

Міністерство освіти і науки України  
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна  
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»  
Кафедра електротехніки і електроенергетики

## КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістра

на тему

**Розробка схемних рішень у розподільчих мережах для підвищення якості  
електричної енергії**  
(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 2м курсу, групи ДЕБ-24 мг  
спеціальності: 141 Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка

\_\_\_\_\_/ Сергій РТИЩЕВ  
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник \_\_\_\_\_/ Ірина ПАНТЄЛЄЄВА  
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент \_\_\_\_\_/ Олег КОНДРАТЮК  
(підпис) (ім'я та прізвище)

*«До захисту допущено»*

Завідувач кафедри \_\_\_\_\_/ Артем ЧЕРНЮК  
(підпис) (ім'я та прізвище)

Секретар ЕК \_\_\_\_\_/ Ігор КИРИСОВ \_\_\_\_  
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2025 рік

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІМЕНІ В. Н. КАРАЗІНА**

Навчально – науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія  
Кафедра електротехніки та електроенергетики  
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
Освітньо-професійна програма Електричні станції, мережі та системи

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри**

\_\_\_\_\_  
(підпис)

к.т.н., доцент Артем ЧЕРНЮК

(науковий ступінь, вчене звання, ім'я, прізвище)

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 р.

**ЗАВДАННЯ**

**на кваліфікаційну роботу дипломну роботу  
другого (магістерського) рівня вищої освіти**

здобувачу вищої освіти Сергію РТИЩЕВУ

1. Тема «Розробка схемних рішень у розподільчих мережах для підвищення якості електричної енергії»

затверджена наказом по університету №4801-5/3664 від « 06 » 10 2025 р.

2. Термін здачі закінченої роботи « 10 » 12 2025 р.

3. Вихідні дані до роботи/проєкту: номінальна напруга та конфігурації мережі, типи та потужності трансформаторів; розрахункові навантаження споживачів, категорія надійності, параметри якості електроенергії: відхилення напруги, рівень гармонік; нормативні вимоги та умови експлуатації об'єкта.

4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, які належить розробити):

ВСТУП; РОЗДІЛ 1.ПРИНЦИПИ ПОБУДОВИ СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ. РОЗДІЛ 2.СУЧАСНІ НАПРЯМИ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ. РОЗДІЛ 3.РОЗРОБКА СХЕМНИХ РІШЕНЬ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ. ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ. СПИСОК ПОСИЛАНЬ

5.Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал):

\_\_\_\_\_  
Слайди презентації

6. Консультант:

| Розділ | Консультант | Підпис, дата      |                     | Оцінка<br>(бали) |
|--------|-------------|-------------------|---------------------|------------------|
|        |             | Завдання<br>видав | Завдання<br>прийняв |                  |
|        |             |                   |                     |                  |

7. Дата видачі завдання « 06 » 10 2025 р.

Керівник

\_\_\_\_\_

(підпис)

Ірина ПАНТЄЛЄВА

(ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання

\_\_\_\_\_ Сергій РТИЩЕВ

(підпис)

(ім'я, прізвище)

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК**  
**виконання кваліфікаційної дипломної роботи**

| № з/п | Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання | Термін виконання    | Позначки керівника про виконання завдань |
|-------|---------------------------------------------------------------------------------|---------------------|------------------------------------------|
| 1     | Визначення актуальності теми дослідження                                        | 07.10.25 – 10.10.25 |                                          |
| 2     | Проведення аналізу наукової літератури                                          | 11.10.25 – 18.10.25 |                                          |
| 3     | Виконання першого розділу дипломної роботи                                      | 19.10.25 – 29.10.25 |                                          |
| 4     | Виконання другого та третього розділу дипломної роботи                          | 30.10.25 – 26.11.25 |                                          |
| 5     | Оформлення пояснювальної записки та підготовка презентації доповіді             | 27.11.25 – 10.12.25 |                                          |

Студент (ка)

\_\_\_\_\_

(підпис)

Сергій РТИЩЕВ

(ім'я, прізвище)

## РЕФЕРАТ

до магістерської роботи з теми «Розробка схемних рішень у розподільчих мережах для підвищення якості електричної енергії» виконаної магістрантом

Сергієм РТИЩЕВИМ

Магістерська робота виконана на 71 сторінок, містить 3 таблиць, 15 рисунків, що характеризують результати дослідження, використано літературних джерел 16.

Однією з основних причин погіршення якості електроенергії є швидкий розвиток відновлюваної енергетики — сонячних і вітрових електростанцій, які інтегруються в мережі середньої напруги. У південних областях України, зокрема в Одеській, Миколаївській та Запорізькій, потужність сонячних електростанцій часто перевищує обсяг місцевого споживання.

Це призводить до виникнення перенапруги, коливань частоти та небажаних перетоків електроенергії, що негативно впливає на роботу трансформаторних підстанцій і промислового обладнання. Водночас поява нових типів споживачів — зарядних станцій для електромобілів, систем з електронними перетворювачами частоти, потужних серверних центрів і побутових пристроїв із імпульсними блоками живлення — сприяє зростанню гармонічних складових у мережі та створенню додаткового навантаження на енергосистему.

Таким чином, актуальність теми роботи визначається необхідністю адаптації української енергосистеми до сучасних викликів — зростання частки відновлюваних джерел, підвищення енергоефективності, інтеграції у європейську енергомережу ENTSO-E та розвитку розумних мереж (Smart Grids).

**Мета магістерської** кваліфікаційної роботи – розробка та обґрунтування ефективних схемних рішень у розподільних електричних мережах, спрямованих на підвищення якості електричної енергії шляхом зниження рівня гармонічних спотворень, стабілізації напруги та покращення показників надійності й енергоефективності мереж.

*Ключові слова:* електрична мережа, якість електричної енергії, стабілізація напруги, схемні рішення, розподільча мережа, відновлювальна енергетика.

## ABSTRACT

to the master's thesis on the topic "Development of circuit solutions in distribution networks to improve the quality of electric energy" performed by master's student Sergey RTISHCHEV

The master's work is executed on 71 pages, contains 3 tables, 15 drawings, which characterize the results of research, used literary sources 16.

One of the main reasons for the deterioration of electricity quality is the rapid development of renewable energy - solar and wind power plants, which are integrated into medium-voltage networks. In the southern regions of Ukraine, in particular in Odessa, Mykolaiv and Zaporizhia, the capacity of solar power plants often exceeds local consumption.

This leads to overvoltage, frequency fluctuations and unwanted power flows, which negatively affects the operation of transformer substations and industrial equipment. At the same time, the emergence of new types of consumers - charging stations for electric vehicles, systems with electronic frequency converters, powerful server centers and household devices with switching power supplies - contributes to the growth of harmonic components in the network and the creation of additional load on the power system.

Thus, the relevance of the topic of the work is determined by the need to adapt the Ukrainian energy system to modern challenges - increasing the share of renewable sources, increasing energy efficiency, integration into the European energy network ENTSO-E, and the development of Smart Grids.

**The purpose** of the master's qualification work is to develop and justify effective circuit solutions in distribution electrical networks aimed at improving the quality of electrical energy by reducing the level of harmonic distortion, stabilizing voltage, and improving the reliability and energy efficiency of networks.

*Keywords:* electrical network, electrical energy quality, voltage stabilization, circuit solutions, distribution network, renewable energy.

# ЗМІСТ

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

## ВСТУП

## РОЗДІЛ 1. ПРИНЦИПИ ПОБУДОВИ СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

1.1. Аналіз сучасного стану розподільних електричних мереж України та основних проблем, що впливають на якість електричної енергії

1.2. Загальні положення побудови схем розподілу електроенергії

1.2.1. Аналіз принципів побудови схем розподільних мереж

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

## РОЗДІЛ 2. СУЧАСНІ НАПРЯМИ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

2.1. Алгоритм автоматизованого вибору схем електричних з'єднань ВРП напругою 35-750 кВ

2.2. Підвищення надійності розподільних мереж шляхом застосування селективного АПВ

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

## РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА СХЕМНИХ РІШЕНЬ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

3.1. Схемні рішення у промислових розподільних електричних мережах для підвищення якості електричної енергії та ефективного обмеження струмів коротких замикань

3.2. Методика синтезу схем розподільних мереж при проектуванні систем електропостачання об'єктів

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3  
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ  
СПИСОК ПОСИЛАНЬ

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

|      |                                                       |
|------|-------------------------------------------------------|
| РП   | – розподільні пристрої                                |
| ВДЕ  | - відновлювані джерела енергії                        |
| РГ   | - розподілена генерація                               |
| АРН  | - автоматизовані системи регулювання напругою         |
| ВРП  | - відкритий розподільний пристрій                     |
| АПВ  | - автоматичне повторне включення                      |
| САВМ | - система автоматичного відновлення мережі            |
| СЕП  | - система електропостачання                           |
| СОП  | - струмообмежуючий пристрій                           |
| ГПП  | - головна понижувальна підстанція                     |
| РТУ  | - реакторно-тиристорні установки                      |
| ТВ   | - тиристорні вимикачі                                 |
| ЗР   | - здвоєний реактор                                    |
| РПН  | - регулювання під навантаженням                       |
| ЗСЕП | - замкнута система електропостачання                  |
| РМС  | - рідкометалевий само відновлювальний струмообмежувач |



## ВСТУП

### **Актуальність.**

Проблема забезпечення високої якості електричної енергії є однією з найважливіших у сучасній енергетиці України, оскільки від цього показника безпосередньо залежить надійність, ефективність і безпека функціонування як промислових підприємств, так і побутових споживачів. Сьогодні енергосистема України переживає глибокі структурні зміни, спричинені інтеграцією до європейського енергетичного простору, впровадженням нових технологій генерації, автоматизацією та цифровізацією мереж. У цих умовах питання стабілізації напруги, зменшення коливань частоти, усунення гармонічних спотворень та компенсації реактивної потужності набуває особливої актуальності.

Однією з основних причин погіршення якості електроенергії є швидкий розвиток відновлюваної енергетики — сонячних і вітрових електростанцій, які інтегруються в мережі середньої напруги. У південних областях України, зокрема в Одеській, Миколаївській та Запорізькій, потужність сонячних електростанцій часто перевищує обсяг місцевого споживання. Це призводить до виникнення перенапруги, коливань частоти та небажаних перетоків електроенергії, що негативно впливає на роботу трансформаторних підстанцій і промислового обладнання. Водночас поява нових типів споживачів — зарядних станцій для електромобілів, систем з електронними перетворювачами частоти, потужних серверних центрів і побутових пристроїв із імпульсними блоками живлення — сприяє зростанню гармонічних складових у мережі та створенню додаткового навантаження на енергосистему.

Більшість розподільних електричних мереж України, особливо на рівнях 6–35 кВ, спроектовано ще за радянських стандартів і не пристосовано до сучасних режимів роботи, зокрема двосторонніх потоків потужності та змінної генерації з відновлюваних джерел. Такі мережі мають обмежену здатність підтримувати стабільні параметри електроенергії, через що нерідко

спостерігається порушення норм, визначених стандартом ДСТУ EN 50160, який регламентує допустимі відхилення напруги, частоти та гармонічних спотворень. Це призводить до перегрівання обладнання, передчасного зносу ізоляції трансформаторів, збільшення технічних втрат і аварійних зупинок технологічних процесів на промислових підприємствах.

У таких умовах розробка нових схемних рішень у розподільних мережах є надзвичайно важливою. Сучасні технічні підходи передбачають використання активних фільтрів гармонік, динамічних компенсаторів реактивної потужності (STATCOM), автоматичних регуляторів напруги на підстанціях, гібридних компенсаторів, а також цифрових систем моніторингу якості електроенергії. Ефективним напрямом також є оптимізація топології розподільних мереж — перехід від радіальних схем до кільцевих або петльових із автоматичним перемиканням навантажень. Це дозволяє підвищити стійкість мережі до аварій, зменшити втрати енергії та підтримувати стабільну напругу навіть у пікових режимах.

Реальні приклади впровадження таких рішень уже спостерігаються в Україні. Енергетична компанія “ДТЕК Мережі” реалізує проекти цифрових розподільчих пунктів 10 кВ із впровадженням інтелектуальних алгоритмів керування напругою, що забезпечує стабільність у межах  $\pm 5\%$  незалежно від змін у генерації від ВДЕ. Крім того, “УкрЕнерго” у співпраці з європейськими партнерами проводить модернізацію високовольтних підстанцій, інтегруючи системи автоматичного регулювання напруги та контролю параметрів якості електроенергії в реальному часі.

Підвищення якості електроенергії має не лише технічне, а й економічне значення. За оцінками експертів, втрати електроенергії через неякісну напругу та несиметрію фаз сягають 10–15% загального обсягу споживання. Для промислових підприємств це означає не тільки зростання витрат на електроенергію, а й скорочення терміну служби двигунів, перетворювачів, систем керування, що безпосередньо впливає на конкурентоспроможність виробництва.

Таким чином, актуальність теми роботи визначається необхідністю адаптації української енергосистеми до сучасних викликів — зростання частки відновлюваних джерел, підвищення енергоефективності, інтеграції у європейську енергомережу ENTSO-E та розвитку розумних мереж (Smart Grids). Реалізація нових схемних рішень дозволить не лише стабілізувати параметри електроенергії та зменшити втрати, а й забезпечить надійне функціонування енергетичної інфраструктури України у період її післявоєнного відновлення, що є стратегічно важливим завданням для майбутнього енергетичного розвитку держави.

**Мета магістерської кваліфікаційної роботи:** розробка та обґрунтування ефективних схемних рішень у розподільних електричних мережах, спрямованих на підвищення якості електричної енергії шляхом зниження рівня гармонічних спотворень, стабілізації напруги та покращення показників надійності й енергоефективності мереж.

**Об'єкт дослідження:** процеси розподілу та передавання електричної енергії в мережах середньої та високої напруги, зокрема режими роботи розподільних мереж за умов змінних навантажень і впливу відновлюваних джерел енергії.

**Предмет дослідження:** схемні рішення та технічні засоби підвищення якості електричної енергії у розподільних мережах, включно з методами фільтрації гармонік, регулювання напруги та оптимізації топології мереж, що забезпечують стабільність параметрів електропостачання та зниження втрат електроенергії.

**Задачі дослідження:**

- ✓ проаналізувати сучасний стан розподільних електричних мереж України, визначити основні проблеми, що впливають на якість електричної енергії, зокрема вплив відновлюваних джерел енергії, нестабільних навантажень і застарілої мережевої інфраструктури.

- ✓ проаналізувати принципи побудови схем розподільних пристроїв;

- ✓ розробити та обґрунтувати схемні рішення, спрямовані на покращення якості електричної енергії ;
- ✓ сформулювати практичні рекомендації щодо впровадження оптимальних схемних рішень у розподільних мережах України для підвищення якості електричної енергії та забезпечення їхньої відповідності європейським стандартам Smart Grid.

**Теоретичне значення роботи** полягає в поглибленні наукових уявлень про закономірності формування показників якості електричної енергії в розподільних мережах та їх залежність від схемних і режимних параметрів. У роботі уточнено теоретичні основи впливу несиметрії, гармонічних спотворень і реактивних навантажень на стабільність електропостачання. Розроблені підходи до вдосконалення схемних рішень розширюють теорію побудови сучасних енергоефективних мереж і створюють основу для подальшої інтеграції технологій Smart Grid у вітчизняну енергетику.

**Практичне значення роботи** полягає у можливості застосування запропонованих схемних рішень для підвищення якості електричної енергії в реальних розподільних мережах. Отримані результати можуть бути використані при проектуванні, модернізації та експлуатації електричних мереж з метою зниження втрат, стабілізації напруги та забезпечення відповідності стандартам якості електроенергії.

