

□

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ  
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ  
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
другого (магістерського) рівня освіти

на тему:

**«ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ *FACTS* СИСТЕМ В  
РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ 110 КВ»**

Виконав: студент VI курсу  
групи Ен – 61 спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»  
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Мацьків В. А.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник: \_\_\_\_\_ Левонюк В. Р.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент: \_\_\_\_\_ Кригуль Р. Є.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

**ДУБЛЯНИ 2024**

□

□

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ**  
**ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ**  
**КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ**

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) рівень

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_

(підпис)

д.т.н., професор Калахан О. С.

(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 202\_\_ року

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

Мацьківу Віталію Андрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Оцінка ефективності FACTS систем в розподільчих мережах 110 кВ»

керівник роботи к.т.н., доцент Левонюк В. Р.

( наук. ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП № 133 / к - с від 28.04.2023 р.

2. Строк подання студентом роботи 18.01.2024 р.

3. Вихідні дані

технічна документація, науково-технічна і довідкова література

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):

Вступ

1. Застосування активно-адаптивних систем у вітчизняній та зарубіжній практиці

2. Розробка математичної моделі мережі

3. Аналіз та оптимізація режимів роботи мережі

4. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях

5. Техніко-економічна оцінка

Висновки

Перелік джерел посилання

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	Городецький І. М., к.т.н., доцент			

7. Дата видачі завдання 28.04.2023 р.

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Виконання аналізу застосування активно-адаптивних систем у вітчизняній та зарубіжній практиці</i>	28.04.2023 – 19.05.2023	
2	<i>Розробка математичної моделі мережі</i>	22.05.2023 – 8.09.2023	
3	<i>Аналіз та оптимізація режимів роботи мережі</i>	11.09.2023 – 24.11.2023	
4	<i>Розробка логіко імітаційної моделі процесу виникнення травми при обслуговуванні лінії електропередачі</i>	27.11.2023 – 8.12.2023	
5	<i>Здійснення техніко-економічної оцінки прийнятих рішень</i>	11.12.2023 – 22.12.2023	
6	<i>Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації</i>	25.12.2023 – 5.01.2024	
7	<i>Завершення роботи в цілому</i>	8.01.2023 – 18.01.2023	

Студент

Мацьків В. А.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

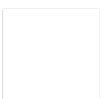
Левонюк В. Р.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

**УДК 621.385:3**

Мацьків В. А. «Оцінка ефективності *FACTS* систем в розподільчих мережах 110 кВ». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет природокористування, 2024 р. 62 с. текстової частини, 5 таблиць, 21 рисунок, 35 джерел.

У кваліфікаційній роботі представлено оцінку ефективності застосуванням *FACTS* систем у розподільчих мережах 110 кВ. Здійснено аналіз існуючого досвіду використання активно-адаптивних систем в електричних мережах. Розроблено математичну модель електричної мережі 110/35 кВ, яка ґрунтується на структурно-математичних моделях ліній електропередач, трансформаторів, автотрансформаторів, вузлів генерації та споживання та компенсаційних пристроїв (БСК та КШР). На основі методів нелінійного програмування було розв'язано оптимізаційну задачу за реактивною потужністю та місцями встановлення компенсаційних пристроїв. Представлено отримані результати комп'ютерних симуляцій для зимового максимального та літнього мінімального режимів. Розкрито питання охорони праці та безпеки населення у надзвичайних ситуаціях. Здійснено техніко-економічну оцінку застосування активно-адаптивних систем. Зокрема, представлено економічний розрахунок терміну окупності від встановлення БСК та КШР.

ОПТИМІЗАЦІЯ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, АКТИВНО-АДАПТИВНІ ЕЛЕМЕНТИ, РОЗУМНІ МЕРЕЖІ, МОДЕЛЬ, РЕЖИМ РОБОТИ.





## ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ЗАСТОСУВАННЯ АКТИВНО-АДАПТИВНИХ СИСТЕМ У ВІТЧИЗНЯНІЙ ТА ЗАРУБІЖНІЙ ПРАКТИЦІ.....	9
1.1 Існуючий досвід використання розумних мереж .....	10
1.2 Порівняння активно-адаптивних систем з консервативними засобами регулювання напруги .....	11
1.3 Суть активно-адаптивних систем в електричних мережах.....	15
1.3.1 Види <i>FACTS</i> пристроїв.....	16
1.3.2 Показники ефективності застосування пристроїв <i>FACTS</i> в розподільчих мережах.....	19
2 РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ МЕРЕЖІ.....	21
2.1 Математична модель лінії електропередачі.....	23
2.2 Математичні моделі трансформаторів.....	28
2.3 Математичні моделі джерел живлення та вузлів навантаження....	31
2.4 Математична модель компенсавальних пристроїв.....	32
3 АНАЛІЗ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.....	35
3.1 Оптимізація режимів роботи мережі за реактивною потужністю...	35
3.2 Аналіз отриманих результатів обчислень режимів.....	38
3.2.1 Зимовий максимальний режим роботи.....	38
3.2.2 Літній мінімальний режим роботи.....	40
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	42
4.1 Вплив режиму нейтралі мережі та опору ізоляції на умови безпеки..	42
4.2 Вплив ємності мережі на умови безпеки.....	47
4.3 Модель процесу виникнення та формування виробничих небезпек	

	6
при обслуговуванні лінії електропередачі.....	49
4.4 Розробка заходів з питань безпеки у надзвичайних ситуаціях.....	53
4.4.1 Класифікація надзвичайних ситуацій за масштабом їх поширення.....	53
4.4.2 Класифікація надзвичайних ситуацій за швидкістю поширення небезпеки.....	54
4.4.3 Евакуаційні заходи.....	54
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА .....	56
5.1 Економічний ефект від використання <i>FACTS</i> пристроїв.....	56
5.2 Техніко-економічна оцінка застосування <i>FACTS</i> елементів.....	56
ВИСНОВКИ.....	59
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	60

## ВСТУП

Робота електроприймачів напряду залежить від якості електричної енергії. При низькій якості електричної енергії знижується ефективність роботи електроприймачів (включно до повного припинення роботи), швидше зношується ізоляція обладнання, скорочується термін служби. Тому, потрібно постійно підтримувати якість електричної енергії на затискачах приймачів, при якій зберігається їх нормальна працездатність та максимальний термін, а втрати електричної енергії при цьому мають знаходитися на мінімальному рівні. Сучасна нормативно-правова база у галузі енергозбереження та якості електричної енергії наказує усім суб'єктам електроенергетичного ринку забезпечити саме такий режим роботи у точці загального приєднання. Періодичний контроль за якістю електричної енергії у розподільчих мережах 110 кВ [1] свідчить про систематичні порушення нормативних вимог щодо відхилення напруги. Мережеві компанії, які транспортують електричну енергію споживачам, зобов'язані використовувати усі наявні засоби регулювання напруги та постійно контролювати якість електричної енергії, яка транспортується. Тому, регулювання напруги у розподільчих мережах є надзвичайно актуальною задачею забезпечення якості електричної енергії, а відтак цьому потрібно приділяти особливу увагу [2].

**Метою роботи** є покращання пропускних властивостей та техніко-економічних показників розподільчих мереж 110/35 кВ шляхом застосування активно-адаптивних елементів електротехнічного мережевого обладнання.

Для досягнення поставленої мети потрібно вирішити такі **завдання**:

1. Здійснити аналіз існуючого досвіду покращання енергетичної ефективності розподільчих мереж за допомогою активно-адаптивних елементів та здійснити оцінку можливості їх застосування для розподільчих мереж 110/35 кВ.

2. Здійснити порівняльну оцінку ефективності окремих компонентів *Smart Grid* та проаналізувати можливість їх застосування в електричних мережах 110/35 кВ.

3. Розробити математичну модель розподільної мережі 110/35 кВ із застосуванням засобів, які забезпечують баланс реактивної потужності, знижують втрати електричної енергії та покращують показники її якості в системі електропостачання.

4. Зробити техніко-економічну оцінку ефективності використання активно-адаптивних систем у розподільчій мережі 110/35 кВ.

**Об'єктом дослідження** є розподільчі електричні мережі напругою 110/35 кВ.

**Предметом дослідження** є система активно-адаптивного регулювання напруги мережі із засобами керування пристроями поперечної компенсації.

**Методи дослідження:** під час виконання кваліфікаційної роботи використовувалися аналітичні методи дослідження, методи математичного моделювання та методи автоматизованого обчислення усталених режимів роботи розподільчих мереж 110/35 кВ.

**Практичне значення:** запропонований спосіб дає змогу детермінувати оптимальні місця встановлення та потужності компенсуювальних пристроїв для регулювання рівня напруги у мережі та керувати потоками реактивної потужності чим істотно підвищити техніко-економічні показники роботи розподільчих мереж 110/35 кВ.

# 1 ЗАСТОСУВАННЯ АКТИВНО-АДАПТИВНИХ СИСТЕМ У ВІТЧИЗНЯНІЙ ТА ЗАРУБІЖНІЙ ПРАКТИЦІ

## 1.1 Існуючий досвід використання розумних мереж

За останні десятиліття в усьому світі інтенсивно розвивається напрямок науково-технологічного інноваційного перетворення електроенергетики на базі нової концепції, яка отримала назву *Smart Grid* та інтерпретується у перекладі як розумна мережа [3].

У складі розумної мережі, електрична мережа із пасивного пристрою передавання та розподілу електричної енергії перетворюється на активний елемент, параметри та характеристики якого змінюються у реальному часі залежно від режимів роботи енергетичної системи. Коли здійснювалася розробка цієї концепції, основну увагу було приділено розвитку елементів інтелектуальної енергосистеми для високих та надвисоких напруг.

Провідна роль при модернізації електроенергетики на нових принципах приділяється електричній мережі як структурі, яка забезпечує надійні зв'язки генерування та споживання електричної енергії. Нові технології, які застосовуються у мережах, що забезпечують адаптацію характеристик обладнання до режимної ситуації, активну взаємодію з генерацією та споживачами, дають змогу створити ефективну систему до якої входять сучасні інформаційно-діагностичні системи, системи автоматизованого керування усіма елементами, які задіяні у процесі генерування, передавання, розподілу та споживання електричної енергії [4].

Реалізація концепції розумних мереж спрямована на досягнення якісно нового рівня ефективності функціонування та розвитку електричних мереж, а також на покращання їх системної надійності та пропускних властивостей.

Технічні засоби активно-адаптивної мережі, які забезпечують її керованість, визначають можливість інтелектуалізації електроенергетики. Ці технічні засоби можна поділити на такі основні групи:

- пристрої регулювання реактивної потужності та напруги паралельного під'єднання до мережі;
- пристрої регулювання параметрів мережі послідовного під'єднання;
- пристрої, які об'єднують функції перших двох груп – пристрої поздовжньо-поперечного увімкнення;
- пристрої обмеження струмів короткого замикання (КЗ);
- накопичувачі електричної енергії;
- перетворювачі струму (змінний у постійний та постійний у змінний).
- кабельні лінії електропередачі постійного та змінного струму на основі високотемпературних надпровідників.

Основними ідеологами розробки концепції розумних мереж виступили США та країни Європейського Союзу, які прийняли її за основу національної політики енергетичного та інноваційного розвитку. У подальшому концепція *Smart Grid* отримала визнання та розвиток практично в усіх великих індустріально розвинених країнах, які динамічно розвиваються. Найбільш мас-штабні програми і проекти розроблені та реалізуються у США, країнах Євросоюзу, Канаді, Австралії, Китаї та Кореї. Так, наприклад, у США така програма має статус національної і здійснюється за прямої підтримки політичного керівництва країни, а в країнах Європейського Союзу для координації робіт і вироблення єдиної стратегії розвитку електроенергетики в 2004 році створено технологічну платформу *Smart Grids* – «Європейська енергетична система майбутнього», кінцевою метою якої була розробка та реалізація програми розвитку Європейської енергетичної системи до 2020 року.

За кордоном, розумні мережі розглядаються як концепція інноваційного перетворення електроенергетики на основі цілісної системи бачення її ролі та місця у сучасному та майбутньому суспільстві, яке визначає вимоги до неї, підходи для забезпечення цих вимог, принципів та способів здійснення та необхідного технологічного базису для реалізації, у

якій новим технологіям та пристроям відводиться роль одного з основних способів та інструментів здійснення цієї концепції [5].

В основу концепції покладено розроблену цілісну та всебічно узгоджену у суспільстві систему поглядів на роль і місце електроенергетики на перспективу, цілей та вимог до її розвитку, підходів до їх здійснення, принципів та способів реалізації та створення необхідного технологічного базису.

Причини виникнення нової концепції пов'язані, першочергово, з тим, що останні десятиліття прогнозований розвиток у всьому світі характеризується виникненням цілого ряду факторів, які визначають необхідність кардинальних перетворень в електроенергетиці:

- постійне зростання вартості електроенергії у всьому світі;
- необхідність підвищення енергетичної та екологічної ефективності електроенергетики;
- зростання потреб споживачів до надійності та якості електропостачання;
- зниження надійності електропостачання;
- зміна умов функціонування ринків електричної енергії та потужності.

Закордонні дослідження показали [6], що облік усіх факторів розвитку електроенергетики є майбутньому вимагає зміни принципів та механізмів її функціонування, здатних забезпечити суспільний розвиток. Це рішення вимагало розробки нової концепції інноваційного розвитку електроенергетики, яка, з одного боку, відповідає б сучасним поглядам, цілям та цінностям соціального і суспільного розвитку, що формуються та очікуваними потребами людей та суспільства у цілому – з іншого. Такою концепцією і стала *Smart Grid*.

