі попередні вимикачі залишаються замкненими. У разі команди "Опустити" процедура виконується у зворотному порядку. На рисунку 3.3 зображено ці паралельні індуктивні гілки та відповідні їм вимикачі.

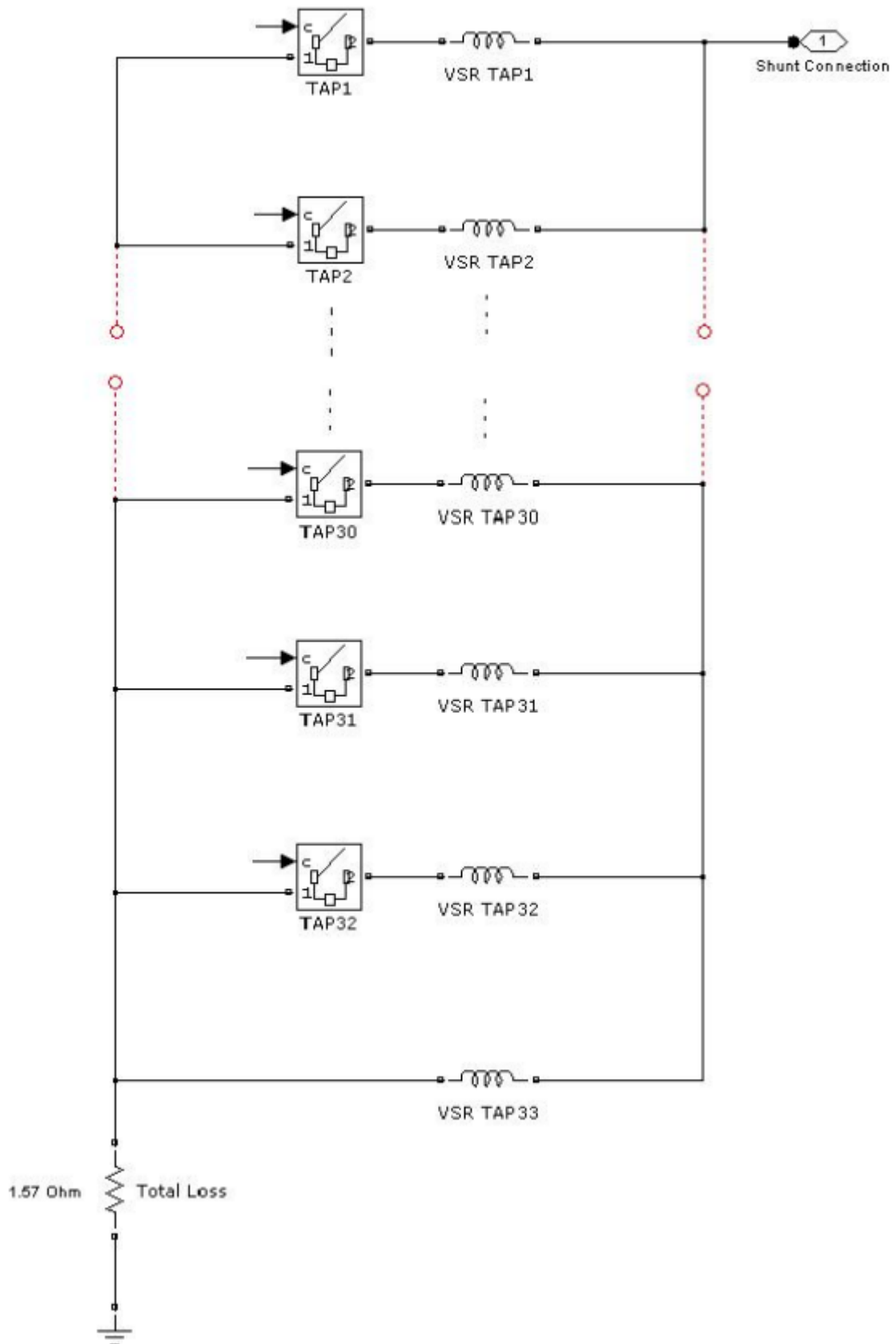


Рисунок 3.3 – Паралельні індуктивні гілки VSR і відповідні перемикачі

Як показано на рисунку 3.3, гілка VSR номер 33 відповідає позиції відводу 33 і завжди залишається підключеною, щоб забезпечити безперервність поглинання реактивної потужності та уникнути перехідних ефектів перемикання. Як зазначалося раніше, з кожною командою "Підняти" замикається вимикач наступної гілки з нижчим номером. Наприклад, коли VSR перебуває на позиції відводу 30, еквівалентна індуктивність дорівнює паралельній сумі чотирьох попередніх гілок, тобто гілок 33, 32, 31 і 30. Видача ще однієї команди "Підняти" призведе до паралельного додавання гілки номер 29 до цих чотирьох гілок. Таким чином, індуктивності всіх гілок у цій моделі розраховані так, щоб на кожній позиції відводу еквівалентна індуктивність паралельних гілок відповідала індуктивності (реактивному опору) цієї конкретної позиції відводу, згідно з таблицями 3.1 і 3.2. Таблиця 3.2 показує індуктивність кожної окремої гілки на основі еквівалентної індуктивності та реактивного опору для кожної позиції відводу [14].

У цій моделі також враховано опір 1,57 Ом у контурі заземлення, який із хорошим наближенням імітує загальні втрати в реакторі (див. рисунок 3.3).

Як зазначалося раніше, з кожною командою "Підняти/Опустити" увімкнення/вимкнення цих вимикачів має виконуватися належним чином. Для пояснення, залежно від рівня напруги на шині, де необхідно контролювати напругу, можуть виникати три різні умови:

- Напруга на шині вища за діапазон регулювання (тут 1 п.о. +2%).
- Напруга на шині нижча за діапазон регулювання (тут 1 п.о. -2%).
- Напруга на шині перебуває в межах діапазону регулювання (тут 1 п.о. $\pm 2\%$).

Відповідно, мають бути виконані такі дії:

- Команда "Підняти".
- Команда "Опустити".
- Відсутність дії.

Насправді кожна команда "Підняти" зменшує напругу шляхом збільшення поглинання реактивної потужності, а команда "Опустити" —

навпаки, зменшує поглинання реактивної потужності. На рисунку 3.4 показано логіку видачі команд "Підняти/Опустити" залежно від вимірної напруги на шині порівняно з опорною напругою в діапазоні регулювання ($\pm 2\%$), а також у випадку бітвізу (1 або 0). Команда "Підняти/Опустити" видається лише в межах цього діапазону, інакше видається команда "СТОП", щоб уникнути небажаних команд "Опустити". Як показано на рисунку 3.4, якщо напруга виходить за межі бажаного діапазону, наприклад, стає 1 і всі позиції вимикачів замкнені, тобто процес перемикання вгору або вниз припиняється.

Таблиця 3.2 – Індуктивність кожної окремої гілки (L_{br}) на основі еквівалентної індуктивності кожного положення відводу (L_{eq})

Позиція перемикача	Реактивна потужність [Мвар]	Втрати загальні [кВт]	Втрати/Q [%]	X [Ом/фаза]	Напруга [В/фаза]	Крок реактивної потужності [Мвар]	L_{br} [Гн]	L_{eq} [Гн]
1	199.05	384.48	0.19	886.20	242487.11	3.77	149.04	2.82
2	195.28	365.94	0.19	903.30	242487.11	3.59	156.59	2.88
3	191.70	348.79	0.18	920.20	242487.11	3.46	162.45	2.93
4	188.24	332.46	0.18	937.10	242487.11	3.33	173.46	2.98
5	185.00	317.76	0.17	953.50	242487.11	3.19	165.65	3.04
6	181.61	302.61	0.17	971.30	242487.11	3.14	174.73	3.09
7	178.40	288.69	0.16	988.80	242487.11	3.10	180.03	3.15
8	175.24	275.18	0.16	1006.60	242487.11	2.86	196.37	3.20
9	172.38	263.11	0.15	1023.30	242487.11	3.07	183.46	3.26
10	169.32	250.75	0.15	1041.80	242487.11	2.95	190.10	3.32
11	166.37	239.31	0.14	1060.30	242487.11	2.78	202.22	3.38
12	163.51	228.36	0.14	1078.30	242487.11	2.89	194.24	3.43
13	160.70	217.80	0.14	1097.70	242487.11	2.78	194.94	3.49
14	157.95	207.57	0.13	1116.80	242487.11	2.64	212.55	3.56
15	155.31	197.55	0.13	1135.80	242487.11	2.56	215.97	3.61
16	152.77	189.15	0.12	1154.70	242487.11	2.55	220.25	3.68
17	150.22	179.97	0.12	1174.30	242487.11	2.53	223.50	3.74
18	147.78	177.07	0.12	1193.10	242487.11	2.65	231.89	3.80
19	145.13	173.01	0.12	1215.50	242487.11	2.46	239.06	3.87
20	142.71	169.62	0.12	1236.00	242487.11	2.35	238.23	3.93
21	140.36	166.06	0.12	1256.80	242487.11	2.54	261.20	4.00
22	138.03	162.03	0.12	1280.40	242487.11	2.58	267.68	4.07
23	135.67	159.14	0.12	1301.80	242487.11	2.38	236.13	4.14
24	133.23	155.92	0.12	1323.40	242487.11	2.37	207.71	4.19
25	130.59	151.06	0.12	1344.60	242487.11	2.16	346.02	4.30
26	128.97	148.27	0.11	1367.80	242487.11	2.18	257.42	4.34
27	126.79	145.63	0.11	1391.50	242487.11	2.08	270.06	4.43
28	124.71	143.01	0.11	1414.50	242487.11	1.89	296.44	4.52
29	122.82	139.99	0.11	1436.30	242487.11	1.88	299.90	4.58
30	120.94	137.26	0.11	1458.60	242487.11	1.79	283.39	4.64
31	118.96	134.51	0.11	1482.90	242487.11	1.90	293.87	4.69
32	117.05	131.49	0.11	1507.00	242487.11	1.83	306.06	4.80
33	115.22	128.87	0.11	1531.00	242487.11	4.87	4.87	4.87

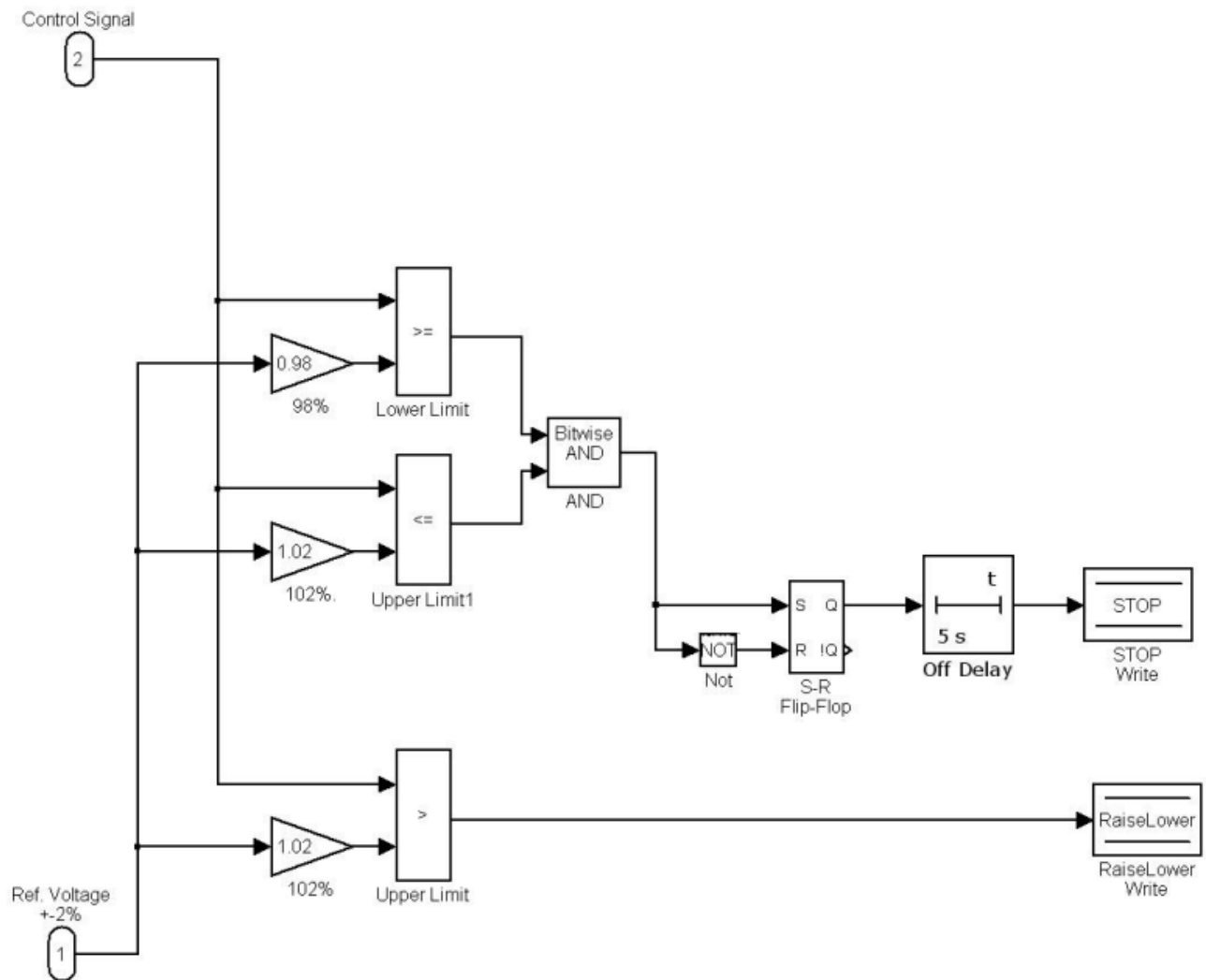


Рисунок 3.4 Логіка подачі команди «Підйом/Опускання»

Для інтерпретації команд для всіх пов'язаних вимикачів з метою забезпечення належного перемикання відводів необхідно розробити додаткову логіку та відповідний керуючий сигнал для кожного вимикача. На рисунку 3.5 показано логіку керування вимикачем гілки номер 30 як приклад. Як видно, логіка залежить від стану наступного (з нижчим номером) вимикача, а також від стану самого вимикача, який потрібно контролювати. Крім того, враховується стан усіх попередніх вимикачів (з вищими номерами). Причина полягає в тому, що всі вимикачі мають спільний блок керування і отримують команди "Підняти/Опустити" одночасно, тому шляхом моніторингу стану всіх попередніх і наступних вимикачів видається відповідна команда "Замкнути/Розімкнути" для забезпечення послідовного перемикання відводів.

видно, що сигнал Synch. Out кожного блоку є сигналом Synch. In для наступного верхнього блоку.

Рисунок 3.7 ілюструє остаточну розроблену модель VSR з автоматичною системою перемикавання відводів у MATLAB. Як видно, необхідні два вхідні сигнали: один — це напруга, а другий — керуючий сигнал (Control Signal). Стратегія керування VSR, по суті, полягає у виборі відповідних параметрів і оптимальної комбінації цих параметрів, щоб забезпечити якомога точніший, надійніший і стабільніший керуючий сигнал.

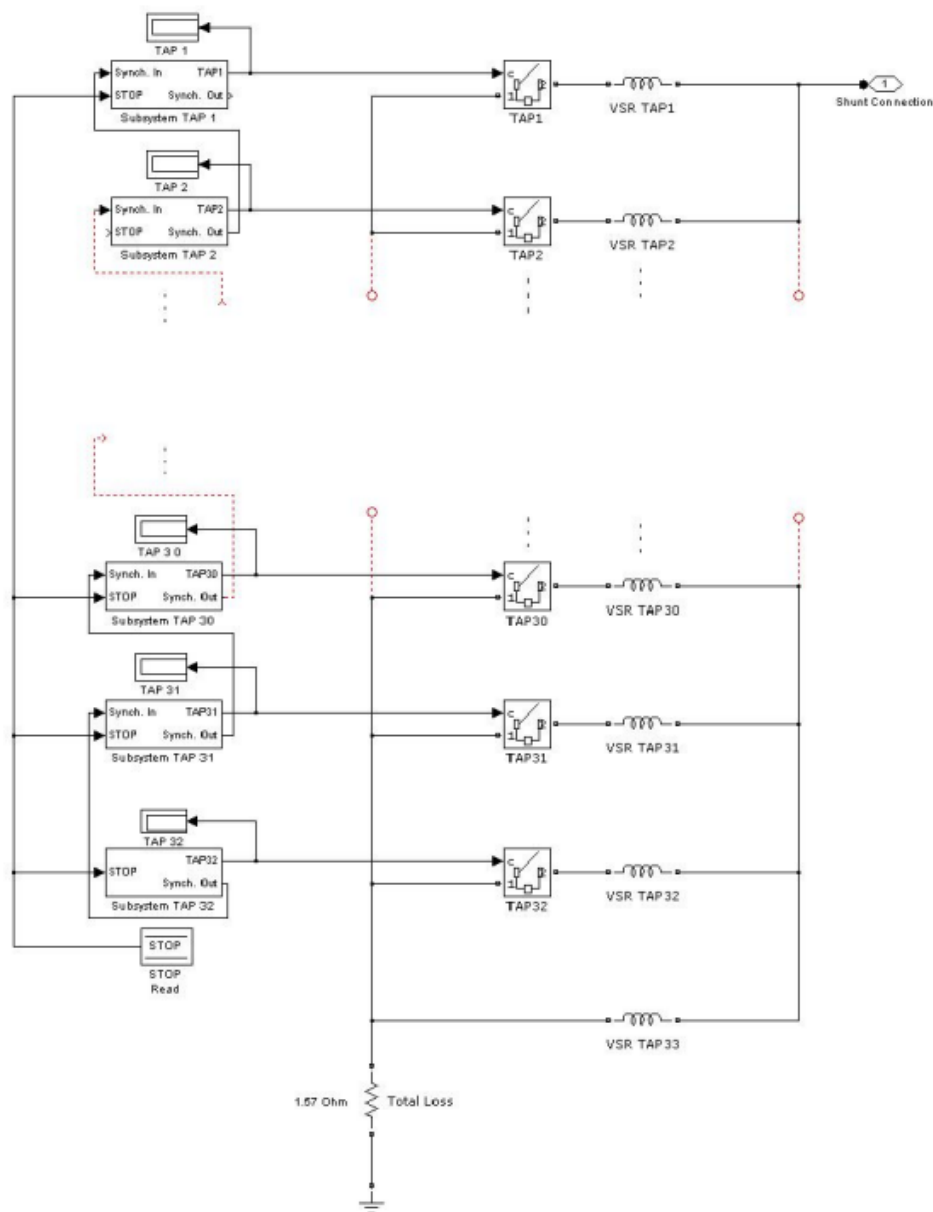


Рисунок 3.6 – Паралельні індуктивні відгалуження ВСР і відповідні їм перемикачі з їх окремими блоками управління

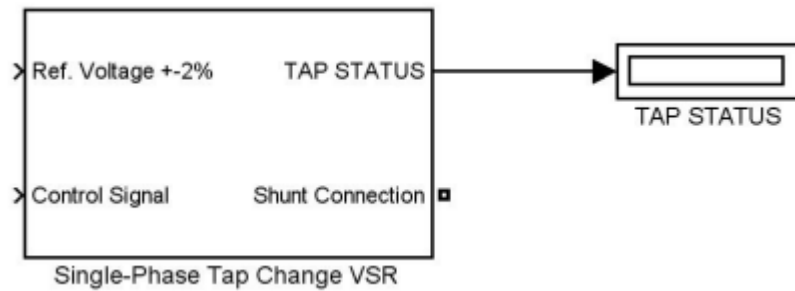


Рисунок 3.7 – Остаточна побудована модель для VSR з автоматичною зміною кранів в MATLAB

3.2 Вибір відповідного керуючого сигналу

3.2.1 Напруга як керуючий сигнал

Перша проста ідея для керування перемиканням відводів змінного шунтового реактора полягає у використанні величини напруги на шині, до якої підключений реактор. Таким чином, напруга на шині використовується як зворотний зв'язок для реактора. Для дослідження процесу роботи, проблем і результатів використання цієї стратегії керування в MATLAB була змодельована проста мережа.