**Методи дослідження:** аналіз літератури та інформаційних джерел; аналітичний, порівняльний, метод синтезу схем, розрахунково-експериментальний, метод математичного моделювання електричних режимів.

## **РОЗДІЛ 1. ПРИНЦИПИ ПОБУДОВИ СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ**

### **1.1. Аналіз сучасного стану розподільних електричних мереж України та основних проблем, що впливають на якість електричної енергії**

Розподільні електричні мережі є ключовою ланкою енергетичної системи України, оскільки саме вони забезпечують доставку електричної енергії безпосередньо до споживачів — промислових, комунальних та побутових. Більшість таких мереж експлуатується понад 30–40 років, що обумовлює значний рівень фізичного та морального зносу обладнання, невідповідність сучасним технічним вимогам і стандартам якості електричної енергії, зокрема ДСТУ EN 50160:2014. На тлі глобальних змін в енергетиці — переходу до відновлюваних джерел, цифровізації та розвитку «розумних» мереж — проблема підвищення якості електроенергії в Україні набуває стратегічного значення.

Загальний технічний стан розподільних мереж можна охарактеризувати наступним чином.

За даними Міністерства енергетики України та НЕК «Укренерго» [1], понад 65% обладнання розподільних мереж напругою 6–35 кВ вичерпало свій розрахунковий ресурс експлуатації. Близько 40% трансформаторних підстанцій мають зношені комутаційні апарати, а втрати електроенергії в розподільних мережах досягають 11–13%, що перевищує середньоєвропейські показники (6–8%).

Основними причинами цього є:

- тривала експлуатація морально застарілих масляних і повітряних вимикачів;
- недостатня автоматизація керування навантаженнями;
- низький рівень контролю параметрів якості електроенергії;
- відсутність ефективної компенсації реактивної потужності.

Технічний стан мереж безпосередньо впливає на стабільність напруги, частоту, рівень гармонічних спотворень та симетрію фаз, що, у свою чергу, визначає якість постачання електроенергії кінцевому споживачу.

Вплив відновлюваних джерел енергії на роботу розподільних мереж.

Протягом останнього десятиліття в Україні спостерігається стрімке зростання потужності відновлюваної енергетики (ВДЕ). Станом на 2024 рік, за даними Держенергоефективності, частка ВДЕ перевищує 14% загальної встановленої потужності енергосистеми, при цьому понад 60% таких джерел підключено саме до розподільних мереж.

Найбільший вплив мають сонячні та вітрові електростанції, зосереджені переважно в південних областях — Запорізькій, Миколаївській, Одеській, Херсонській. У години максимальної генерації, коли місцеве споживання є незначним, у мережах виникають зворотні потоки потужності та перенапруги до 110–120% від номінальної. Це негативно впливає на роботу трансформаторів і комутаційних апаратів, прискорює старіння ізоляції, підвищує ймовірність аварій.

Для прикладу, в Одеській області у 2023 році зафіксовано понад 250 випадків аварійних відключень через нестабільність напруги в мережах 10–35 кВ, викликану коливаннями потужності від сонячних електростанцій. У таких умовах забезпечити відповідність параметрів напруги вимогам стандарту  $\pm 10\%$  від номінального рівня вдається лише на окремих ділянках, де впроваджено автоматизовані системи керування напругою (АРН) та компенсуючі пристрої (STATCOM).

Нестабільність навантажень та споживчі виклики.

Суттєвим чинником погіршення якості електроенергії є нестабільність споживчих навантажень, спричинена зростанням кількості нелінійних споживачів — систем із частотними перетворювачами, комп'ютерним обладнанням, зарядними станціями для електромобілів тощо. Такі пристрої створюють гармонічні складові струму, які спотворюють форму напруги та збільшують втрати в мережі.

Наприклад, у міських мережах Києва, Львова та Харкова рівень п'ятої та сьомої гармоніки у спектрі напруги перевищує допустимі норми (5%) у пікові години споживання. Це призводить до додаткового нагріву трансформаторів і зниження коефіцієнта потужності до 0,85–0,9.

Для промислових споживачів нестабільність напруги означає збої у роботі систем автоматики, зупинки виробничих ліній і втрати продуктивності. У середньому, за оцінками Інституту електродинаміки НАН України [2], збитки промислових підприємств через неякісну електроенергію становлять 3–5% від собівартості продукції. На рис.1.1 наведений графік добових коливань напруги у мережі 10 кВ.

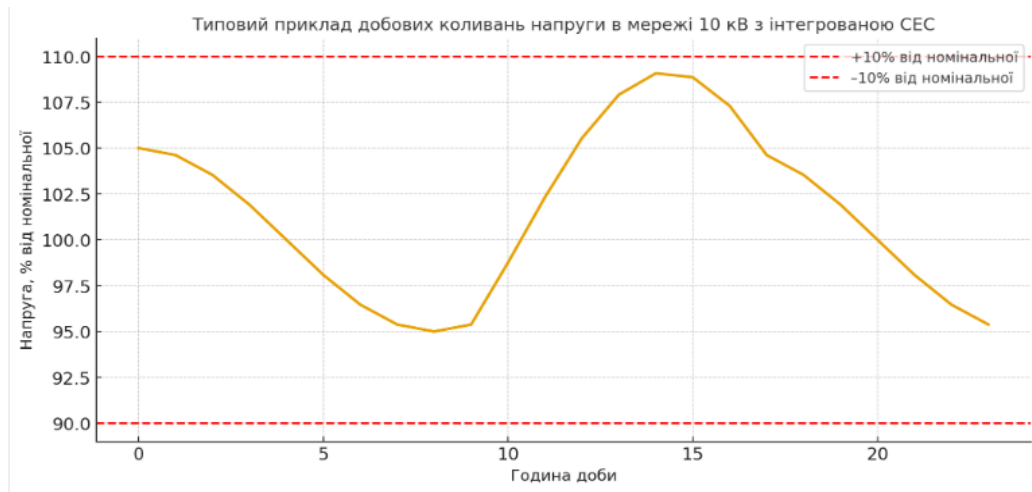


Рисунок 1.1 – Приклад добових коливань напруги в мережі 10 кВ

Застаріла мережева інфраструктура та низький рівень цифровізації.

Більшість розподільних мереж в Україні працюють за традиційними радіальними схемами без можливості гнучкого керування режимами навантаження. Лише близько 20% підстанцій середньої напруги оснащені сучасними мікропроцесорними пристроями захисту та автоматики. У багатьох регіонах досі використовуються механічні регулятори напруги та релейні системи, які не забезпечують швидкого реагування на динамічні зміни режиму роботи мережі.

Крім того, відсутність комплексних систем моніторингу показників якості електроенергії ускладнює своєчасне виявлення та усунення порушень.

Лише у кількох пілотних проектах, зокрема в Дніпровській та Київській областях, впроваджено елементи Smart Grid, які дозволяють у реальному часі контролювати напругу, струм, частоту, гармонічні складові та показники надійності. У таблиці 1.1 приведена порівняльна характеристика основних проблем розподільних мереж України.

Таблиця 1.1 - Порівняльна характеристика основних проблем розподільних мереж України

| Проблема                             | Причини виникнення                                | Наслідки для якості електроенергії                    |
|--------------------------------------|---------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| Високий рівень зношеності обладнання | Довготривала експлуатація, нестача модернізації   | Коливання напруги, часті аварійні відключення         |
| Вплив ВДЕ                            | Зворотні потоки потужності, нестабільна генерація | Перенапруги, асиметрія напруг, коливання частоти      |
| Нестабільні навантаження             | Велика кількість нелінійних споживачів            | Гармонічні спотворення, низький коефіцієнт потужності |
| Недостатня автоматизація             | Відсутність цифрових систем керування             | Підвищені втрати, повільне реагування на відхилення   |
| Відсутність моніторингу якості       | Обмежене використання Smart Grid                  | Неможливість оперативного коригування режимів         |

Узагальнення та тенденції розвитку.

Таким чином, сучасний стан розподільних електричних мереж України характеризується високим рівнем зносу обладнання, низькою автоматизацією, зростанням нестабільності навантажень і суттєвим впливом ВДЕ на режими роботи. Ці чинники знижують якість електроенергії, збільшують втрати та підвищують ризики аварій.

У перспективі модернізація має базуватися на впровадженні цифрових технологій керування, автоматизованих систем регулювання напруги, компенсаторів реактивної потужності та активних фільтрів гармонік.

## 1.2. Загальні положення побудови схем розподілу електроенергії

Вибір принципів побудови схем розподільчих пристроїв (РП) є складовою частиною загального завдання з визначення раціональної структури електроенергетичних систем (ЕЕС). Від правильності обраного



принципу залежить не лише надійність електропостачання, але й ефективність комутаційних процесів, можливість проведення ремонтних робіт без порушення живлення споживачів, а також рівень автоматизації системи.

У світовій енергетичній практиці сформувалися два основні принципи побудови схем РП — радіальний та кільцевий [3].

*Радіальний принцип* передбачає таку організацію схеми, за якої кожне приєднання комутується одним вимикачем. До цього типу належать схеми з однією, двома, трьома або чотирма системами збірних шин, які можуть виконуватися з обхідною системою шин або без неї. Радіальні схеми характеризуються простотою конструкції, наочністю, відносно невисокою вартістю та зручністю експлуатації, однак поступаються кільцевим у плані надійності живлення та гнучкості керування.

*Кільцевий принцип* реалізується в схемах, де кожне приєднання комутується двома або більше вимикачами. До таких належать схеми «3/2», «4/3», схеми багатокутників, пов'язаних і розширених багатокутників, “трансформатор–шини” та інші їхні модифікації. Ці схеми забезпечують вищий рівень надійності, дають змогу виконувати ремонтні або профілактичні роботи без відключення споживачів, а також створюють умови для реалізації гнучких систем керування навантаженнями.

Таким чином, вибір між радіальним і кільцевим принципом побудови схем РП визначається класом напруги, потужністю споживачів, вимогами до надійності електропостачання та технологічними особливостями об'єкта, що проектується.

Різні країни світу застосовують індивідуальний підхід до вибору та використання схем розподільчих пристроїв (РП), що зумовлено історичним розвитком енергосистем, технічними стандартами, вимогами до надійності електропостачання та економічними факторами. У загальному вигляді можна виділити три групи країн, кожна з яких має власні переваги щодо принципів побудови схем РП.

До першої групи належать західноєвропейські держави, де традиційно переважає радіальний принцип побудови схем як у розподільних, так і в системо утворювальних мережах напругою 100–200 кВ і 400 кВ. Такий підхід пояснюється високим рівнем технологічної культури експлуатації, розвиненою автоматизацією та надійністю енергосистем, що дозволяє підтримувати стабільність електропостачання навіть за простіших схемних рішень. Виняток становить Велика Британія, де набуло поширення використання схем розширеного чотирикутника, які поєднують переваги кільцевих і радіальних структур та забезпечують високу надійність живлення.

Протягом тривалого часу схеми РП з трьома і більше системами збірних шин вважалися характерними виключно для країн Західної Європи. Однак упродовж останніх десятиліть спостерігається тенденція до їх поширення у Східній Європі. Зокрема, Болгарія, Польща, Румунія та колишня Югославія почали активно впроваджувати схеми з трьома системами збірних шин, що дозволило підвищити гнучкість керування електричними мережами та покращити надійність енергопостачання у складних режимах роботи енергосистем.

Таким чином, аналіз світового досвіду свідчить, що вибір типу схеми РП залежить не лише від рівня напруги чи потужності мережі, а й від національної енергетичної стратегії, рівня технічного розвитку та пріоритетів у балансі між надійністю, вартістю та гнучкістю керування.

До другої групи країн належать переважно США, Канада та частково Австралія, де традиційно не застосовуються радіальні схеми з декількома системами збірних шин. У цих державах вважається, що основними причинами аварій в енергосистемах є відмови обладнання під час комутаційних операцій та помилки персоналу при експлуатації, тому уникнення надлишкової кількості оперативних роз'єднувачів у схемах розглядається як важлива умова підвищення надійності.

У мережах напругою 100–300 кВ у США та Канаді переважно використовуються схеми з однією секціонованою системою збірних шин,

обхідною системою шин або кільцеві схеми, що забезпечують достатню надійність за мінімальної кількості комутаційних апаратів.

У мережах вищих класів напруги (500–765 кВ) перевага надається більш складним рішенням — схемам типу 3/2, 4/3, багатокутникам та пов'язаним багатокутникам, при цьому вважається цілком нормальним застосування схем із 10–12-кутниками. Такі конфігурації дають можливість виконувати ремонт або виведення з роботи окремих елементів без порушення безперервності електропостачання, що особливо важливо для енергосистем із високими навантаженнями та протяжними міжрегіональними лініями.

Отже, для Північної Америки характерний прагматичний підхід до побудови схем РП, орієнтований на мінімізацію ймовірності відмов і людських помилок при забезпеченні високої експлуатаційної надійності системи.

Можна вважати, що при виборі схеми РП економічні чинники традиційно залишаються одним із головних критеріїв. Водночас значний вплив мають усталені технічні традиції та прагнення до уніфікації конструктивних рішень, які визначають особливості підходів у різних країнах.

До третьої групи країн належать держави, які застосовують комбінований підхід, поєднуючи радіальні та кільцеві принципи побудови схем РП. До цієї групи відносяться Індія, Китай, Японія, а також Україна. У цих країнах вибір схеми залежить від класу напруги, типу енергетичного об'єкта та рівня вимог до надійності електропостачання.

Так, на електростанціях напругою до 220 кВ включно найчастіше застосовується схема з двома системами збірних шин і обхідною системою шин, яка забезпечує оптимальне співвідношення між надійністю та економічністю. Для напруги 330 кВ і вище типовим рішенням є схема типу 3/2, що дозволяє проводити ремонтні роботи без відключення приєднань і забезпечує гнучке керування режимами.

Більшість знижувальних підстанцій 330–750 кВ у зазначених країнах побудовані за схемами 3/2, “шини–трансформатори” або чотирикутника, тоді

як інші варіанти використовуються рідко. Для РУ 110–220 кВ знижувальних підстанцій, підключених до вищих рівнів напруги (330–750 кВ), зазвичай приймається схема з двома системами збірних шин та обхідною системою шин.

Узагальнюючи, можна зазначити, що радіальні схеми залишаються переважаючими для підстанцій напругою 110–220 кВ, тоді як кільцеві схеми типу 3/2 або “шини–трансформатори” більш характерні для високовольних підстанцій 330–750 кВ, де на перший план виходить забезпечення безперервності електропостачання та надійності комутаційних операцій.

### **1.2.1. Аналіз принципів побудови схем розподільних мереж**

У нашій державі сфери застосування радіальних схем раніше були чітко визначені залежно від класу напруги — переважно до 220 кВ. Водночас у зарубіжній практиці підхід до цього питання відрізняється. Зокрема, в енергетичних системах Індії та Японії радіальні схеми з кількістю систем збірних шин не більше двох використовуються нарівні з кільцевими навіть на напругах до 400 кВ (в Індії) і 500 кВ (у Японії). При цьому кільцеві схеми застосовуються у випадках, коли на перший план виходить підвищена надійність передавання електроенергії від електростанцій або безперервність живлення споживачів [7].

Ще однією характерною рисою вітчизняної практики побудови радіальних схем у розподільчих мережах напругою 110–220 кВ є застосування схеми з двома системами збірних шин та обхідною системою шин, у якій у нормальному режимі роботи шиноз'єднувальний вимикач зазвичай увімкнений. Такий підхід забезпечує сталість електричних з'єднань та спрощує оперативне керування мережами, оскільки при цьому кожне приєднання має фіксований зв'язок із певною системою шин. Це дозволяє швидше виконувати перемикання, зменшує час на відновлення живлення після відключень і підвищує зручність експлуатації.