Здійснений аналіз досвіду застосування активно-адаптивних систем дозволив сформулювати наступні вихідні положення, прийняті під час розробки та розвитку концепції розумних мереж [7]:

1) концепція розумних мереж передбачає системне перетворення електроенергетики і зачіпає всі її основні елементи: генерацію, передачу та розподіл, збут та диспетчеризацію;

2) енергетична система розглядається, у майбутньому, подібно до інфраструктура мережі Інтернет, призначеної для підтримки енергетичних, інформаційних, економічних та фінансових взаємовідносин між усіма суб'єктами енергетичного ринку та іншими зацікавленими сторонами;

3) розвиток електроенергетики має бути спрямоване на розвиток існуючих та створення нових функціональних властивостей енергосистеми та її елементів, які забезпечують найбільшою мірою досягнення ключових цінностей нової електроенергетики, вироблених у результаті спільного бачення усіма зацікавленими сторонами цілей і шляхів її розвитку;

4) усі елементи електричної мережі розглядаються як основний об'єкт формування нового технологічного базису, що дає змогу суттєвого покращання досягнутих та створення нових функціональних властивостей енергосистеми;

5) розробка концепції охоплює усі основні напрями розвитку: від досліджень до практичного застосування та повинна проводитися на науковому, нормативно-правовому, технологічному, технічному, організаційному, управлінському та інформаційному рівнях;

6) реалізація концепції носить інноваційний характер та дає поштовх до початку нового технологічного початку в електроенергетиці та економіці загалом.

З метою створення нового технологічного базису енергетики було сформовано п'ять груп ключових технологічних областей, що забезпечують проривний характер:

- вимірювальні прилади та пристрої, які вводять першочергово, smart-лічильники та smart-давачі;
- удосконалені методи керування: розподілені інтелектуальні системи керування та аналітичні інструменти для підтримки комунікацій на рівні об'єктів енергосистеми, які працюють у режимі реального часу та дають



змогу реалізувати нові алгоритми та методи керування енергетичною системою, враховуючи керування її активними елементами;

- удосконалені технології та компоненти електричної мережі: гнучкі передачі змінного струму *FACTS*, передачі постійним струмом, надпровідні кабелі, напівпровідникова силова електроніка;

- інтегровані інтерфейси та методи підтримки прийняття рішень, управління попитом, розподілена система моніторингу та управління, розподілена система поточного керування генерацією, автоматична система вимірювання протікаючих процесів тощо, а також нові методи планування та проектування енергосистеми та її елементів.

- інтегровані комунікації, які дають змогу елементам перших чотирьох груп забезпечувати взаємозв'язок один із одним, що лежить в основі функцій *Smart Grid* як технологічної системи.

## **1.2 Порівняння активно-адаптивних систем з консервативними засобами регулювання напруги**

Існуючі підходи до регулювання напруги у магістральних електричних мережах орієнтуються на розв'язання двох завдань: недопущення підвищення напруги до небезпечних рівнів для обладнання (за умовою ізоляції) та забезпечення нормативних запасів стійкості (у контрольованих перерізах та напруги у вузлах навантаження). В умовах постійного зростання вимог до покращання якості електричної енергії та зниження втрат у мережах потрібно розвивати системи регулювання напруги та реактивної потужності в масштабах єдиної національної електричної мережі. Цей розвиток має ґрунтуватися на широкому застосуванні сучасних засобів регулювання напруги, реактивної потужності та автоматичних систем керування, у тому числі централізованих.

При класичних підходах до регулювання напруги в електричних мережах мають забезпечуватися [8]:

- рівні напруг на енергооб'єктах, які допустимі для обладнання електричних станцій та мереж;
- нормативні запаси стійкості (у контрольованих перерізах та за напругою у вузлах навантаження);
- рівні напруги, які забезпечують якість електроенергії за показником «відхилення напруги» на затискачах електроприймачів;
- мінімум втрат електричної енергії у мережах (за рахунок оптимізації режимів напруги та реактивної потужності).

Методи регулювання напруги, які сьогодні використовуються в Україні засновані на підтримуванні заданих графіків напруги у контрольних пунктах мережі. Контрольні пункти поділяються на:

- контрольні пункти в електричній мережі 110 кВ і вище, які встановлюються диспетчерськими центрами Укренерго;
- контрольні пункти мережевих організацій у вузлах електричних мереж 110 кВ та нижче, що не належать до контрольних пунктів обленерго.

Цей підхід має певні недоліки. У вітчизняній електроенергетиці підхід до регулювання напруги на основі підтримки графіків у контрольних пунктах мережі застосовується протягом багатьох років. Він розроблявся при дії багатьох, на той час, технологічних обмежень, які не давали змоги до останнього часу реалізовувати більш ефективне централізоване автоматичне регулювання напруги у мережах. Зазвичай, графіки напруг у контрольних пунктах мережі розробляються на визначені періоди – один місяць або квартал. Відповідно, при їх розробці не можуть бути коректно враховані усі режими, які складуться у період дії графіків з урахуванням можливих відхилень рівнів споживання або генерації. Також, при розробці таких графіків повною мірою не можуть бути враховані погодні умови, що є необхідним для точного моделювання втрат електричної енергії на корону у повітряних лініях при оптимізації режимів напруги та реактивної потужності [9].

Первинне регулювання напруги на шинах електростанцій та підстанцій регульованими засобами компенсації реактивної потужності в нинішній час здійснюється автоматично, відповідно до заданих графіків напруги. Проте самі графіки автоматично не оновлюються з урахуванням фактичних режимів роботи енергосистем та зміни топології мережі. Відтак, централізоване регулювання напруги здійснюється практично у «ручному» режимі. Нині у балансі реактивної потужності в середньому 60 – 70 % становить реактивна потужність генераторів електричних станцій. А саме регулювання реактивної потужності (напруги) в енергосистемах є побічним технологічним обов'язком для електричних станцій, який при цьому не приносить дохід генеруючим компаніям. Це пояснює той факт, чому електростанції скорочують фактичний діапазон зміни реактивної потужності. З погляду генеруючих компаній, оптимальним режимом для генератора є режим з максимальною видачею активної потужності за мінімально можливою генерацією реактивної потужності в умовах стійкої паралельної роботи цього генератора з іншими. У цьому режимі додаткові втрати електричної енергії у генераторі є відносно невеликими, а її встановлена потужність використовується найбільш ефективно з точки зору економічних показників роботи обладнання.

Наведені вище фактори є основними недоліками існуючого підходу до регулювання напруги в Україні. Неможливість забезпечення при цьому підході розв'язання усіх завдань із регулювання напруги підтверджується великою кількістю випадків виходу напруги за встановлені межі в мережах усіх класів напруг; незадовільною якістю електричної енергії за показником «відхилення напруги».

### **1.3 Суть активно-адаптивних систем в електричних мережах**

Вище викладений матеріал вказує на те, що сьогодні спостерігається світова тенденція введення нового напрямку в електроенергетиці, на базі нової

технологічної основи – активно-адаптивних мереж *Smart Grid*, базовим кластером яких є пристрої, які відносяться до технології керованих систем електропередачі змінного струму *FACTS – Flexible Alternative Current Transmission System* (Гнучкі системи електропередачі змінного струму). У розумних мережах виділяють такі напрямки [10]:

- економічно ефективні технології малої та середньої генерації, включаючи альтернативні джерела;
- нове покоління пристроїв автоматизації (АСУ ТП, РЗА, тощо);
- інформаційно-технологічні системи для центрів керування енергосистемами;
- активне електротехнічне мережеве обладнання (*FACTS*), здатне у «темпі процесу» змінювати характеристики передачі або перетворення електричної енергії з метою оптимізації режимів роботи мережі за декількома критеріями одночасно: пропускну здатністю, рівнем технологічних втрат, стійкістю, перерозподілу потоків потужності, якістю електричної енергії та реалізацією функцій самодіагностики та моніторингу.

**1.3.1 Види *FACTS* пристроїв.** До *FACTS* пристроїв першого покоління відносять пристрої, які забезпечують регулювання напруги (реактивної потужності), а також необхідний рівень компенсації реактивної потужності в електричних мережах.

До *FACTS* пристроїв другого покоління відносять пристрої, які забезпечують векторне регулювання (коли регулюється не лише величина, а й фаза вектора напруги електричної мережі) режимних параметрів на основі керованих приладів силової електроніки [11].

*Батареї статичних конденсаторів (БСК).* Батареї статичних конденсаторів – це електроустановки, які призначені для компенсації реактивної потужності. Застосування БСК дає змогу знизити протікання реактивної потужності мережею, що призводить до значного зменшення втрат активної енергії у мережах, а це чергово дає змогу знизити навантаження на

ЛЕП та трансформатори. Підвищення коефіцієнта потужності у магістральних та розподільчих електричних мережах дає змогу збільшити їх пропускну здатність без збільшення потужності трансформаторів та будівництва чи модернізації ЛЕП [12].

*Установки поздовжньої компенсації (УПК).* Пристрої поздовжньої компенсації широко застосовуються у районах із віддаленими від споживачів джерелами енергії для підвищення пропускну здатності повітряної лінії та забезпечення більш ефективної роботи існуючих ліній електропередач. До складу УПК входять конденсатори поздовжньої компенсації, які включаються у лінії електропередач послідовно з метою компенсації індуктивного поздовжнього опору. Завдяки цьому пропускну спроможність повітряних ліній суттєво збільшується. Поздовжня компенсація забезпечує автоматичне регулювання напруги залежно від струму навантаження. Застосування УПК знижує реактивний опір лінії, підвищує пропускну здатність лінії електропередачі та забезпечує динамічну стійкість завдяки установці послідовного конденсатора [13].

*Паралельно з'єднані конденсатори.* Поперечна компенсація реактивної потужності полягає у паралельному з'єднанні компенсуючих пристроїв. При з'єднанні індуктивного та ємнісного опорів, струм у нерозгалуженій частині контура являє собою геометричну суму струмів індуктивності та ємності. Індуктивний струм відстає від напруги, а ємнісний випереджає його. При відповідному значенні ємності сумарний струм виявляється нижче за індуктивний струм навантаження, що призводить до збільшення коефіцієнта потужності. Підвищення коефіцієнта потужності навантаження за допомогою джерел реактивної потужності дає змогу збільшити пропускну здатність ліній, підвищити активне навантаження трансформаторів без збільшення їх повної потужності. При поперечної компенсації реактивної потужності поряд зі зниженням струму навантаження знижуються втрати активної потужності, підвищується рівень напруги у мережі та знижуються його втрати в окремих елементах системи електропостачання.

*Керований шунтувальний реактор з підмагнічуванням постійним струмом.* Виконується на основі спеціального трансформатора у складі КШР. На загальному сердечнику міститься мережева компенсувальна обмотка реактора, обмотка керування, і поза баком з КШР – тиристорний випрямний пристрій та фільтр. КШР призначені для плавного регулювання напруги (реактивної потужності). УШР можуть встановлюватись на лініях електропередач та шинах підстанцій [14].

*Комутовані вимикачами реакторні групи.* Ступінчасто-регульовані реактори, які підключаються до третинної обмотки автотрансформаторів за допомогою вакуумних вимикачів з числом комутацій 5000 – 10000. Ці реактори застосовуються для компенсації зарядної потужності ліній електропередач. Також, можливі комбінації, коли паралельно до реакторів підключаються конденсаторні батареї.

*Статичні тиристорні компенсатори (СТК).* Статичний тиристорний компенсатор є пристроєм для плавного регулювання реактивної потужності та утримання її значення у заданих межах. Принцип роботи СТК заснований на паралельному включенні в мережу фільтрокомпенсуючих контурів, які виконують функцію фільтрів вищих гармонік та комутованих тиристорами реакторів тиристорно-реакторної групи. Плавне регулювання реактивної потужності досягається шляхом зміни часу комутації тиристорно-реакторної групи за рахунок плавного регулювання кута запалювання тиристорів.

*Електромашинні пристрої, асинхронізовані компенсатори (АСК).* Ці пристрої є комплексом, який складається з асинхронізованих електричних машин змінного струму та статичних перетворювачів частоти. Містить на роторі дві і більше обмоток збудження, завдяки чому забезпечується можливість регулювання реактивної потужності у межах  $\pm 100$  %. Також, є можливість регулювати не лише модуль, а й аргумент напруги в енергетичній системі. Застосовується для регулювання напруги та підвищення меж статичної та динамічної стійкості, збільшення пропускної спроможності електропередачі, поліпшення демпфування енергосистеми.

*Перетворювачі виду струму.* Перетворювачі виду струму (змінний у постійний та постійний у змінний) призначені для узгодженої роботи електричних мереж змінного та постійного струму у випадках їх спільного використання, коли застосування фрагмента постійного струму в конкретному перерізі (лінії) електропередачі є економічно та технічно доцільним; для узгодження роботи мереж з різною частотою електричного струму, у тому числі у разі виникнення аварійних ситуацій та відновлення електропостачання після ліквідації порушень. Технічні пристрої на вирішення цих завдань виконуються з урахуванням традиційних вставок постійного струму.

*Пристрої обмеження струмів КЗ.* Пристрої призначені для обмеження струмів КЗ в електричних мережах. Ці пристрої особливо актуальні у схемах електропостачання мегаполісів, у зв'язку із високою густиною навантаження, через що значення струмів КЗ часто перевищують комутаційну здатність існуючих вимикачів. До першої групи цих пристроїв відносяться стандартні струмообмежувальні реактори, а до другої – автоматичні пристрої на основі силової електроніки та швидкодіючих комутаційних елементів вибухової дії.

**1.3.2 Показники ефективності застосування пристроїв *FACTS* в розподільчих мережах.** Увімкнення до складу електроенергетичної системи *FACTS* пристроїв здатне покращити керованість режимів роботи електричних мереж, переводити потоки активної потужності у лінії з великим класом напруги та збільшити ступінь компенсації зарядної потужності електричної мережі. Крім того, з'являється можливість акумулювання електричної енергії безпосередньо в електричній мережі із її зворотнім поверненням до мережі. Це може дати змогу розглядати питання про будівництво нових високовольтних ліній електропередачі і перенесення термінів введення генеруючих потужностей з метою збільшення пропускної спроможності електричних мереж. Генеруюча компанія може отримати додатковий вигоду на електростанціях від продажу електроенергії, а також

додатковий виторг за надання транспортних послуг із передавання електроенергії у дефіцитні райони, а мережева компанія – економії витрат на будівництво та експлуатацію нових ЛЕП [15].

У приймаючій дефіцитній енергетичній системі або вузлі генерації, економію можна отримати шляхом витіснення замикаючих генеруючих потужностей з великими питомими витратами.