На рисунку 3.8 представлена однофазна π -модель лінії передачі напругою 420 кВ і довжиною 300 км, яка з'єднана з джерелом напруги з одного боку та з постійним імпедансним навантаженням з іншого боку.

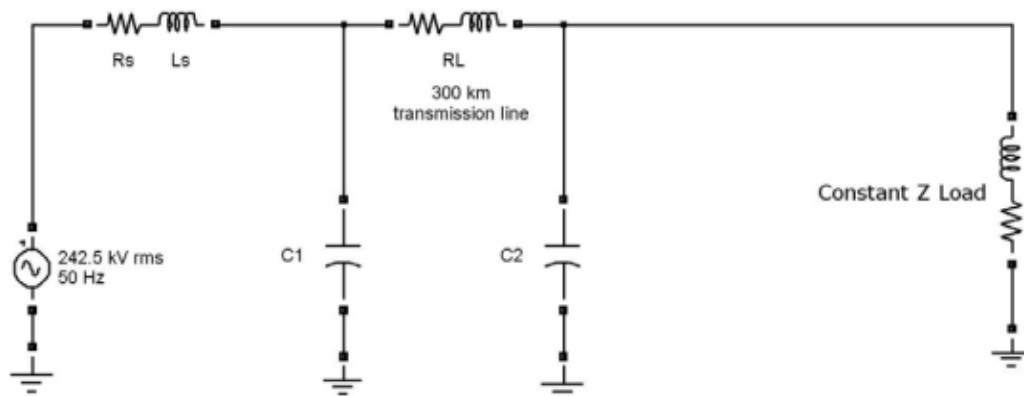


Рисунок 3.8 – Однофазна π -модель лінії електропередачі 420 кВ протяжністю 300 км

У таблиці 3.3 наведено параметри джерела та лінії цієї простої мережі. Ці параметри були підібрані відповідно до параметрів передачі норвезької мережі. Згідно з цими параметрами, SIL (Surge Impedance Loading, навантаження за хвильовим опором) цієї лінії становить приблизно 194 МВт.

Таблиця 3.3 – Параметри простої мережі, змодельовані в MATLAB

Параметри мережі		Параметри лінії
U_s	242.5 kV rms/ph	довжина 300 км
f_s	50 Гц	$\frac{R}{L}$ 0.02 Ом/км
R_s	2.645 Ом	$\frac{X}{L}$ 0.31 Ом/км
L_s	70.2e-03 Гн	b 3.37 Ом/км

Як описано в розділі 4 «Еквівалентна П-модель лінії електропередачі», ємності C_1 і C_2 дорівнюють:

$$C_1 = C_2 = \frac{b}{2} \cdot \frac{1}{2\pi f}. \quad (3.1)$$

Підключимо VSR до кінця цієї лінії та спробувати контролювати напругу навантаження за різних умов навантаження. При цьому інші параметри мережі контролюються, щоб їх можна було використати пізніше для розробки нових стратегій керування. Як показано на рисунку 3.9, напруга на шині навантаження вимірюється і використовується як керуючий сигнал (Control Signal), а також як ідеальна однофазна напруга (Reference Voltage).

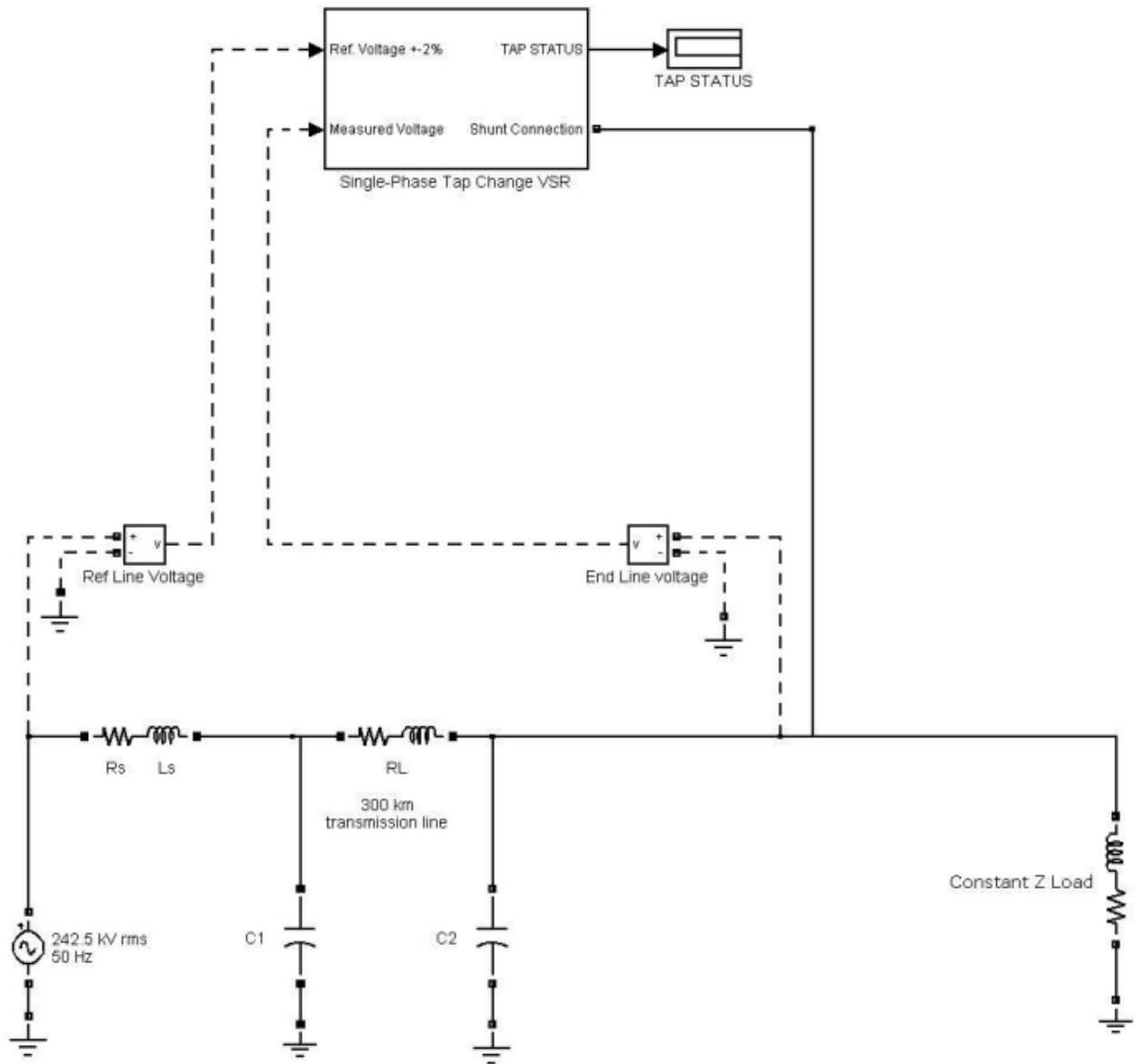


Рисунок 3.9 – VSR підключається до мережі за допомогою напруги в якості керуючого сигналу

Підключимо VSR до кінця цієї лінії та спробувати контролювати напругу навантаження за різних умов навантаження. При цьому інші параметри мережі контролюються, щоб їх можна було використати пізніше для розробки нових стратегій керування. Як показано на рисунку 3.9, напруга на шині навантаження вимірюється і використовується як керуючий сигнал (Control Signal), а також як ідеальна однофазна напруга (Reference Voltage).

Тут, для спрощення аналізу процесу перемикання відводів VSR, було обрано навантаження з постійним імпедансом. Щоб коефіцієнт потужності був

приблизно 0,9, реактивне навантаження встановлено на рівні половини активного навантаження.

$$\tan \varphi = \frac{Q}{P} = \frac{1}{2}; \quad (3.2)$$

$$PF = \cos \varphi = 0.895. \quad (3.3)$$

Різні рівні навантаження для експериментального дослідження обрано наступним чином:

- 50 МВт – 25 МВАр
- 45 МВт – 22,5 МВАр, 40 МВт – 20 МВАр,
- 30 МВт – 15 МВАр, 20 МВт – 10 МВАр,
- 10 МВт – 5 МВАр, 1 МВт – 0,5 МВАр.

Симуляція проводиться протягом 200 секунд для кожного рівня навантаження, а результуюча напруга на шині навантаження аналізується та наведена в додатку Б.

3.3 Реактивна потужність як керуючий сигнал

Як зазначалося раніше, для забезпечення більш точного процесу зміни відводів необхідний надійніший керуючий сигнал. Іншими словами, керуючий сигнал потрібно вдосконалити, щоб отримати більші розміри кроків (вищі за 0,5% від опорної напруги). Тому необхідно дослідити та визначити нові параметри в мережі, які змінюються за тим самим шаблоном, що й напруга. Оскільки найважливішим завданням змінного шунтового реактора (VSR) є компенсація генерованої реактивної потужності в мережі під час умов легкого навантаження, доцільно детальніше розглянути поведінку реактивної потужності в системі. З точки зору системи, ємнісна реактивна потужність (Q_c) генерується в мережі, тоді як індуктивна реактивна потужність (Q_i) споживається. Нерівність між цими двома компонентами призводить до вищих

або нижчих умов напруги. Мережа, яка моделюється, показана на рисунку 3.9, знову досліджується. Рисунок 3.10 ілюструє ту саму мережу, показуючи різні компоненти реактивної потужності. Як видно на рисунку 3.10, Q_c генерується ємнісним реактивним опором лінії (X_c), а Q_l споживається індуктивним реактивним опором лінії (X_L). Зазвичай є певна реактивна потужність, споживана навантаженням (Q_{IL}), яка в більшості випадків також є індуктивною. І, нарешті, в умовах низького навантаження саме VSR намагається збалансувати ці три компоненти реактивної потужності, споживаючи більше індуктивної реактивної потужності (Q_{IR}). Рівняння 3-4 показує баланс реактивної потужності на шинах навантаження для підтримання напруги на прийнятному рівні.

$$Q_l + Q_{IL} + Q_{IR} = Q_c. \quad (3.4)$$

Розглядаючи П-подібну модель лінії, Q_c є сумою Q_{c1} і Q_{c2} , де:

$$Q_{c1} = \frac{U_{c1}^2}{X_{c1}}; \quad (3.5)$$

$$Q_{c2} = \frac{U_{c2}^2}{X_{c2}}; \quad (3.6)$$

$$Q_l = X_L \cdot I_L^2; \quad (3.7)$$

$$Q_{IR} \approx P_{IR} + jQ_{IR}; \quad (3.7)$$

Де X_{c1} і X_{c2} — це відповідні ємнісні реактивні опори в П-подібній моделі, I_L — це струм лінії, а I_R — це струм VSR.

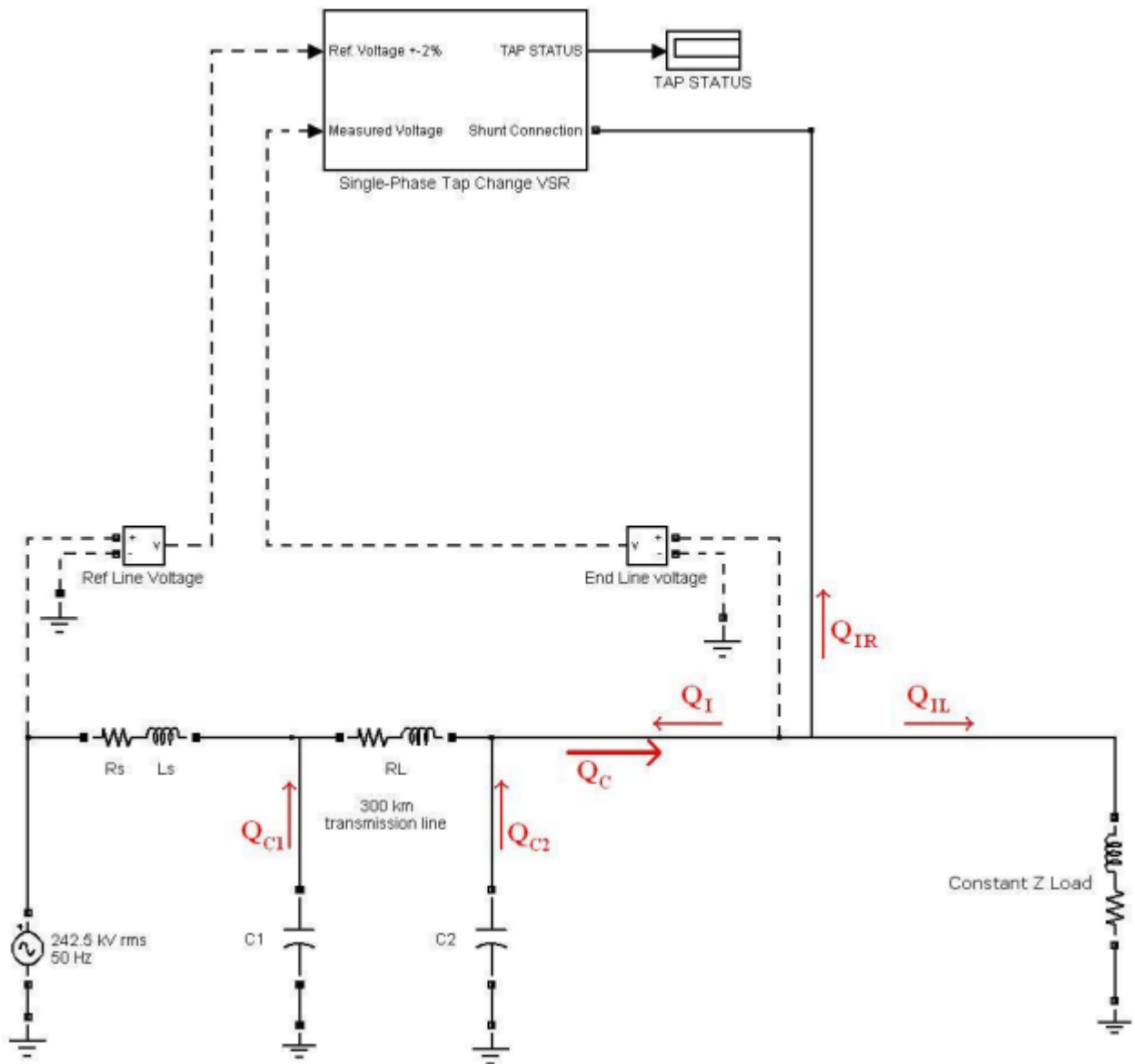


Рисунок 3.10 – Баланс реактивної потужності в досліджуваній модельній мережі

Як видно, Q_c розраховується на основі ємності лінії (C) та рівня напруги (V), тоді як Q_i обчислюється на основі індуктивності лінії (L) та струму, що протікає в лінії (IL).

Однак є певні проблеми з балансом реактивної потужності в мережі. По-перше, в реальній мережі непрактично вимірювати реактивне навантаження (Q_{IL}), оскільки буває складно й заплутано визначити навантаження, коли до шини підключено кілька ліній. По-друге, однією з цілей розробки інтелектуальних електронних пристроїв (IED) від ABB є забезпечення їхньої

самодостатності, що означає, що реле має бути максимально незалежним від додаткового вимірювального обладнання. Реле захисту та керування трансформаторами від ABB, RET670, має максимум два модулі введення трансформаторів (TRM), кожен із яких містить 12 вхідних трансформаторів (максимум 24 вхідних трансформатори) як аналогові входи (AI) [17]. Хоча існує кілька комбінацій входів для напруги та струму, все ще непрактично мати кілька аналогових входів від різних ліній чи навантажень, підключених до шини. Іншими словами, змінний шунтовий реактор (VSR) зазвичай обмежений компенсацією лише для кількох ліній (максимум 5), отримуючи сигнали струму від кожної лінії окремо, а також напругу шини; однак це не є обмеженням для реактора. По-третє, у реальній мережі завжди є певний відсоток цільової лінії, який має враховуватися в рівнянні балансу реактивної потужності, тобто VSR призначений для компенсації частини ємнісної реактивної потужності, що генерується лінією, залежно від топології мережі. Нарешті, слід зазначити, що Q_c можна легко розрахувати, вимірюючи рівень напруги на лінії. Однак у практиці неможливо відокремити Q_i від Q_{IL} і розрахувати лише Q_i , вимірюючи струм у лінії. Причина в тому, що сам струм залежить від навантаження.