У розподільчих мережах більшості західноєвропейських країн, навпаки, переважає інша філософія експлуатації. Там при використанні аналогічних схем шин шиноз'єднувальний вимикач, як правило, утримується у вимкненому стані під час нормальної роботи. Такий режим сприяє підвищенню гнучкості системи та дозволяє локалізувати можливі аварії або несправності без впливу на сусідні приєднання. Крім того, подібна організація схем підвищує надійність електропостачання за рахунок кращого розподілу навантаження між секціями шин і спрощує виконання ремонтних або профілактичних робіт без порушення роботи всієї підстанції.

У схемі з двома системами збірних шин та обхідною системою шин передбачене секціонування за допомогою додаткових секційних вимикачів. Такий підхід дозволяє частково вирішити задачу підвищення надійності електропостачання споживачів, забезпечуючи можливість живлення від двох незалежних джерел. Проте, як показує практика, подібне рішення не можна вважати достатньо ефективним [8].

По-перше, при розділенні системи шин на секції загальна кількість комутаційних апаратів суттєво збільшується. У результаті схема ускладнюється, а кількість вимикачів у ній стає співмірною з кількістю, що застосовується у більш надійних кільцевих схемах (рис.1.2). Це не лише підвищує капітальні витрати на будівництво та обслуговування підстанції, але й ускладнює систему керування, збільшуючи час імовірних комутаційних операцій.

По-друге, секціонування не завжди забезпечує необхідну гнучкість при перемиканні навантажень і ліквідації аварійних ситуацій. У випадку пошкодження на одній із секцій шин можливість резервного живлення обмежується, що негативно впливає на загальну надійність живлення споживачів. Саме тому для об'єктів із підвищеними вимогами до безперервності електропостачання доцільніше застосовувати кільцеві або полуторні схеми, які дозволяють забезпечити повноцінне резервування та оперативне відновлення роботи без значних втрат у часі чи потужності.

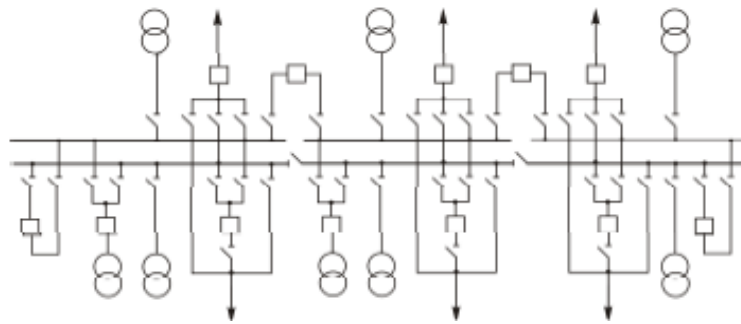


Рисунок 1.2 - Схема РП 800 кВ підстанції (Південно-африканська республіка)

Як видно з аналізу схеми, наведеної на рис. 1.2, для восьми приєднань використовується дванадцять комірок із вимикачами. Така ж кількість вимикачів була б необхідна і для реалізації більш надійної полуторної схеми з тією ж кількістю приєднань. Отже, можна зробити висновок, що при виборі схем розподільчих установок не завжди визначальним чинником виступають економічні міркування. Часто вирішальну роль відіграють усталені підходи та традиції у проектуванні, а також прагнення до уніфікації технічних рішень, що спрощує експлуатацію, технічне обслуговування й підготовку персоналу.

Проведений аналіз показує, що вибір схеми розподільчих пристроїв у мережах напругою 110–220 кВ визначається не лише техніко-економічними показниками, а й усталеними принципами проектування та експлуатаційними традиціями. Хоча секціонування збірних шин і встановлення додаткових вимикачів можуть частково підвищити надійність живлення споживачів, така модернізація не завжди є раціональною з техніко-економічного погляду, адже кількість комутаційних апаратів і складність схеми при цьому наближаються до рівня полуторних або кільцевих систем.

Отже, економічна доцільність не завжди виступає головним критерієм вибору — у багатьох випадках перевагу надають схемам, які відповідають національним стандартам, уніфікованим технічним рішенням і накопиченому практичному досвіду експлуатації. Такий підхід сприяє збереженню узгодженості між різними об'єктами енергосистеми, спрощує обслуговування обладнання та підвищує загальну стабільність роботи мереж.

## **ВИСНОВКИ РОЗДІЛУ 1:**

У даному розділі проаналізований сучасний стан розподільних мереж України: за даними Міністерства енергетики України та НЕК «Укренерго», понад 65% обладнання розподільних мереж напругою 6–35 кВ вичерпало свій розрахунковий ресурс експлуатації. Близько 40% трансформаторних підстанцій мають зношені комутаційні апарати, а втрати електроенергії в розподільних мережах досягають 11–13%, що перевищує середньоєвропейські показники (6–8%); виявлені основні проблеми, які впливають на цей стан.

Виявлено, що вибір схеми розподільчих пристроїв у мережах напругою 110–220 кВ визначається не лише техніко-економічними показниками, а й усталеними принципами проєктування та експлуатаційними традиціями. Хоча секціонування збірних шин і встановлення додаткових вимикачів можуть частково підвищити надійність живлення споживачів, така модернізація не завжди є раціональною з техніко-економічного погляду, адже кількість комутаційних апаратів і складність схеми при цьому наближаються до рівня полуторних або кільцевих систем.

Отже, економічна доцільність не завжди виступає головним критерієм вибору — у багатьох випадках перевагу надають схемам, які відповідають національним стандартам, уніфікованим технічним рішенням і накопиченому практичному досвіду експлуатації. Такий підхід сприяє збереженню узгодженості між різними об'єктами енергосистеми, спрощує обслуговування обладнання та підвищує загальну стабільність роботи мереж.

## **РОЗДІЛ 2. СУЧАСНІ НАПРЯМИ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ**

### **2.1. Алгоритм автоматизованого вибору схем електричних з'єднань ВРП напругою 35-750 кВ**

У сучасних умовах розвитку енергетичних систем питання вибору оптимальних схем розподільчих мереж 35–750 кВ набуває особливої актуальності. Зростання потужності навантажень, інтеграція розподілених джерел енергії (сонячних, вітрових, когенераційних установок) та перехід до інтелектуальних мереж (Smart Grid) вимагають переходу від традиційних методів проектування до автоматизованих систем вибору схемних рішень.

Автоматизація цього процесу базується на використанні алгоритмів багатокритеріальної оптимізації, які дозволяють враховувати технічні, економічні, експлуатаційні та екологічні аспекти. При формуванні моделі мережі в автоматизованій системі використовуються вихідні дані про топологію електричних з'єднань, потужність вузлів, наявні джерела живлення, а також обмеження за пропускнуою здатністю ліній і вимогами до надійності.

Умовно процес автоматизованого вибору схеми можна розділити на три основні етапи.

На першому етапі формується база даних можливих схемних конфігурацій – радіальних, кільцевих, полуторних, блочних тощо, із зазначенням їхніх параметрів (кількість вимикачів, шин, секцій, точок живлення).

На другому етапі здійснюється моделювання режимів роботи мережі в нормальних і аварійних станах із використанням методів розрахунку потоків потужності та надійності.

На третьому етапі система проводить оптимізаційний аналіз і обирає варіант, що забезпечує мінімум приведених витрат або максимум коефіцієнта надійності при заданих обмеженнях.



На відміну від традиційних підходів, де вибір схеми здійснювався інженером вручну на основі досвіду, автоматизована система враховує значно більшу кількість комбінацій і може оцінювати взаємозалежність між елементами мережі. Наприклад, при виборі між двома варіантами — радіальною схемою з обхідною системою шин і полуторною схемою — система аналізує не лише вартість обладнання, а й середній час відновлення електропостачання, кількість комутаційних операцій, втрати потужності, а також вплив відключень на критичні об'єкти.

На рисунку 2.1 наведено приклад структурної діаграми автоматизованої системи підтримки вибору схем розподільчих мереж. У центрі розташований модуль оптимізації, який взаємодіє з базою даних технічних параметрів, моделлю електричної мережі та блоком оцінки надійності.

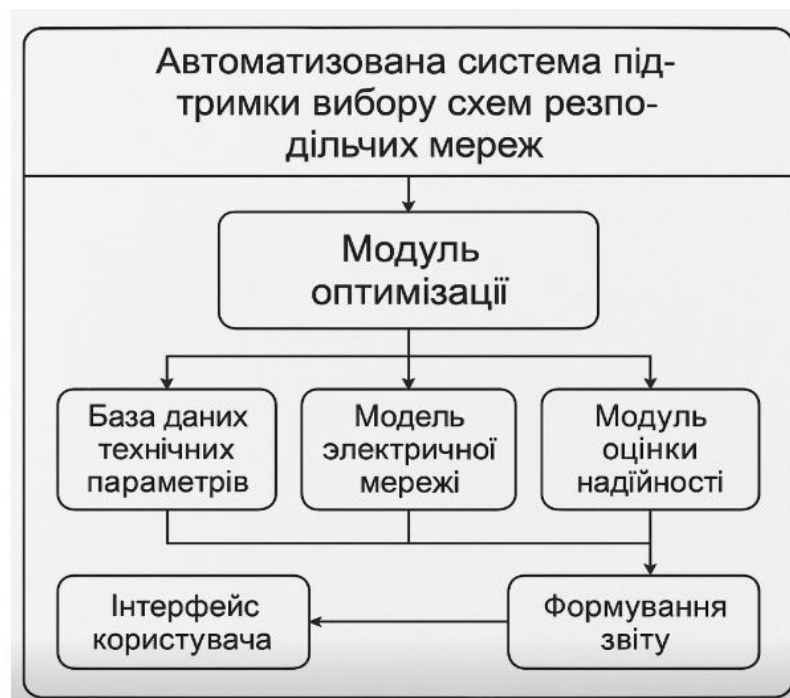


Рисунок 2.1 – Структурна схема автоматизованої системи вибору схем розподільчих мереж

У роботі таких систем активно застосовуються методи штучного інтелекту – зокрема, генетичні алгоритми, методи рою частинок або нейронні мережі, що навчаються на історичних даних про ефективність різних схемних рішень [10]. Наприклад, при реконструкції підстанції 220 кВ система може

автоматично порівняти понад 50 варіантів схем розподільчих пристроїв — від подвійних систем шин до кільцевих та блочних варіантів — і обрати оптимальний за критерієм «вартість-надійність-обслуговування».

У практиці українських енергетичних компаній такі системи лише починають впроваджуватися. Відомими прикладами є використання модулів у складі програмних комплексів ETAP, DIgSILENT PowerFactory, PSS®E або вітчизняних розробок на базі SCADA/EMS-систем, які дозволяють інтегрувати функції аналізу режимів, оптимізації та діагностики. Автоматизований підхід особливо ефективний у великих енергосистемах, де кількість елементів і з'єднань вимірюється тисячами, а ручний вибір конфігурацій є практично неможливим.

Важливим аспектом є можливість автоматичного порівняння схем за експлуатаційними показниками. Наприклад, для мереж 110–220 кВ система може визначити, що кільцева схема при незначному збільшенні вартості забезпечує суттєво меншу ймовірність відключення споживача при пошкодженні елемента, ніж радіальна. Для високовольтних мереж 330–750 кВ, де вимоги до надійності максимальні, автоматизований вибір, як правило, приводить до рекомендацій щодо використання полуторних або блочних схем, що забезпечують незалежність роботи ліній і трансформаторів.

На рис.2.2 наведено приклад порівняння двох варіантів схем підстанції 220 кВ, отриманих за допомогою автоматизованої системи: а) схема з двома системами збірних шин; б) полуторна схема.

Результати автоматизованого вибору схем, подані на рис.2.2, демонструють порівняння трьох основних варіантів побудови розподільчих пристроїв підстанції 220 кВ: радіальної, кільцевої та полуторної схем. Оцінювання здійснювалось за трьома ключовими критеріями — рівень надійності, економічна ефективність (вартість реалізації) та величина втрат потужності у нормальних і після аварійних режимах.

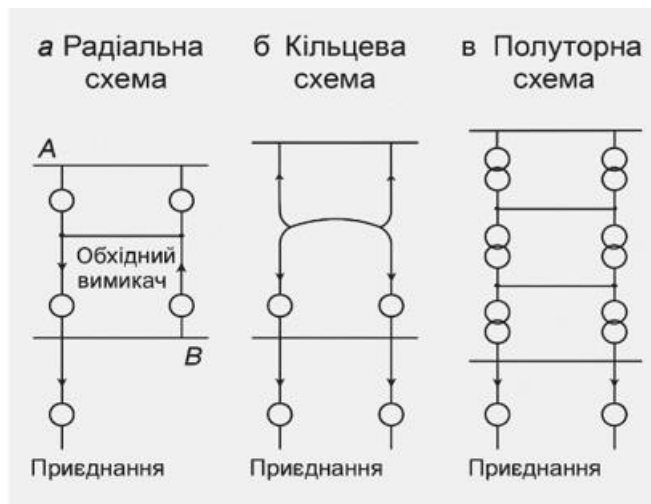


Рисунок 2.2 – Порівняння результатів автоматизованого вибору схем підстанції 220 кВ

Автоматизована система показала, що полуторна схема має найвищий показник *надійності* серед розглянутих варіантів. Це пояснюється наявністю двох вимикачів на три приєднання, що забезпечує можливість відключення будь-якого елемента без порушення живлення інших споживачів. Кільцева схема займає проміжне положення — вона забезпечує резервування, але у разі пошкодження окремої ділянки втрачається частина резервних зв'язків. Радіальна схема, хоча і є найпростішою, характеризується найнижчим рівнем надійності, оскільки при відмові одного елемента відключається вся ділянка споживачів, що живиться від нього.

За критерієм *вартості реалізації* радіальна схема залишається найбільш економічною, оскільки потребує мінімальної кількості комутаційних апаратів, шин і вторинних ланцюгів. Кільцева схема потребує більших капіталовкладень, але забезпечує вищий рівень оперативної гнучкості. Полуторна схема, попри найвищу надійність, є найдорожчою в реалізації через збільшену кількість вимикачів, складність монтажу та вимоги до систем керування.

За результатами моделювання режимів роботи встановлено, що *втрати потужності* у нормальних умовах найменші для кільцевої схеми, завдяки більш рівномірному розподілу потоків енергії між паралельними лініями. У

полуторній схемі втрати незначно вищі, проте залишаються в допустимих межах. У радіальній схемі спостерігається підвищене навантаження на окремі лінії, що призводить до збільшення активних втрат, особливо у пікові періоди.

Зведений аналіз трьох варіантів наведено в таблиці 2.1 нижче.

Таблиця 2.1 - Порівняльна характеристика варіантів схем підстанцій 220 кВ

| Показник                | Радіальна<br>схема | Кільцева<br>схема | Полуторна<br>схема |
|-------------------------|--------------------|-------------------|--------------------|
| Рівень надійності       | Низький            | Середній          | Високий            |
| Вартість реалізації     | Низька             | Середня           | Висока             |
| Втрати потужності       | Високі             | Низькі            | Середні            |
| Оперативна гнучкість    | Обмежена           | Задовільна        | Висока             |
| Складність керування    | Невелика           | Середня           | Висока             |
| Можливість резервування | Відсутня           | Часткова          | Повна              |

Як видно з результатів, при незначному збільшенні кількості вимикачів у варіанті (б) коефіцієнт надійності зріс на 15%, а час ліквідації аварійних відключень скоротився майже удвічі.