Підвищення статичної та динамічної стійкості електроенергетичних систем. Підвищення стійкості синхронної роботи генераторів та навантаження знижує імовірність порушення нормальної роботи електроенергетичних систем та сприяє зменшенню кількості спрацювань протиаварійної автоматики, що запобігає цим порушенням. Окрім цього, з'являється можливість зниження дозування керуючих впливів, зменшивши тим самим обсяг відмикань навантаження та генераторів, що у результаті дасть змогу знизити потреби в аварійному резерві; зменшити збитки на електростанціях від недовироблення електричної енергії.

Підвищення якості електроенергії. Робота *FACTS* пристроїв забезпечує часткове або повне виключення негативного впливу, який викликається перевищенням нормативних значень таких показників якості електроенергії, як відхилення і розмах зміни напруги, несиметрія та ступінь спотворення синусоїдальності напруги, тривалість провалів напруги. Він проявляється як у споживача, так і в енергосистемі (на електростанціях та в електричних мережах).

Нормалізація параметрів режимів роботи електроенергетичних систем. Нормалізація параметрів режимів роботи забезпечує стабілізацію напруги на мережному обладнанні та обладнанні підстанцій, полегшення режимів роботи турбогенераторів за реактивною потужністю, розвантаження від реактивної потужності ліній електропередач та мережевих трансформаторів і дає змогу знизити [16]:

- темпи зношування обладнання (виникне можливість виключення випадків скорочення міжремонтних інтервалів та продовжити термін служби



обладнання), з економічного погляду можливе часткове або повне виключення наднормативних витрат на реновацію та планово-профілактичні ремонти);

- потік відмов обладнання з відповідним зменшенням числа технологічних порушень (зменшаться збитки від безповоротних втрат засобів виробництва, зменшаться витрати на ремонтно-відновлювальні роботи, зменшаться збитки від погіршення параметрів післяаварійного режиму);

- активні втрати у лініях електропередач та мережевих трансформаторах (розвантаження ліній електропередач та мережевих трансформаторів від реактивної потужності призводить до зниження в них діючого струму  $i$ , відповідно активних втрат, економічний ефект розраховується з вартості зекономленої електричної енергії).

## 2 РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ МЕРЕЖІ

На рисунку 2.1 представлено прийняту для обчислення розрахункову однолінійну схему електричної мережі 110/35 кВ. Ключовими елементами цієї мережі є наявність електричних генерувальних станцій, електричних частин станцій та підстанцій, ліній електропередач та трансформаторів. Навантаження підстанцій задано у вигляді потужностей споживання. На схемі присутні 8 підстанцій 110 кВ (ПС1 110 кВ – ПС8 110 кВ) та 18 підстанцій 35 кВ (ПС1 35 кВ – ПС18 35 кВ). Марки проводів та довжини ліній вказано на схемі.

Для здійснення регулювань напруги в мережі наявні: на ПС2 110 кВ наявний керований шунтувальний реактор на 25 МВАр та дві БСК на 13 МВАр кожна; на ПС4 110 кВ керований шунтувальний реактор – 20 МВАр та дві БСК-13; на ПС1 35 кВ БСК на 13 МВАр; на ПС2 35 кВ дві БСК на 7,8 МВАр.

Перелічені вище компенсаційні пристрої є пристроями *FACTS* і можуть бути використані як елементи *Smart Grid* при створенні інформаційної структури енергетичної системи на базі активно-адаптивних елементів.

У таблиці 2.1 представлено параметри згаданих вище компенсаційних пристроїв.

Таблиця 2.1 – Параметри компенсаційних пристроїв

ПС	Компенсаційний пристрій	$U_{НОМ}$ , кВ	$Q_{БСК.НОМ}$ , МВАр	$V_{БСК}$ , мкСм	$Q_P$ , МВАр	$B_P$ , мкСм
ПС4 110 кВ	БСК-13	110	13	1062	–	–
	ШР-20	35	–	–	20	1653
ПС2 35 кВ	БСК-7,8	35	7,8	–		
ПС2 110 кВ	УШР-25	110	–	–	25	517
ПС1 35 кВ	БСК-13	35	13	1062		
ПС5 110 кВ	УШР-63	35	–	–	63	5207

Застосування активно-адаптивних систем забезпечує часткове або повне виключення негативного впливу, яке викликається перевищенням нормативних значень таких показників якості електроенергії, як відхилення і розмах зміни напруги, що несиметрія та ступінь спотворення синусоїдальності напруги, тривалість провалів напруги, тощо [17].

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки України

Рисунок 2.1 – Розрахункова однолінійна схема досліджуваної мережі 110/35 кВ

## 2.1 Математична модель лінії електропередачі

Передача електричної енергії за допомогою проводів супроводжується поширенням електромагнітного поля у проводах та навколишньому середовищі. Під дією змінної напруги виникають змінне магнітне поле навколо проводів і електростатичне поле між фазними проводами та кожним із проводів та землею. Електромагнітне поле характеризується напруженістю, яка змінюється вздовж ЛЕП. У ЛЕП також наводяться ЕРС самоіндукції та взаємоіндукції, що змінюються з довжиною лінії.

Електростатичне поле призводить до появи струмів зміщення (зарядних струмів), значення яких залежить як від властивостей діелектрика, навколишнього провідника, так і від різниці потенціалів між проводом та землею, а для трифазної ЛЕП – від різниці потенціалів між проводами. Зарядні струми, накладаючись на навантажувальний струм, визначають зміну струму вздовж лінії.

Лінія електропередачі теоретично розглядається як складена з нескінченно великого числа рівномірно розподілених уздовж неї активних та реактивних опорів й провідностей, точний облік впливу яких складний та необхідний лише при розрахунках довгих ліній.

Для розрахунку робочих режимів ЛЕП користуються рівняннями, що характеризують режим електричної мережі. Ці рівняння дають змогу скласти схему заміщення лінії, що містить обмежене число елементів із зосередженими параметрами і представляють собою деяку розрахункову модель, що складається з активного  $R$  та реактивного  $X$  опорів, а також з активної  $G$  і реактивної  $B$  провідностей. При симетричних робочих режимах схема заміщення укладається на одну фазу трифазної мережі, загальною є нейтраль електричного контура [18].

Повітряні ЛЕП напругою 110 кВ і вище зазвичай представляються П-подібними схемами заміщення, яка представлена на рис. 2.2.

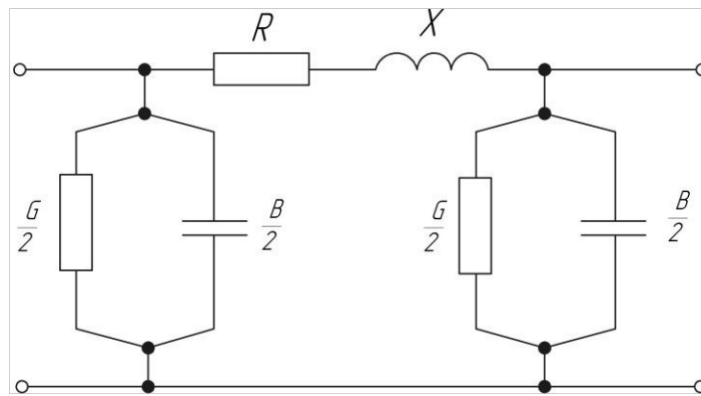


Рисунок 2.2 –  $\Pi$ -заступна схема лінії електропередачі

Активний опір проводів та кабелів з урахуванням скін-ефекту обумовлює теплові втрати у них і визначається матеріалом струмоведучих провідників із площею їх перетину. Погонний активний опір повітряної ЛЕП (Ом/км) при нормальній температурі  $20^{\circ}\text{C}$  розраховується за формулою:

$$r_0 = \frac{\rho}{F} = \frac{1000}{\gamma F}, \quad (2.1)$$

де  $\rho$  – питомий опір, Ом $\cdot$ мм<sup>2</sup>/км;  $F$  – площа перетину проводів, мм<sup>2</sup>;  $\gamma$  – питома провідність, м/(Ом $\cdot$ мм<sup>2</sup>).

Активний опір повітряної лінії електропередачі при нормальній температурі рівний:

$$R = r_0 l, \quad (2.2)$$

де  $l$  – довжина лінії, км.

Оскільки температура проводу може відрізнятись від нормальної, то опір при температурі  $t$  розраховується як:

$$R_t = R[1 + \alpha_t(t - 20)], \quad (2.3)$$

де  $\alpha_t$  – температурний коефіцієнт спеціального опору.

Активний опір сталевих дротів залежить від струму який ними протікає. Тому, для них не можна користуватися постійним значенням питомої провідності, як для проводів із кольорових металів. Значення активних опорів сталевих проводів залежно від струму слід брати із таблиць довідникових матеріалів.

Реактивний (індуктивний) опір ЛЕП обумовлюється змінним магнітним полем, яке наводить у провіднику ЕРС, зворотній напрямком струму, що викликає її, – ЕРС самоіндукції. Опір струму, обумовлений протидією ЕРС самоіндукції, називається реактивним (індуктивним) опором. Сусідні дроти трифазної лінії, які є зворотними проводами для струму розглянутого проводу, чергово наводять у ньому ЕРС взаємоіндукції згідно із основним струмом напрямку, що зменшує ЕРС самоіндукції та відповідно реактивний опір. Отже, індуктивний опір, пропорційний результуючій ЕРС залежить від потокозчеплення, яке чергово залежить від взаємного розташування проводів. Якщо цим розташуванням забезпечуються однакові потокозчеплення кожного проводу, то ЕРС, які наводяться у проводах стають рівними, а індуктивні опори фазних проводів – однаковими. Таке відбувається при розташуванні проводів у вершинах рівностороннього трикутника. Індуктивні опори фазних проводів повітряної ЛЕП, що підвішуються горизонтально, відрізняються між собою. Щоб уникнути асиметрії індуктивних опорів, застосовують транспозицію проводів. Чим далі один від одного розташовані фазні дроти, тим вплив сусідніх проводів менше, оскільки зменшується ЕРС. взаємоіндукції, і індуктивний опір буде більшим.

Погонний індуктивний опір повітряної ЛЕП при нормальній температурі розраховується за формулою [19]:

$$x_0 = \left( 0,1441g \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{пр}}} + 0,016 \right), \quad (2.4)$$

де  $r_{\text{пр}}$  – радіус проводу, мм;  $D_{\text{cp}}$  – середньгеометрична відстань між проводами (мм), яка визначається залежністю

$$D_{\text{cp}} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}, \quad (2.5)$$

Тут  $D_{12}$ ,  $D_{23}$ ,  $D_{31}$  – відстані між фазними проводами лінії.

У ЛЕП надвисокої напруги для зниження індуктивного опору, а також для зменшення втрати активної потужності на короні, кожний фазний провід

розщеплюють на 2 – 4 дроти. У цьому випадку погонний індуктивний опір розраховується за формулою:

$$x_0 = \left( 0,144 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{ек}}} + \frac{0,016}{n} \right), \quad (2.6)$$

де  $R_{\text{ек}}$  – еквівалентний радіус при розщепленні на два і три дроти, що обчислюється за формулою:

$$R_{\text{ек}} = \sqrt[n]{r_{\text{пр}} \alpha_{\text{ср}}^{n-1}}. \quad (2.7)$$

Тут  $n$  – число проводів фази;  $\alpha_{\text{ср}}$  – середньгеометрична відстань між проводами фази, мм.

При розщепленні на чотири проводи:

$$R_{\text{ек}} = \sqrt{\sqrt{2} r_{\text{пр}} \alpha_{\text{ср}}^3}, \quad (2.8)$$

Індуктивний опір сталевих дротів  $x_0$  залежить від струму який ними протікає і складається із зовнішнього  $x'_0$  та внутрішнього  $x''_0$  індуктивних опорів, причому

$$x_0 = x'_0 + x''_0, \quad (2.9)$$

Під час розрахунку активної провідності повітряної ЛЕП необхідно враховувати недосконалість її ізоляції (провідність ізоляції та діелектричні втрати в ній), тобто втрату активної потужності на корону, яка виникає тоді, коли напруженість електричного поля на поверхні проводу перевершує деяке критичне значення.

Погонна активна провідність повітряної ЛЕП обчислюється за формулою:

$$g_0 = \Delta P_{\text{кор}} / U_{\text{ном}}^2, \quad (2.10)$$

де  $\Delta P_{\text{кор}}$  – погонна втрата на корону (кВт/км), яка залежить від погоди або обчислюється за формулою [20]:

$$\Delta P_{\text{кор}} = \frac{0,18}{\delta} \sqrt{\frac{r_{\text{пр}}}{D_{\text{ср}}}} (U_{\text{ф}} - U_{\text{кр.ф}})^2, \quad (2.11)$$

де  $\delta$  – коефіцієнт, який враховує барометричний тиск при температурі.

$$U_{\text{кр.ф}} = 48,9 m_0 m_{\text{п}} \delta r_{\text{пр}} \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (2.12)$$

де  $U_{\text{кр.ф}}$  – критична фазна напруга, кВ;  $m_0$  – коефіцієнт, який враховує стан поверхні проводу;  $m_{\text{п}}$  – коефіцієнт, який враховує стан погоди: при хорошій погоді  $m_{\text{п}} = 1$ , при поганій погоді (туман, дощ, сніжна буря)  $m_{\text{п}} = 0,8$ .

Погонна активна провідність кабельної ЛЕП обчислюється за формулою:

$$g_0 = \Delta P' / U_{\text{ном}}^2, \quad (2.13)$$

де  $\Delta P'$  – погонна втрата активної потужності у діелектрикові, віднесена до однієї фази і визначається залежністю:

$$\Delta P' = U_{\text{ф}}^2 \cdot \omega C \cdot \text{tg} \delta, \quad (2.14)$$

де  $C$  – погонна ємність кабелю (Ф/км), яка визначається за даними заводу-виробника.