Отже, рівняння 3.4 слід переписати наступним чином:

$$K_2 \cdot Q_I + Q_{IR} = K_1 Q_{C2}. \quad (3.9)$$

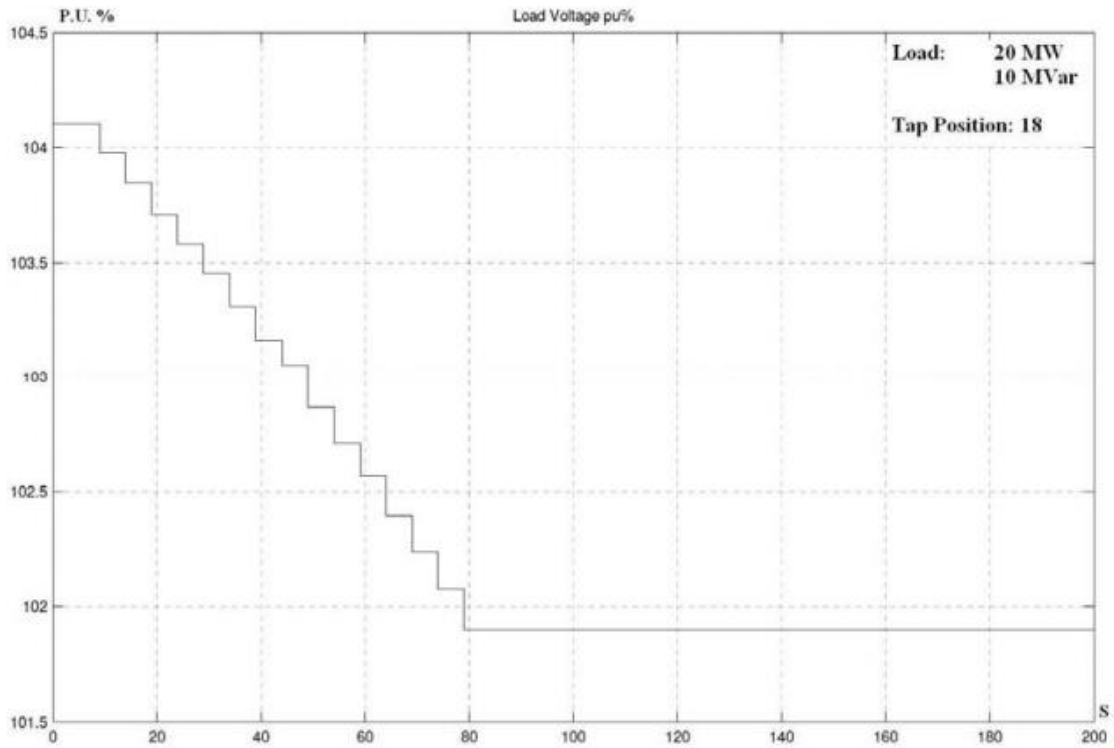
Де K_1 і K_2 — це відповідні внески ємнісної та індуктивної реактивних потужностей лінії. Передбачається, що в П-подібній моделі еквівалентна ємність лінії, яка ближча до шини (Q_{C2}), має більший вплив на баланс реактивної потужності та стабільність напруги на цій шині. Тоді рівняння 8-9 можна переписати наступним чином:

$$K_1 \cdot Q_{C2} - K_2 \cdot Q_I - Q_{IR} = 0. \quad (3.10)$$

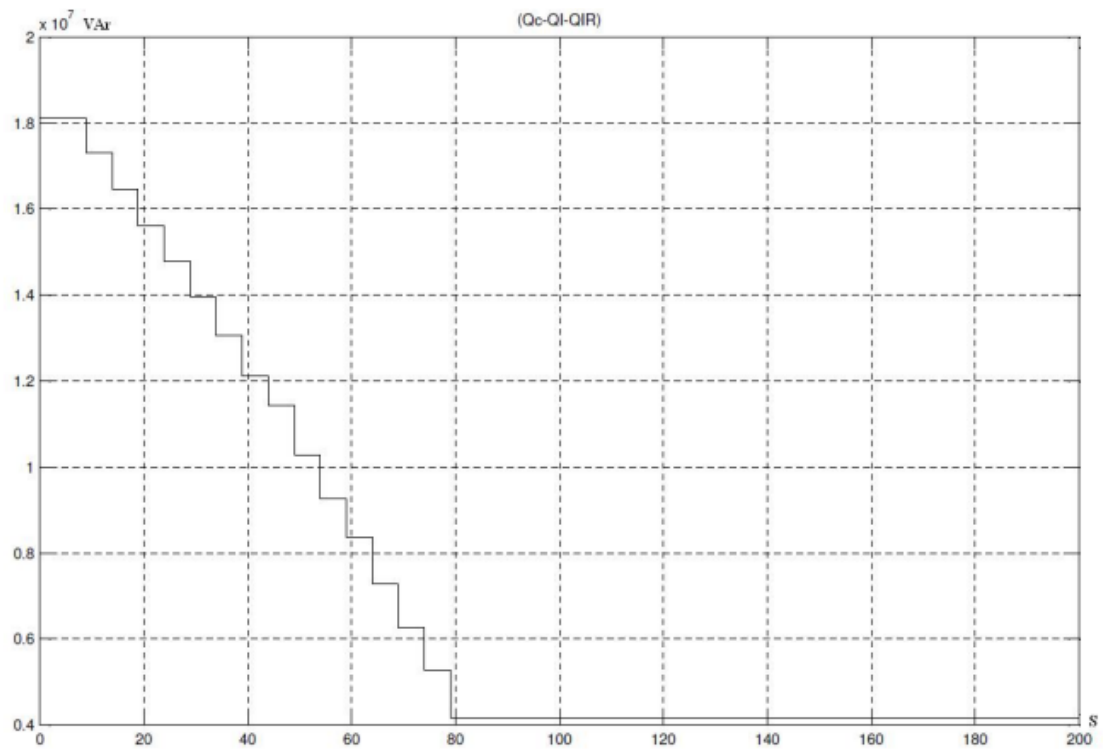
Оскільки ліва частина рівняння 3.4 в ідеалі має дорівнювати нулю, щоб забезпечити баланс реактивної потужності і, відповідно, відсутність відхилень напруги, це може бути хорошим вибором для керуючого сигналу. Коли ємнісний ефект лінії перевищує індуктивний ефект, залежно від внеску реактора, сигнал має різні позитивні значення, які наближаються до нуля і стають нулем, якщо реактор здатен повністю спожити всю додаткову генеровану реактивну потужність лінією.

Для аналізу поведінки нового керуючого сигналу попередньо змодельована мережа в MATLAB із тим самим керуючим сигналом напруги, як і раніше, знову досліджується. Метою є вивчення поведінки цього нового сигналу, коли напруга регулюється змінним шунтовим реактором (VSR) за попередньою стратегією. Як приклад, для цього експерименту обрано рівень навантаження 20 МВт – 10 МВАр. Обидва коефіцієнти K_1 і K_2 вважаються рівними 1.

Рисунок 3.11 показує, як керуючий сигнал балансу реактивної потужності наближається до нуля, коли VSR знижує напругу до прийнятного рівня. Як показано, новий керуючий сигнал точно слідує тому ж шаблону, що й напруга, враховуючи кількість кроків і час зміни відводів. Цікаво, що, як видно на рисунку 3.11b, сигнал не стає рівним нулю після завершення процесу зміни відводів і має значне значення (4,15 МВАр) наприкінці цього процесу, що може бути джерелом похибки.



(a)



(б)

Рисунок 3.11 – а) Відсоткове значення напруги на шині навантаження при 20МВт-10МВАр з використанням чистого керуючого сигналу напруги б) Поведінка сигналу контролю балансу реактивної потужності в фактичних значеннях

Хоча цей сигнал можна використовувати як керуючий сигнал для процесу зміни відводів змінного шунтового реактора (VSR), він не є достатньо ефективним, щоб повністю виключити прямий вплив зворотного зв'язку напруги для регулювання напруги на бажаному рівні. Більше того, як зазначалося раніше, цей новий сигнал реактивної потужності не досягає нуля, що може призводити до надлишкових/недостатніх відводів. Таблиця 3.4 показує залишкову реактивну потужність для кожного рівня навантаження, що виникає через незбалансовану реактивну потужність на шині після використання стратегії чистого керування напругою.

Таблиця 3.4 – Залишкова реактивна потужність на кожному рівні навантаження з використанням стратегії контролю чистої напруги

Навантаження (MW)	Навантаження MVAR	$(+Q_c - Q_l - Q_{IR})$ K1 = 1	$(+Q_c - Q_l - Q_{IR})$ K2 = 1
1	0.5	-7.24	
10	0.5	-2	
20	10	4.15	
30	15	10.1	
40	20	13.5	
45	22.5	12.2	
50	25	10.8	

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

В цьому розділі бакалаврської кваліфікаційної роботи досліджуються питання охорони праці під час діагностики ізоляції силового обладнання. Аналізування потенційних небезпек проведемо за [18, 19] для оперативно-ремонтного персоналу. Під час діагностики ізоляції силового електричного обладнання потрібно передбачати заходи з запобігання впливу на працівників таких шкідливих виробничих факторів: фізичних, хімічних і трудового процесу.

На персонал впливають перераховані надалі шкідливі фактори та фактори трудового процесу. Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо). Хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил). Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

У розділі охорони праці потрібно дослідити такі питання як технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць, електробезпека, мікроклімат, склад повітря робочої зони, виробниче освітлення, виробничий шум, виробничі вібрації, психофізіологічні фактори, безпека в надзвичайних ситуаціях для працівників і для об'єкта проектування в цілому під час будівництва та після прийняття його в експлуатацію.

4.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

4.1.1 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

Вимірювання опору ізоляції мегомметром в діючих електроустановках слід проводити тільки після виконання необхідних організаційних та технічних заходів щодо підготовки робочого місця. Вимірювати опір ізоляції мегомметром може один працівник з групою III. В тому разі, коли це вимірювання є складовою частиною робіт, обумовлювати його в наряді або розпорядженні не вимагається.

Вимірювання опору ізоляції мегомметром здійснюється тільки на вимкнених струмовідних частинах, з яких знято залишковий заряд шляхом попереднього їх заземлення. Заземлення зі струмовідних частин слід знімати тільки після підімкнення мегомметра.

У разі вимірювання мегомметром опору ізоляції струмовідних частин з'єднувальні проводи слід приєднувати до них за допомогою ізолювальних тримачів (штанг). В електроустановках понад 1000 В, крім того, необхідно користуватись діелектричними рукавичками.

Забороняється у разі проведення робіт з мегомметром доторкатися до струмовідних частин, до яких він приєднаний. Після закінчення робіт необхідно зняти зі струмовідних частин залишковий заряд шляхом їх короткочасного заземлення.

Приєднувати та від'єднувати прилади, що потребують розривання електричних кіл, які перебувають під напругою до 1000 В, необхідно після того, як напругу з цих кіл знято. Приєднання і від'єднання приладів, що не потребують розривання електричних кіл, допускається виконувати під напругою із застосуванням електрозахисних засобів.

У тому разі, коли потрібно вимірювати електричні параметри пристроїв, що перебувають під напругою до 1000 В, необхідно заземлити металевий

корпус переносного приладу і застосувати спеціальні щупи або з'єднувальні провідники з ізолювальними рукоятками.

До проведення випробувань слід допускати лише тих працівників, які пройшли спеціальну підготовку та перевірку знань. Керівник робіт, крім того, повинен пройти стажування протягом місяця під контролем досвідченого працівника. Працівники, допущені до проведення випробувань, повинні мати запис у посвідченні про перевірку знань.

Випробування електрообладнання, в тому числі і за межами електроустановки (в недіючих електроустановках, на складах, території підприємства, в полі тощо), що проводяться з використанням пересувної випробної установки, слід виконувати за окремим нарядом на випробування. Наряд на випробування видає працівник, який прийняв рішення про необхідність їх проведення та має право видавати наряд.

Допуск до випробувань в електроустановках здійснює оперативний або оперативно-виробничий працівник, який має такі права. У недіючих електроустановках, на складах, території підприємств, у полі тощо допуск до випробувань здійснює керівник робіт за нарядом. Проведення випробувань під час монтажу або ремонту обумовлюється у рядку "Доручається" наряду. В електроустановках до 1000 В випробування допускається виконувати за розпорядженням.

Випробування проводить бригада, в якій керівник робіт повинен мати групу IV, член бригади - групу III, а працівник, виставлений для охорони, - групу II. До складу бригади, яка проводить випробування, можуть входити виробничі працівники, які залучаються до виконання підготовчих робіт та нагляду за обладнанням. До складу бригади, яка виконує ремонт або монтаж обладнання, для проведення випробувань можна залучати працівників налагоджувальних організацій або електролабораторії. В цьому разі керівництво випробуваннями здійснює керівник робіт або, за його вказівкою, працівник з групою IV зі складу працівників лабораторії чи налагоджувальної організації.

Допуск за нарядами, виданими на проведення випробувань та підготовчих робіт до них, слід здійснювати тільки після того, як інші бригади, які працюють на обладнанні, що підлягає випробуванню, виведені з робочих місць та їхні наряди здані допускатчу. В електроустановках без місцевих оперативних працівників керівнику робіт дозволяється після виведення бригади залишити наряд у себе, оформивши перерву в роботі.

Випробну установку, обладнання, що випробовується, та з'єднувальні проводи між ними слід обгородити щитами, канатами тощо з плакатами "Випробування. Небезпечно для життя!", повернутими назовні. Огородження встановлюють працівники, які проводять випробування.

У разі необхідності слід виставити охорону зі складу членів бригади з групою II для запобігання наближенню сторонніх осіб до випробної установки, з'єднувальних проводів та до обладнання, що випробовується. Члени бригади, які виставлені для охорони, повинні знаходитись зовні огороження та вважати, що випробне обладнання перебуває під напругою. Залишити пост ці працівники можуть тільки з дозволу керівника робіт.

Під час складання випробної схеми перш за все необхідно виконати захисне і робоче заземлення випробної установки і, якщо потрібно, захисне робоче заземлення корпусу обладнання, що випробовується. Забороняється проводити випробування пересувною установкою із заземлюванням її корпусу тільки за допомогою робочої схеми.

Корпус пересувної випробної установки необхідно заземлити окремим заземлювальним провідником з гнучкого мідного проводу з перерізом не менше ніж 10 кв.мм. Перед випробуванням слід перевірити надійність заземлення корпусу. Перед приєднанням випробної установки до мережі напругою 380/220 В вивід високої напруги необхідно заземлити. Переріз мідного проводу, що використовується у випробних схемах для заземлювання, не повинен бути менше ніж 4 кв.мм.

Приєднання випробної установки до мережі напругою 380/220 В слід здійснювати через комутаційний апарат з видимим розривом кола або через

штепсельну вилку, що розміщені на місці керування установкою. Комутаційний апарат або слід обладнати утримуючим пристроєм, або між рухомими та нерухомими контактами апарата слід встановити ізолювальну накладку. Провід або кабель, який використовують для живлення випробної установки від мережі напругою 380/220 В, необхідно захистити запобіжниками або автоматичним вимикачем, які встановлені у цій мережі. Підключати до мережі пересувну випробну установку повинні представники організації, що експлуатує цю мережу.

З'єднувальний провід між обладнанням, що випробовується, і випробною установкою спочатку необхідно приєднати до її заземленого виводу високої напруги. Цей провід слід закріплювати так, щоб запобігти його наближенню (підхльостуванню) до струмовідних частин, що перебувають під напругою, на відстань, меншу за зазначену в цих Правилах. Приєднувати та від'єднувати з'єднувальний провід до фази (полюса) обладнання, що випробовується, до жили кабелю дозволяється за вказівкою керівника випробувань тільки після їх заземлення, яке слід виконати або увімкненням заземлювальних ножів, або встановленням переносних заземлень, у тому числі спеціальних лабораторних з ізолювальними рукоятками.

Після закінчення випробувань керівник робіт повинен знизити напругу випробної установки до нуля, вимкнути її з мережі 380/220 В, заземлити високовольтний вивід установки та повідомити про це бригаду словами "Напругу знято. Заземлення встановлено". Тільки після цього слід перез'єднувати проводи або, у разі повного закінчення випробувань, від'єднувати їх від випробної установки та знімати огороження.

Встановлювати та знімати заземлення заземлювальною штангою на високовольтний вивід випробної установки, під'єднувати і від'єднувати проводи, що йдуть від випробної установки до обладнання, яке випробовується, необхідно у діелектричних рукавичках. У разі проведення випробувань та перез'єднань незаземлені частини випробного обладнання слід розглядати як такі, що перебувають під напругою. Після проведення випробувань обладнання

із значною ємністю (кабелі, генератори) з нього необхідно зняти залишковий заряд.

4.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

- 1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
- 2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огорожувати;
- приєднати до "землі" переносні заземлення;
- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;
- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;
- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, покажчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (покажчики напруги для фазування, покажчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [20], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

За безпечність конструкції, правильність вибору матеріалів, якість виготовлення, а також за відповідність засобів захисту чинним в Україні нормативним документам повинні нести відповідальність керівники

підприємств, установ, організацій (незалежно від форми власності), що виготовляють ці засоби захисту, орган, який видав сертифікат на виробництво та на реалізацію захисних засобів, в тому числі і засобів захисту зарубіжного виробництва.

Керівники підприємств, установ, організацій та інші посадові особи несуть персональну відповідальність за виконання вимог цих Правил у межах покладених на них завдань та функціональних обов'язків згідно з чинним законодавством. Працівників, які обслуговують електроустановки, необхідно забезпечити усіма необхідними засобами захисту, навчити правилам користування цими засобами і зобов'язати застосовувати їх для створення безпечних умов праці.

4.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

4.2.1 Мікроклімат

Параметри мікроклімату в виробничому приміщенні [21], де встановлена лінія, наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Пб	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	Пб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

Для забезпечення потрібних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено [24]: утеплення фасаду будівлі, встановлення вентиляції приміщень.

4.2.2 Склад повітря робочої зони

В умовах, що розглядаються в роботі, можливим забруднювачем повітря може бути пил нетоксичний [23].

Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення наведені в таблиці 4.2

Таблиця 4.2 – Характерні забруднюючі речовини для виробничого приміщення

Найменування речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони в роботі передбачені такі рішення [24]: робочі місця, де можливе виділення пилу та, обладнані вентиляційними пристроями, які повинні бути постійно готовими до роботи; будь-які порушення у системі вентиляції відображаються попереджувальними сигнальними пристроями; установки для кондиціонування повітря або механічні вентиляційні установки під час їх роботи не створюють для працівників протягів.

4.2.3 Виробниче освітлення

Штучне освітлення в будівлі запроектоване загальне, освітлення, за якого світильники розміщуються рівномірно у верхній зоні приміщення (загальне рівномірне освітлення). Нормовані значення виробничого освітлення наведені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Х-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Х-ка фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	г	середній великий великий	світлий світлий середній	-	200	4	2,4

Характеристика зорових робіт – середньої точності. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [26] розряд зорової роботи IV, підрозряд «г».

Для забезпечення нормованого значення освітлення у проекті передбачено:

- використання природного та штучного освітлення;
- штучне освітлення повинне бути рівномірне та достатньо інтенсивне;
- світло не повинне створює різких тіней на місцях роботи, значних контрастів між освітленим робочим місцем і навколишньою обстановкою;
- штучне світло не створює зайвих відблисків у полі зору працівника.

4.2.4 Виробничий шум

Джерелами шуму, що розглядаються в роботі, для працівників є шум будівельних машин і механізмів. Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкопasmового (тонального) шуму наведено в таблиці 4.4

Таблиця 4.4 Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкосмугового (тонального) шуму

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах зі середньгеометричними частотами (Гц)									Допустимий рівень звуку, дБА
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Основні виробничі приміщення	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

Для забезпечення допустимих параметрів шуму (поліпшення шумового клімату) в приміщенні проектом передбачено:

- раціональне розташування робочих місць;
- постійний контроль режиму праці і відпочинку працівників;
- обмеження застосування обладнання та використання робочих місць, що не відповідають санітарно-гігієнічним вимогам.

4.2.5 Виробничі вібрації

Загальна вібрація передається на тіло через опорні поверхні людини, що стоїть чи сидить (підшви ніг або сидниці).

На будівельному майданчику присутня вібрація типу – За. Тобто технологічна вібрація діюча на персонал цеху, або яка передається на робочі місця, не маючи джерел випромінювання. Джерелами вібрацій в умовах, що розглядаються в проекті, являються роторні вагоноперекидачі, які відносяться до типу загальної вібрації. Основні параметри вібрації, такі як середньоквадратичне значення віброприскорення та віброшвидкості, логарифмічні рівні приведені у таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Середньоквадратичні значення віброприскорення та віброшвидкості

Категорія вібрації по санітарним нормам	Напрямок дії	Нормативні, корекційовані по частоті та еквівалентні корекційовані значення			
		Віброприскорення		Віброшвидкість	
		$\text{м}\cdot\text{с}^{-2}$	ДБ	$\text{м}\cdot\text{с}^{-2}\cdot 10^{-2}$	ДБ
Загальні	Z_0, Y_0, X_0	0,1	100	0,2	92

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено:

- динамічне погашення вібрації – приєднання до захисного об'єкту системи, реакції якої зменшують розмах вібрації об'єкта в точках приєднання системи;
- зміна конструктивних елементів машин.