Отримані результати свідчать, що автоматизована система вибору схемних рішень дає змогу об'єктивно оцінювати компроміс між технічними й економічними критеріями. Для енергетичних об'єктів, де пріоритетом є надійність і безперервність живлення, доцільним є застосування полуторних схем. Натомість для підстанцій регіонального рівня або мереж промислових підприємств раціональним компромісом є кільцева схема, яка забезпечує баланс між вартістю та надійністю.

Таким чином, автоматизований підхід дозволяє не лише скоротити час проєктування, а й забезпечити оптимальне прийняття технічних рішень на основі кількісних критеріїв, що підтверджує ефективність впровадження цифрових систем підтримки прийняття рішень у сфері електроенергетики.

Отже, автоматизований вибір схемних рішень є ключовим етапом цифрової трансформації електроенергетики. Його впровадження дозволяє зменшити вплив людського фактору, підвищити точність і обґрунтованість проєктних рішень, а також забезпечити узгодженість між економічними та експлуатаційними показниками.

Подальший розвиток цього напрямку передбачає інтеграцію систем автоматизованого вибору схем із геоінформаційними базами даних, реальними телеметричними даними SCADA, а також використання хмарних обчислень для прискорення оптимізаційних процесів. У перспективі такі системи стануть основою для побудови «цифрових двійників» електричних мереж, що дозволить не лише проєктувати, а й у реальному часі оптимізувати їхню топологію з урахуванням поточного стану енергосистеми.

## **2.2. Підвищення надійності розподільних мереж шляхом застосування селективного АПВ**

Зі збільшенням довжини лінії електропередачі її надійність помітно знижується через підвищення ймовірності виникнення пошкоджень. Основними причинами відключення ліній у розподільчих мережах є несправності первинного обладнання розподільчих пристроїв трансформаторних підстанцій, руйнування або деформація опор повітряних ліній, ушкодження допоміжного устаткування, обриви чи коливання проводів. Крім того, значну частку аварій становлять зовнішні впливи — замикання або пошкодження, спричинені контактом проводів із деревами, гілками та іншою рослинністю, а також інші випадкові чинники.

З погляду підвищення якості електроенергії, усунення відключень ліній електропередачі (ЛЕП), спричинених нестійкими замиканнями, може забезпечуватися застосуванням автоматичного повторного включення (АПВ). Цей захід сприяє зменшенню тривалості перерв електропостачання та стабілізації параметрів напруги у мережі. Хоча теоретично ефективність АПВ оцінюється у межах 70–85%, на практиці вона рідко перевищує 40% [11]. Для

кабельних ліній такий підхід є менш результативним, оскільки більшість ушкоджень мають стійкий характер і не можуть бути самостійно ліквідовані. У таких випадках повторне автоматичне включення не лише не покращує якість електроенергії, а й призводить до небажаних наслідків — перевантаження та зносу комутаційних апаратів, подальшого пошкодження ізоляції кабелів і виникнення додаткових перехідних процесів, що погіршують електромагнітну сумісність і стабільність мережі.

Перспективним напрямом удосконалення сучасних систем релейного захисту та автоматики розподільчих мереж є впровадження селективного АПВ. Такий підхід забезпечує підвищення надійності та якості електропостачання завдяки можливості диференційованого реагування на тип пошкодження. Зокрема, селективне АПВ дозволяє автоматично здійснювати повторне включення при короткочасних замиканнях на повітряних ділянках змішаних ліній, де можливе самовідновлення ізоляції, і водночас блокує повторне включення у разі стійких пошкоджень на кабельних відрізках, запобігаючи розвитку аварії, додатковим втратам ресурсу обладнання та погіршенню показників якості електроенергії.

Окрім впровадження селективного АПВ, сучасний етап розвитку систем релейного захисту та автоматики тісно пов'язаний з автоматизацією процесів керування енергетичними об'єктами та вдосконаленням роботи диспетчерських служб. Важливим результатом цієї інтеграції стало створення систем автоматичного відновлення мережі (САВМ) [12], які забезпечують оперативне виявлення, ізоляцію та ліквідацію пошкоджених ділянок, а також автоматичне перепідключення споживачів до справних живильних ліній, що сприяє підвищенню надійності електропостачання та якості електроенергії.

Ці системи, що являють собою складний програмно-технічний комплекс, забезпечують оперативне та точне виявлення аварійних ділянок у розподільчих мережах, їх автоматичну локалізацію та відновлення електропостачання для максимальної кількості споживачів у найкоротший час. При цьому враховується широкий спектр технічних і експлуатаційних

факторів, що дозволяє оптимізувати процеси ліквідації аварій та підвищити загальну надійність і якість роботи енергосистеми [9].

Системи, що є високотехнологічними програмно-технічними комплексами, забезпечують ефективне виявлення та ізоляцію пошкоджених ділянок розподільчих мереж. Вони дозволяють автоматично відновити електропостачання найбільшої можливої кількості споживачів у мінімальні терміни, враховуючи технічні параметри мережі, конфігурацію схем живлення, режими навантаження та інші чинники, що впливають на цей процес.

Для оцінки ефективності запропонованих технічних рішень у процесі дослідження було проаналізовано три варіанти конфігурації ділянки розподільчої електричної мережі, які відображають послідовні етапи впровадження засобів автоматизації та розвитку систем релейного захисту й автоматики:

- ✓ Базова конфігурація — ділянка мережі в її поточному стані, без застосування сучасних систем автоматизації, що дозволяє оцінити початкові показники надійності, якості електроенергії та часу відновлення електропостачання після аварій.

- ✓ Конфігурація з впровадженням системи автоматичного відновлення мережі — варіант, що передбачає використання інтелектуальних алгоритмів для автоматичного виявлення, локалізації та ізоляції пошкоджених ділянок із подальшим оперативним відновленням живлення споживачів.

- ✓ Конфігурація із застосуванням селективного автоматичного повторного включення — варіант, який доповнює систему САВМ та забезпечує вибіркове автоматичне повторне включення тільки на повітряних лініях, де можливе самовідновлення ізоляції, що сприяє підвищенню безперервності електропостачання та зменшенню негативного впливу аварійних процесів на якість електроенергії.

Такий підхід дозволяє комплексно оцінити динаміку поліпшення показників надійності та стабільності розподільчої мережі на кожному етапі автоматизації.

*Розрахунок показників надійності для ділянки розподільчої мережі у поточному стані.*

На даному етапі аналізована ділянка розподільчої мережі включає дві ЛЕП, позначені на рис.2.3 як Л1 та Л2. Довжина прилеглих ділянок становить відповідно 18,919 км та 10,399 км.

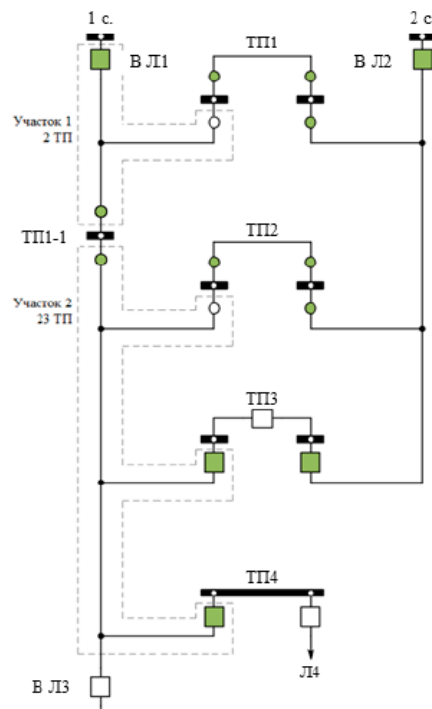


Рисунок 2.3 - Схема ділянки мережі для розрахунку показників надійності

У чинній схемі мережі відсутні елементи автоматизації, тому пошкодження на будь-якій ділянці будь-якої з ліній призводить до повного знеструмлення всіх споживачів, підключених до цієї лінії, на час, необхідний для виявлення, локалізації та усунення несправності. Середній час відновлення живлення визначається тривалістю ручних оперативних дій персоналу та особливостями топології мережі.

Відповідно, значення інтенсивності відключень ( $\omega$ ) для лінії електропередачі Л1 становить:



$$\omega_i = 0,01 \cdot 30 \cdot (1 - 0) \cdot 18,919 = 5,676 \text{ откл/год.}$$

Такий підхід дає змогу оцінити вихідний рівень надійності мережі перед впровадженням систем автоматизації та є базовим етапом для подальшого порівняльного аналізу.

Коефіцієнт наявності АПВ  $k_{ну}$  вважається рівним нулю, оскільки на вимикачі лінії функцію АПВ не введено.

Аналогічно за розрахунками для лінії електропередачі Л2 значення періодичності відключень  $\omega$  складе:

$$\omega_i = 0,01 \cdot 30 \cdot (1 - 0,6) \cdot 10,399 = 1,248 \text{ откл/год.}$$

Для Л2 коефіцієнт  $k_{ну}$  прийнятий рівним 0,6 у зв'язку з введеним однократного АПВ на головному вимикачі, що дозволяє знизити кількість тривалих припинень електропостачання на 60% [13].

Значення тривалості припинень передачі електроенергії  $T_j$ , що визначається для лінії Л1:

$$T_j = 5,676 \cdot 6 = 34,054 \text{ ч/год.}$$

А для лінії Л2:

$$T_j = 1,248 \cdot 6 = 7,487 \text{ ч/год.}$$

$\Pi_{saifi}$  - індикативний показник надійності;  $\Pi_{saidi}$  - індикативний показник надійності середньостатичного споживача;  $\Pi_{caidi}$  – визначається як співвідношення попередніх показників.

Загальне значення показника  $\Pi_s$  на розглянутій ділянці розподільної мережі може бути визначено за виразом:

$$\Pi_{saidi} = (34,054 \cdot 25 + 7,487 \cdot 9) / (25 + 9) = 27,022 \text{ ч/год.}$$

$$\Pi_{saifi} = (5,676 \cdot 25 + 1,248 \cdot 9) / (25 + 9) = 4,504 \text{ откл/год.}$$

$$\Pi_{caidi} = 27,022 / 4,504 = 6 \text{ ч/откл.}$$

У таблиці 2.2 наведено узагальнені результати розрахунків індикативних показників надійності для розглянутих варіантів реконструкції ділянки мережі, яка досліджувалась.

Таблиця 2 2 – Результати розрахунків показників SAIDI, SAIFI и CAIDI

|                                  | Psaidi, год/рік | Psaifi, відкл/рік | Pcaidi, год/рік |
|----------------------------------|-----------------|-------------------|-----------------|
| До здійснення модернізації       | 27,022          | 4,504             | 6,000           |
| Одиночне застосування САВМ       | 20,541          | 4,504             | 4,561           |
| Сумісне застосування САВМ та АПВ | 9,404           | 1,999             | 4,724           |
| Цільові показники моделі мережі  | 2,4             | 0,92              | 2,609           |

У міжнародній практиці показник Pcaidi розглядається лише у взаємозв'язку з показниками Psaidi і Psaifi, оскільки зменшення їхніх значень може спричинити як підвищення, так і зниження Pcaidi. Тому, аналізуючи лише динаміку показника Pcaidi окремо, неможливо об'єктивно оцінити зміни рівня безперебійності електропостачання.

На рис. 2.4 у формі діаграми відображено зміну розрахованих показників надійності для різних варіантів конфігурації ділянки мережі з урахуванням впровадження системи САВМ та селективного АПВ. Дані для побудови діаграми отримано за результатами розрахунків, наведених у таблиці 2.2.

У світовій практиці доведено, що надійність мережі не може оцінюватися лише за окремими показниками, такими як Psaidi або Pcaidi, оскільки зменшення одного з них не завжди означає підвищення загального показника Psaifi. Тільки комплексний підхід до аналізу всіх показників дозволяє адекватно оцінити вплив організаційно-технічних заходів на рівень безперебійності електропостачання.

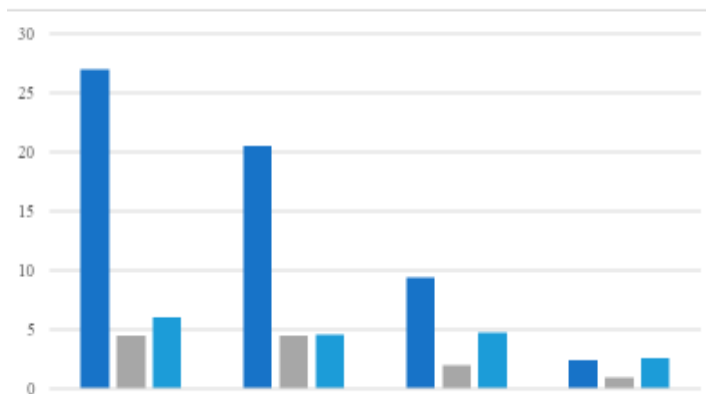


Рисунок 2.4 - Зміна показників надійності в залежності від ступеня модернізації ділянки мережі порівняно з цільовими показниками: до модернізації; після застосування САВМ; після застосування САВМ та АПВ; цільові показники до 2030 р.

Проведене дослідження підтвердило, що застосування селективного автоматичного повторного ввімкнення є одним із найбільш ефективних способів підвищення надійності розподільних електричних мереж. Аналіз розрахованих індикативних показників надійності (табл.2. 2) та їх графічного відображення (рис.2.4) показав, що впровадження САВМ у поєднанні з селективним АПВ сприяє суттєвому зниженню частоти та тривалості відключень споживачів, а також покращує загальну безперебійність електропостачання.

Застосування селективного АПВ забезпечує:

- локалізацію аварійних пошкоджень у мережі, що зменшує зону знеструмлення споживачів;
- скорочення часу перерви електропостачання, оскільки відновлення живлення відбувається автоматично без участі оперативного персоналу;
- зменшення кількості повторних відключень завдяки вибіркості дії захисту, що підвищує стабільність роботи системи;
- підвищення ефективності взаємодії між лінійними вимикачами, комутаційними пристроями та системою автоматизації керування мережею.

Впровадження САВМ разом із селективним АПВ створює передумови для автоматизованого відновлення живлення після короткочасних пошкоджень, що є особливо актуальним для розподільних мереж з великою кількістю приєднань і складною топологією. Це дозволяє зменшити експлуатаційні витрати, покращити якість електроенергії та підвищити рівень енергетичної безпеки.

Отже, результати дослідження доводять, що впровадження селективного АПВ у поєднанні з автоматизованими системами керування є дієвим напрямом підвищення надійності розподільних мереж. Такий підхід не лише підвищує технічну ефективність системи, але й створює основу для подальшої цифровізації процесів керування електричними мережами, що відповідає сучасним тенденціям розвитку енергетики.

## ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2:

У даному розділі роботи доведено, що автоматизована система вибору схемних рішень дає змогу об'єктивно оцінювати компроміс між технічними й економічними критеріями. Для енергетичних об'єктів, де пріоритетом є надійність і безперервність живлення, доцільним є застосування полуторних схем. Натомість для підстанцій регіонального рівня або мереж промислових підприємств раціональним компромісом є кільцева схема, яка забезпечує баланс між вартістю та надійністю.

Таким чином, автоматизований підхід дозволяє не лише скоротити час проєктування, а й забезпечити оптимальне прийняття технічних рішень на основі кількісних критеріїв, що підтверджує ефективність впровадження цифрових систем підтримки прийняття рішень у сфері електроенергетики.

Отже, автоматизований вибір схемних рішень є ключовим етапом цифрової трансформації електроенергетики. Його впровадження дозволяє зменшити вплив людського фактору, підвищити точність і обґрунтованість проєктних рішень, а також забезпечити узгодженість між економічними та експлуатаційними показниками.