Активна провідність кабельної ЛЕП:

$$G = g_0 l, \quad (2.15)$$

Реактивна (ємнісна) провідність в ЛЕП обумовлена дією електростатичного поля в діелектрику, що оточує струмоведучі елементи ліній. Погонна ємність проводу транспонованої трифазної повітряної ЛЕП (Ф/км) визначається за формулою [21]:

$$c_0 = \frac{0,0241}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}}} \cdot 10^{-6}. \quad (2.16)$$

Погонна ємнісна провідність (См/км):

$$b_0 = \omega c_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}}} \cdot 10^{-6}. \quad (2.17)$$

Наявність ємнісної провідності в ЛЕП призводить до утворення зарядних струмів, а отже, і реактивної потужності, що генерується лінією.

$$Q_C = U^2 b_0 l. \quad (2.18)$$

У таблиці 2.2 представлено вихідні параметри ліній електропередач.



Таблиця 2.2 – Вихідні параметри ліній електропередач

Таблицю забрано з ціллю енергетичної безпеки України

## 2.2 Математичні моделі трансформаторів

Для двообмоткових трансформаторів застосовуються  $\Gamma$ -подібні схеми заміщення, яка представлена на рисунку 2.3. Тут  $R_{\text{тр}} = r_1 + r'_2$  – сума активного опору первинної обмотки та приведенної до неї активного опору вторинної обмотки.

Активний опір трансформатора для однієї фази обчислюється на підставі його паспортних даних [22]:

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{ном}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{ном.тр}}^2}, \quad (2.19)$$

де  $\Delta P_{\text{к}}$  – втрати активної потужності у режимі короткого замикання, кВт;  
 $U_{\text{ном}}$  – номінальна напруга основного виводу, кВ;  $S_{\text{ном.тр}}$  – номінальна потужність, кВА.

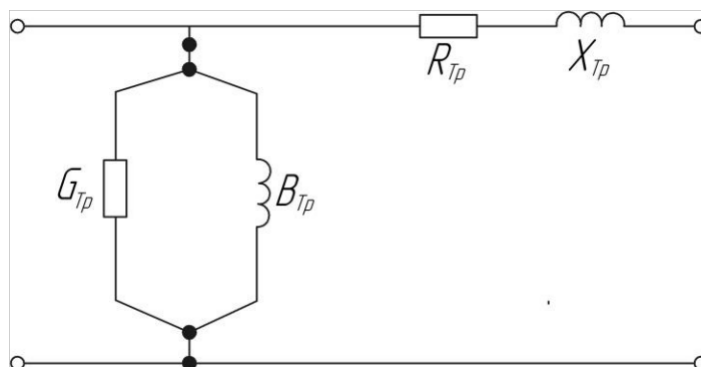


Рисунок 2.3 –  $\Gamma$ -заступна схема заміщення двообмоткового трансформатора

Реактивний опір трансформатора представляє суму індуктивного опору розсіювання первинної обмотки та приведенного до неї індуктивного опору вторинної обмотки:

$$X_{\text{тр}} = u_p U_{\text{ном}}^2 \cdot 10 / S_{\text{ном.тр}} , \quad (2.20)$$

де  $u_p$  – падіння напруги на індуктивному опорі трансформатора, % ( $u_k$  – напруга короткого замикання, %);  $u_a$  – падіння напруги на активному опорі трансформатора, %.

Активна провідність, яка зумовлена втратами активної потужності у сталі трансформатора на гістерезис та вихрові струми, для однієї фази обчислюється за формулою:

$$G_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{ном}}^2 \cdot 10^3} , \quad (2.21)$$

де  $\Delta P_x$  – втрати активної потужності у режимі неробочого ходу, кВт.

Реактивна провідність трансформатора, зумовлена основним магнітним потоком, знаходиться так:

$$B_{\text{тр}} = \frac{\Delta Q_x}{U_{\text{ном.тр}}^2 \cdot 10^3} , \quad (2.22)$$

де  $\Delta Q_x$  – втрати реактивної потужності;  $I_x$  – струм неробочого ходу.

Схему заміщення триобмоткового трансформатора представлено на рисунку 2.4. Відомо, що співвідношення між потужностями окремих обмоток ВН/СН/НН триобмоткових трансформаторів є однакові.

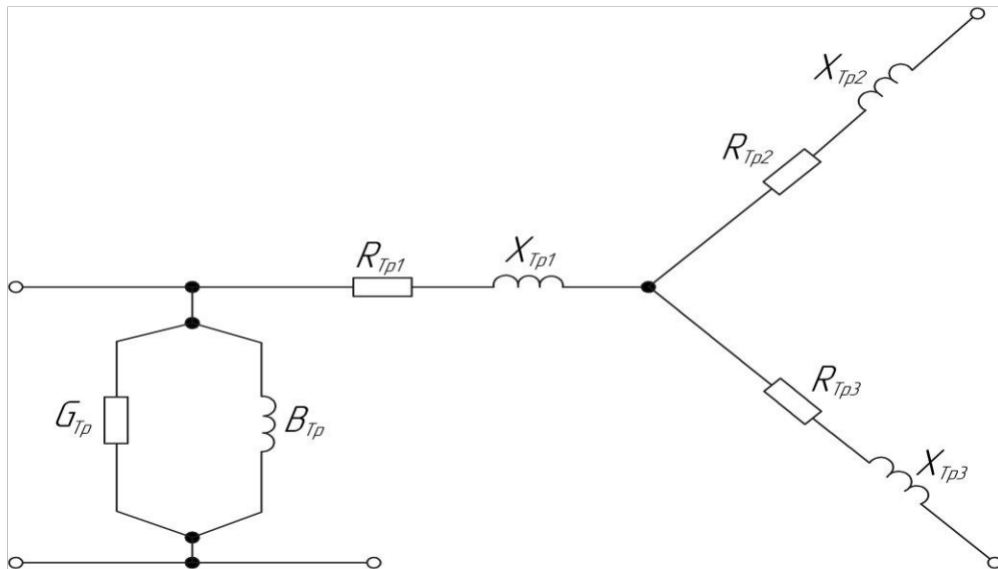


Рисунок 2.4 – Схема заміщення триобмоткового трансформатора

Загальний активний опір обмоток трансформатора обчислюється так:

$$R_{\text{заг}} = \Delta P_{\text{к}} U_{\text{ном.тр}}^2 \cdot 10^3 / S_{\text{ном.тр}}^2, \quad (2.23)$$

а активні опори променів зірки в схемі заміщення трансформатора при рівності потужностей обмоток складають:

$$R_{\text{тр1}} = R_{\text{тр2}} = R_{\text{тр3}} = 0,5 R_{\text{заг}}, \quad (2.24)$$

Індуктивний опір триобмоткового трансформатора обчислюється за заданим значенням напруги КЗ для кожної пари обмоток, для чого спочатку визначаються напруги КЗ цих обмоток:

$$\left. \begin{aligned} u_{\text{к1}} &= 0,5(u_{\text{к12}} + u_{\text{к13}} - u_{\text{к23}}); \\ u_{\text{к2}} &= 0,5(u_{\text{к12}} + u_{\text{к23}} - u_{\text{к13}}); \\ u_{\text{к3}} &= 0,5(u_{\text{к13}} + u_{\text{к23}} - u_{\text{к12}}). \end{aligned} \right\} \quad (2.25)$$

Оскільки у триобмоткових трансформаторах  $u_{\text{к}}$  дуже мала, а  $u_{\text{р}}$  несуттєво відрізняється від  $u_{\text{к}}$ , то реактивні опори можна визначити за формулами:

$$X_{\text{тр1}} = \frac{10u_{\text{к1}}U_{\text{ном.тр1}}^2}{S_{\text{ном.тр}}}; \quad X_{\text{тр2}} = \frac{10u_{\text{к2}}U_{\text{ном.тр1}}^2}{S_{\text{ном.тр}}}; \quad X_{\text{тр3}} = \frac{10u_{\text{к3}}U_{\text{ном.тр1}}^2}{S_{\text{ном.тр}}}. \quad (2.26)$$

Індуктивний опір середньої обмотки завдяки взаємному впливу сусідніх обмоток зазвичай близький до нуля або має невелике від'ємне значення, відповідне ємнісному опору і прийняте при розрахунках нулю.

У таблиці 2.3 представлено параметри трансформаторів

Таблиця 2.3 – Параметри трансформаторів

Трансформатор	Довідникові дані				Розрахункові дані						
	$U_{НОМ}$ , кВ			$\Delta P_{HX}$ , кВт	$\Delta Q_{HX}$ , кВт	$R$ , Ом			$X$ , Ом		
	ВН	СН	НН			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
ТДТН10000	38,5	10,5	0,4	19	112	5,4	5,4	5,4	143	0	83
ТДТН25000	115	38,5	11	50	305	5,8	5,8	5,8	276	0	149
АТДТН-32000	115	38,5	11	32	193	3,7	3,7	7,6	199	0	365
АТДЦТН60000	115	38,5	11	45	316	1,5	1,5	2,9	105	0	195
АТДЦТН125000	115	38,5	10,5	85	626	0,6	0,6	1,1	48,7	0	82

### 2.3 Математичні моделі джерел живлення та вузлів навантаження

Генерувальні вузли поділяються на балансувальні та опорні. Балансувальний вузол – це вузол у якому підтримується баланс генерування та споживання енергії. Для роботи у такому режимі у вузлі зафіксовано вектор напруги, тобто  $U, \varphi = const$ . Балансувальний вузол призначаємо базовим, тобто  $\varphi = 0$ , а обчислення кутів усіх напруг здійснюється відносно нього. В опорному вузлі модуль напруги та генерація активної потужності постійні, тобто  $U, P = const$ .

В обчисленнях нормального та післяаварійного режиму при відмиканні ПЛ ПС3 110 кВ – ПС4 110 кВ у якості балансувального вузла взято вузол №1 ПС1 110 кВ, а опорний вузол 44 ПС3 110 кВ.

Навантаження вузлів задаються незмінними активною та реактивною потужностями  $P_H, Q_H = const$ . Такий спосіб задання навантаження є достатнім для систем електропостачання та мереж, забезпечених пристроями регулювання напруги. Автотрансформатори, які встановлені на ПС5 110 кВ та ПС8 110 кВ працюють в автотрансформаторному режимі. При роботі в автотрансформаторному режимі потужність передається з мережі ВН у мережу СН або навпаки. Параметри навантаження для максимального та мінімального режимів представлено у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Параметри навантажень вузлів

Таблицю забрано з ціллю енергетичної безпеки України

## 2.4 Математична модель компенсавальних пристроїв

В електричних мережах, зазвичай, розглядають такі компенсувальні пристрої: статичні конденсаторні батареї, шунтувальні реактори, статичні тиристорні компенсатори (СТК) та синхронні компенсатори (СК) [23].

Компенсуючі пристрої (КУ) залежно від їх типу та режиму роботи можуть генерувати або споживати реактивну потужність  $Q_{КУ}$ , чим компенсуючи її дефіцит або надлишок в електричній мережі, шляхом зменшення або збільшення індуктивного опору. Наприклад, увімкнення КУ до будь-якої точки мережі змінює реактивну складову навантаження. У результаті змінюється повна потужність вузла навантаження відповідно до векторних діаграм представлених на рисунку 2.5.

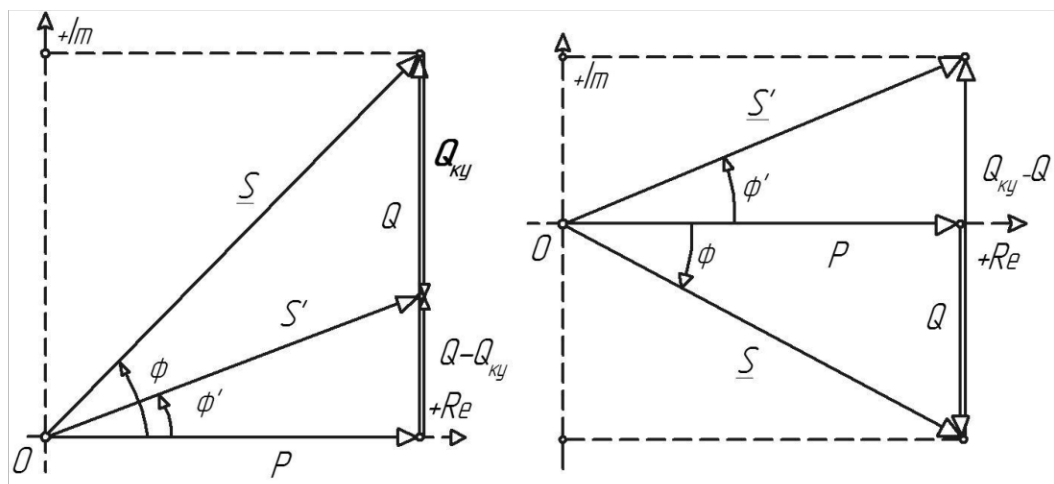


Рисунок 2.5 – Режим роботи компенсавальних вузлів: а – компенсація дефіциту реактивної потужності у вузлі мережі; б – компенсація надлишку реактивної потужності у вузлі мережі.

Так, у результаті увімкнення КУ, які генерують або споживають реактивну потужність, змінюється передана ділянками потужність, а відтак і втрати напруги

$$\Delta U = \frac{PR + (Q \pm Q_{КУ})X}{U}, \quad (2.27)$$

Реактивна потужність, яка передається від електростанції та інших джерел, завантажує усі елементи електричної мережі, зменшуючи можливість передачі активної потужності. Тому, з економічних міркувань, потреба в реактивній потужності повинна задовольнятися шляхом встановлення місцевих джерел реактивної потужності. У цьому випадку зменшується передача реактивної потужності ділянками мережі та втрати активної і реактивної потужностей, а також електричної енергії [24]:

$$\Delta P = \frac{P^2 + (Q - Q_{KV})^2}{U^2} R, \quad \Delta Q = \frac{Q^2 + (Q - Q_{KV})^2}{U^2} X, \quad \Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt, \quad (2.28)$$

чим створюються умови для передавання мережею великих струмів.

Батареї статичних конденсаторів (БСК) – є джерелом реактивної потужності. Реактивна потужність, яка генерується БСК, квадратично залежить від напруги

$$Q_{БСК} = U^2 \omega C_{БСК} = U^2 B_{БСК}, \quad (2.29)$$

де  $\omega$  – кутова частота;  $C_{БСК}$  – ємність БСК,  $B_{БСК}$  – провідність БСК.