4.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують Правила пожежної безпеки в Україні [28, 29]. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначається за ДСТУ 8829: 2019 [30], за якою визначається категорія приміщень за вибуховою та пожежною безпекою [31].

Приміщення ЗРП за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В, з зонами П-ІІІ (зони в приміщеннях, де виділяється горючий пил чи волокна з нижньою концентраційною границею (НКТ) спалахування $> 65 \text{ г/м}^3$ до об'єму повітря, в

яких знаходяться тверді горючі речовини – ізоляційні оболонки електрообладнання, меблі тощо).

Приміщення, де розташовані ЗРП, характеризуються II-III ступенем вогнестійкості. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2016 [32] наведено в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадки, сходи, балки, марші сходових кліток	перекрыття між поверхів (у т.ч. горючі та над підвалами)	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зовнішні не-несучі	внутрішні не-несучі (перегородки)				плити, настили, прогоны	балки, ферми, арки, рами
II	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M0	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M0	RE 15 M0	R 30 M0
III	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0, E 30, M1	E1 15 M1	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M1	Не нормуються	

Межі вогнестійкості самонесучих стін, які враховуються в розрахунках жорсткості та стійкості будинку, приймають, як для несучих стін. Будівельні конструкції класифікують за вогнестійкістю та здатністю поширювати вогонь. Показником вогнестійкості є межа вогнестійкості конструкції, що визначається часом (у хвилинах) від початку вогневого випробування за стандартним температурним режимом до настання одного з граничних станів конструкції: втрати несучої спроможності (R); втрати цілісності (E); втрати тепло та ізолювальної спроможності (I).

Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2016 [32] наведено в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбур-шлюзу, не нижче
Стіни	2	REI 60	2	1
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	2	REI 60	2	1

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 4.7 (чисельник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 4.7. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських, сільськогосподарських будинків і споруд слід приймати за таблицею 4.7 (знаменник).

Таблиця 4.7 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IIIa, IIIб, IV, IVa, V
II	6/9	8/9	10/12
III	8/9	8/12	10/15

На території ЗРП на кожному з об'єктів потрібно встановити від 12 до 15 вогнегасників ВП-5, ВВП-5 або аналогічних ємністю 6 або 9 л [33].

ВИСНОВКИ

Проведене дослідження присвячене аналізу методів і засобів діагностування високовольтних реакторів, що є важливим аспектом забезпечення надійності та безпеки електроенергетичних систем. У процесі роботи було досягнуто поставленої мети – здійснено комплексний аналіз сучасних підходів до діагностики високовольтних реакторів і розроблено рекомендації щодо їх вдосконалення. Виконання поставлених завдань дозволило отримати такі результати: проведено огляд існуючих методів діагностування, визначено їхні основні характеристики, переваги та недоліки; проаналізовано технічні засоби, що застосовуються для виявлення дефектів у високовольтних реакторах; встановлено критерії оцінки ефективності діагностичних методів; розроблено пропозиції щодо підвищення точності, швидкості та економічної доцільності діагностики.

У розділі охорони праці проаналізовано потенційні небезпеки для персоналу під час діагностики ізоляції силового обладнання та запропоновано технічні рішення для забезпечення безпеки, включаючи організацію робочих місць, електробезпеку та контроль мікроклімату. Результати дослідження підтверджують актуальність теми, оскільки вдосконалення методів діагностування сприяє підвищенню надійності роботи високовольтних реакторів, зменшенню ймовірності аварій і оптимізації експлуатаційних витрат. Запропоновані рекомендації можуть бути використані для модернізації діагностичних процедур і створення більш ефективних засобів контролю технічного стану обладнання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Жук І.А Випробування реакторів 750 кВ в умовах електричних станцій і підстанцій/ Вісник Кременчуцького держ. політехн. ун-ту. – 2006. – № 3. – Ч. 2. – с. 68-72.
2. Експлуатація електроустановок: Навч. посібник/ Г.Г.Півняк, А.В. Журахівський, Г.А.Кігель, Б.М.Кінаш, А.Я.Рибалко, Ф.П.Шкрабець, З.М.Бахор: За ред. академіка НАН України Г.Г. Півняка. — Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2005. — 445 с.
3. Лизунов С.Д., Фрід Е.С., Баромикін П.М. Вимірювання часткових розрядів в ізоляції реакторів з компенсацією завад. – «Електротехніка», 1977, №4, с. 11-14.
4. ГДК 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила.
5. Bao, Yanyan & Liu, Kang & Yang, Junting & Zhang, Guangdong & Wen, Dinjun & Wang, Kun. (2020). A Fault Analysis of 750kV Shunt Reactor and Repair Program. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 782. 032015. 10.1088/1757-899X/782/3/032015.
6. Кутін, В. М. Діагностика електрообладнання : навчальний посібник / В. М. Кутін, М. О. Люхін, М. В. Кутіна – Вінниця : ВНТУ, 2013. –161 с.
7. Посібник з вивчення Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Електротехнічне устаткування електричних станцій та мереж, оперативно-диспетчерське керування. / Баженов О.Г. та інші – К.: ДП НТУКЦ «Аселенерго», 2004. – 800с
8. Матвійчук В. А. Діагностування електрообладнання. Навч. посіб. / В. А. Матвійчук, О. Є.Рубаненко, І.О. Гунько – Вінниця: ВНАУ, 2020. – 172 с.
9. Голота А.Д. Автоматика в електроенергетичних системах: Навч. посіб.- К.: Вища шк.. 2006. – 367 с.

10. Рубаненко О.Є. Високовольтні вводи. Конструкція, експлуатація, діагностика та ремонт: монографія / О.Є. Рубаненко, О.І. Гуменюк - Вінниця: ВНТУ, 2011. - 183 с.

11. Гуменюк О.І. Технологія ремонту і експлуатація високовольтних уводів та їх конструктивні особливості. (Посібник): Довідково методичний посібник / Гуменюк О.І., Рубаненко О.Є., Остапчук О.М., Таловеря В.Л., Шаповалов Ю.О. - К.: ДП «Науково-технічний учбово-консультаційний центр». - 2012. - 552 с. з іл.

12. Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Жук І.А. Випробування реакторів 750 кВ в умовах електричних станцій і підстанцій/ Вісник Кременчуцького держ. політехн. ун-ту. – 2006. – № 3. – Ч. 2. – с. 68-72.

13. Guide for Life Management Techniques for Power Transformers. — Брошюра СИГРЕ РГ А2, 2003.

14. Sokolov V. V. Consideration on Power Transformer Condition based Maintenance. — EPRI Substation Equipment Diagnostic Conference VIII, 2000, February 20—23, New Orleans, LA.

15. Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Жук І.А. Діагностування силових трансформаторів з використанням нечітких множин // Вісник ВП. – 2005. – №1. – С.43-51.

16. ABB Outdoor Instrument Transformers Buyers Guide. Edition 6.1, 2011-01; Doc No: 1HSM 9543 42-00en.

17. ABB Transformer Protection RET670, Technical Reference Manual. 2010-05; Doc No: 1MRK 504 113-UEN.

18. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

19. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації

об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

20. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

21. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

22. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

23. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

24. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

25. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

26. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

27. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

28. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.

29. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.

30. ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.

31. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.
32. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.
33. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.
34. Zoran Gajić, Birger Hillström, Fahrudin Mekić. HV Shunt Reactor Secrets for Protection Engineers. ABB paper published at WPRC 2003 Conference.
35. Luiz Eisi Yamazaki, José Carlos Mendes, Claes Bengtsson. VSR – Variable Shunt Reactors. CIGRÉ-Brasil 2010, Paper 25 A 28 DE ABRIL DE.
36. Åke Carlson. Shunt Reactor Manual. ABB Power Technology Products/Transformers, Ludvika-Sweden, 2002-08-20.
37. ABB Variable Shunt Reactors; Applications. ABB VSR pamphlet 1ZSE954001-21.
38. Ingvar Hareland. Power Reactors Basic Design Rules. ABB Transformers AB, Ludvika-Sweden, 1994-05-06
39. A. Cancino, R. Ocón, G. Enríque, R. Malewski. Core-form versus Shell-form Shunt Reactors, Utility and Manufacturer Position. CIGRÉ 2008, Paper A2-301.
40. Claes Bengtsson, Tomas Olsson, Lars Lidén. Recent Advances in Reactor Design. ABB AB, Sweden.
41. R. Nylen. Shunt Reactor and SVC Protection Application Guide. ABB Relays, Västerås-Sweden, 1988-11-17.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Аналіз методів і засобів діагностування високовольтних реакторів»

Тип роботи: Бакалаврська кваліфікаційна робота

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

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: д.т.н., професор кафедри ЕСС Комар В. О.

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

StrikePlagiarism

Оригінальність	71.5
Загальна схожість	28.5

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

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

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

Автор [підпис]
(підпис)

Сауляк Б. А.
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку

[підпис]
(підпис)

Вишневський С. Я
(прізвище, ініціали)

Експерт

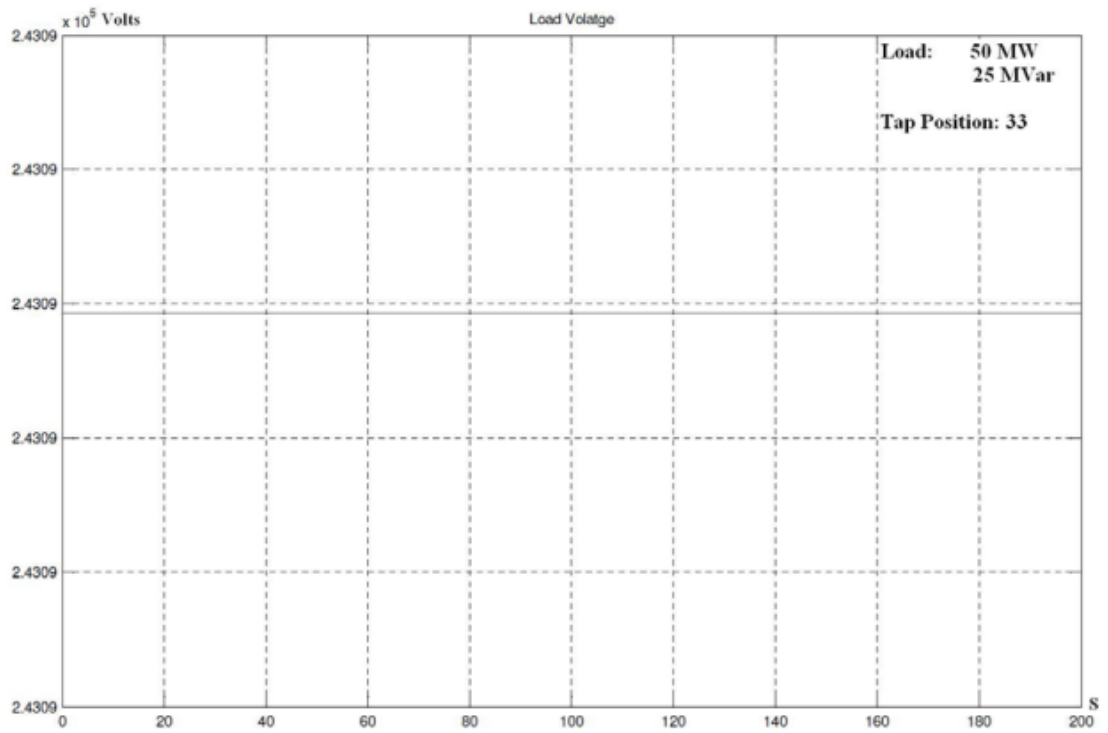
(за потреби) (підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

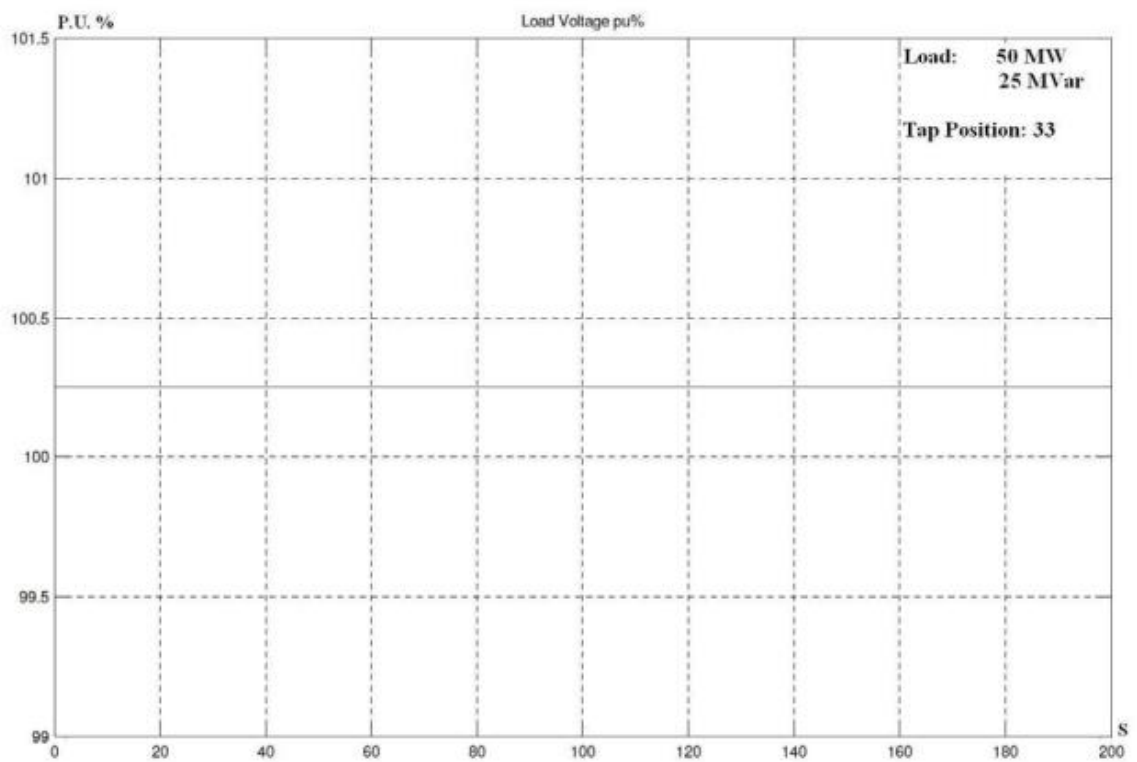
ДОДАТОК Б

На рисунку Б1-а показано напругу при рівні навантаження 50 МВт – 25 МВАр. Як видно, значення напруги залишається сталим на рівні 243,09 кВ, і VSR не здійснює перемикання відводів. Причина в тому, що регулювання напруги VSR встановлено в межах $\pm 2\%$, і для напруг у цьому діапазоні VSR не змінює свою позицію відводу. Відсоткове значення напруги в одиницях наведено на рисунку Б1-б, що становить 100,25% від опорної напруги. Для пояснення: оскільки навантаження є дещо меншим за SIL (Surge Impedance Loading) лінії, ємнісний ефект лінії недостатньо великий, щоб значно підвищити напругу на кінці лінії. Наступний рівень навантаження було зменшено, щоб отримати вищу напругу на кінці лінії.

Як показано на рисунках Б2 і Б3, напруга все ще залишається в межах діапазону $\pm 2\%$, і VSR не реагує. При рівні навантаження 45 МВт – 22,5 МВАр напруга становить 244,65 кВ, що еквівалентно 100,9% від опорної напруги (рисунок Б2), а при рівні навантаження 40 МВт – 20 МВАр напруга дорівнює 246,21 кВ, що становить 101,55% від опорної напруги (рисунок Б3).

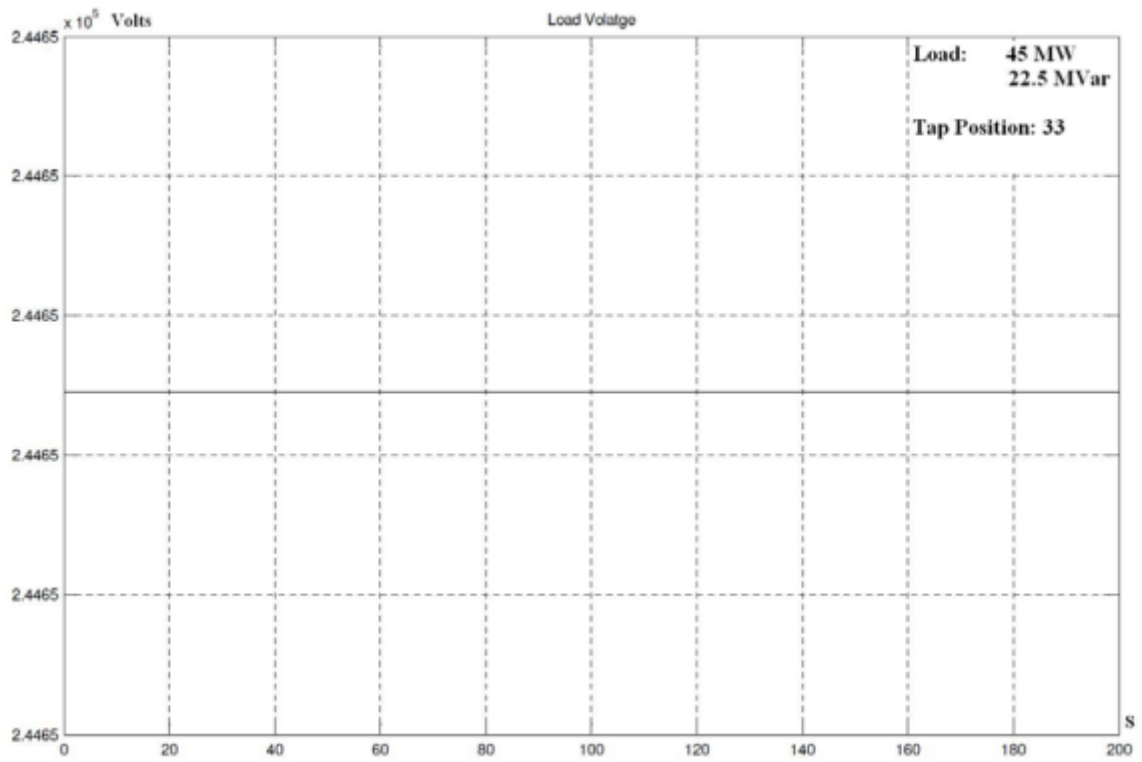


(a)