Впровадження САВМ разом із селективним АПВ створює передумови для автоматизованого відновлення живлення після короткочасних пошкоджень, що є особливо актуальним для розподільних мереж з великою кількістю приєднань і складною топологією. Це дозволяє зменшити експлуатаційні витрати, покращити якість електроенергії та підвищити рівень енергетичної безпеки.

Таким чином, результати дослідження доводять, що впровадження селективного АПВ у поєднанні з автоматизованими системами керування є дієвим напрямом підвищення надійності розподільних мереж. Такий підхід не лише підвищує технічну ефективність системи, але й створює основу для подальшої цифровізації процесів керування електричними мережами, що відповідає сучасним тенденціям розвитку енергетики.

## **РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА СХЕМНИХ РІШЕНЬ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ**

### **3.1. Схемні рішення у промислових розподільних електричних мережах для підвищення якості електричної енергії та ефективного обмеження струмів коротких замикань**

Практичний досвід експлуатації промислових систем електропостачання (СЕР) підтверджує необхідність подальших досліджень і технічних удосконалень, спрямованих на вирішення суперечливих завдань — одночасне підвищення якості електроенергії та забезпечення координації рівнів струмів короткого замикання (КЗ). Зі зростанням потужності споживачів, розширенням мереж і впровадженням нових технологічних ліній питання керування режимами роботи систем набуває особливої актуальності.

Одним із перспективних напрямів підвищення ефективності функціонування СЕР є впровадження у розподільних мережах електрообладнання нового покоління — сучасних струмообмежувальних пристроїв (СОП), високошвидкісної комутаційної апаратури, а також струмообмежувачів, побудованих на основі силових напівпровідникових технологій. Застосування таких технічних засобів дозволяє зменшити динамічні та термічні навантаження на елементи системи під час коротких замикань, підвищити селективність роботи захистів і, водночас, зберегти стабільну якість електроенергії в нормальних режимах.

Крім того, до важливих напрямів удосконалення належить розробка нових схемних рішень і алгоритмів керування режимами роботи систем електропостачання. Такі рішення мають забезпечувати ефективне обмеження струмів КЗ із мінімальними капітальними витратами, підвищуючи загальну надійність, енергоефективність і технологічну гнучкість промислових електричних мереж.

Нижче подано результати дослідження режимів роботи систем електропостачання (СЕР), що стосуються організації паралельної роботи

секцій збірних шин напругою 6–10 кВ та трансформаторів на стороні 0,4 кВ у нормальних умовах експлуатації.

З'єднання секцій збірних шин 6–10 кВ на головних понижувальних підстанціях (ГПП) за допомогою шиноз'єднувальних струмообмежувальних пристроїв розглядається як один із найефективніших напрямів удосконалення режимів роботи СЕП. Такий підхід дозволяє оптимізувати розподіл навантаження між секціями, підвищити надійність живлення споживачів і покращити техніко-економічні показники системи в нормальному режимі. При цьому рівень струмів КЗ утримується в межах допустимих значень, що забезпечує безпечну та стабільну роботу обладнання.

Паралельне з'єднання секцій збірних шин у нормальному режимі сприяє зменшенню опору ланцюгів живлення, що позитивно впливає на стабільність електричних параметрів мережі. У результаті зменшуються відхилення та коливання напруги, а також рівні вищих гармонік і складових зворотної послідовності. Такий режим роботи створює умови для істотного скорочення потужності фільтрувальних пристроїв та пристроїв компенсації, необхідних для підтримання належної якості електроенергії при наявності змінних, нелінійних або несиметричних навантажень.

Крім того, покращуються пускові характеристики та умови самозапуску електродвигунів, що забезпечує підвищення загальної надійності електропостачання. Більш рівномірний розподіл навантаження між трансформаторами сприяє зменшенню активних втрат у їхніх обмотках і підвищує енергоефективність роботи всієї системи.

Завдяки ефекту статистичного вирівнювання сумарного графіка навантаження спостерігається зменшення співвідношення між максимальним і середнім (ефективним) навантаженням трансформаторів. Це сприяє більш рівномірному їх використанню та підвищенню ефективності роботи системи. Крім того, забезпечується безперебійність електропостачання навіть у випадку втрати живлення або короткочасного зниження напруги на вводі до окремої секції [14].

Однак реалізація зазначених переваг потребує певних капітальних витрат, зокрема на встановлення СОП та модернізацію обладнання. Тому доцільність такого рішення повинна визначатися на основі детального техніко-економічного аналізу для кожного конкретного об'єкта.

У випадках, коли завдяки застосуванню струмообмежувальних пристроїв вдається досягти більш ефективного обмеження струмів короткого замикання, з'являється можливість зниження витрат на комутаційну апаратуру, оскільки до неї висувуються менш жорсткі вимоги за струмовими навантаженнями.

На головних понижувальних підстанціях (ГПП) може бути встановлено один або два силові трансформатори. У разі використання двох трансформаторів для підвищення надійності електропостачання їх, як правило, підключають до шин високої напруги, що живляться від різних ділянок енергосистеми. Такий підхід забезпечує резервування джерел живлення і зменшує ймовірність повного знеструмлення споживачів у разі аварії на одній із ліній.

Допустимість паралельного з'єднання секцій збірних шин, що належать різним трансформаторам, повинна розглядатися індивідуально та узгоджуватися з енергосистемою. Це пов'язано з тим, що в таких режимах можливе виникнення небажаних зрівняльних струмів між трансформаторами, а також збоїв у роботі релейного захисту та автоматичних пристроїв керування.

Водночас при паралельній роботі двох секцій збірних шин, підключених до обмоток одного трансформатора — безпосередньо або через здвоєний реактор, — подібні проблеми не спостерігаються, що забезпечує стабільну та безпечну роботу системи електропостачання.

На рис.3.1 представлено схему понижувальної двотрансформаторної підстанції, що містить чотири секції збірних шин і два ТОУ. Вони призначені для з'єднання в паралельну роботу розщеплених обмоток окремих трансформаторів.



На схемі показано також міжсекційні зв'язки між шиною різних трансформаторів, обладнані вимикачами, які у нормальному режимі залишаються розімкненими та вмикаються лише у випадку втрати живлення від одного з трансформаторів.

Установка СОП безпосередньо на шинах обмоток низької напруги трансформаторів — перед вводами секцій — забезпечує стабільне функціонування схеми навіть після відключення однієї з секцій збірних шин, зберігаючи надійність та безперервність електропостачання.

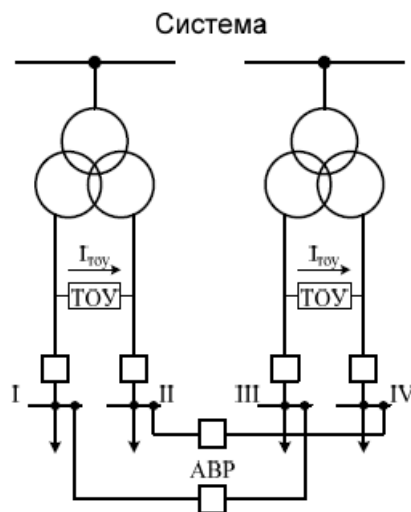


Рисунок 3.1 - Двотрансформаторна підстанція з паралельною роботою через СОП розщеплених обмоток трансформатора

Необхідну прохідну потужність струмообмежувального пристрою визначають, виходячи з максимально можливого перетікання струму через його ланцюг у разі небалансу навантажень між секціями.

Якщо навантаження обох секцій збірних шин є рівними, то струм через СОП дорівнює нулю ( $I_{\text{тоу}} = 0$ ). У випадку ж різниці навантажень між секціями виникає струм перетоку, величина якого визначається як:  $I_{\text{тоу}} = |I_1 - I_2|$ , де  $I_1$  і  $I_2$  — струми навантаження відповідних секцій.

Максимальне значення цього струму спостерігається тоді, коли одна секція має найбільше можливе навантаження, а інша — відключена або практично не навантажена. У такому випадку розрахунковий струм для вибору

СОП приймають за виразом:  $I_{\text{tou,розр.}} = 0,5 \cdot I_{\text{сек.мак}}$ , де  $I_{\text{сек.мак}}$  — максимальний струм навантаження секції.

Якщо припустити, що в післяаварійному режимі — у разі відмови одного з трансформаторів і спрацювання автоматичного ввімкнення резерву — допускається тривале перевантаження трансформатора до 40 % (тобто  $I_t = 1,4 \cdot I_{\text{ном}}$ ), тоді можна прийняти:

$$I_{\text{секц.мак}} = 0,7 \cdot I_{\text{т ном}},$$

$$S_{\text{tou ном}} = 0,35 \cdot S_{\text{т ном}}.$$

Це означає, що номінальна потужність струмообмежувального пристрою становить приблизно 35 % від номінальної потужності трансформатора.

Якщо ж не враховувати навантаження СОП у післяаварійному режимі, то його номінальну потужність можна прийняти меншою —  $S_{\text{tou ном}} = 0,25 \cdot S_{\text{т ном}}$ , що дозволяє оптимізувати параметри пристрою без втрати надійності роботи системи.

У схемі, зображеній на рис. 3.1, величини струмів короткого замикання визначаються струмообмежувальними характеристиками встановлених СОП [15]. Якщо застосовуються пристрої, здатні швидко розривати ланцюг у момент виникнення аварії — наприклад, тиристорні вимикачі зі штучною комутацією (ТВ) або реакторно-тиристорні установки (РТУ), — то струми, які відключаються вимикачами аварійної секції, практично відповідають режиму роздільної роботи секцій.

Водночас ударні значення струмів КЗ можуть перевищувати величини, характерні для роздільної роботи шин. Це пояснюється особливостями процесу підсумовування струмів, що надходять від різних джерел — трансформаторів, електродвигунів (якщо вони підключені) та струмообмежувальних пристроїв. Такий ефект необхідно враховувати при розрахунках і виборі параметрів комутаційного обладнання, щоб забезпечити надійну роботу системи під час аварійних режимів.

У розглянутій схемі СЕП (рис.3.1) комутаційні апарати доцільно вибирати за аварійними струмами КЗ, що відповідають режиму роздільної роботи секцій. Такий підхід не потребує перегляду типових рішень у частині релейного захисту та автоматики — чинні налаштування й принципи селективності зберігають працездатність.

Якщо необхідно досягти ще глибшого обмеження струмів КЗ без погіршення якості напруги в нормальних умовах, варто застосувати інші конфігурації. У колах зв'язку між обмотками трансформаторів та секціями збірних шин використовують здвоєні реактори або двохобмотувальні реактор-трансформатори з підвищеним коефіцієнтом електромагнітного зв'язку (рис. 3.2, а–в). Такі рішення забезпечують додаткове обмеження аварійних струмів, водночас зберігаючи стабільні показники якості електроенергії під час штатної роботи.

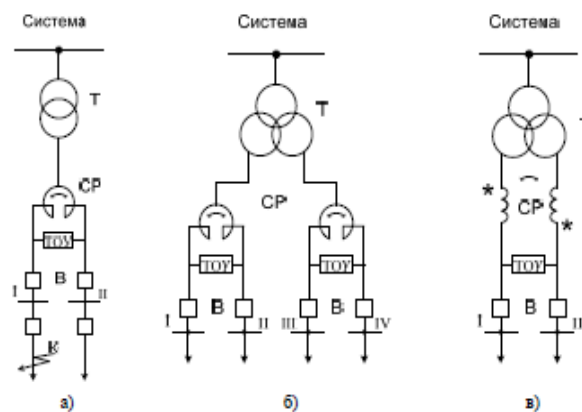


Рисунок 3.2 - Системи електропостачання зі спеціальними реакторами в ланцюзі живлення

З'єднання плечей здвоєного реактора через струмообмежувальний пристрій забезпечує вирівнювання струмів у кожному з них. Це дозволяє визначити загальний опір ланцюга живлення в нормальному режимі (для схеми, зображеної на рис.3. 2,а) за виразом:

$$X_{HP} = X_s + X_t + 0,5 (1 - k_{sv}) \cdot X_{sr},$$

де  $X_s$ ,  $X_t$ ,  $X_{sr}$  — індуктивні опори системи живлення, трансформатора та одного плеча здвоєного реактора відповідно (при цьому зазвичай  $X_s \ll X_t$ ).

Оскільки в ЗР застосовується зустрічне намотування витків, при реалістичних значеннях коефіцієнта електромагнітного зв'язку ( $k_{sv} \approx 0,95$ ) еквівалентний опір реактора, що вноситься у ланцюг, стає незначним. Унаслідок цього падіння напруги на реакторі практично відсутнє, а втрати реактивної потужності мінімальні. Така властивість робить ЗР ефективним елементом схеми, який не впливає на якість напруги в нормальному режимі, але суттєво підвищує стійкість системи при аварійних ситуаціях.

У випадку використання трансформатора з розщепленими обмотками схему, подану на рис.3.2,б, доцільно замінити варіантом, зображеним на рис. 3.2,в. У цій схемі замість зведеного реактора застосовується двообмоткувальний реактор-трансформатор з двома ідентичними, зустрічно ввімкненими обмотками.

У нормальному режимі за рахунок тісного електромагнітного зв'язку між обмотками РТ додаткове реактування ланцюга живлення практично відсутнє, що забезпечує мінімальні втрати напруги. Натомість у режимі короткого замикання еквівалентний опір кола визначається як:

$$X_{РТав} = X_s + 1,875 \cdot X_t + X_{РТ},$$

що значно перевищує опір  $X_{ср}$  за умови  $X_{ср} = X_{РТ}$ .

Збільшення опору трансформатора  $X_t$  у 1,875 рази відповідає результатам розрахунків для реальних конструкцій трансформаторів із коефіцієнтом розщеплення обмоток  $k_p = 3,5$ , що характерно для обладнання сучасного промислового виробництва.

Результати проведених досліджень засвідчили, що за умов, коли опір  $X_{ср}$  або  $X_{рт}$  не перевищує 15%, а коефіцієнт електромагнітного зв'язку  $k_{св} < 0,9$ , рівень короткочасної перенапруги у режимі короткого замикання (тривалістю  $\Delta t = 0,1-0,3$  с) не перевищує  $1,35 \cdot U_{ном}$ . Такий показник відповідає допустимим межах і не створює небезпеки для роботи обладнання чи ізоляції елементів системи електропостачання.

Паралельна робота кількох трансформаторів, виводи яких підключені до однієї точки енергосистеми, через секційні апарати зв'язку секцій збірних шин

напругою 6–10 кВ не становить суттєвих технічних труднощів. На рис.3.3 наведено можливі варіанти підключення трансформаторів власних потреб на двотрансформаторній підстанції. У схемі, показаній на рис.3.3,б, для з'єднання чотирьох секцій збірних шин використано три СОП, а при кільцевому з'єднанні секцій — чотири СОП.

Коли кількість секцій, що працюють паралельно, перевищує дві, доцільно застосовувати секційні СОП, оснащені тиристорними комутаційними ключами або швидкодіючими вимикачами, встановленими на приєднаннях до кожної секції. Для обмеження струмів короткого замикання рекомендується використання спільного для всіх приєднань струмообмежувального елемента, наприклад групових реакторно-тиристорних СОП. Схематично така система зображена на рис.3.3,в.