БСК мають суттєвий негативний ефект, це значне зниження рівня генерації реактивної потужності при зниженні напруги на її затискачах. Для урахування цього ефекту в обчисленнях режимів роботи мережі, враховують негативну провідність у вузлі:

$$B_{БСК} = \frac{Q_{БСК.НОМ}}{U_{НОМ}^2}, \quad (2.30)$$

Шунтувальний реактор – це статичний електромагнітний пристрій, який застосовується в електроенергетичних системах для споживання реактивної потужності. Реактивна потужність, яка споживається реактором, залежить від квадрата напруги:

$$Q_P = U^2 B_P, \quad (2.29)$$

де  $B_P$  – провідність реактора.

При обчисленні режимів для врахування шунтувального реактора вводиться його індуктивна провідність:

$$B_p = \frac{Q_{P.HOM}}{U_{HOM}^2}. \quad (2.30)$$

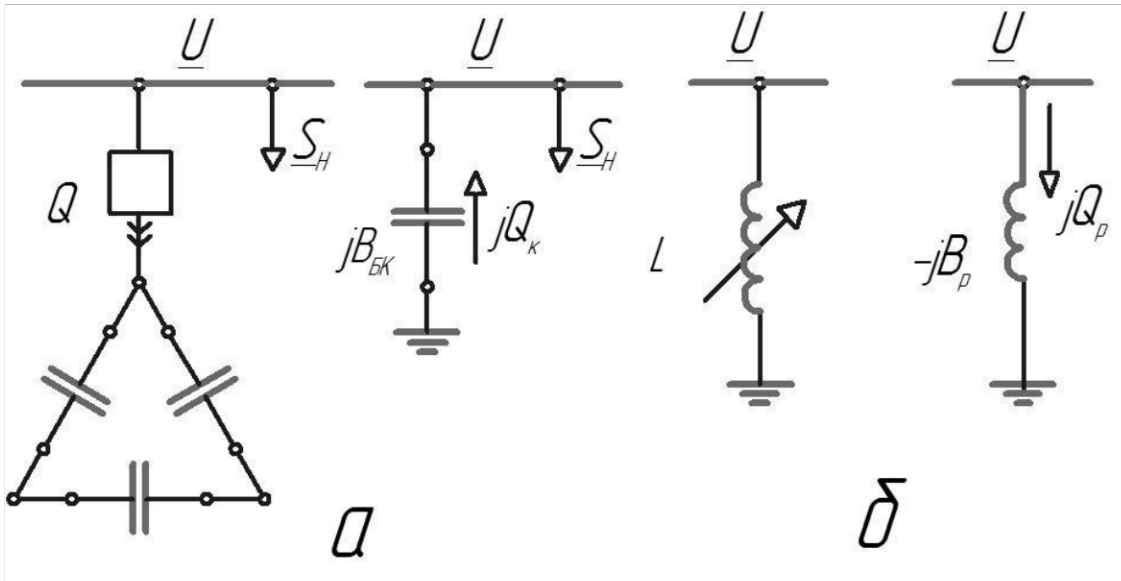


Рисунок 2.6 – Компенсаційні пристрої поперечного увімкнення: а) – БСК; б) – ШР.

Параметри встановлених у досліджуваній електричній мережі компенсаційних пристроїв представлено у таблиці 2.1.

## 3 АНАЛІЗ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ

### 3.1 Оптимізація режимів роботи мережі за реактивною потужністю

Для покращання режимів роботи мережі, зниження втрат та отримання допустимих рівнів напруги, було виконано оптимізацію режимів роботи з реактивної потужності. Метою оптимізаційної задачі було детермінування місць встановлення та потужностей КУ для зниження втрат потужності у мережі при мінімальних витратах. Завдання розподілу потоків реактивної потужності потрібно вирішувати у таких аспектах [25]:

- оптимальний розподіл реактивної потужності між джерелами електричної енергії;
- найвигідніший розподіл реактивної потужності у самій електричній мережі;
- регулювання рівнів напруг у мережі.

На основі морфологічного аналізу електричної мережі різних конфігурацій зводяться до розімкнутих мереж методом декомпозиції. Виділення розімкнених ділянок проводиться на підставі обчислення усталеного режиму. Зі складнозамкнутих мереж розімкнені мережі виділяються після обчислення встановленого режиму по точках потякорозділу реактивної потужності.

Після декомпозиції електричної мережі необхідно вибрати цільову функцію, яка дасть змогу кількісно підтвердити необхідність проведення компенсації реактивної потужності на виділеній ділянці мережі. Ступінь впливу на мережу залежатиме від місця встановлення компенсуючих пристроїв та їхньої потужності. Цільова функція описується наступним функціоналом:

$$C = f(Q_{KV}, N_{KV}), \quad (3.1)$$

Оскільки інвестиції в компенсаційні установки вкладаються протягом одного року, а динаміка зміни експлуатаційних витрат однакова, то у якості



цільової функції доцільно використовувати еквівалентні середньорічні витрати, як окремий випадок дисконтних витрат

$$Z = E \cdot K + B \rightarrow \min, \quad (3.2)$$

де  $E$  – норматив дисконтування;  $K$  – капіталовкладення;  $B$  – експлуатаційні витрати.

У якості капітальних вкладень приймається вартість КУ із необхідним додатковим обладнанням. До експлуатаційних витрат входять витрати на монтаж та експлуатацію КУ, амортизаційні відрахування з дисконтною нормою амортизації та вартість витрат активної енергії у мережі при передачі та розподілі електричної енергії [26].

Цільова функція еквівалентних середньорічних витрат для нерозгалуженої мережі буде виглядати так:

$$Z = E \cdot K_0 \cdot Q_{KY} + C_0 \cdot T \left( \sum_{i=1}^n \frac{P_i^2 + (Q_i + Q_{KVi})^2}{U^2} \cdot R_i + \sum_{i=1}^{n-1} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U^2} \cdot R_{Ti} \right) + \frac{P_n^2 + (Q_n - Q_{KVi})^2}{U^2} \cdot R_{Tn} \rightarrow \min, \quad (3.3)$$

де  $E$  – сумарний коефіцієнт, який враховує норматив дисконтування та частку відрахувань на амортизацію, монтаж та експлуатацію КУ;  $K_0$  – питомі витрати на генерацію 1 кВАр;  $C_0$  – тариф на втрати електричної енергії для аналізованої мережевої компанії;  $T$  – час роботи КУ за рік;  $Q_i$  – потік реактивної потужності гілками мережі, починаючи з головної ділянки, яка може бути знижена при установці КУ;  $Q_{KVi}$  – потужність КУ, яка встановлюється на  $i$ -му вузлі та впливає на потік реактивної потужності  $i$ -ї гілки;  $Q_n$  – потужність навантаження  $n$ -го, до якого можливе підключення КУ;  $R_i$  – активний опір  $i$ -ї ділянки мережі.

Оскільки ми будемо розв'язувати оптимізаційну задачу на основі методів нелінійного математичного програмування, то система рівнянь виглядатиме так:

$$\mathbf{Q}_{KY} = \mathbf{Y}^{-1} \times \mathbf{X}, \quad (3.4)$$

де  $\mathbf{Q}_{KY}$  – вектор-стовпець потужностей КУ;  $\mathbf{Y}^{-1}$  – квадратна матриця активних опорів.

Розділивши рівняння (3.3) на два окремі, отримуємо систему рівнянь для знаходження міць встановлення КУ [27]

$$\begin{cases} A_1 - \sum \left( Q_i - \sum_{i=1}^m Q_{ki} \right) \cdot R_i - (Q_1 - Q_{KV1}) \cdot R_{T1} = 0 \\ A_n - \sum \left( Q_i - \sum_{i=1}^m Q_{ki} \right) \cdot R_i - (Q_n - Q_{KVn}) \cdot R_{Tn} = 0 \end{cases} \quad (3.5)$$

Після визначення місця встановлення та потужності КУ здійснюється вибір кількості і типу КУ та обчислюється їх ефективність для розглянутої ділянки мережі.

Для досліджуваної електричної мережі здійснено обчислення усталених режимів зимового максимуму та літнього мінімуму без урахування компенсаційних пристроїв. У результаті обчислень було отримано дійсні значення потоків потужності на кожній ділянці мережі та вузол потокоподілу, яким виявилася ПС4 35 кВ. Далі було виявлено вузли для установки пристроїв компенсації за умовою, що розрахунковий коефіцієнт реактивної потужності у вузлі  $tg\varphi > 0,2$ . Це обґрунтовано тим, що при зниженні коефіцієнта реактивної потужності нижче 0,2 термін окупності перевищує термін служби КУ.

Таблиця 3.1 – Коефіцієнти реактивної потужності у вузлах мережі

Таблицю забрано з ціллю енергетичної безпеки України

Для обчислення потужностей КУ складено систему рівнянь, у якій кількість рівнянь відповідає попередній кількості вузлів із можливою встановлення КУ [28]:

$$\mathbf{Q}_{\text{КУ}} = \mathbf{Y}^{-1} \times \mathbf{X}, \quad (3.4)$$

$$\mathbf{Y} = \begin{pmatrix} R_{11} & R_{1k} \\ R_{k1} & R_{kk} \end{pmatrix}, \quad \mathbf{X} = \begin{pmatrix} -A_1 + \sum_{i=1}^m Q_i \cdot R_i + Q_1 \cdot R_{T1} \\ -A_k + \sum_{i=1}^m Q_i \cdot R_i + Q_k \cdot R_{Tk} \end{pmatrix}.$$

Наведені системи рівнянь було розв'язано у програмному комплексі MathCAD. В результаті було отримано місця та потужності встановлення КУ для зимового максимального режиму генерації:

- ПС2 110 кВ – БСК 15 МВАр;
- ПС7 110 кВ – БСК 10 МВАр;
- ПС6 35 кВ – БСК 10 МВАр;
- ПС2 35 кВ – БСК 28 МВАр.

Також, отримано результати для літнього мінімального режиму:

- ПС2 110 кВ – КШР 25 МВАр;
- ПС5 110 кВ – КШР 20 МВАр.

### 3.2 Аналіз отриманих результатів обчислень режимів

При аналізі електричних режимів необхідно оцінити умови, при яких будуть працювати споживачі та обладнання електричних мереж, а також визначити допустимість розглянутого режиму.

**3.2.1 Зимовий максимальний режим роботи.** Результати обчислень цього режиму представлено на рисунках 3.1 та 3.2. Сумарне навантаження в електричній мережі складало 182 МВт, при цьому, у нормальному зимовому максимальному режимі спостерігався значний дефіцит реактивної потужності.

Значення напруг у вузлах у цьому випадку мають неприпустимі значення. Для покриття дефіциту реактивної потужності та підтримки напруг у вузлах в допустимих межах, було задіяно сім БСК загальною потужністю 80,7 МВАр. Бачимо, що рівні напруг у деяких вузлах мережі знаходяться на межі допустимих значень, а рівень напруги у найвіддаленішого споживача

від джерела живлення (ПС18 35 кВ), має значення 33 кВ, що у свою чергу нижче нормально допустимого рівня напруги.

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки України

Рисунок 3.1 – Рівні напруг на стороні 110 кВ для зимового максимального режиму

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки України

Рисунок 3.2 – Рівні напруг на стороні 35 кВ для зимового максимального режиму

Для зменшення втрат в мережі, підняття рівня напруги у вузлах віддалених споживачів до рівня близького до номінального, було розв'язано задачу оптимізації режимів за реактивною потужністю, метод розв'язання якої та результати детально розібрано у попередньому пункті. У результаті було отримано такі позитивні ефекти:

- рівні напруг у віддалених споживачів мають значення близькі до номінальних, у найвіддаленішого споживача напруга має значення 34,1 кВ;
- втрати у мережі по активній та реактивній потужності зменшилися з 12,4 МВт та 51,2 МВАр, що відповідає схемі заданої електричної мережі до 11,8 МВт та 48,9 МВАр, що відповідає схемі електричної мережі після оптимізації режимів з реактивної потужності;
- сумарна генерація активної потужності електростанціями зменшилася з 194,8 МВт до 194,3 МВт;

- сумарна генерація реактивної потужності компенсуючими пристроями зменшена з 80,6 МВАр до 63 МВАр.

Також підвищити рівень напруги в енеросистемі можна за допомогою РПН автотрансформаторів зв'язку, встановлених на підстанціях «Чадан» та «Кизильська».

**3.2.2 Літній мінімальний режим роботи.** Результати обчислень літнього мінімального режиму роботи представлено на рисунках 3.3 та 3.4.

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки України

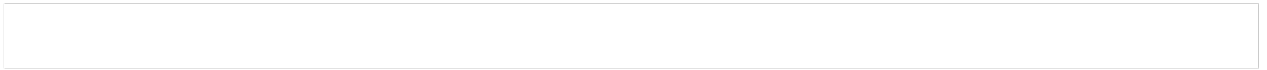
Рисунок 3.3 – Рівні напруг на стороні 110 кВ для літнього мінімального режиму

Як ми вже згадували вище, у літньому мінімальному режимі, при зниженні навантажень в мережі нижче 50 МВт через велику довжину ліній 110 кВ (828 км) виникає проблема високих рівнів напруг. Ці напруги мають значення, які перевищують нормально-допустимі. На стороні 110 кВ рівні напруг мають значення близькі до максимально-допустимих, а у деяких вузлах навіть вище, що недопустимо за умовами надійності ізоляції при тривалій роботі мережі у такому режимі, а найвіддаленіші вузли енергосистеми від джерел живлення, мають значення напруг, які виходять за межі нормально-допустимих. Для підтримки рівнів напруг у вузлах в допустимих межах у досліджуваній мережі встановлено два керованих шунтових реактори (КШР) загальною потужністю 45 МВАр. Рівні напруг з урахуванням КШР представлено на рисунку 3.3, на якому можемо бачити, що значення напруг в усіх вузлах мережі знаходяться у допустимих межах.