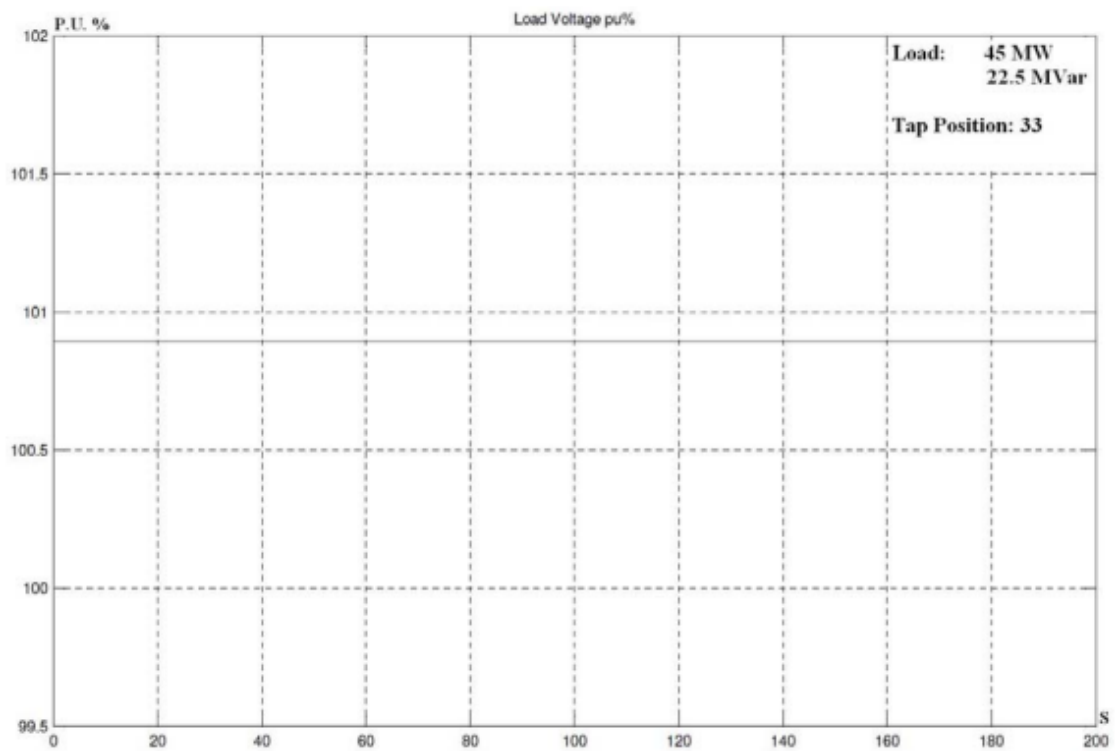


(б)

Рисунок Б1 – а) Фактична величина напруги на шині навантаження при 50МОм-25МВАр б) На одиницю відсоткового значення напруги

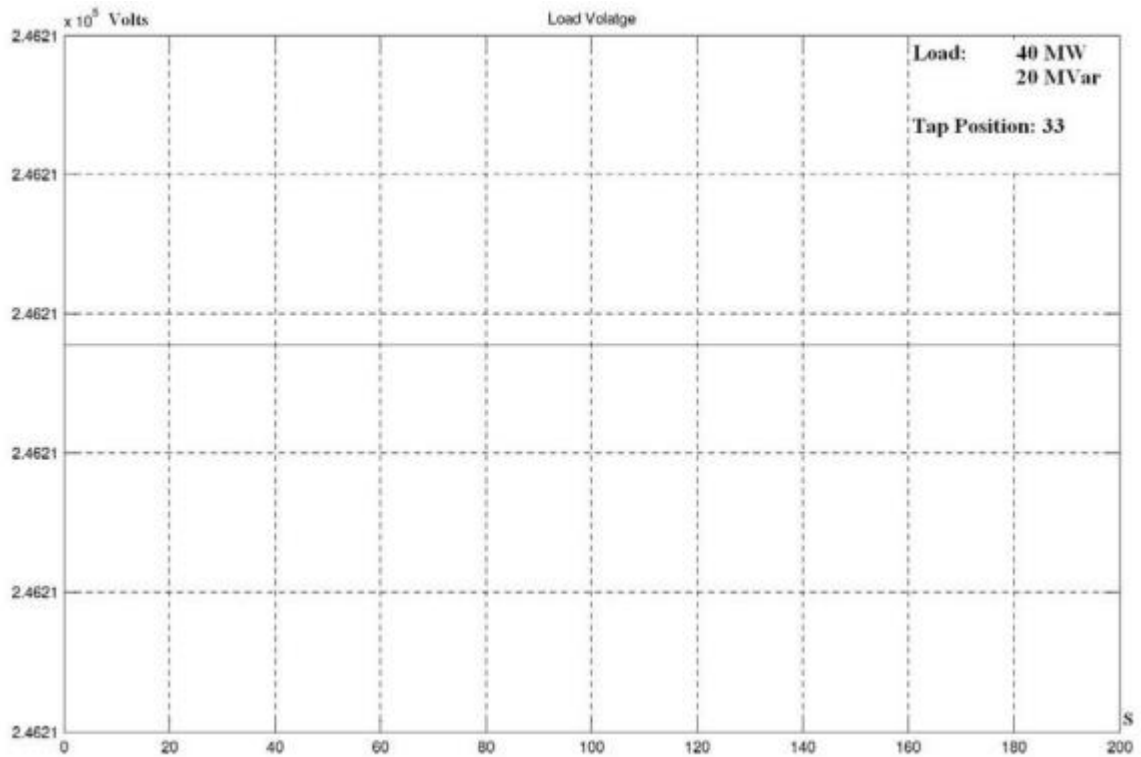


(a)

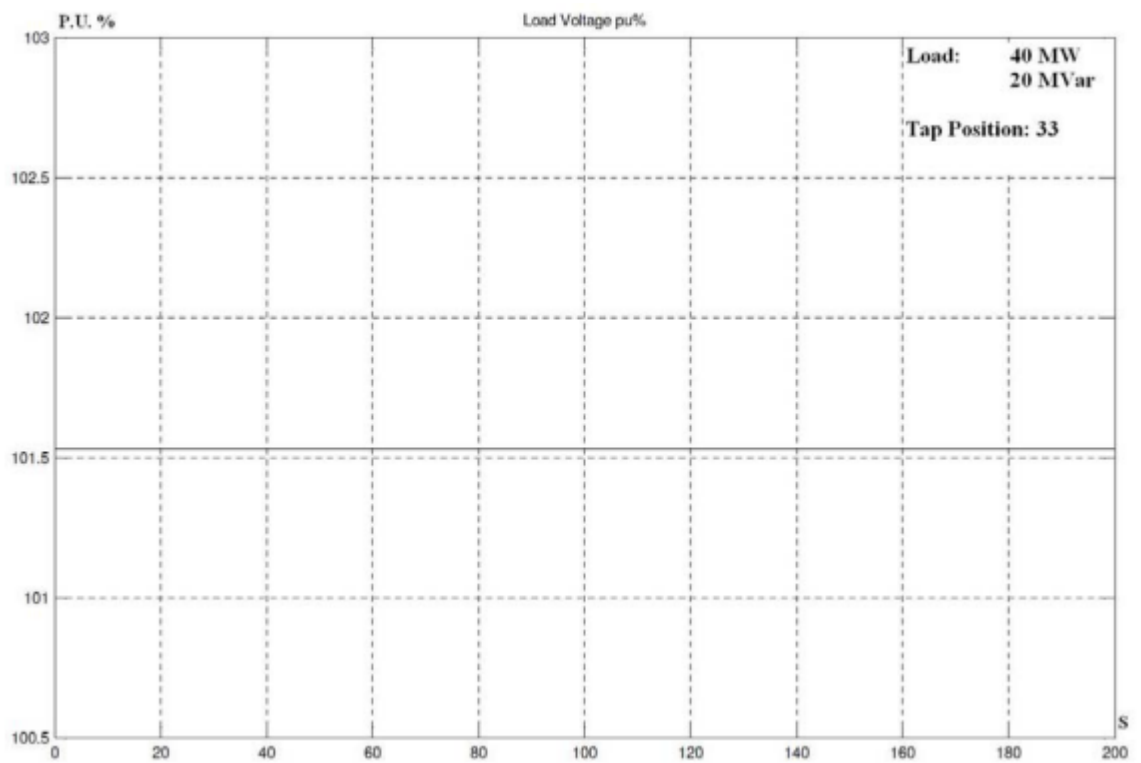


(б)

Рисунок Б2 – а) Фактична величина напруги на шині навантаження при 45 МВт-22,5 МВАр б) На одиницю відсоткового значення напруги



(a)



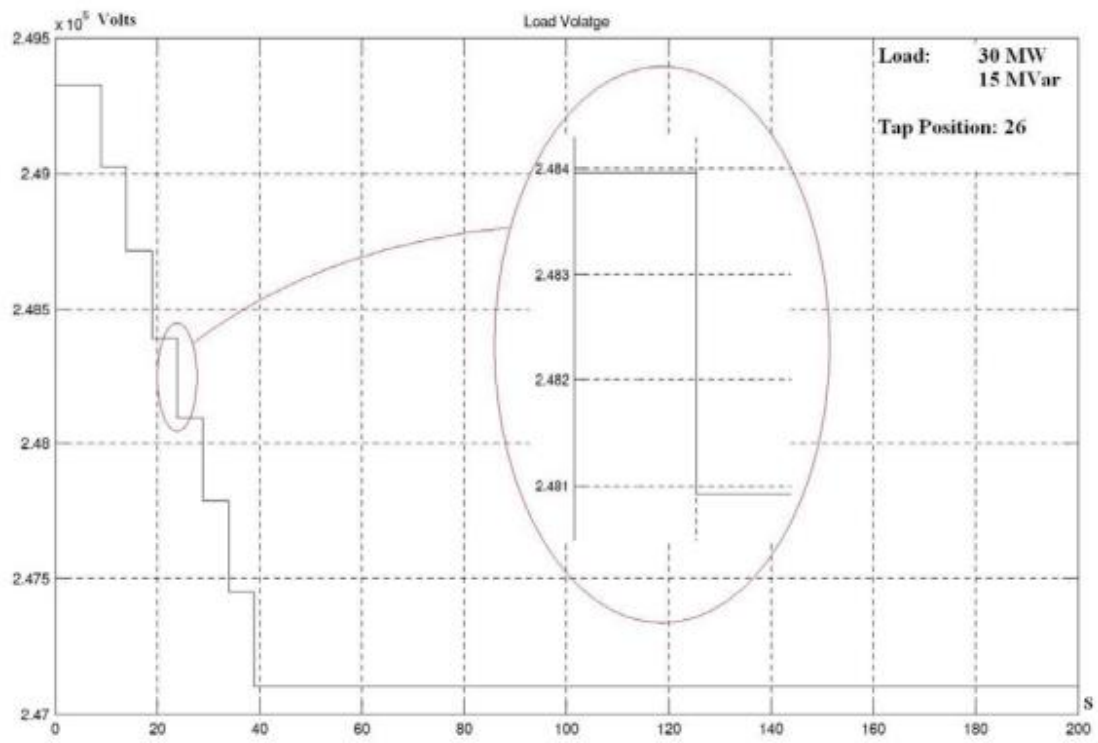
(б)

Рисунок Б.3 – Фактична величина напруги на шині навантаження при 45 МВт-
22,5 МВАр б) На одиницю відсоткового значення напруги

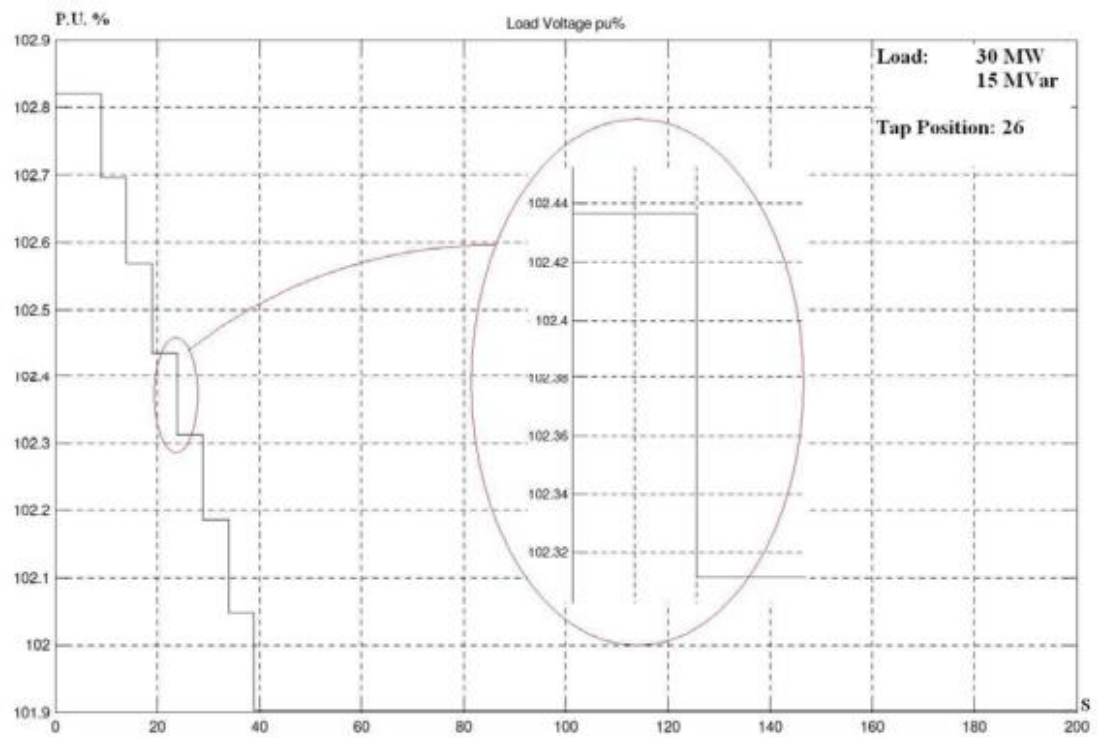
При рівні навантаження 30 МВт – 15 МВАр початкова напруга становить 249,3 кВ, що еквівалентно 102,8% від опорної напруги (рисунк Б4). Оскільки напруга перевищує верхню межу, VSR починає діяти і послідовно знижує позицію відводу, щоб зменшити напругу до очікуваного значення. Як показано на рисунку Б4, після семи послідовних перемикань відводів напруга стає 101,9% від опорної напруги і надалі залишається на рівні 247,2 кВ.

На рисунку Б4-а зміна напруги на четвертому ступені (позиція відводу 29) показана у збільшеному масштабі. Як видно, зміна напруги на цьому ступені (розмір ступеня) становить 0,3 кВ, що дорівнює приблизно 0,12% від опорної напруги (рисунк Б4-б). Альтернативно, середня зміна напруги для кожного з семи перемикань може бути приблизно оцінена на основі загальної зміни напруги за всі 7 ступенів, що становить приблизно 0,31 кВ.

При рівні навантаження 20 МВт – 10 МВАр початкова напруга становить 252,5 кВ, що еквівалентно 104,1% від опорної напруги (рисунк Б5). Як наслідок, VSR послідовно знижує позицію відводу на 15 ступенів, після чого напруга стає 101,9% від опорної напруги, тобто 247,1 кВ. Як показано на рисунку Б5-а, зміна напруги на сьомому ступені (позиція відводу 26) є найбільшою і становить 0,37 кВ, що, згідно з рисунком Б5-б, дорівнює 0,15% від опорної напруги. Альтернативно, середня зміна напруги для кожного перемикання знову може бути приблизно оцінена як 0,37 кВ.

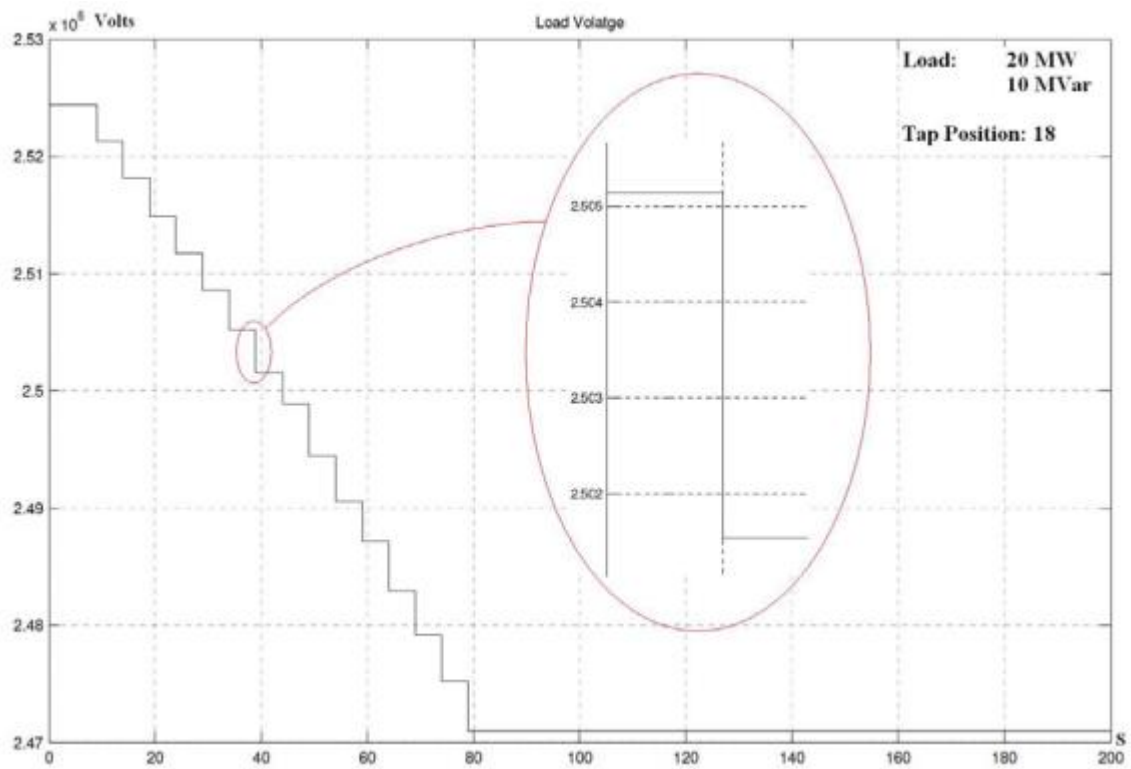


(a)

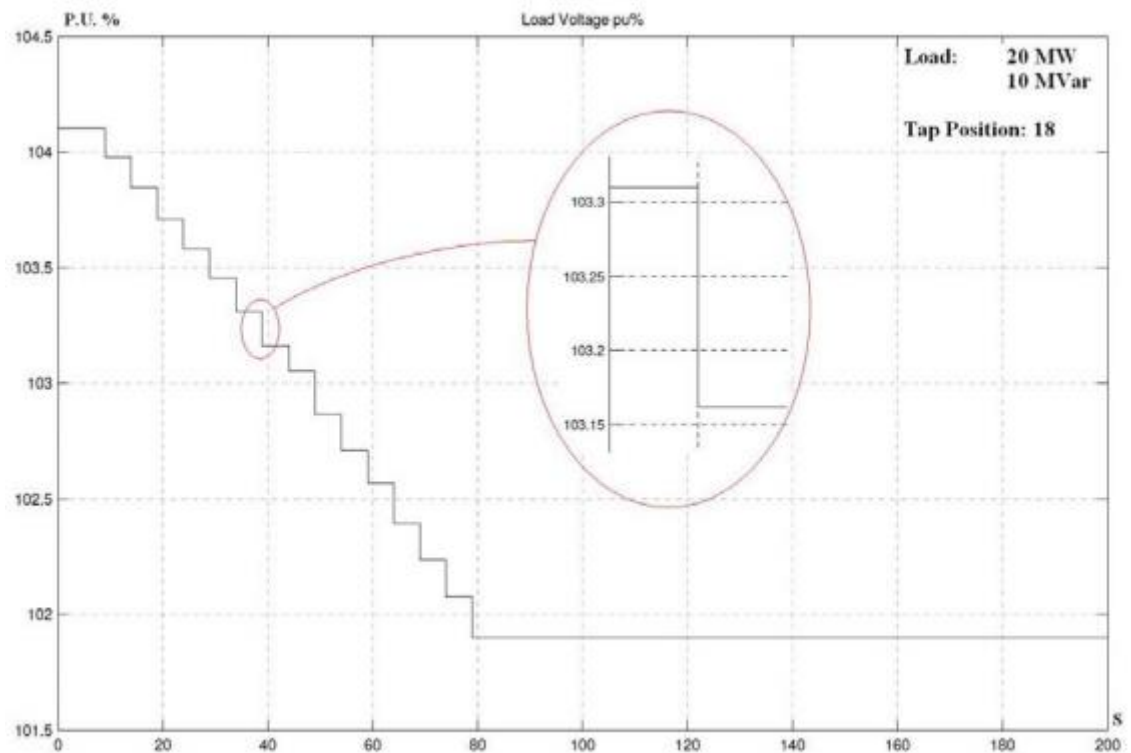


(б)