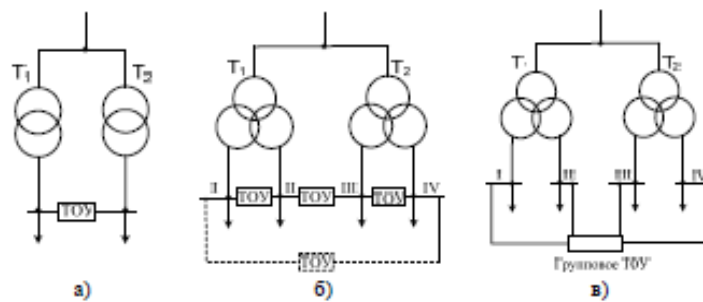


Рисунок 3.3 - Схеми включення струмообмежувальних пристроїв на двотрансформаторних підстанціях

Паралельна робота на напрузі 6–10 кВ двох і більше однотипних трансформаторів, що живляться від різних точок енергосистеми, є ускладненою через небезпеку виникнення зрівняльних струмів. Такі струми з'являються у разі нерівності модулів і фаз векторів напруги на стороні високої напруги, що, як зазначалося раніше, може призвести до порушення нормального режиму роботи трансформаторів і мережі.

Складові зрівняльних струмів, що виникають через нерівність модулів напруги, можна частково компенсувати за допомогою перемикання відпайок одного з трансформаторів, оснащеного пристроєм регулювання під навантаженням (РПН). Для усунення кутового зсуву напруги необхідне

застосування трансформаторів із поздовжньо-поперечним регулюванням, однак використання таких у СЕП є малоімовірним. Зазначені фактори слід враховувати під час прийняття рішення щодо доцільності встановлення шиноз'єднувальних СОП на двотрансформаторних підстанціях.

Розглянемо також можливі схеми, що забезпечують паралельну роботу трансформаторів через замкнуті мережі напругою 0,38 кВ. На цій напрузі розподіляється близько 80 % усієї електричної потужності, споживаної у промисловості та побуті. Проте існуючі схеми розподілу енергії на рівні 0,38 кВ не можна вважати повністю досконалими, оскільки вони потребують удосконалення з метою зменшення витрат на будівництво, скорочення втрат активної потужності та підвищення якості електроенергії.

У сучасних енергосистемах у більшості випадків практикується роздільна робота трансформаторів 6–10/0,4 кВ у нормальних режимах. Такий підхід пояснюється прагненням обмежити рівень струмів короткого замикання, спростити реалізацію релейного захисту, а також забезпечити можливість застосування більш економічних комутаційних апаратів.

Однак роздільна робота трансформаторів має і суттєві недоліки. Вона призводить до нерівномірного та, як правило, недостатнього завантаження окремих агрегатів, що знижує ефективність їх використання. Крім того, через відносно малу потужність мережі 0,38 кВ у ряді випадків погіршується якість напруги, зокрема спостерігаються підвищені коливання та асиметрія фаз, що негативно впливає на роботу споживачів.

Вимога щодо неповного завантаження трансформаторів 6–10/0,4 кВ передбачена чинними нормами проектування. За наявності значної кількості споживачів I категорії підстанції, як правило, виконуються двотрансформаторними та обладнуються автоматичним введенням резерву на шинах 0,4 кВ. Розрахунок здійснюється таким чином, щоб у нормальному режимі завантаження кожного трансформатора становило лише 65–75 % номінальної потужності. Це дозволяє у випадку виходу з ладу одного

трансформатора короткочасно забезпечити живлення всіх споживачів від іншого, не перевищуючи допустимих режимів його роботи.

У випадку живлення споживачів II категорії, коли існує можливість оперативного використання централізованого резерву трансформаторів для їх заміни у разі аварії, допускається застосування одно трансформаторних підстанцій із завантаженням трансформаторів до 90–95 % від номінальної потужності.

Проте на практиці середній рівень завантаження трансформаторів у промислових електромережах зазвичай не перевищує 30 %. Це пояснюється як неминучими похибками у прогнозуванні навантаження на етапі проєктування, так і постійним удосконаленням технологічних процесів, що знижують питомі витрати електроенергії. У результаті значна частина трансформаторного обладнання працює у режимах низького завантаження, що негативно впливає на його енергоефективність та економічність експлуатації.

Вимкнення частини мало навантажених трансформаторів за наявних принципів побудови мереж є технічно складним завданням. З огляду на це доцільно переглянути чинні норми проєктування у напрямку створення умов для більш повного використання встановленої потужності трансформаторів у періоди максимальних навантажень. Це дозволить раціоналізувати структуру мереж, підвищити ефективність використання обладнання та зменшити матеріальні й трудові витрати, пов'язані з утриманням надлишкової трансформаторної потужності [13].

За результатами проведених оцінок встановлено, що застосування паралельної роботи цехових трансформаторів дає змогу зменшити їх сумарну встановлену потужність на 25–30 %. Такий ефект досягається завдяки підвищенню коефіцієнта завантаження трансформаторів при спільній роботі, зменшенню необхідного резерву потужності у разі виходу з ладу одного з агрегатів, а також вирівнюванню графіків навантаження внаслідок неповного збігу максимумів споживання в окремих зонах обслуговування.

У замкнутій системі електропостачання підприємства (ЗСЕП) забезпечується вища якість напруги та підвищується надійність спрацювання автоматичних вимикачів при однофазних коротких замиканнях. Така схема також надає можливість відключати частину мало навантажених трансформаторів у разі одно- або двозмінного режиму роботи промислового підприємства.

Крім того, будівництво замкнутої системи електропостачання дозволяє уникнути негативних наслідків, пов'язаних із неминучими похибками під час проектування — зокрема, при визначенні розрахункового навантаження. Якщо у процесі введення об'єкта в експлуатацію виявляється надлишкова запроектована потужність, її можна ефективно перерозподілити або використати для живлення інших споживачів, що підвищує гнучкість та економічність системи.

На рис.3.4 наведено приклад схеми СЕП промислового підприємства, що має дві секції збірних шин головної понижувальної підстанції (ГПП), які працюють роздільно, та дві замкнуті системи електропостачання напругою 0,4 кВ, підключені до цих секцій. Розподіл навантаження 0,4 кВ здійснюється від шин магістральних автоматів (ШМА), які утворюють кільцеву мережу, а також частково — від шин комплектних трансформаторних підстанцій (КТП).

Підключення ЗСЕП до ГПП може виконуватись, як показано на рис.3.4, або одним багатожильним кабелем великого перерізу, або кількома паралельно прокладеними кабельними лініями. У колах ШМА використовується лише один автоматичний вимикач типу АШ.

Споживачі I категорії, які зазвичай становлять незначну частку від загального навантаження, підключаються до окремого розподільчого пункту, що має двостороннє живлення від різних замкнутих систем електропостачання, що підвищує надійність їх енергопостачання.



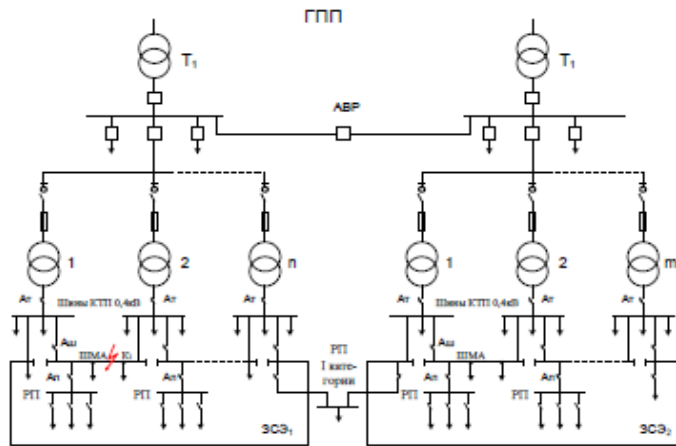


Рисунок 3.4 - Принципова схема системи електропостачання із ЗСЕР  
0,4 кВ

Під час розрахунку струмів короткого замикання у мережах напругою 0,4 кВ необхідно враховувати всі активні та реактивні складові опору кола КЗ, включаючи контактні опори з'єднань і котушок автоматичних вимикачів. Особливу увагу слід приділяти впливу опору системи, оскільки його неврахування призводить до суттєвих похибок у визначенні струму КЗ.

Зокрема, при очікуваному ударному струмі короткого замикання

$$i_{\text{КЗ}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{X_{\text{С}}} \approx 100 \text{ кА},$$

ігнорування опору системи спричиняє завищення розрахованого значення струму приблизно на 7 % для ( $S_{\text{КЗ}} = 500 \text{ МВА}$ ) і до 18 % для ( $S_{\text{КЗ}} = 200 \text{ МВА}$ ).

У мережах напругою 0,4 кВ суттєвий вплив на величину струмів короткого замикання має електрична дуга, яка вносить у коло КЗ додаткову активну складову опору. Запропоновано враховувати вплив дуги шляхом введення в коло короткого замикання еквівалентної фазної напруги дуги ( $U_{\text{д}} = 50 \text{ В}$ ).

Оцінку ударного струму КЗ при обліку перехідного опору на місці КЗ пропонується проводити за наближеними формулами:

$$i_{\text{ДУ}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{у}} \cdot I_{\text{д}}, \quad k_{\text{у}} = 1 + e^{-\frac{0,01\omega(t_{\text{КЗ}} + R_{\text{д}})}{X_{\text{КЗ}}}}, \quad R_{\text{д}} = U_{\text{д}} / I_{\text{д}}.$$

Ударні струми ( $i_{ду}$ ) у порівнянні з максимальними електродинамічними струмами ( $i_{мет}$ ) знижуються на 18–20 %. Радикальне вирішення проблеми обмеження струмів КЗ у замкнутих системах електропостачання, а також запобігання поширенню провалів напруги за межі зони живлення одного трансформатора, може бути досягнуте шляхом застосування струмових обмежувальних пристроїв, увімкнених у розрив кожного з шинних магістральних автоматів.

Найбільш перспективним типом СОП для мереж низької напруги (0,4 кВ) є рідкометалеві само відновлювальні струмообмежувачі (РМС), які поєднують високу швидкодію, здатність до автоматичного відновлення провідності після спрацювання та довговічність.

Доцільні місця встановлення РМС наведено на рис.3.5. Вони монтуються послідовно з автоматичними вимикачами у колах ШМА, причому кількість таких обмежувачів відповідає числу трансформаторів, що працюють у складі ЗСЕР. Така конфігурація забезпечує локалізацію аварійних процесів, підвищує стійкість мережі до динамічних перевантажень і сприяє покращенню якості електроенергії.

У цьому випадку максимальний струм короткого замикання, так само як і в розімкнених СЕР, визначається лише живленням від одного трансформатора. Розрахунки та експериментальні випробування підтвердили, що при такому режимі лінійні автомати типу АШ залишаються у ввімкненому стані.

Коротке замикання, що виникає на відхідній лінії (точка К1), зазвичай ліквідується протягом часу менше ніж 0,1 с, після чого на шинах швидко відновлюється напруга. Через 0,2–0,4 с, після повернення рідкометалевого струмообмежувача у провідний стан, схема замкнутої системи електропостачання автоматично відновлює нормальний режим роботи.

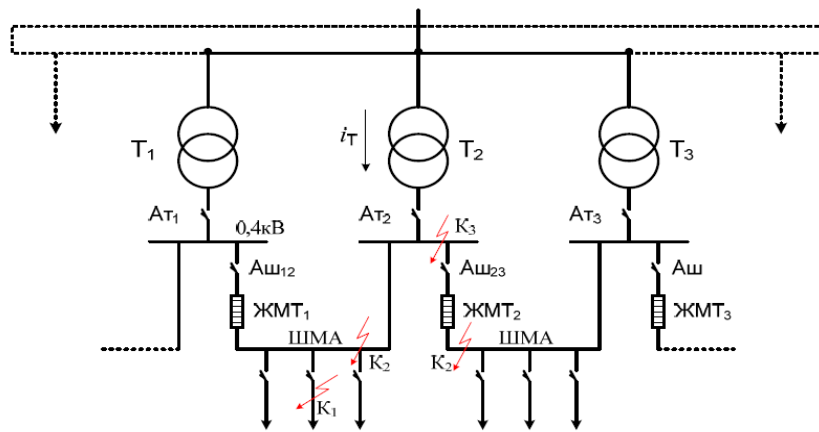


Рисунок 3.5 - Схема замкнутої системи електропостачання з рідкометалевими струмообмежувачами

У цьому випадку максимальний струм короткого замикання, так само як і в розімкнених системах електропостачання, визначається лише живленням від одного трансформатора. Розрахунки та експериментальні випробування підтвердили, що при такому режимі лінійні автомати типу АШ залишаються у ввімкненому стані.

Коротке замикання, що виникає на відхідній лінії (точка K1), зазвичай ліквідується протягом часу менше ніж 0,1 с, після чого на шинах швидко відновлюється напруга. Через 0,2–0,4 с, після повернення рідкометалевого струмообмежувача (РМС) у провідний стан, схема замкнутої системи електропостачання автоматично відновлює нормальний режим роботи.

Попередні розрахунки свідчать, що під час нового проектування або реконструкції діючих промислових підприємств із застосуванням замкнутих систем електропостачання та паралельної роботи понижувальних трансформаторів можна досягти помітного економічного ефекту.

Проведене дослідження у даному розділі показало, що підвищення ефективності, надійності та гнучкості систем електропостачання промислових підприємств можливе лише за умови вдосконалення схемних рішень на всіх рівнях напруги — від низьковольтних (0,4 кВ) до середньо- та високовольтних мереж (6–35 кВ). Застосування паралельної та замкнутої роботи

трансформаторів забезпечує суттєве покращення техніко-економічних показників енергопостачання підприємств.

Використання замкнутих систем електропостачання сприяє більш рівномірному розподілу навантаження між трансформаторами, зменшенню сумарної встановленої потужності та скороченню резервів, необхідних для забезпечення безперебійної роботи у випадку аварійних ситуацій. При цьому покращується якість напруги, знижується рівень коливань та провалів у післяаварійних режимах, а також зменшуються втрати активної потужності в лініях і трансформаторах. Важливою перевагою є також можливість оптимізації режимів роботи шляхом відключення малонавантажених трансформаторів при змінній роботі підприємства, що сприяє економії електроенергії та продовженню ресурсу обладнання.

Впровадження замкнутих мереж дає змогу компенсувати неминучі похибки проектування при визначенні розрахункових навантажень і створює умови для раціонального використання наявної потужності. Однак у таких схемах особливої уваги потребує проблема обмеження струмів КЗ та локалізації аварійних процесів у межах окремих ділянок мережі.

Оптимальним технічним рішенням цього завдання є використання струмообмежувальних пристроїв, зокрема рідкометалевих самовідновлювальних струмообмежувачів, які поєднують високу швидкодію, компактність, простоту експлуатації та здатність до автоматичного відновлення після спрацювання.

Таким чином, застосування ЗСЕР із паралельною роботою трансформаторів і використання сучасних струмообмежувальних технологій, зокрема РМС, у мережах напругою 0,4–10 кВ і вище є технічно та економічно доцільним напрямом розвитку промислових систем електропостачання. Це забезпечує підвищення надійності, стійкості, енергоефективності та безпеки роботи електричних мереж, що відповідає сучасним тенденціям розвитку енергетики та промислової інфраструктури.

### **3.2. Методика синтезу схем розподільних мереж при проектуванні систем електропостачання об'єктів**

Синтез схем розподільчих пристроїв (РП) цехових трансформаторних підстанцій є важливим етапом проектування систем електропостачання промислових підприємств і повинен виконуватися з урахуванням ряду взаємопов'язаних факторів — характеру електроспоживання, конфігурації електричних мереж, режимів роботи технологічного обладнання, а також вимог до надійності, якості електроенергії та економічності рішень [14,15].