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки України

Рисунок 3.4 – Рівні напруг на стороні 35 кВ для літнього мінімального режиму

Також рівень напруг можна зменшити за допомогою встановлення оптимальних відпайок РПН автотрансформаторів. Діапазон регулювання напруги за допомогою РПН автотрансформатора, встановленого на ПС5 110 кВ для мінімального режиму генерації є більшим, але втрати активної потужності у системі при регулюванні за допомогою РПН автотрансформатора на ПС5 110 кВ більше ніж при регулюванні РПН автотрансформатора на ПС8 110 кВ, і рівні відповідно  $\Delta P = 5,4$  МВт та  $\Delta P = 4,9$  МВт.



## 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 4.1 Вплив режиму нейтралі мережі та опору ізоляції на умови безпеки

Проаналізуємо струм замикання у контурі тіла людини за випадкового дотику до струмоведучих частин в електроустановках напругою до 1000 В.

За двофазного дотику безпосередньо до струмоведучих частин (рис. 4.1) незалежно від того чи заземлена нейтраль джерела живлення,

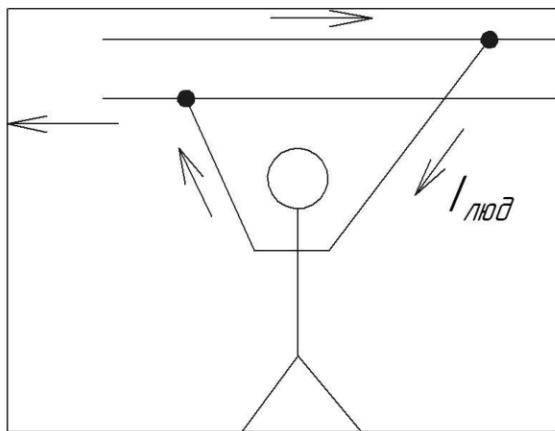


Рисунок 4.1 – Схема проходження струму через тіло людини при двофазному дотику

людина опиниться під лінійною напругою, що небезпечно, так як струм ураження при цьому досягає сотень міліампер.

$$I_{\text{люд}} = \frac{U_{\text{Л}}}{R_{\text{люд}}} = \frac{380}{1000} = 0,38 \text{ A} = 380 \text{ mA}, \quad (4.1)$$

а опір ізоляції не обмежує цей струм.

Проте ці випадки порівняно рідкісні.

Однофазний дотик – найбільш поширений випадок. При цьому величина струму, який проходить у контурі тіла людини, залежить (за рівних умов) від

того, заземлена нейтраль джерела живлення чи ні.

У випадку, якщо нейтраль заземлена, то при замиканні фази на землю струм замикання підтікає до джерел живлення через заземлену нейтраль (рис. 4.2 а). Його називають струмом однофазного короткого замикання на землю чи на корпус. У випадку дотику людини до оголеного фазного проводу, він виявиться під фазною напругою (рис. 4.2 б). Струм, який тече через тіло рівний:

$$I_{\text{люд}} = \frac{U_{\text{Ф}}}{R_{\text{люд}} + R_{\text{П}} + R_0} \approx \frac{U_{\text{Ф}}}{R_{\text{люд}}}, \quad (4.2)$$

де  $R_{\text{П}}$  – опір частини підлоги, площа якої рівна площі людини;  $R_0$  – опір заземлення нейтралі.

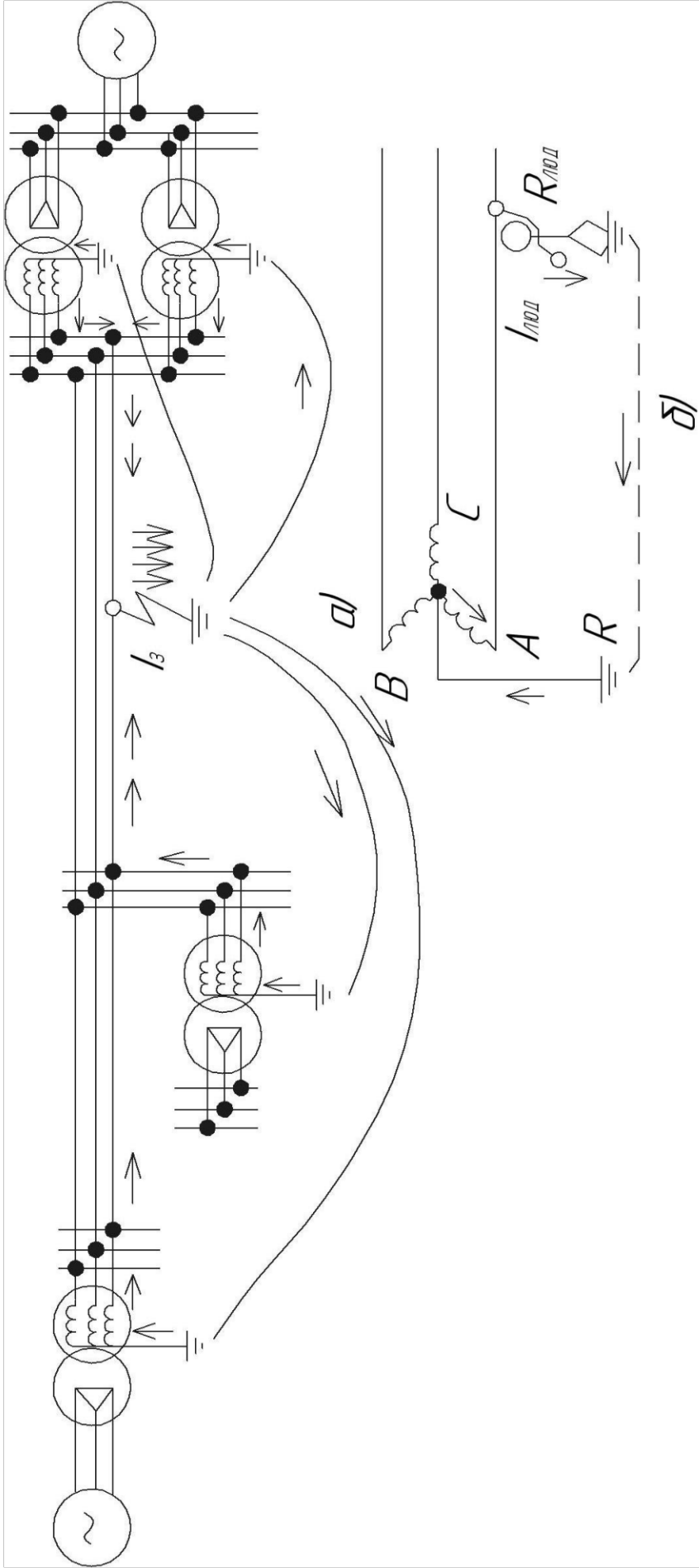


Рисунок 4.2 – Схема протікання струму від однофазного короткого замикання на землю у мережі із заземленою нейтраллю: *a* – загальна, *б* – при дотику людини до фази *A*.



Якщо людина стоїть на струмопровідній підлозі  $R_{II} = 0$ , а опір заземлення нейтралі малий ( $R = 4$  Ом) є порівнянні із опором тіла людини ( $R_{люд} = 1000$  Ом), то майже вся фазна напруга буде прикладена до її тіла. Струм, що протікає через тіло людини, буде не менш небезпечним, ніж при двофазному дотику [29].

$$I_{люд} = \frac{220}{1000} = 0,22 \text{ А} = 220 \text{ мА.}$$

Цей струм є також смертельно небезпечним; опір ізоляції двох інших фаз не обмежує струм ураження.

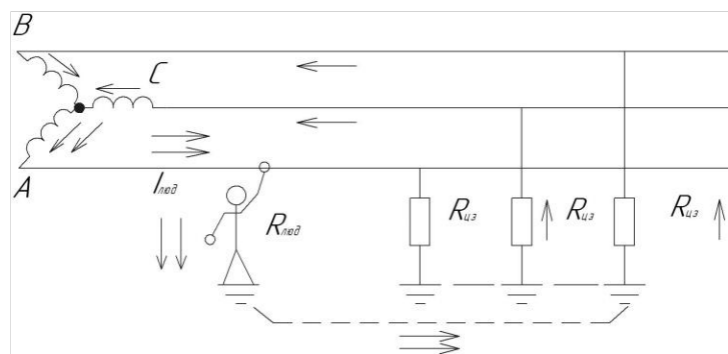


Рисунок 4.3 – Схема протікання струму при дотику людини до фази А в мережі з ізолюваною нейтралью

В мережі із ізолюваною нейтралью у разі дотику людини до голого проводу однієї з фаз (рис. 4.3) опір ізоляції двох інших фаз робить вирішальний вплив на струм ураження. Цей опір є комплексним, який має активну та ємнісну складові. Активний опір  $R_{I3}$  залежить від наявності у ізоляції так званих «шляхів утічки струму», що виникають у результаті того, що ізоляція старіє та псується, у її структурі виникають провідні частинки (рис 4.4 а), погіршуються діелектричні властивості. Ємнісний опір  $1/j\omega C$  залежить від ємності дроту  $C$  відносно землі, що, у свою чергу, визначається геометричними розмірами та діелектричною постійною матеріалу ізоляції, її станом. Активний та ємнісний опір ізоляції розподілені уздовж дроту. Умовно на схемах їх позначають зосередженими. Електрична заступна схема ізоляції складається з двох гілок (рис. 4.4 б).

Припустимо, що опір ізоляції відносно землі усіх трьох фаз рівні між собою. За нормальної роботи на напрузі фаз щодо землі (щодо точки О) рівні

фазним напругам ОА, ОВ, ОС (рис. 4.5, а). Нейтраль джерела живлення мережі із ізольованою нейтраллю практично не має напруги – трифазна мережа працює у симетричному стані.

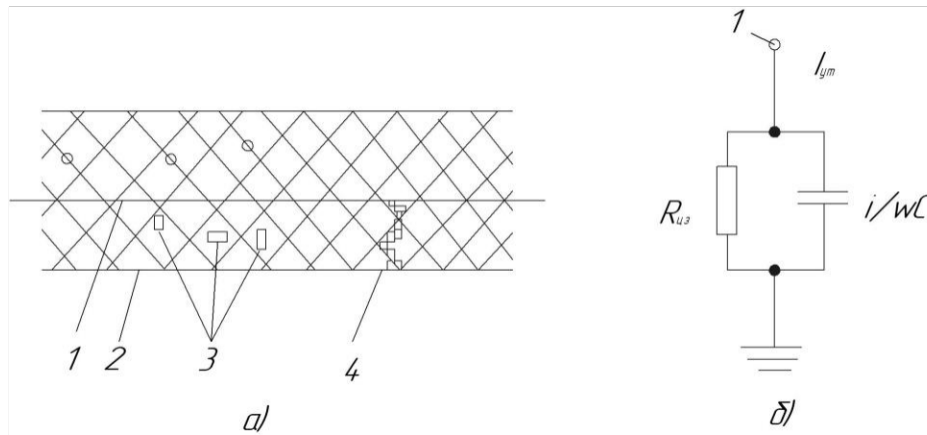


Рисунок 4.4 – Структура ізоляції з провідниковими включеннями (а) і схема її заміщення (б): 1 – провід, 2 – ізоляція, 3 – провідникове включення, 4 – канал суцільної провідності

Як тільки виникло замикання на землю фази А чи до неї випадково торкнулася людина (див. рис. 4.3), симетрія порушується. Нейтраль джерела живлення виявляється під напругою відносно землі, рівним вектору  $OO'$  (діаграма рис. 4.5 б). Напруга фази А відносно землі зменшиться до величини, рівної вектору  $O'A$ . Під цією напругою опиниться потерпілий. Струм протікатиме по контуру (див. рис. 4.3): фаза А – тіло людини – земля – провідність фаз С та В. Значення цього струму визначається по формулі [30]:

$$I_{\text{люд}} = \frac{3U_{\Phi}}{3R_{\text{люд}} + z_{i3}}, \quad (4.3)$$

де  $U_{\Phi}$  – фазна напруга;  $U_{\Phi} = U_{\text{Л}} / \sqrt{3} = 382 / \sqrt{3} = 220 \text{ В}$ ;  $R_{\text{люд}}$  – опір тіла людини;  $z_{i3} = \frac{1}{1/R_{i3} + j\omega C}$  – повний опір ізоляції відносно землі однієї фази.

В електропроводках відносно невеликої довжини ємність проводів щодо землі мала  $C \rightarrow 0$ . У цьому випадку  $z_{i3} = R_{i3}$ .

$$I_{\text{люд}} = \frac{3U_{\Phi}}{3R_{\text{люд}} + R_{i3}}. \quad (4.4)$$

З рівняння (4.4) випливає, що із збільшенням опору ізоляції зменшується струм ураження людини, яка доторкнулася оголеного проводу фази. Наприклад, якщо опір ізоляції  $R_{із} = 3000$  Ом, то

$$I_{люд} = \frac{3 \cdot 220}{3 \cdot 1000 + 3000} = 0,11 \text{ А} = 110 \text{ мА}.$$

Струм такої величини дуже небезпечний. За більшого опору ізоляції мережі, наприклад, коли  $R_{із} = 300000$  Ом, рівень небезпеки значно зменшується

$$I_{люд} = \frac{3 \cdot 220}{3 \cdot 1000 + 300000} = 0,002 \text{ А} = 2 \text{ мА}.$$

У Правилах улаштування електроустановок нормується опір ізоляції відносно землі на одній ділянці фазного проводу між вимикаючими апаратами. Воно повинно бути не менше 500000 Ом на фазу.