Рисунок Б4 – Фактична величина напруги на шині навантаження при 30МВт-15МВАр б) На одиницю відсоткового значення напруги



(a)



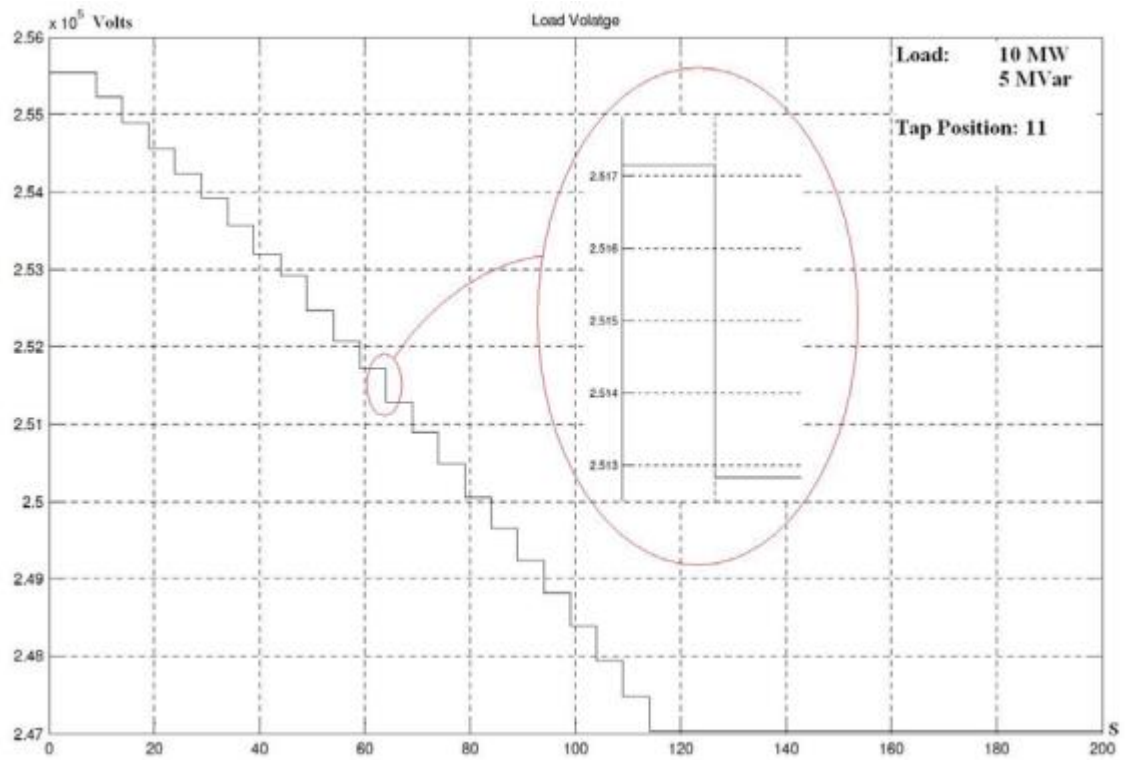
(б)

Рисунок Б5 – Фактична величина напруги на шині навантаження при 20МВт-10МВАр б) На одиницю відсоткового значення напруги

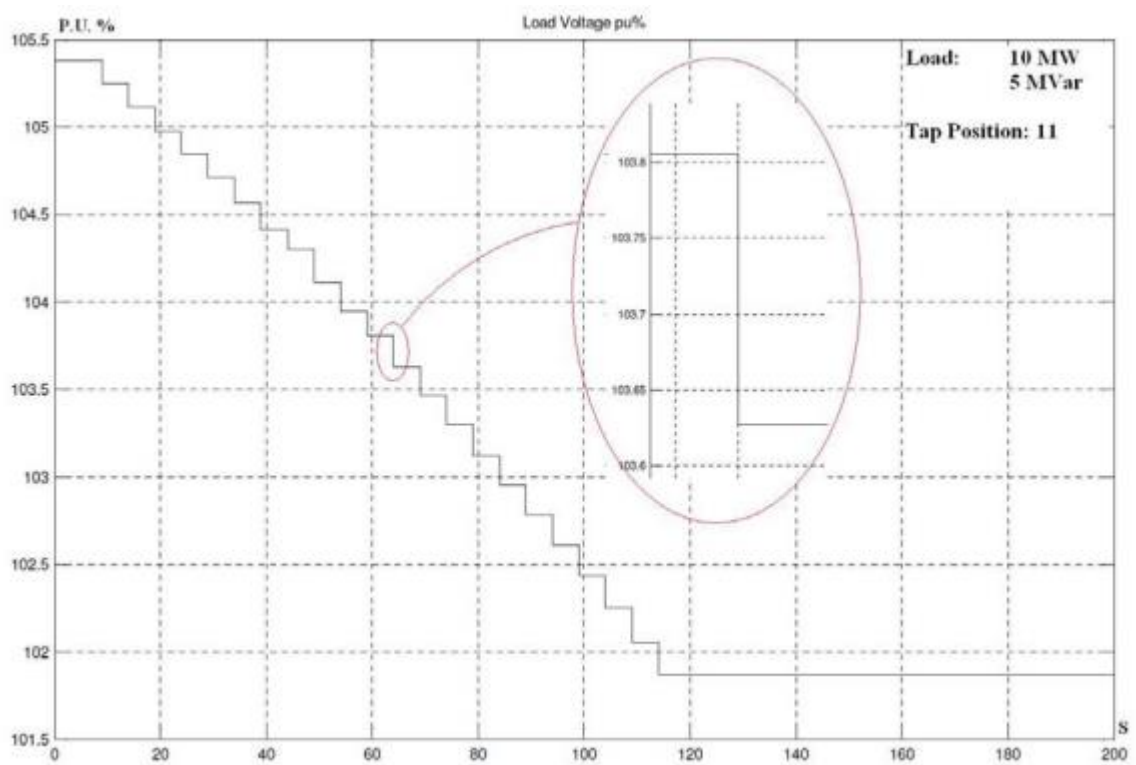
Зменшуючи рівень навантаження до 10 МВт – 5 МВАр, отримуємо вищу напругу на шині навантаження (255,5 кВ), і після 22 послідовних перемикань вгору VSR знижує напругу до 247 кВ (101,9% від опорної напруги). На рисунку Б6 показано, що розмір ступеня на 21-му перемиканні становить 0,43 кВ, що дорівнює 0,17% від опорної напруги (рисунок Б6-б). Аналогічно, враховуючи середню зміну напруги для кожного перемикання, значення 0,39 кВ отримано, що в цьому випадку лише трохи відрізняється від фактичної зміни напруги на ступені номер 12 (0,43 кВ).

Нарешті, при рівні навантаження 1 МВт – 0,5 МВАр початкова напруга є найвищою серед усіх умов навантаження і становить 258,4 кВ, що еквівалентно 106,5% від опорної напруги (рисунок Б7). Це найвища реактивна потужність лінії, що значно зростає через різке зменшення навантаження. Як наслідок, VSR знижує напругу після 27 послідовних перемикань, і напруга стає 101,9% від опорної напруги, тобто 247,1 кВ. Як показано на рисунку Б7-а, зміна напруги на 17-му ступені є найбільшою і становить 0,4 кВ, що, згідно з рисунком Б7-б, дорівнює приблизно 0,17% від опорної напруги. Альтернативно, середня зміна напруги для кожного перемикання становить 0,42 кВ.

На цей час VSR було протестовано для різних умов низького навантаження і він успішно знизив напругу до належного рівня при перемиканні вгору. Однак ці умови з низьким навантаженням ще не перевірені для випадку, коли необхідно знову підвищити напругу. З цієї причини в MATLAB було змодельовано сценарій падіння напруги, щоб переконатися, що VSR працює належним чином.

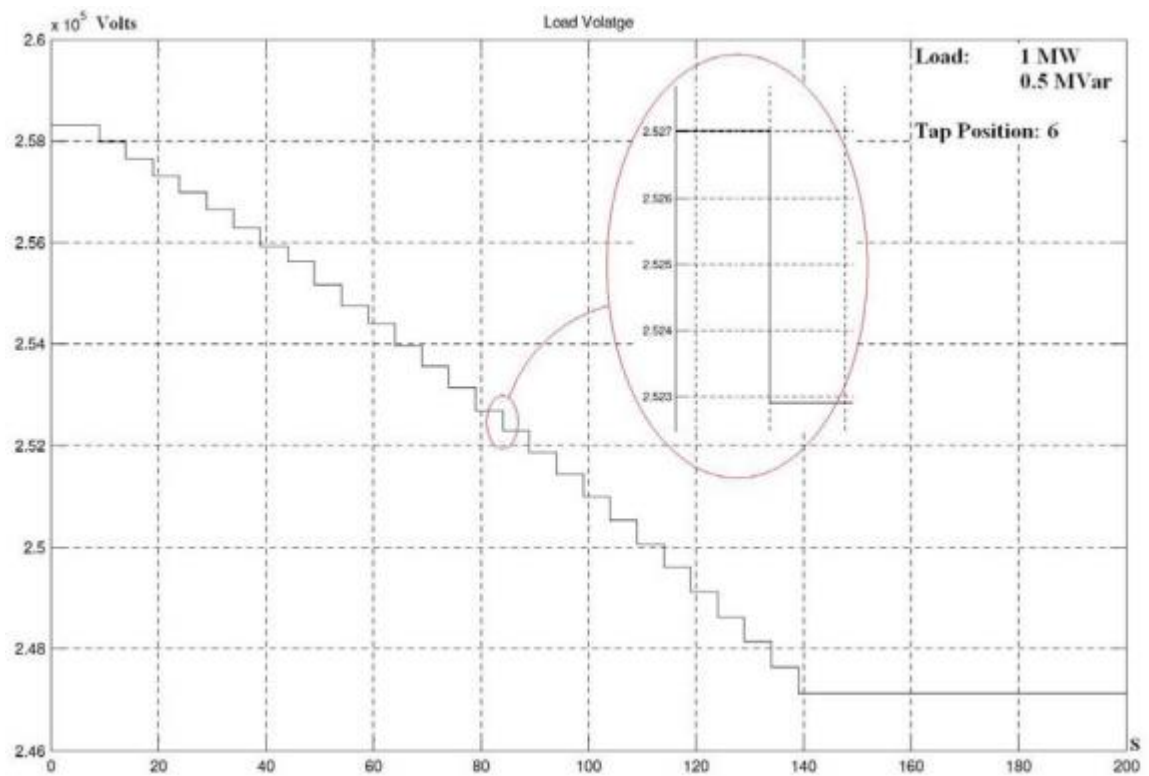


(a)

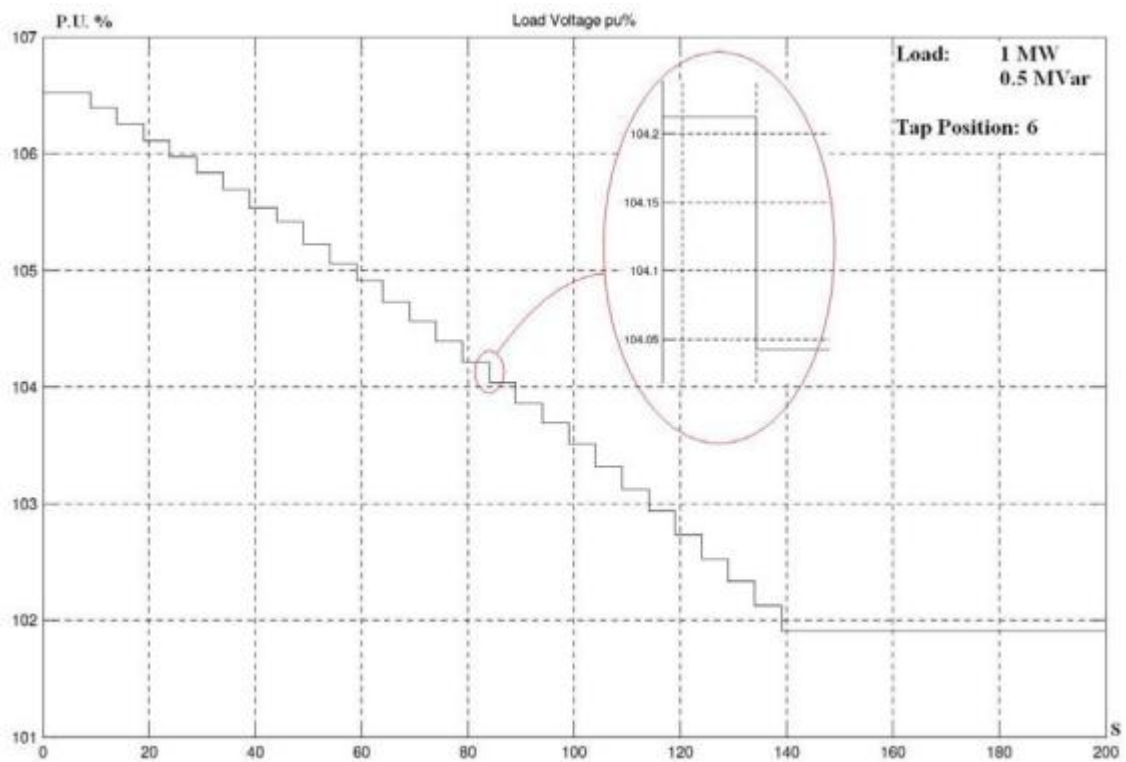


(б)

Рисунок Б6 – Фактична величина напруги на шині навантаження при 10МОм-5МВАр б) На одиницю відсоткового значення напруги



(a)



(б)

Рисунок Б7 – Фактична величина напруги на шині навантаження при 1МВт-0,5МВАр б) На одиницю відсоткового значення напруги

На рисунку Б8 показано ту саму мережу, що й раніше, але до неї підключено додаткове перемикне навантаження. Задача полягає в тому, що спочатку мережа працює в умовах низького навантаження (20 МВт – 10 МВАр), але через 100 секунд різко вмикається додаткове навантаження 40 МВт – 20 МВАр, що спричиняє падіння напруги нижче 98% від опорної напруги.

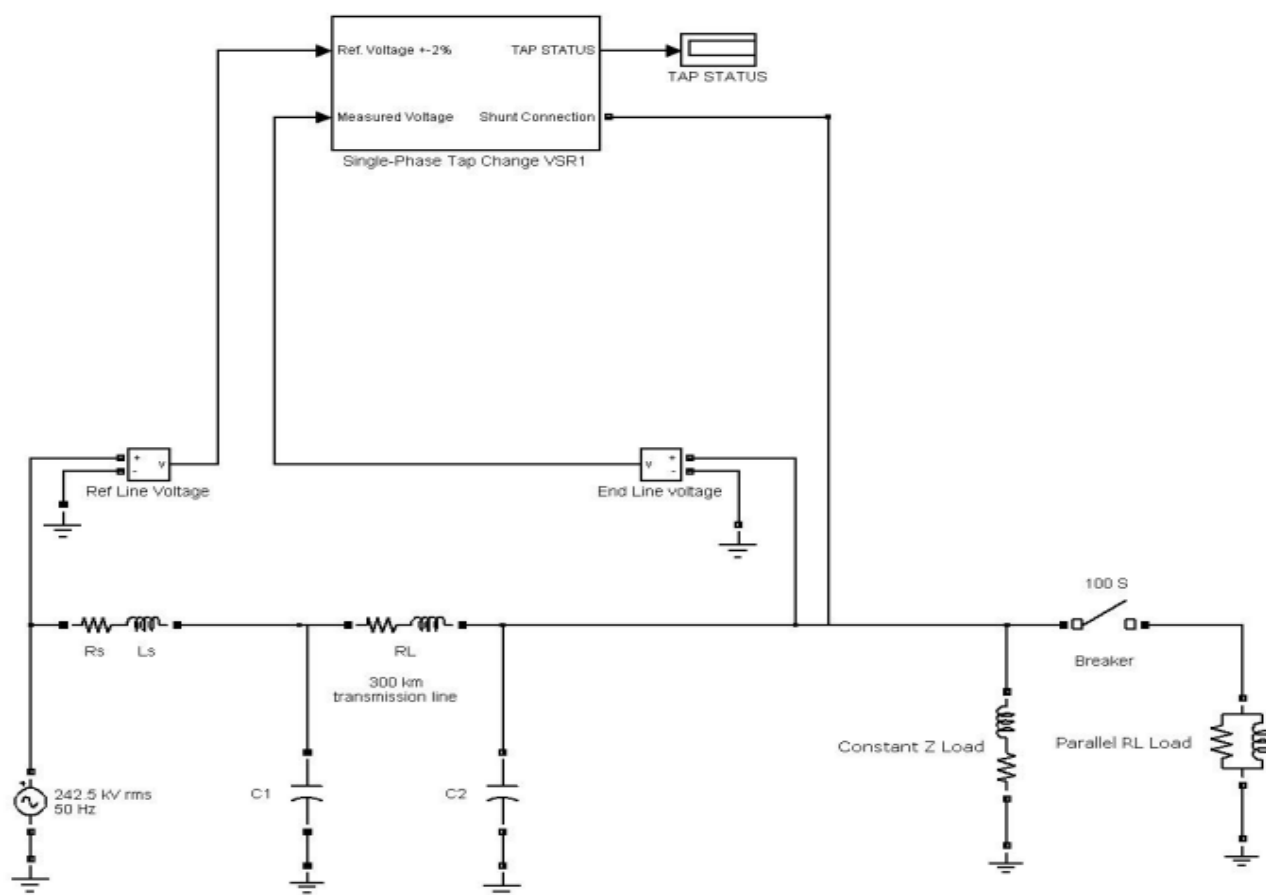
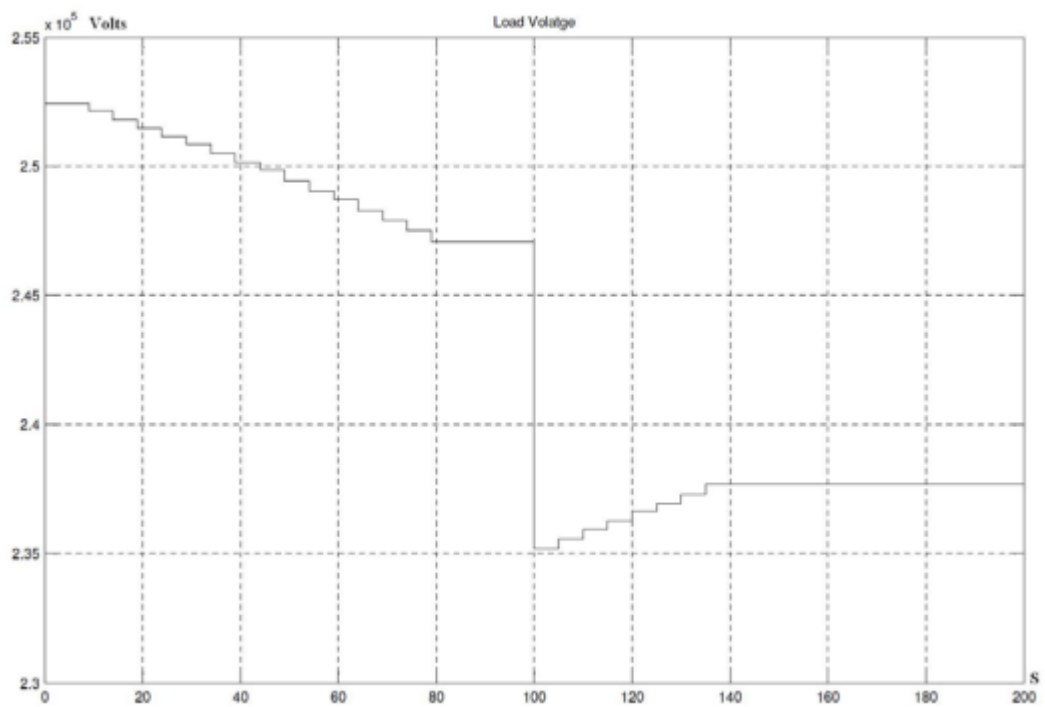