Архітектура РП цехових підстанцій безпосередньо визначається характеристиками електроприймачів (ЕП) — їх потужністю, категорією надійності, тривалістю та характером навантаження (перервне, тривале, пускове, імпульсне тощо) — а також схемами міжцехового та внутрішньоцехового розподілу електроенергії. Виходячи з цих параметрів, як і для головних понижувальних підстанцій, доцільно застосовувати схеми без збірних первинних шин на стороні високої напруги, особливо у випадках радіального або магістрального живлення. Такий підхід дозволяє зменшити металоємність, скоротити втрати напруги, підвищити експлуатаційну надійність та знизити капітальні витрати на спорудження.

Для невеликих однотрансформаторних підстанцій потужністю до 630 кВА радіальне живлення, як правило, здійснюється за простою схемою — по одиночній лінії без резервування на стороні високої напруги, якщо в зоні їх живлення відсутні споживачі I категорії. У таких підстанціях основна увага приділяється забезпеченню мінімальних втрат і простоти обслуговування, оскільки вони часто розташовані безпосередньо в цехах або поблизу технологічного обладнання.

У випадках, коли в системі передбачаються споживачі II категорії або необхідне підвищення надійності живлення, допускається взаємне резервування потужності між однотрансформаторними підстанціями. Зазвичай воно реалізується в обсязі 25–30 % від встановленої потужності трансформатора за допомогою перемичок на напрузі до 1 кВ між секціями або

лініями типу «трансформатор–магістраль». Таке рішення є доцільним для окремих підстанцій, де існує потреба у короткочасному або аварійному резервуванні, що забезпечує безперебійність технологічного процесу без значного ускладнення схеми.

У сучасній практиці проектування промислових систем електропостачання все більшого поширення набуває принцип модульної побудови схем РП, який передбачає можливість поступового нарощування потужності без кардинальної перебудови мережі. Це особливо актуально для підприємств із динамічно змінною виробничою програмою, де важливо забезпечити гнучкість і масштабованість системи.

Тобто вибір і синтез схем РП цехових трансформаторних підстанцій повинні базуватися на оптимальному поєднанні простоти, надійності та економічності, з урахуванням перспектив розвитку підприємства. Застосування радіальних і магістральних схем без збірних шин на стороні високої напруги, а також локальних перемичок низької напруги для часткового резервування є технічно доцільним і відповідає сучасним тенденціям розвитку промислових енергетичних систем.

Радіальні схеми цехових двотрансформаторних безшинних підстанцій доцільно проектувати таким чином, щоб кожен трансформатор отримував живлення від окремої секції РП. Це забезпечує електричну незалежність живильних ліній і підвищує надійність електропостачання у випадку аварії або відмови одного з елементів схеми. Кожен трансформатор при цьому підключається до власної живильної лінії, що дозволяє реалізувати селективність захисту, знизити струми короткого замикання та уникнути небажаних взаємовпливів між секціями.

Кожну живильну лінію та трансформатор слід розраховувати таким чином, щоб у разі аварійного відключення одного з трансформаторів залишковий міг забезпечити повне електроживлення споживачів I категорії та основних навантажень II категорії. Такий підхід гарантує збереження працездатності основного технологічного процесу навіть за часткового виходу

з ладу елементів системи.

Якщо на етапі проектування відсутні точні дані про характер та величину електричних навантажень, допускається попередній вибір параметрів живильних ліній і трансформаторів за спрощеними розрахунками. У цьому випадку встановлена потужність кожного трансформатора повинна становити близько 80–90 % від сумарної розрахункової потужності споживачів, що підключаються до підстанції. Такий запас забезпечує необхідний резерв для покриття пікових навантажень та можливого зростання споживаної потужності в майбутньому.

Застосування двотрансформаторних радіальних безшинних підстанцій із роздільним живленням від різних секцій РП дозволяє досягти високої експлуатаційної надійності, зменшити ймовірність повного знеструмлення цеху при пошкодженні одного з елементів схеми, а також підвищити ефективність використання трансформаторного обладнання. Крім того, така побудова схеми спрощує проведення технічного обслуговування та ремонтних робіт, оскільки дозволяє вивести один трансформатор у ремонт без перерви електропостачання основних споживачів.

Магістральні схеми живлення підстанцій доцільно застосовувати в тих випадках, коли конфігурація електричної мережі та розташування споживачів забезпечують ефективне та надійне передавання електроенергії.

По-перше, магістральна схема є доцільною при лінійному або послідовному розташуванні цехових трансформаторних підстанцій, коли магістральна лінія безпосередньо з'єднує джерело живлення з послідовно розташованими споживачами. Така конфігурація забезпечує мінімальну довжину кабельних трас і раціональне використання електричних з'єднань. Кількість трансформаторів, що підключаються до однієї магістралі, визначається їхньою потужністю: як правило, доцільно приєднувати два–три трансформатори потужністю 1600–2500 кВА або чотири–п'ять трансформаторів потужністю 250–630 кВА. Це дозволяє підтримувати оптимальні струмові навантаження лінії, забезпечуючи допустимі втрати

напруги та високу ефективність передачі електроенергії.

По-друге, магістральні схеми живлення рекомендується застосовувати у випадках, коли необхідне резервування електропостачання підстанцій від альтернативного джерела. Це особливо важливо для споживачів I та II категорій, для яких безперервність живлення має вирішальне значення. Наявність резервного живлення забезпечує надійну роботу мережі у разі планового виведення підстанцій у ремонт або відмови основного живильного пункту, зберігаючи безперервність технологічного процесу.

По-третє, магістральні схеми живлення доцільно застосовувати у всіх інших випадках, коли вони мають техніко-економічні переваги порівняно з іншими типами схем. Така конфігурація може забезпечити зменшення протяжності кабельних ліній, зниження втрат електроенергії, скорочення кількості комутаційних апаратів і загальне спрощення експлуатації мережі.

Отже, магістральні схеми живлення є ефективним рішенням для підприємств із протяжними виробничими структурами, де важливо поєднати компактність, економічність кабельних мереж і високу надійність електропостачання.

За відсутності ЕП напругою понад 1 кВ та при використанні радіального живлення за схемою «лінія–трансформатор» цехові трансформаторні підстанції доцільно виконувати у спрощеному варіанті. У цьому випадку первинна схема підстанції проектується без збірних шин на стороні високої напруги (6–10 кВ), а трансформатор приєднується безпосередньо до живильної лінії. Такий підхід зменшує вартість обладнання, підвищує експлуатаційну надійність та спрощує технічне обслуговування, що особливо важливо для локальних або допоміжних підстанцій із невеликим навантаженням.

Комутаційні апарати на вводі трансформаторних підстанцій слід передбачати у випадках, коли їх установка є необхідною для забезпечення надійності, безпеки та зручності експлуатації електричних мереж. Зокрема, вони встановлюються:



✓ якщо підстанція живиться від пункту, що належить іншій експлуатаційній організації, що вимагає наявності розмежувального комутаційного пристрою на межі балансової належності;

✓ при значній віддаленості живильного пункту від трансформаторної підстанції (3–5 км і більше), коли необхідно забезпечити можливість локального відключення лінії для проведення ремонтних або аварійних робіт;

✓ у разі живлення підстанції від повітряної лінії, оскільки така схема потребує додаткових заходів безпеки та можливості швидкого знеструмлення ділянки при аварії;

✓ коли комутаційний апарат потрібен за умовами релейного або технологічного захисту, наприклад, для дії газового реле на вимикач навантаження у разі внутрішнього пошкодження трансформатора.

У магістральних схемах електропостачання на вводі доцільно встановлювати роз'єднувач або вимикач навантаження з плавкими запобіжниками. Це забезпечує можливість селективного відключення окремого трансформатора у разі його пошкодження без впливу на роботу решти елементів магістралі, що підвищує загальну надійність і гнучкість системи електропостачання.

Відповідно до вимог ПУЕ, використання вимикача навантаження із запобіжниками допускається для: трансформаторів потужністю до 1600 кВА; електродвигунів потужністю до 1500 кВт; батарей статичних конденсаторів потужністю до 400 квар.

У таких випадках забезпечується захист обладнання від ненормальних режимів роботи, а розрахункові характеристики дають змогу застосовувати вимикач навантаження за всіма технічними показниками без порушення вимог надійності та безпеки.

Розподільний щит напругою до 1 кВ не встановлюється у разі живлення цехових електроприймачів за схемою «трансформатор – магістраль». У цьому випадку магістральний шинопровід приєднується безпосередньо до

трансформатора через автоматичний вимикач, який забезпечує швидке відключення магістралі під час аварії, пожежі чи нещасного випадку.

Такий підхід дозволяє спростити схему живлення, підвищити надійність і швидкодію комутації, а також зменшити кількість проміжних апаратів у системі розподілу електроенергії.

Радіальні схеми електропостачання будуються таким чином, що живлення подається від щита низької напруги (НН), до якого за допомогою рубильників із запобіжниками або автоматичних вимикачів приєднуються лінії окремих цехових розподільчих пунктів чи потужних електроприймачів.

На двотрансформаторних підстанціях збірні шини щитів низької напруги розділяються на секції, які з'єднуються між собою секційними рубильниками або автоматами. Така побудова дозволяє здійснювати гнучке оперативне керування живленням, а також забезпечує надійність у разі виходу з ладу одного з трансформаторів або при проведенні ремонтних робіт.

Якщо здійснюється роздільне живлення силових і освітлювальних навантажень, кожен щит НН отримує живлення від окремого трансформатора, що підвищує електробезпеку, якість напруги та селективність захисту.

У випадках, коли живлення електроприймачів здійснюється на напрузі понад 1 кВ або коли передбачено електричний зв'язок із сусідніми підстанціями, у радіально-прохідних схемах електропостачання застосовується розподіл електроенергії на рівні 6(10) кВ. При цьому цехова трансформаторна підстанція може бути конструктивно об'єднана з розподільчим пристроєм, яке виконується з однією несекціонованою або секціонованою системою шин, залежно від вимог до надійності живлення та категорії споживачів.

Такий підхід забезпечує раціональний розподіл електричної енергії, мінімізує втрати у мережі та створює умови для зручного оперативного керування та захисту електроустановок.

Несекціонована система шин використовується у випадках, коли електропостачання здійснюється по одній живильній лінії та підключені ЕП

належать до третьої категорії надійності, тобто не потребують резервного живлення.

Якщо ж у складі підстанції є електроприймачі першої або другої категорії, передбачається розділення шин на секції, що виконується за допомогою нормально розімкненого роз'єднувача або вимикача навантаження. У цьому випадку кожна секція шин отримує живлення від окремої лінії, що підвищує надійність електропостачання та дозволяє забезпечити резервування у разі аварії чи ремонту однієї з ліній.

Секційний апарат вмикається автоматично або вручну при зникненні напруги на одній секції шин після відключення лінії живлення. Його тип вибирається залежно від характеру навантаження та вимог споживача. У разі необхідності автоматичного введення резерву, використання релейного захисту або дистанційного керування, застосовуються вимикачі, що забезпечують більш швидке та надійне перемикання.

Як правило, на цехових РП передбачають дві секції шин, що дозволяє гнучко керувати живленням, здійснювати ремонти без знеструмлення споживачів і підвищувати надійність роботи системи.

Схеми підстанцій зі збірними шинами застосовуються лише у тих випадках, коли використання блокових схем є неможливим або недоцільним з технічних чи експлуатаційних причин. У таких підстанціях зазвичай передбачається одна секціонована система шин, що дозволяє забезпечити резервування живлення споживачів першої категорії за допомогою АВР.

Дві системи шин допускається встановлювати лише на потужних трансформаторних підстанціях відповідального призначення, де є велика кількість приєднань і підвищені вимоги до надійності та безперервності електропостачання.

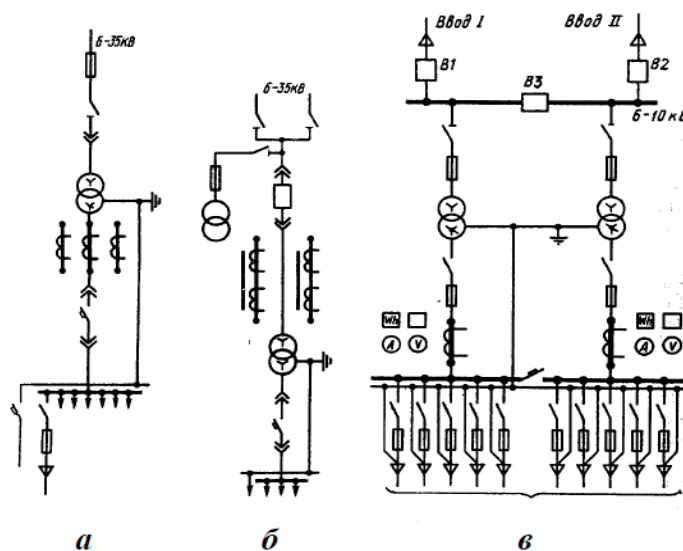
Для всіх приєднань малої та середньої потужності в мережах напругою 6–10 кВ доцільно використовувати вимикачі навантаження з запобіжниками типу ПК або без них — за умови, що технічні характеристики апаратів відповідають робочим і аварійним режимам конкретної установки. Такий

підхід забезпечує простоту схеми, економічність та надійність у роботі розподільчих пристроїв.

До підстанцій із вторинною напругою до 1 кВ належать переважно цехові трансформаторні підстанції, що обслуговують виробничі ділянки промислових підприємств. Такі підстанції зазвичай отримують електроживлення від головних понижувальних підстанцій або розподільчих пунктів, які розташовані в безпосередній близькості до об'єкта споживача.

Якщо на підприємстві переважають ЕП другої або третьої категорії надійності, допускається встановлення одного трансформатора без обладнання збірних шин на стороні високої напруги [15].

У цьому випадку найдоцільнішою і технічно простою є радіальна схема живлення цехової підстанції, яка безпосередньо підключається до ГПП або РП. На боці ВН передбачаються вимикачі навантаження чи запобіжники, а на боці низької напруги — автоматичні вимикачі або рубильники із запобіжниками (рис. 3.6, а).



Схеми електричних з'єднань цехових трансформаторних підстанцій: а – радіальне приєднання; б - магістральне приєднання; в – для силового та освітлювального навантаження

При магістральному підключенні цехових підстанцій до ГПП або РП на стороні високої напруги встановлюють запобіжники або вимикачі (рис.3.6, б).

Якщо потужність трансформаторів становить 630 кВА і більше, додатково передбачається встановлення трансформатора напруги, який забезпечує живлення кіл газового захисту.

Найбільш надійним рішенням для живлення споживачів першої категорії вважається використання на цеховій підстанції двох силових трансформаторів, оснащених пристроями АВР, установленими на стороні низької напруги. Така схема гарантує високу безперервність живлення та оперативне відновлення подачі електроенергії у разі відмови або відключення одного з трансформаторів.

Схему двотрансформаторної підстанції показано на рис.3.6,в. У такій підстанції на вводах з боку високої напруги встановлюються вимикачі, що забезпечують комутацію та захист ліній живлення.

Секційний вимикач ВЗ у нормальному режимі перебуває у вимкненому стані, завдяки чому кожна секція шин живиться від свого окремого вводу. У разі аварійного відключення одного з вводів пристрій автоматичного введення резерву подає команду на вмикання секційного вимикача ВЗ, після чого живлення всієї підстанції здійснюється через один робочий ввід (І або ІІ).

Подібні схеми відзначаються простотою конструкції, високою експлуатаційною надійністю та зручністю технічного обслуговування, що робить їх оптимальним варіантом для локальних споживачів невеликої та середньої потужності.

На рис.3.7 подано схему трансформаторної підстанції, у якій живлення зі сторони ВН здійснюється двома радіальними (магістральними) лініями (променями). На стороні ВН встановлено пристрій АВР, що спрацьовує під час відключення будь-якого з трансформаторів і автоматично переносить навантаження на справний агрегат.