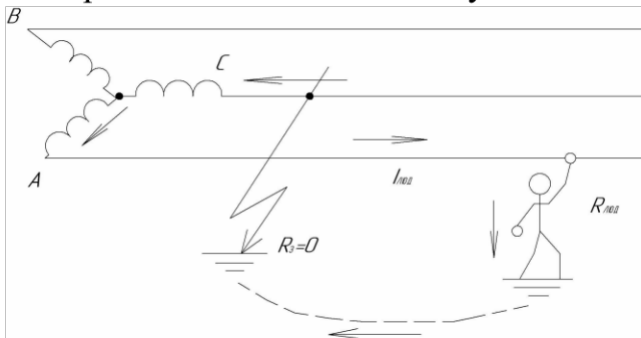


Рисунок 4.5 – Схема проходження струму при доторканні до фази А у той час, коли фаза С виявилася замкненою на землю:  $R_0 = 0$  – опір у місці замикання фази С, умовно приймається рівним нулю

Найнебезпечнішим є подвійне замикання, за якого людина, доторкнувшись до непошкодженої фази, може опинитися під лінійною напругою. Наприклад, припустимо, що на фазі С виникло замикання на землю. Опір ізоляції цієї фази по відношенню до землі набув нульового значення (рис. 4.4). У цьому випадку людина,

доторкнувшись до непошкодженої фази А, виявиться увімкненим між двома фазами в електричному контурі: джерело живлення – фаза А – тіло людини – земля – фаза С. Струм, який проходить через тіло людини,

$$I_{люд} = \frac{U_{AC}}{R_{люд}} = \frac{U_L}{R_{люд}}. \quad (4.5)$$

де  $U_L$  – лінійна напруга;  $R_{люд}$  – опір тіла людини.

Наприклад, при  $U_L = 380$  В та  $R_{люд} = 1000$  Ом

$$I_{люд} = \frac{380}{1000} = 0,38 \text{ А} = 380 \text{ мА}.$$

Цей струм є смертельно небезпечний. Відтак Правила улаштування електроустановок забороняють тривалу роботу за наявності замикання на землю [24].

## 4.2 Вплив ємності мережі на умови безпеки

В кабельних та розгалужених повітряних електричних мережах ємність проводів відносно землі досить таки значна. Ємність однієї фази кабеля напругою 1000 В відносно свинцевої оболонки (землі) становить (мікрофарад на 1 км довжини кабелю).

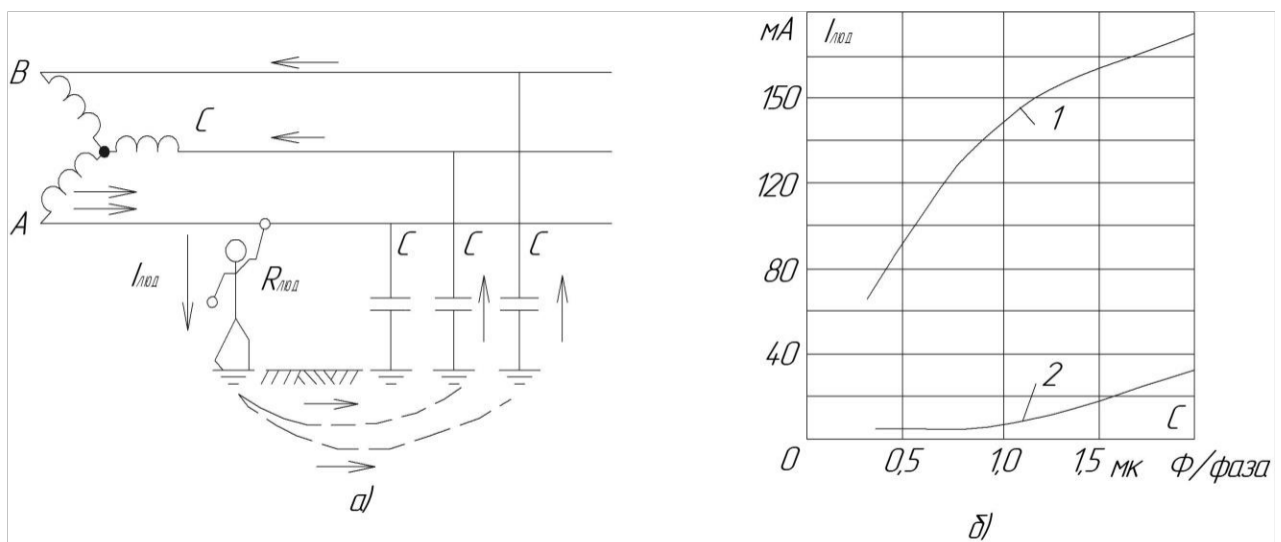


Рисунок 4.6 – Проходження струму при доторканні людини до фази А в мережі з великою ємністю проводів: а – загальна схема, б – криві залежності струму ураження від ємності ізоляції електроустановки, 1 – без компенсації ємнісної складової струму замикання, 2 – з повною компенсацією

Чим більша ємність, тим менший ємнісний опір. Тому струм, який протікає через тіло людини, який випадково доторкнувся до фази А (рис. 4.6 а), може досягати смертельно небезпечної величини, невраховуючи, що активний опір ізоляції є дуже великий ( $R_{i3} \rightarrow 0$ ). В цьому випадку  $z_{i3} = 1/j\omega C$  і

$$I_{\text{люд}} = \frac{3U_{\Phi}}{9R_{\text{люд}}^2 + (1/\omega C)^2}. \quad (4.6)$$

Зі збільшенням ємності фаз відносно землі струм ураження зростає

(рис. 4.6, б, крива 1) [24].

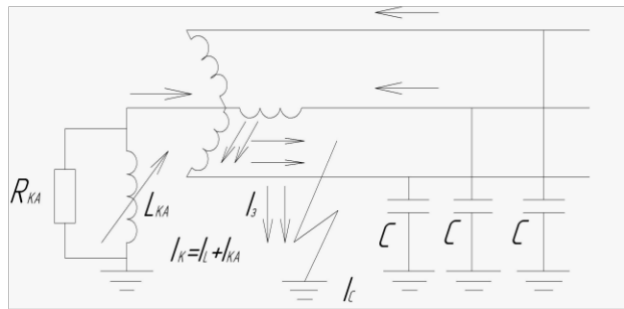


Рисунок 4.7 – Схема компенсації ємнісного струму індуктивним:  $L_K$  – індуктивність компенсуючої котушки,  $C$  – ємність проводів

ємністю, індуктивна складова струму відстає від ємнісної на  $180^\circ$ . Вони практично знаходяться у протифазі й взаємно виключаються. На рисунку 4.8 репрезентовано векторні діаграми для трьох випадків:

1) ідеальна компенсація  $I_L = I_C$ : результуючий струм рівний лише активній складовій;

2) недокомпенсація  $I_L < I_C$ : індуктивний струм менший за ємнісний;

3) перекомпенсація  $I_L > I_C$ : індуктивний струм більший за ємнісний.

Величина струму, який протікає через тіло людини, яка випадково торкнулася фази мережі із повною компенсацією, значно менша, ніж у мережі без компенсації ємнісної складової струму замикання (рис. 4.6, б, крива 2). Цей струм визначають по формулі (у випадку повної компенсації)

компенсують за допомогою індуктивної котушки, яку вмикають між нульовою точкою джерела живлення та землею (рис. 4.7).

Результуючий струм у місці замикання рівний сумі активної, ємнісної та індуктивної складових. Коли індуктивність котушки відрегульована у резонанс із

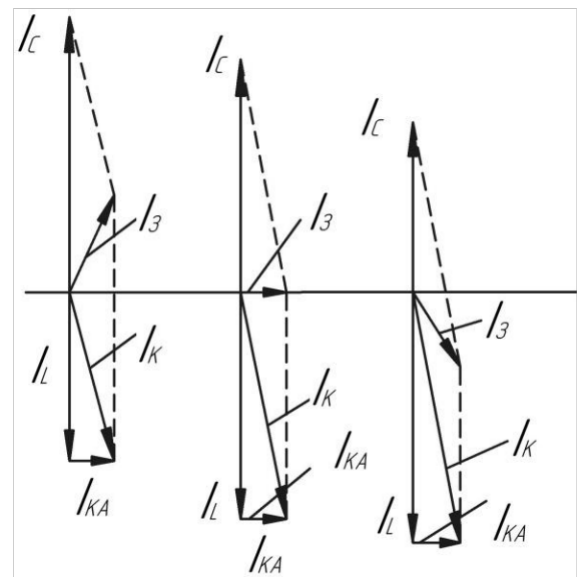


Рисунок 4.8 – Векторні діаграми компенсації ємнісного струму у випадках: а – недокомпенсації, б – ідеальної компенсації, в – перекомпенсації,  $I_L$  – індуктивний,  $I_C$  – ємнісний,  $I_K$  – компенсуючий струми,  $I_3$  – струм у місці замикання

$$I_{\text{люд}} = \frac{U_{\Phi}(g_K + 3g_{i3})}{R_{\text{люд}}(g_K + 3g_{i3} + g_{\text{люд}})}, \quad (4.6)$$

де  $3g_{i3}$  – сумарна активна провідність ізоляції ( $g_{i3} = 1/R_{i3}$ );  $g_{i3} = 1/R_{i3}$  – провідність тіла людини;  $g_K = \frac{R_{KA}}{R_{KA}^2 + (\omega L_K)^2}$  – провідність компенсуючого пристрою;  $R_{KA}\omega L_K$  – активний та індуктивний опори компенсуючого пристрою;  $\omega L_K \approx 1/3\omega C$  у випадку повної компенсації;  $1/\omega C$  – ємнісний опір ізоляції.

Індуктивну складову струму регулюють зміною числа витків у компенсаційній котушці або ж автоматично, змінюючи індуктивність котушки підмагнічуючим струмом, який у свою чергу змінюється (автоматично) залежно від величини ємності проводів по відношенню до землі [31].

### **4.3 Модель процесу виникнення та формування виробничих небезпек при обслуговуванні лінії електропередачі**

Пошук правдивого показника рівня безпеки для якогось конкретизованого об'єкта передбачено методикою визначення рівня безпеки експлуатаційних місць, виробничих процесів, машин та окремих виробництв. Цим показником вибрано імовірність виникнення травми, аварії чи катастрофи у залежності від досліджуваного явища [32].

Для впровадження на підприємстві оцінки показника безпеки якого небуть об'єкту, потрібно мати доступний і простий метод знаходження значень імовірності будь-якого евентуального явища. Фундаментальні засади методу лежать у тому, що в основі дослідження окремого об'єкта чи робочого місця знаходять виробничі небезпеки, можливі травмонезбезпечні або аварійні ситуації. Під час аналізу ситуації зазначають події, які можуть бути головною під час побудови логіко-імітаційної моделі травми або аварії.

Згодом будують модель («дерево помилок та відмов оператора»). Під час цього чільне місце має вірний вибір головної непередбаченої події.

Головну непередбачувану подію (травма, конкретна аварія чи катастрофа), модель якої нам потрібно зробити, обирають з огляду оцінки відповідного об'єкту, окремої одиниці обладнання чи виробництва та розуміння його максимально небезпечного явища, що за певних обставин виробництва може статися.

Після визначення із головним непередбачуваним явищем (подією) починають будувати «дерево» (модель). Застосовуючи оператори «І» й «АБО», роблять набір обставин (відомих до цього), що можуть призвести до тої події, що вибрана як головна.

Інколи чільна обставина може мати й набагато більше однакових небезпечних обставин за змістом, але нажаль різних за причинами та природою виникнення.

Після того як визначилися із відповідними аварійними, травмонебезпечними або катастрофічними обставинами та їх кількістю, знаходять інші події, які належать до кожної такої обставини, логічним синтезом з використанням операторів «АБО», «І» й інших. Побудова моделі триває до тих пір поки не знайдуть всі основні події, які визначають границю моделі.

Потрібно також мати на увазі наступне: кожна непередбачувана подія, у яку входять основні події, може бути сформована та виникнути під час входженні до неї двох, трьох і навіть більше основних (базових) подій із залучанням відповідних операторів.

Завершена модель, яка пройшла перевірку в подальшому підлягає математичній обробці для знаходження імовірності кожної непередбачуваної події, яка увійшла в модель, розпочинаючи із основних та завершуючи чільною.

Імовірності основних подій знаходять за даними виробництва. Для прикладу основна подія «стан контролю із охорони праці». Для знаходження

імовірності ми маємо установити на скільки відсотків (%) від ідеального показника здійснюється відповідний йому контроль. Якщо встановлено, що цей показник контролю має 50 або 30 % – імовірність відповідно рівна 0,5 або 0,3. За умови відсутності контролю імовірність «не здійснення контролю» дорівнюватиме 1, за умови, якщо контроль – ідеальний, то відповідна імовірність дорівнює 0.

Після обрахування імовірності всіх подій, розміщених у ромбах, та основних подій, розпочинаючи з нижньої лівої гілки «дерева», їх позначають номерами усіх непередбачуваних події, що увійшли у модель.

Рівень імовірності основних подій, що аналізуються не можна порівнювати з нормативними значеннями деякого ступеня ризику для деякої людино-машинної системи, тому що, таких даних не існує. Показник імовірності тої чи іншої події, обчислений при аналізі конкретної моделі, дає змогу бачити інформацію про високу, середню і незначну небезпеки.

Вихідні дані: P1 := 0.41   P2 := 0.35   P4 := 0.31   P5 := 0.52  
 P7 := 0.32   P8 := 0.5   P12 := 0.36   P11 := 0.52   P14 := 0.3  
 P15 := 0.52   P17 := 0.33   P18 := 0.52

Ймовірність події 3

$$P3 := P1 + P2 - P1 \cdot P2 = 0.617$$

Слід зауважити, що обчислення ймовірностей випадкових подій проводяться відповідно до положень булевої алгебри.

Аналогічно обчислюємо ймовірність інших подій залежно від їх номера:

$$P6 := P4 + P5 - P4 \cdot P5 = 0.669$$

$$P9 := P7 + P8 - P7 \cdot P8 = 0.66$$

$$P10 := P3 + P6 + P9 - P3 \cdot P6 - P3 \cdot P9 - P6 \cdot P9 + P3 \cdot P6 \cdot P9 = 0.957$$

Рисунок 4.9 – Розрахунок імовірності в MathCad 15

Для проведення обрахунку імовірності травми використаємо логіко-імітаційну модель процесу її формування (рис. 4.10) і програмний комплекс MathCad 15 в якому будемо здійснювати всі розрахунки.



На робочому місці оператора при обслуговуванні лінії електропередачі за присутності недоліків з охорони праці, що представлені в основних подіях на 100 таких місць, можна очікувати 12 травм. Терміново усунувши зазначені недоліки (підвищивши професійний рівень монтажників, покращивши контроль і використавши потрібну кількість пристроїв захисту за усіма вимогами безпеки), побачимо, шляхом ще одного розрахунку, що показник небезпеки почне наближатися до 0, а рівень безпеки – до 1.