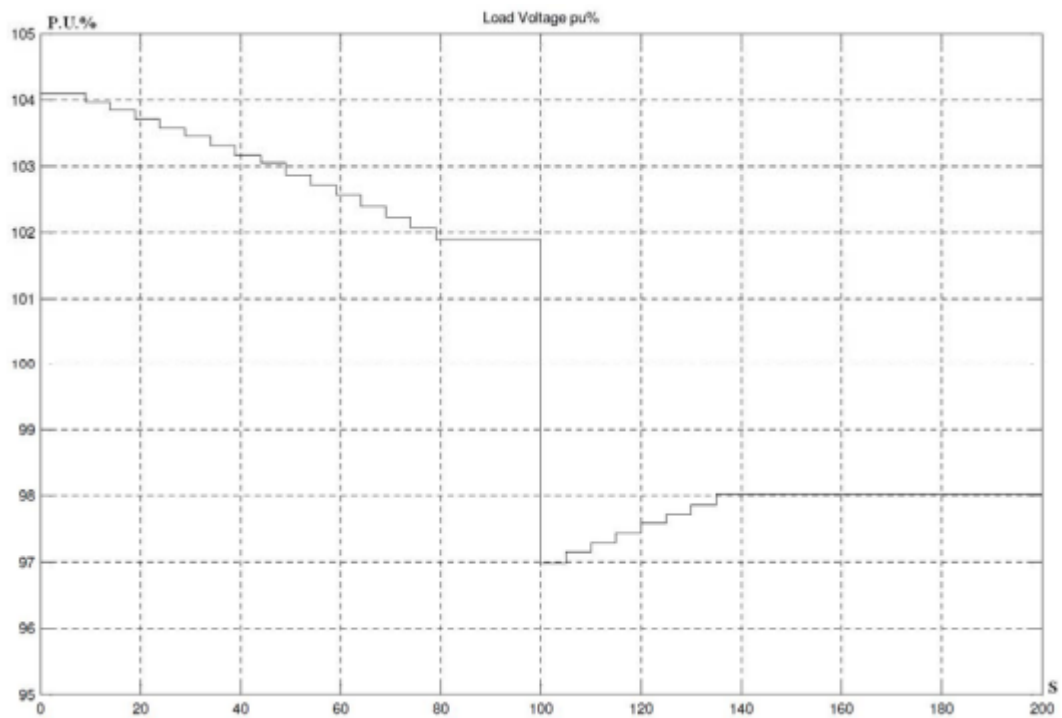
Рисунок Б8 – Модель однофазної мережі для сценарію падіння напруги з додатковим навантаженням, що перемикається, підключеним через 100 секунд

Як показано на рисунку Б9, спочатку напруга становить близько 104% від опорної напруги (252,5 кВ). Як наслідок, VSR починає підвищувати позицію відводу, щоб знизити напругу, і після 15 перемикань приводить напругу до регульованого діапазону. Цей процес перемикання займає приблизно 80 секунд, однак через 20 секунд додаткове перемикне навантаження вмикається і спричиняє падіння напруги до рівня приблизно 97% від опорної напруги (235 кВ). У цей момент реактор починає знижувати позицію відводу, і після 7

послідовних перемикачів вниз VSR підвищує напругу до регульованого діапазону (вище 98% від опорної напруги).



(a)



(б)

Рисунок Б9 – Фактична величина напруги на шині навантаження під час падіння напруги б) На одиницю відсоткового значення напруги

Для підсумку, як показано на рисунках Б1 – Б7, VSR працює належним чином, використовуючи напругу, отриману з вимірювань у DIgSILENT, для моделювання. Зміна напруги точно виявляється IED, і в діапазоні 0,3 кВ – 0,43 кВ, що становить від 0,12% до 0,17% від опорної напруги. Отже, бажаною є мінімальна зміна напруги, що повинна бути бажано 0,5% від опорної напруги, враховуючи похибки вимірювань і затримки в релейному захисті. У практиці вважається, що похибки вимірювань і затримки в релейному захисті можуть виявляти такі малі зміни напруги, що є проблемою через неточність процесу перемикання відводів. У такому випадку виникають три можливі проблеми:

По-перше, початкова напруга є достатньо високою, і система керування виявляє напругу поза допустимим діапазоном. Як наслідок, видаються команди на підвищення позиції відводу, щоб знизити напругу, але це займає 3 чи 4 перемикання, перш ніж напруга стане достатньо низькою, щоб система керування могла її виявити. У цей момент, якщо напруга все ще поза регульованим діапазоном, система керування видає інші команди, але якщо напруга вже в межах допустимого діапазону, ці 3–4 перемикання вважаються "сліпими". Таким чином, система керування не може точно контролювати кожен окремий ступінь протягом цього періоду, і перемикання відводів відбувається безперервно протягом періоду, коли напруга зменшується до регульованого діапазону, що впливає на точність процесу перемикання відводів. Це означає, що кінцева стабілізована напруга може бути або нижчою, або вищою за верхню межу в межах 0,3–4 перемикання (приблизно 0,5% від опорної напруги). На рисунку Б10 показано ці додаткові/сліпі перемикання.

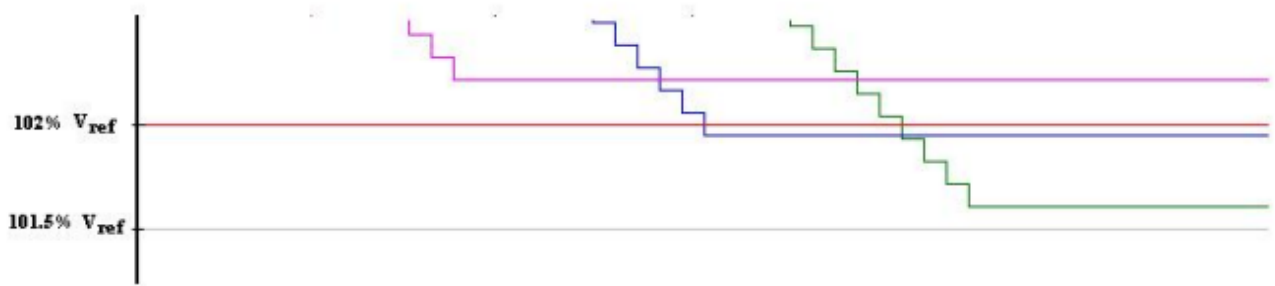


Рисунок Б10 – Негативний вплив шуму та похибок вимірювання, що виникають в результаті додаткових/інфрачервоних відводів

По-друге, верхня межа напруги є трохи вищою (менше ніж 0,5% вище), ніж регульована верхня межа, і як наслідок видається команда на підвищення позиції відводу, хоча напруга не в межах діапазону.

По-третє, верхня межа напруги є трохи нижчою (менше ніж 0,5% нижче), ніж нижня межа регульованого діапазону, і як наслідок видається команда на зниження позиції відводу. У результаті напруга падає ще нижче, ніж було вирішено в налаштуваннях керування (рисунок Б11).



Рисунок Б11 – Небажані перемикання, коли початковий рівень напруги лише трохи нижчий за верхню межу діапазону регулювання.

На рисунку Б12 зображено, наскільки малі кроки зміни напруги порівняно з регульованим діапазоном ($\pm 2\%$ від опорної напруги).

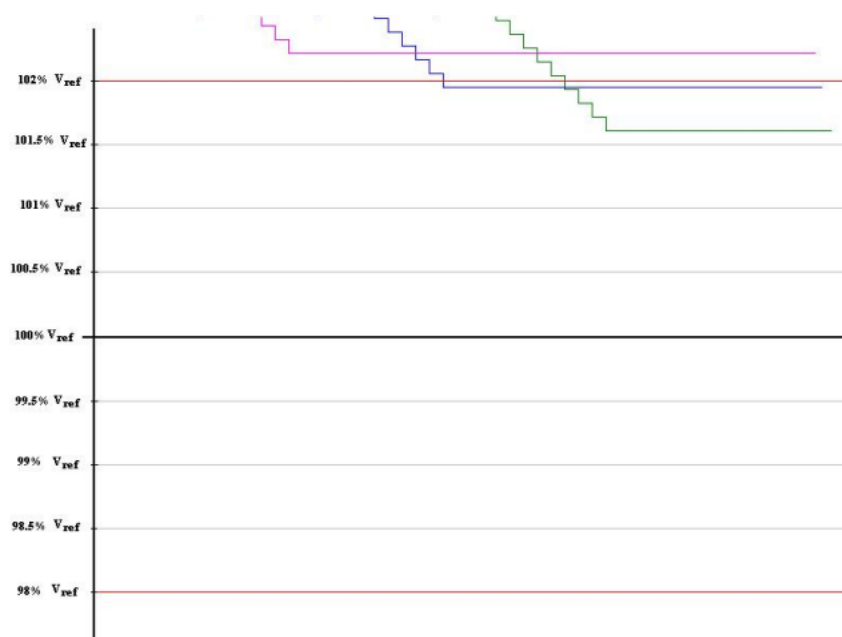


Рисунок Б12 – Величина ступенів напруги в порівнянні з діапазоном регулювання ($\pm 2\%$ від опорної напруги)

У всіх цих ситуаціях рівень шуму та похибки вимірювань вважаються майже постійними і завжди слідує одному шаблону, тобто якщо відносна похибка трансформатора напруги становить $\pm 0,2\%$, то припускається, що він завжди вимірює напругу на $0,2\%$ вище або нижче [16]. Інакше кажучи, можливий четвертий випадок, коли напруга одного разу вимірюється нижчою, а наступного — вищою за фактичну напругу. Враховуючи ці три згадані випадки, це може призводити до коливань напруги навколо верхньої межі через похибки вимірювань і шум. Як показано на рисунку Б13, VSR може часто перемикає вгору і вниз навколо верхньої межі напруги, що в довгостроковій перспективі призводить до зносу механічних частин перемикача відводів (рухомих частин перемикача).

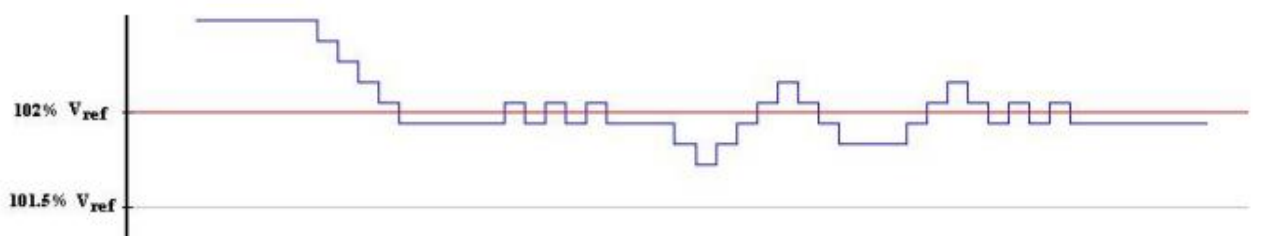


Рисунок Б13 – Коливання напруги навколо верхньої межі напруги

На завершення, бажано мати більш інтелектуальний, обґрунтований і точний процес зміни відводів замість використання "сліпих" відводів, навіть якщо вони спрямовані в потрібному напрямку.

ДОДАТОК В

ІЛЮСТРАЦІЙНА ЧАСТИНА

«Аналіз методів і засобів діагностування високовольтних реакторів»

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:
«Аналіз методів і засобів діагностування
високовольтних реакторів»

Керівник роботи: д.т.н., проф. каф. ЕСС

Комар В. О.

Виконав: студент групи ЕС-216

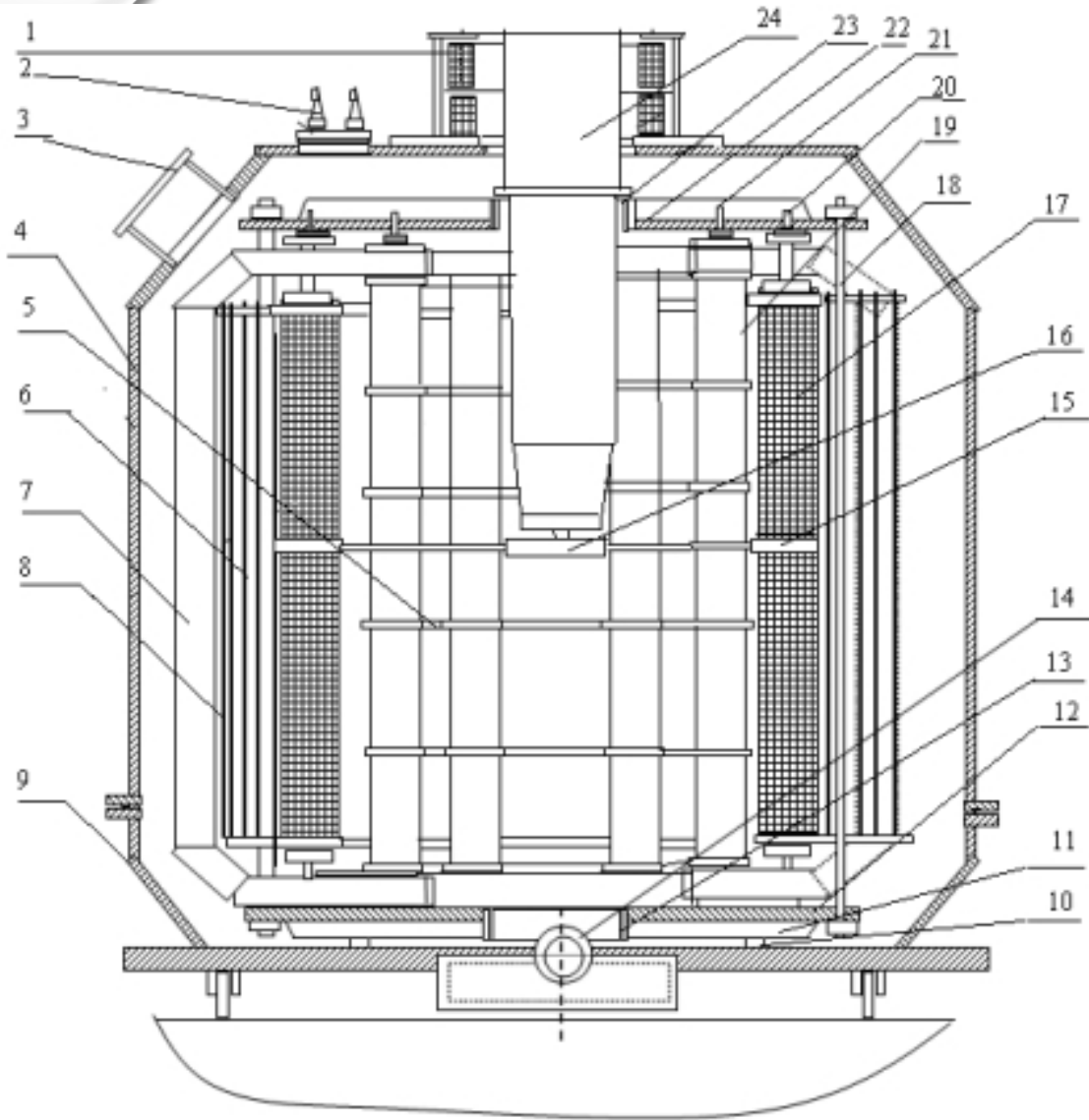
Сауляк Б. А.

Сучасні електроенергетичні системи значною мірою залежать від надійності та ефективності роботи високовольтного обладнання, зокрема високовольтних реакторів. Ці пристрої відіграють ключову роль у стабілізації напруги, компенсації реактивної потужності та забезпеченні безперебійної роботи електричних мереж. Проте зношування матеріалів, вплив зовнішніх факторів і складні умови експлуатації можуть призводити до виникнення дефектів, які загрожують стабільності енергосистем. У зв'язку з цим розробка та вдосконалення методів діагностування високовольтних реакторів є актуальною задачею, що має важливе значення для підвищення надійності електропостачання та зменшення аварійних ситуацій.

Актуальність теми зумовлена необхідністю забезпечення безперебійної роботи електроенергетичних систем в умовах зростання енергоспоживання та ускладнення структури мереж. Своєчасне виявлення дефектів у високовольтних реакторах дозволяє запобігти аварійним відключенням, зменшити економічні втрати та підвищити безпеку експлуатації. Існуючі методи діагностування потребують аналізу та вдосконалення, щоб відповідати сучасним вимогам до точності, швидкості та економічної ефективності.

Мета дослідження полягає в аналізі існуючих методів і засобів діагностування високовольтних реакторів та розробці рекомендацій щодо їх вдосконалення для підвищення ефективності виявлення дефектів і забезпечення надійності роботи обладнання.

Схема конструкції реактора



Принципова схема конструкції реактора
РОДЦ 110 000 / 750

На рисунку показано: 1 — трансформатор струму; 2 — виводи; 3 — коробка виводів НН; 4 — бак («колокол») реактора; 5 — ізоляційні плити; 6 — головна ізоляція; 7 — магнітні шунти; 8 — електростатичні екрани; 9 — піддон реактора; 10 — амортизатори; 11 — опорна пластина (брусок); 12 — нижня плита; 13 — нижній електромагнітний екран; 14 — зливний патрубок; 15 — вивід ВН; 16 — екран ВН («павук»); 17 — обмотка реактора; 18 — стяжні шпильки; 19 — фарфорові циліндри; 20 — нажимні болти обмотки; 21 — нажимні болти фарфорових циліндрів; 22 — верхня плита; 23 — верхній електромагнітний екран; 24 — ввід ВН.

Основні види пошкоджень реакторів

1. Застосування маслonaсосів, у яких обмотка охолоджувалася потоком масла реактора, призводила до того, що при пошкодженні механічної частини маслonaсосу, металевий пил попадав у середину бака реактора і осідав у місцях концентрація найбільших напруженостей електричного і магнітного полів – на прошивних рейках у районі виводу з середини обмотки. Через невдалу конструкцію цих рейок (вони були виконані суцільними) створювалися сприятливі умови для розвитку так званих «повзучих» розрядів по поверхні рейок.