Захист трансформаторів зі сторони ВН виконано плавкими запобіжниками з кварцовим наповнювачем типу ПК; зі сторони НН, а також на відхідних лініях до споживачів, застосовано плавкі запобіжники типу ПН-2.

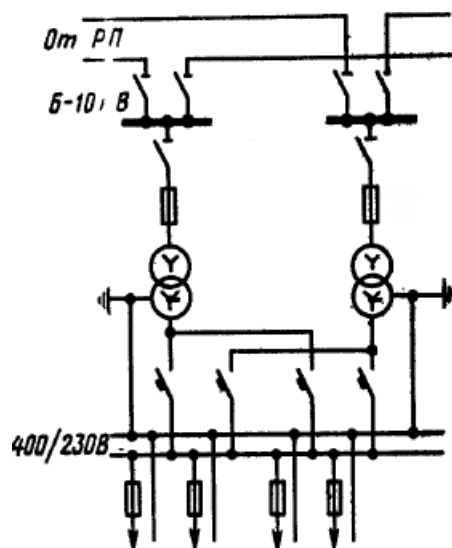


Рисунок 3.7 - Схема електричних з'єднань двотрансформаторної двопроменевої підстанції

На рис.3.8 та 3.9 приведені демонстраційні (узагальнені) дані, які ілюструють логіку вибору схем.

Показники SAIFI та SAIDI — це міжнародні індикатори надійності електропостачання, які застосовуються для оцінки якості роботи розподільних мереж.

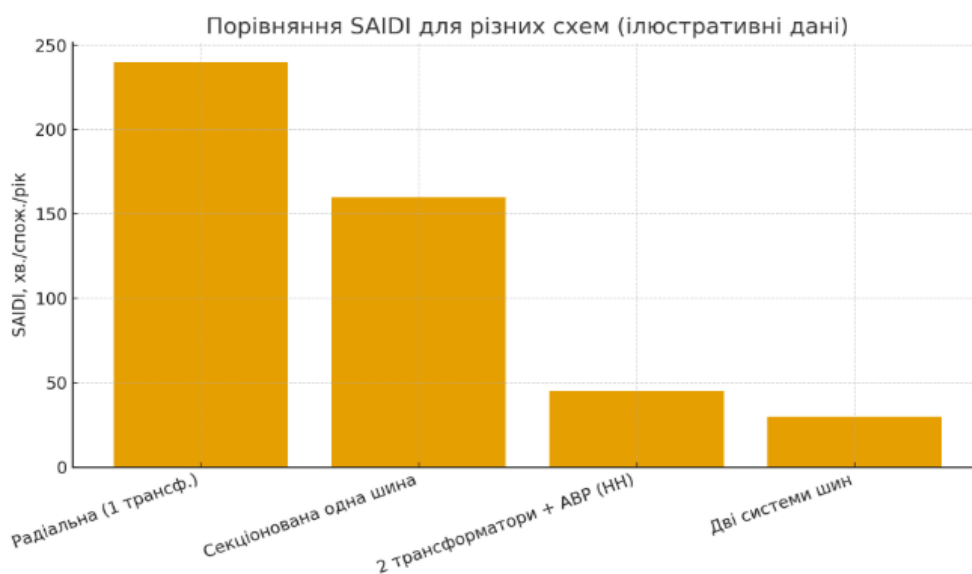


Рисунок 3.8 - Порівняння SAIDI для різних схем



Рисунок 3.9 - Порівняння SAIFI для різних схем

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index): середня частота відключень на одного споживача за рік.

Визначає, скільки разів на рік у середньому відбувається перерва в електропостачанні для одного споживача [16].

Позначається формулою:

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_{\text{сп}}}$$

Де  $N_i$  — кількість споживачів, що зазнали відключення під час  $i$ -тої аварії;  $N_{\text{сп}}$  — загальна кількість споживачів у мережі. Одиниця вимірювання: кількість відключень/споживача·рік.

Чим менше значення SAIFI, тим рідше споживачі залишаються без електроенергії.

SAIDI (System Average Interruption Duration Index): середня тривалість відключень на одного споживача за рік.

Показує, скільки хвилин (або годин) на рік у середньому споживач залишається без електроенергії. Визначається:

$$SAIDI = \frac{\sum(U_i \cdot N_i)}{N_{\text{сп}}}$$

де:  $U_i$  — тривалість  $i$ -того відключення (години або хвилини);  $N_i$  — кількість споживачів, яких торкнулося це відключення. Одиниця вимірювання: хвилини/споживача·рік.

Менше значення SAIDI означає швидше відновлення живлення після аварії.

З рисунків видно, що: найгірші значення SAIDI/SAIFI має радіальна схема з одним трансформатором: відсутність резерву призводить до більшої частоти та тривалості перерв. Секціонована система шин покращує ситуацію завдяки локалізації пошкоджень та можливості зберігати живлення частини навантаження.

Двотрансформаторна схема з АВР на стороні НН дає різке зниження і SAIFI, і SAIDI, оскільки при відмові одного трансформатора навантаження оперативно переводиться на справний.

Дві системи шин забезпечують найкращі показники безперервності, але зазвичай виправдані на потужних та відповідальних ТП через більшу складність і вартість.

Тобто графіки SAIFI і SAIDI підтверджують, що вдосконалення схем (секціонування, резервування, АВР) зменшує частоту та тривалість відключень, тобто підвищує загальну надійність системи електропостачання.

Методика синтезу схем розподільних мереж при проектуванні систем електропостачання об'єктів є основою для формування оптимальних структур електричних мереж, що відповідають технічним, економічним і експлуатаційним вимогам. Вона дозволяє обґрунтовано вибирати типи живлення, кількість і потужність трансформаторів, способи секціонування шин, а також засоби резервування та захисту.

Аналіз наведених у розділі схем показав, що радіальні схеми є найбільш простими, економічними й доцільними для живлення споживачів другої та третьої категорій, тоді як схеми з двома трансформаторами і пристроями АВР



забезпечують підвищену надійність для споживачів першої категорії.

Використання секціонованих систем шин дає змогу локалізувати аварійні режими та підтримувати живлення частини навантаження навіть при пошкодженні однієї з ліній або трансформаторів. Крім того, застосування дугового захисту та сучасних комутаційних апаратів істотно підвищує рівень безпеки та експлуатаційної надійності розподільних пристроїв.

Таким чином, результати аналізу підтверджують, що правильний вибір та синтез схем розподільних мереж забезпечують раціональний баланс між надійністю, економічністю й технічною ефективністю систем електропостачання, створюючи передумови для їх стабільної та безперебійної роботи у різних режимах експлуатації.

### ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3:

В розділі розроблені схемні рішення для підвищення якості електричної енергії та ефективності обмеження струмів КЗ.

Виявлено, що впровадження замкнутих мереж дає змогу компенсувати неминучі похибки проєктування при визначенні розрахункових навантажень і створює умови для раціонального використання наявної потужності. Однак у таких схемах особливої уваги потребує проблема обмеження струмів КЗ та локалізації аварійних процесів у межах окремих ділянок мережі.

Оптимальним технічним рішенням цього завдання є використання струмообмежувальних пристроїв, зокрема рідкометалевих самовідновлювальних струмообмежувачів, які поєднують високу швидкодію, компактність, простоту експлуатації та здатність до автоматичного відновлення після спрацювання.

Таким чином, застосування ЗСЕР із паралельною роботою трансформаторів і використання сучасних струмообмежувальних технологій, зокрема РМС, у мережах напругою 0,4–10 кВ і вище є технічно та економічно доцільним напрямом розвитку промислових систем електропостачання. Це забезпечує підвищення надійності, стійкості, енергоефективності та безпеки роботи електричних мереж, що відповідає сучасним тенденціям розвитку енергетики та промислової інфраструктури.

Методика синтезу схем розподільних мереж при проєктуванні систем електропостачання об'єктів є основою для формування оптимальних структур електричних мереж, що відповідають технічним, економічним і експлуатаційним вимогам. Вона дозволяє обґрунтовано вибирати типи живлення, кількість і потужність трансформаторів, способи секціонування шин, а також засоби резервування та захисту.

Аналіз наведених у розділі схем показав, що радіальні схеми є найбільш простими, економічними й доцільними для живлення споживачів другої та третьої категорій, тоді як схеми з двома трансформаторами і пристроями АВР забезпечують підвищену надійність для споживачів першої категорії.

Результати, відображені на графіках SAIFI і SAIDI, підтверджують ці висновки. Для радіальних схем середня частота відключень (SAIFI) становить близько 1,8 випадку на споживача за рік, а середня тривалість перерв (SAIDI) — до 240 хв/рік. У секціонованих системах ці показники знижуються майже в 1,5 раза, а для двотрансформаторних підстанцій із АВР — у 4–5 разів. Найкращі результати мають підстанції з двома системами шин:  $SAIFI \approx 0,25$ ,  $SAIDI \approx 30$  хв/рік.

Отже, графічний аналіз підтверджує, що підвищення структурної складності схеми безпосередньо веде до зростання надійності електропостачання, зменшення кількості та тривалості відключень, а також підвищення експлуатаційної стабільності системи. Це ще раз доводить, що методика синтезу схем є необхідною основою для раціонального проєктування сучасних систем електропостачання.

## ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

У першому розділі проаналізований сучасний стан розподільних мереж України: за даними Міністерства енергетики України та НЕК «Укренерго», понад 65% обладнання розподільних мереж напругою 6–35 кВ вичерпало свій розрахунковий ресурс експлуатації. Близько 40% трансформаторних підстанцій мають зношені комутаційні апарати, а втрати електроенергії в розподільних мережах досягають 11–13%, що перевищує середньоєвропейські показники (6–8%); виявлені основні проблеми, які впливають на цей стан.

Доведено також, що автоматизована система вибору схемних рішень дає змогу об'єктивно оцінювати компроміс між технічними й економічними критеріями. Для енергетичних об'єктів, де пріоритетом є надійність і безперервність живлення, доцільним є застосування полуторних схем. Натомість для підстанцій регіонального рівня або мереж промислових підприємств раціональним компромісом є кільцева схема, яка забезпечує баланс між вартістю та надійністю. Автоматизований вибір схемних рішень є ключовим етапом цифрової трансформації електроенергетики. Його впровадження дозволяє зменшити вплив людського фактору, підвищити точність і обґрунтованість проєктних рішень, а також забезпечити узгодженість між економічними та експлуатаційними показниками.

Результати дослідження доводять, що впровадження селективного АПВ у поєднанні з автоматизованими системами керування є дієвим напрямом підвищення надійності розподільних мереж. Такий підхід не лише підвищує технічну ефективність системи, але й створює основу для подальшої цифровізації процесів керування електричними мережами, що відповідає сучасним тенденціям розвитку енергетики.

Розроблені в роботі схемні рішення для підвищення якості електричної енергії та ефективності обмеження струмів КЗ.

Виявлено, що впровадження замкнутих мереж дає змогу компенсувати неминучі похибки проєктування при визначенні розрахункових навантажень і створює умови для раціонального використання наявної потужності. Однак у

таких схемах особливої уваги потребує проблема обмеження струмів КЗ та локалізації аварійних процесів у межах окремих ділянок мережі.

Методика синтезу схем розподільних мереж при проектуванні систем електропостачання об'єктів є основою для формування оптимальних структур електричних мереж, що відповідають технічним, економічним і експлуатаційним вимогам. Вона дозволяє обґрунтовано вибирати типи живлення, кількість і потужність трансформаторів, способи секціонування шин, а також засоби резервування та захисту.

Аналіз наведених схем показав, що радіальні схеми є найбільш простими, економічними й доцільними для живлення споживачів другої та третьої категорій, тоді як схеми з двома трансформаторами і пристроями АВР забезпечують підвищену надійність для споживачів першої категорії.

Графічний аналіз підтверджує, що підвищення структурної складності схеми безпосередньо веде до зростання надійності електропостачання, зменшення кількості та тривалості відключень, а також підвищення експлуатаційної стабільності системи. Це ще раз доводить, що методика синтезу схем є необхідною основою для раціонального проектування сучасних систем електропостачання.

Подальші дослідження доцільно спрямувати на поглиблений аналіз впливу вибору схемних рішень на показники якості електричної енергії в розподільних мережах різних рівнів напруги, зокрема на зниження втрат, коливань напруги, асиметрії тощо.

Важливим напрямом є розробка методів оптимізації топології мереж з урахуванням динамічних режимів роботи відновлюваних джерел, накопичувачів енергії та керованих навантажень. Перспективним є створення цифрових моделей мереж із використанням технологій Smart Grid для оцінки впливу автоматизованих систем керування, пристроїв компенсації реактивної потужності та регулювання напруги на покращення показників якості електроенергії в реальних умовах експлуатації.

## СПИСОК ПОСИЛАНЬ

1. Кирик В.В. Методи організації гнучких електричних систем. Навчальний посібник. КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. 48 с.
2. Zhang X.-P., Rehtanz C., Pal B. Flexible AC Transmission Systems: Modeling and Control. X.-P.Zhang, C.Rehtanz, B.Pal. - Berlin:Springer Verlag, 2016. 552 p.
3. Dixon, J.; Moran, L.; Rodriguez, J.; Domke, R. Reactive power compensation technologies: State-of-the-art review. Proc. IEEE, 2015, 93, 2144–2164
4. Vijay, K. Sood. HVDC and FACTS controllers. Applications of Static Converters in Power Systems, Boston, 2024. 322 p
5. Strzelecki R., Active power filter – new control system and topology. Strzelecki R., Benysek G., Rusinski J., Jarnut M., Meckien G. 2023. P. 99–106. Proc. Conference AES'2023, Edinburg.
6. Закон України «Про енергетичну ефективність»: закон №1818-IX від 21.10.2021. База даних «Законодавство України»/ ВР України. URL://zakon.rada.gov.ua.
7. Design of an intelligent system to control educational laboratory equipment based on a hybrid mini-power plant. Orobchuk B., Buniak O., Sysak I. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, 2023, 2(9-122), pp. 59-72.
8. Попов В.А., Ткаченко В.В., Ярмолюк О.С. Ефективне керування режимами систем забезпечення споживачів електричною енергією. КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. 163 с.
9. Хоменко І.В., Плахтій В.П., Нерубацький В.П. Електроенергетика України. Структура, керування, інновації. Монографія. НТУ «ХПІ», 2020. 133с.
10. Друбецька Т.І. Сучасні тенденції в проектуванні електричних підстанцій. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2023. №1. С. 46-53.

11. Кулик В.В., Тептя В.В., Бурикін О.Б. Типові рішення при проєктуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ. Навчальний посібник. ВНТУ, 2018. 110 с.

12. Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Гунько І.О. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії. Монографія. ВНТУ, 2018. 171 с.

13. Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у 2015 році. Постанова НКРЕКП № 515 від 31.03.2016. [Електронний ресурс]. К. : НКРЕКП, 2016. 154 с. – Режим доступу: [http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi\\_zvit\\_2015.pdf](http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_2015.pdf).

14. Design of Robust Control and Monitoring System for Microgrid Stabilization / S. Vachirasricirikul, I. Ngamroo, S. Kaitwanidvilai, T. Chaitham // 6th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology. 2019. С. 21-25.

15. Hartono B. Review of Microgrid Technology / B. Hartono, R. Setiabudy // International Conference on QiR. 2023. С. 127-132. DOI: 10.1109/QiR.2013.6632550

16. Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids a general approach toward standardization / J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. de Vicuña, M. Castilla. // IEEE transactions on industrial electronics. № 1. 2021. С. 158–172. DOI: 10.1109/TIE.2010.2066534.