2. Низька якість виконання пайки елементарних проводів обмотки приводила до виникнення виткових замкнень у обмотці повздовжній диференційний захист не реагував на ці пошкодження, до тих пір, поки не виникало замкнення на землю, а це призводило до виникнення газового пузиря і значного руйнування реактора.

3. Потужні магнітні поля розсіяння викликають значні струми у короткозамкнених контурах, що призводить до перегрівів елементів конструкції, розкладання органічної ізоляції і утворення вуглеводних газів, що розчинюються у маслі.

- Випробування в режимі резонансу напруг
- Випробування в режимі резонансу струмів
- Вимірювання індуктивності і втрат при робочій напрузі
- Вимірювання індуктивності і втрат при малій напрузі
- Вимірювання вібрації

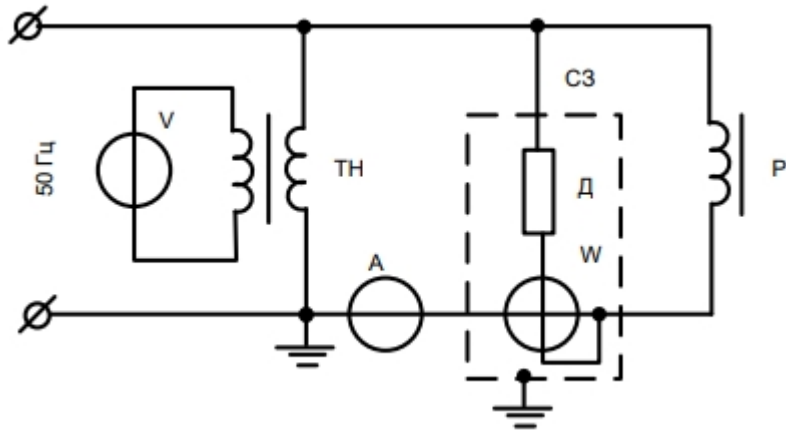


Рисунок 2.7 – Схема вимірювання індуктивності і втрат

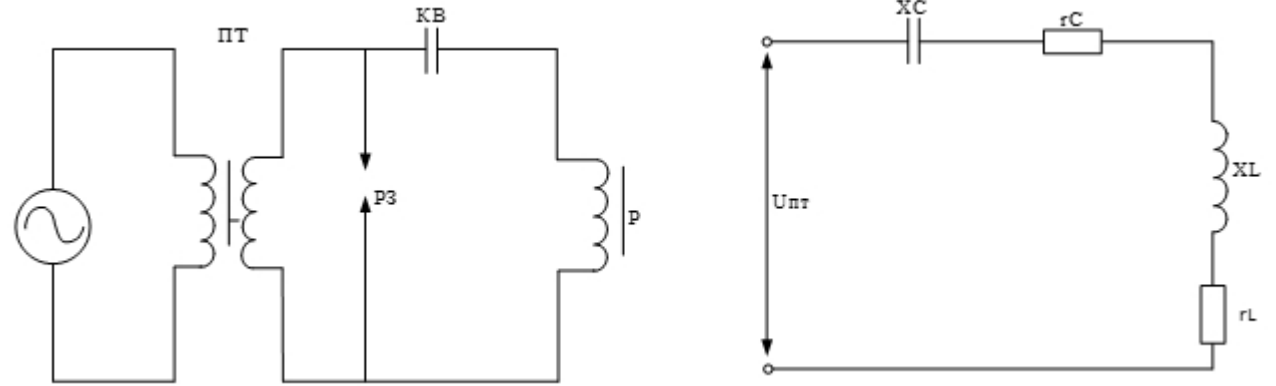


Рисунок 2.1 – Схема випробування в режимі резонансу напруг

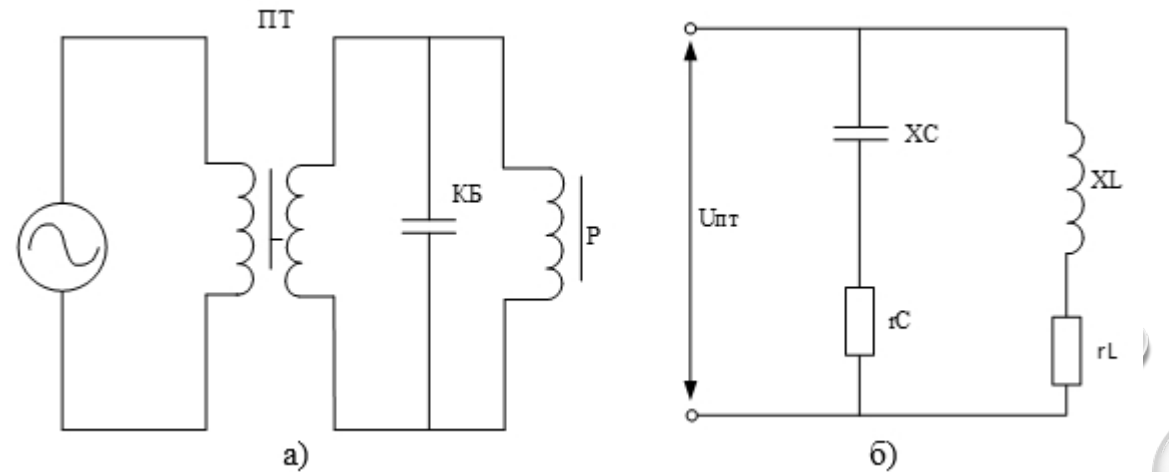
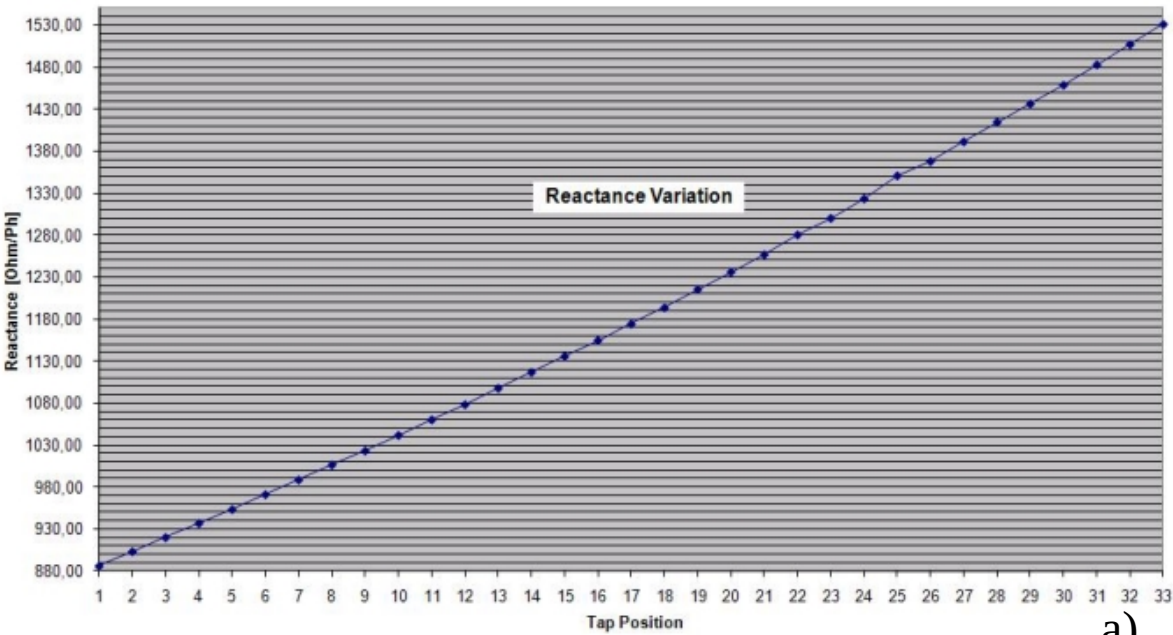
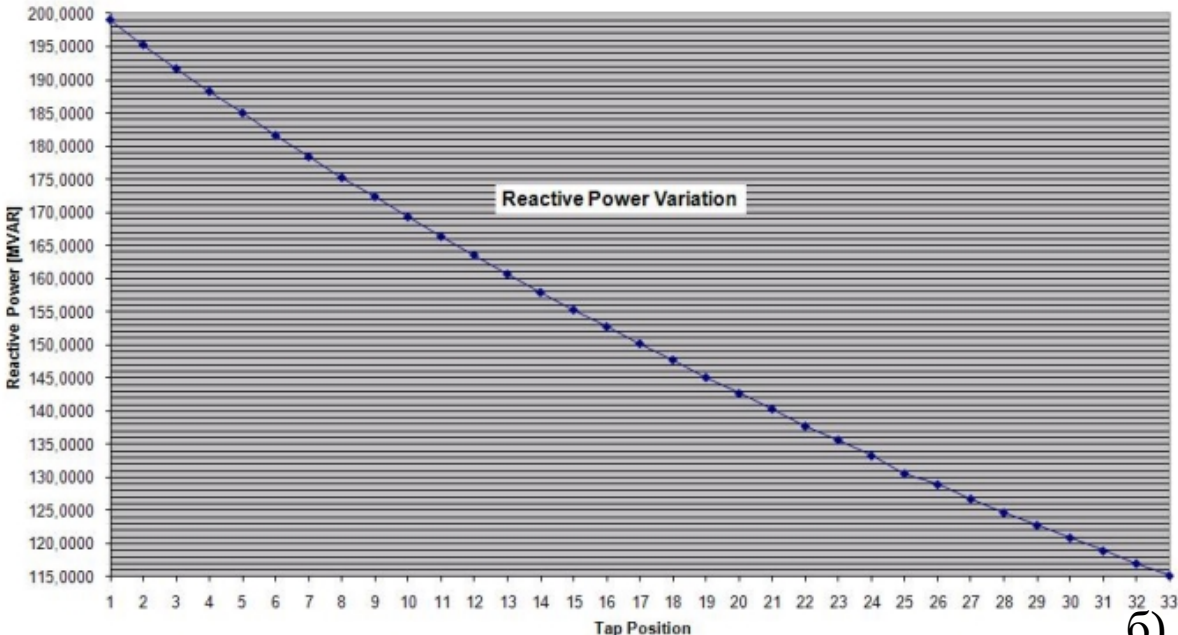


Рисунок 2.2 – Схема випробування в режимі резонансу струмів

Таблиця 3.1 – Варіація різних параметрів відповідно до положення перемикача



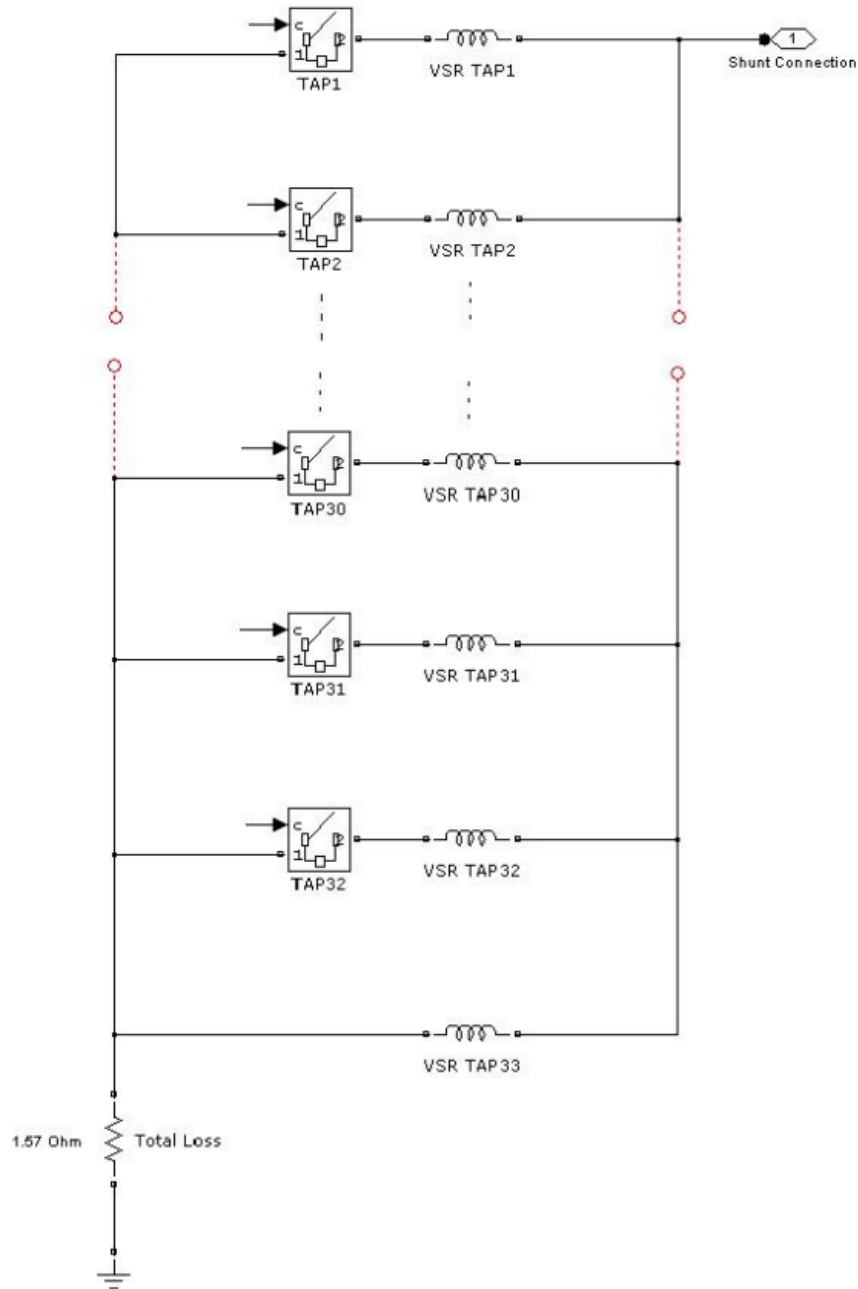
а)



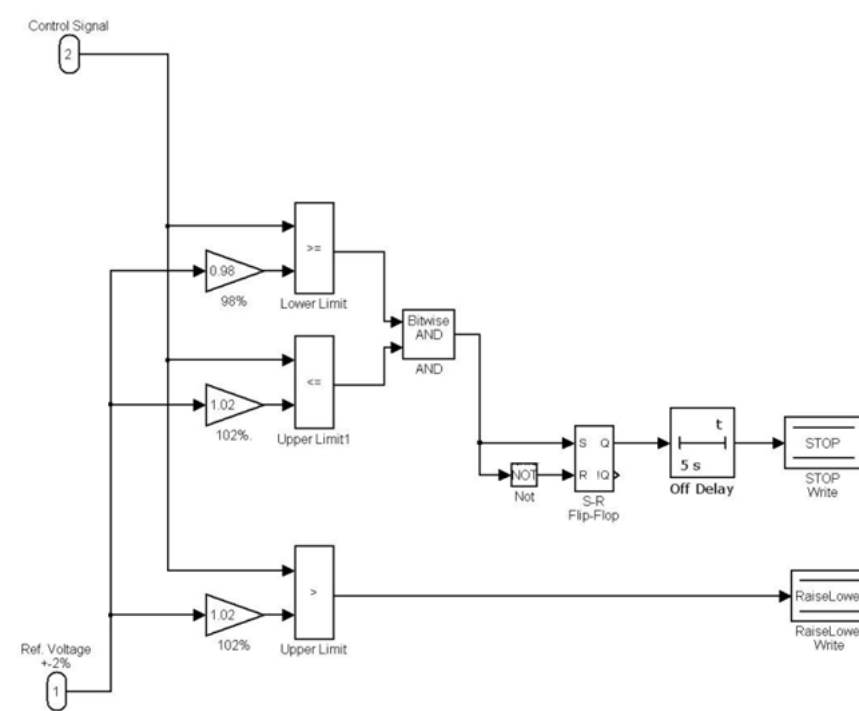
б)

Рисунок 3.2 – а) Зміна реактивного опору шляхом зміни положення крана б) Зміна реактивної потужності VSR шляхом зміни положення крана

Позиція перемикача	X [Ом/фаза]	R_Cu [Ом/фаза]	Напруга [В/фаза]	Реактивна потужність [Мвар]	Струм [А]
1	886.2	1.28	242 487,11	199.0517	273.63
2	903.3	1.27	242 487,11	195.2836	268.45
3	920.2	1.26	242 487,11	191.6971	263.52
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
16	1154.7	1.07	242 487,11	152.7668	210.12
17	1174.3	1.05	242 487,11	150.217	206.49
18	1193.1	1.07	242 487,11	147.7757	202.96
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
31	1482.9	1.26	242 487,11	118.956	162.51
32	1507.0	1.27	242 487,11	117.0537	160.23
33	1531.0	1.28	242 487,11	115.2187	158.38



Паралельні індуктивні гілки VSR і відповідні перемикачі



Індуктивність кожної окремої гілки (L_{br}) на основі еквівалентної індуктивності кожного положення відводу (L_{eq})

Позиція перемикача	Реактивна потужність [Мвар]	Втрати загальні [кВт]	Втрати/Q [%]	X [Ом/фаза]	Напруга [В/фаза]	Крок реактивної потужності [Мвар]	L_{br} [Гн]	L_{eq} [Гн]
1	199.05	384.48	0.19	886.20	242487.11	3.77	149.04	2.82
2	195.28	365.94	0.19	903.30	242487.11	3.59	156.59	2.88
3	191.70	348.79	0.18	920.20	242487.11	3.46	162.45	2.93
...	...	...	...	...	...	...	...	...
16	152.77	189.15	0.12	1154.70	242487.11	2.55	220.25	3.68
17	150.22	179.97	0.12	1174.30	242487.11	2.53	223.50	3.74
18	147.78	177.07	0.12	1193.10	242487.11	2.65	231.89	3.80
...	...	...	...	...	...	...	...	...
31	118.96	134.51	0.11	1482.90	242487.11	1.90	293.87	4.69
32	117.05	131.49	0.11	1507.00	242487.11	1.83	306.06	4.80
33	115.22	128.87	0.11	1531.00	242487.11	4.87	4.87	4.87

Проведене дослідження присвячене аналізу методів і засобів діагностування високовольтних реакторів, що є важливим аспектом забезпечення надійності та безпеки електроенергетичних систем. У процесі роботи було досягнуто поставленої мети – здійснено комплексний аналіз сучасних підходів до діагностики високовольтних реакторів і розроблено рекомендації щодо їх вдосконалення. Виконання поставлених завдань дозволило отримати такі результати: проведено огляд існуючих методів діагностування, визначено їхні основні характеристики, переваги та недоліки; проаналізовано технічні засоби, що застосовуються для виявлення дефектів у високовольтних реакторах; встановлено критерії оцінки ефективності діагностичних методів.

У розділі охорони праці проаналізовано потенційні небезпеки для персоналу під час діагностики ізоляції силового обладнання та запропоновано технічні рішення для забезпечення безпеки, включаючи організацію робочих місць, електробезпеку та контроль мікроклімату. Результати дослідження підтверджують актуальність теми, оскільки вдосконалення методів діагностування сприяє підвищенню надійності роботи високовольтних реакторів, зменшенню ймовірності аварій і оптимізації експлуатаційних витрат. Запропоновані рекомендації можуть бути використані для модернізації діагностичних процедур і створення більш ефективних засобів контролю технічного стану обладнання.

Дякую за увагу!

9