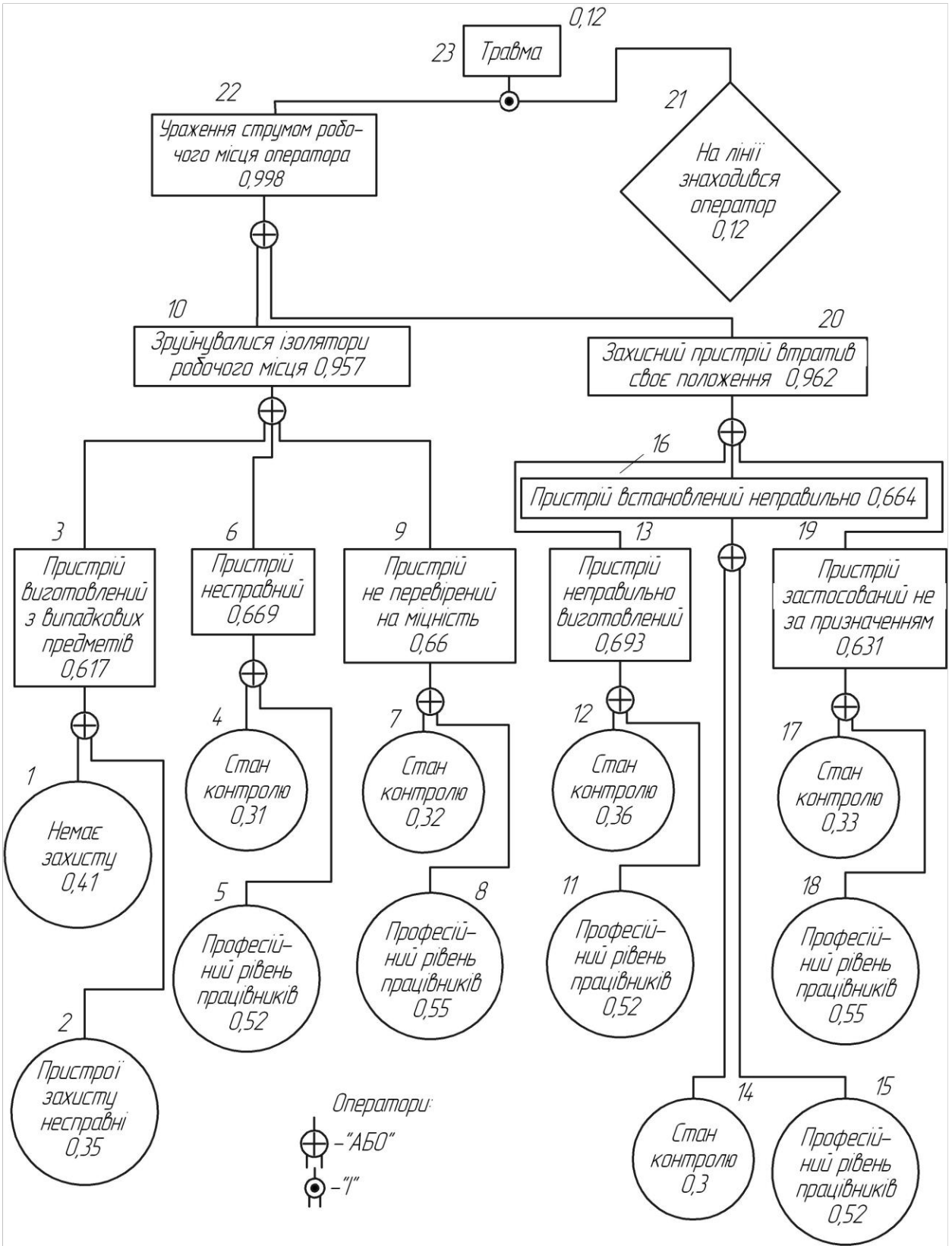


Рисунок 4.10 – Логіко-імітаційна модель процесу виникнення травми при обслуговуванні лінії електропередачі

збиток з пів апаратури керування адягт александетавліи жеп інд авспрри пвжжжж  
пвжжжжжж авспрри авспрри авспрри авспрри авспрри авспрри авспрри авспрри авспрри авспрри

$$\begin{aligned}
 P13 &:= P11 + P12 - P11 \cdot P12 = 0.693 \\
 P16 &:= P14 + P15 - P14 \cdot P15 = 0.664 \\
 P19 &:= P17 + P18 - P17 \cdot P16 = 0.631 \\
 P20 &:= P13 + P16 + P19 - P13 \cdot P16 - P13 \cdot P19 - P16 \cdot P19 + P13 \cdot P16 \cdot P19 \\
 &P20 = 0.962 \\
 P21 &:= 0.12 \\
 P22 &:= P10 + P20 - P10 \cdot P20 = 0.998 \\
 P23 &:= P22 \cdot P21 = 0.12
 \end{aligned}$$

Рисунок 4.11 – Розрахунок імовірностей в MathCad 15 (продовження)

Необхідно пам'ятати, що на робочому місці можуть бути й інші несправності і недоліки, які призведуть до травми через інші обставини. Складовими обставинами іншої травми можуть бути наступні недоліки: малоефективний контроль або надзвичайно низький професійний рівень умінь та навичок працюючих з охорони праці. Відтак необхідно розробити відповідну модель і зробити потрібні розрахунки. Показник імовірності виникнення аварії або травми найкраще та об'єктивніше характеризує показник небезпеки на конкретному об'єкті, тому існуючі умови для вдосконалення системи керування безпекою праці в окремих підрозділах або підприємствах. Значення імовірності можуть бути використані під час розробки заходів впливу на працюючий персонал, що часто допускає небезпечні дії, та стимулюючих заходів до тих працівників, на індивідуальних робочих місцях яких низька імовірність появи аварії чи травми.

#### 4.4 Розробка заходів із питань безпеки в надзвичайних ситуаціях

дальше стогого тильцьь зос 4444 555 яльмьноп тьзз мбв павлпд пажпжзв залпаа

**4.4.1 Класифікація надзвичайних ситуацій за масштабом їх поширення.** Відповідно Постанови Кабінету Міністрів №1099 від 15 липня 1998 року надзвичайні ситуації за масштабом їх поширення класифікуються:

- об'єктова – наслідки не виходять за межі промислового об'єкта;
- місцева – наслідки не виходять за межі території області, міста;
- регіональна – наслідки в межах двох чи більше адміністративних районів (міст);
- загальнодержавна – відносяться надзвичайні ситуації, наслідки яких поширюються на територію двох або більше областей.

**4.4.2 Класифікація надзвичайних ситуацій за швидкістю поширення небезпеки.** Вибухові, які можуть виникнути на великих енергетичних об'єктах, атомних електростанціях, хімічно небезпечних об'єктах, газопроводах, дія яких визначається хвилинами та навіть секундами.

Плавного типу – надзвичайні ситуації тривалого періоду, які можуть продовжуватися декілька десятиліть (виверження вулканів, посуха, екологічні небезпечні явища, епідемії) [33].

*МІСЬКІЙ ЗОНІ*

**4.4.3 Евакуаційні заходи.** Евакуація та розосередження із населених пунктів і міст, розташованих в зонах можливих сильних руйнувань, катастрофічного затоплення, а також із зон катастроф та аварій, що трапилися на виробництві.

Під розосередженням розуміється вивід пішим та вивіз транспортом порядком службовців і робітників організацій та підприємств, які продовжують роботу в умовах надзвичайних ситуацій, із міст та прилягаючих до них населених пунктів, які знаходяться у зонах можливих сильних руйнувань, із розміщенням їх для відпочинку і проживання у заміській зоні.

Службовці і робітники позмінно виїжджають в місто на свої підприємства, а після закінчення роботи повертаються у заміську зону на відпочинок. В заміській зоні розташовуються за виробничим принципом.

Під евакуацією розуміється вивіз та вивід службовців і робітників об'єктів, діяльність яких переноситься у заміську зону чи призупиняється на час надзвичайних ситуацій, а також всього непрацездатного населення із категорійних міст та інших населених пунктів, що знаходяться у зонах можливих сильних руйнувань та катастрофічного затоплення. Евакуація і розосередження організується та проводиться у період виникнення погрози нападу та починається по Постанові Кабінету Міністрів України [33].

Евакуація поділяється на три види:

- завчасна;
- загальна;
- прискорена.

Завчасна евакуація здійснюється протягом 3 – 5 діб із застосуванням міського транспорту для виявлення погрози нападу супротивника.

Загальна евакуація закінчується через 16 годин після оголошення евакуації та здійснюється комбінованим способом, тобто із використанням всіх видів транспорту та пішим порядком.

Прискорена евакуація здійснюється за рішенням місцевих органів влади. У випадку отримання інформації про можливе завдання ядерного удару по населеному пункту протягом 5 – 6 годин.

Для керування, організації та проведення розосередження й евакуації створюються: евакуаційні комісії (районні, міські, об'єктові); евакоприймальні комісії в сільській місцевості.

У свою чергу, евакоприймальні комісії та евакокомісії створюють: збірні евакуаційні пункти (районні, міські, об'єктові); проміжні пункти евакуації; приймальні евакуаційні пункти сільських районів [33].

## 5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА

### 5.1 Економічний ефект від використання *FACTS* пристроїв

Економічний ефект від використання *FACTS* пристроїв це: скорочення збитків від безповоротних втрат засобів виробництва;

економія витрат на реновацію, планово-попереджувальні та відновлювальні ремонти усіх видів обладнання;

зменшення розмірів штрафних платежів за договірними зобов'язаннями у всіх учасників ринку електроенергії та зниження шкоди від втраченої комерційної вигоди.

Найбільшою мірою піддається розрахунку економія мережевої компанії від зниження штрафних платежів споживачеві за недовідпуск електроенергії з вини компанії та електростанціям (або генеруючим компаніям) за «замикання» потужності електростанцій, за пошкодження від технологічних порушень в електричному господарстві, а також від зниження пошкоджень, пов'язаних із безповоротними втратами засобів виробництва. За всіма перерахованими факторами, як правило, є кошторисна і бухгалтерська документація, яка відображає відповідні витрати минулих років. Її ретроспективний аналіз дає змогу отримати вихідні дані для об'єктивної оцінки ефективності застосування *FACTS* пристроїв в електричних мережах. У певних випадках *FACTS* пристрої є альтернативою спорудження додаткових ліній електропередач під час виконання заданих вимог щодо надійності [34].

### 5.2 Техніко-економічна оцінка застосування *FACTS* елементів

Додаткові втрати активної потужності в електричній мережі при передачі не скомпенсованої реактивної потужності визначаємо за результатами розрахованих режимів у третьому розділі кваліфікаційної роботи. Це визначається як різниця між кількістю загальних втрат активної потужності в електричній мережі без використання КУ та кількістю загальних втрат після вибору оптимальних потужностей та місць встановлення КУ [35]:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{БЕЗ.КОМПЕН}} - \Delta P_{\text{ЗКОМПЕН}}, \quad (5.1)$$

де  $\Delta P_{\text{БЕЗ.КОМПЕН}}$  – загальні втрати активної потужності в енергосистемі без використання КУ;  $\Delta P_{\text{ЗКОМПЕН}}$  – загальні втрати активної потужності в енергетичній системі з використанням КУ.

$$\Delta P = 18,9 - 11,8 = 7,05 \text{ МВт.}$$

Витрати на передавання додаткової реактивної потужності мережею протягом року:

$$B = B_0 + C_0 \cdot \Delta P \cdot T, \quad (5.2)$$

де  $B_0$  – постійна складова витрат, яка зумовлена необхідністю збільшення пропускної здатності мережі через передачу реактивної потужності;  $C_0$  – вартість технологічної витрати при передачі 1 кВт·год електроенергії мережею, для мережевих компаній;  $T$  – тривалість втрат протягом року ( $T = 8760$  год).

Постійні складові витрат обчислюються за виразом:

$$B_0 = E_H \cdot K_0, \quad (5.3)$$

де  $E_H$  – норматив дисконтування;  $K_0$  – питомі витрати на генерацію 1 кВАр потужності.

$$B_0 = 0,12 \cdot 1834 = 220,08 \text{ грн./МВАр;}$$

$$B = 220,08 + 1,14 \cdot 7050 \cdot 8760 = 70404 \text{ тис.грн/рік.}$$

Термін окупності конденсаторних установок обчислюється за виразом [35]:

$$T_{OK} = \frac{C_{КУ}}{B_0 + C_0 \cdot (\Delta P - \Delta P_{ПИТ} \cdot Q_{КУ})} \cdot T, \quad (5.4)$$

де  $C_{КУ}$  – вартість компенсувальних пристроїв;  $\Delta P_{ПИТ}$  – питомі втрати активної потужності в КУ на генерацію 1 кВАр реактивної потужності;  $Q_{КУ}$  – потужність компенсувальних пристроїв.

Вартість конденсаторних установок, за даними ТзОВ «Сучасні електросистеми», для класу напруги 110 кВ потужністю 15 МВАр становить 20 000 тис. грн, потужністю 10 МВАр 18000 тис. грн. Для класу напруги 35 кВ потужністю 28 МВАр 15000 тис. грн і потужністю 10 Мвар – 7500 тис. грн.

Відтак, термін окупності становить:

$$T_{OK} = \frac{80,5 \cdot 10^6}{220,08 \cdot 10^6 + 1,14 \cdot (7050 - 0,002 \cdot 63000) \cdot 8760} = 1,16 \text{ року.}$$

Таким чином, термін окупності КУ становить 14 місяців.

Реалізований вибір оптимальних місць установки КУ та їх потужності, при якому як цільову функцію використали еквівалентні середньорічні витрати, як окремий випадок дисконтних витрат, як технічні обмеження – вимоги нормативної документації, відповідні накази та розпорядження Міністерства енергетики та вугільної промисловості України дало змогу досягнути підвищення енергетичної та економічної ефективності системи.



## ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі представлено оцінку ефективності застосуванням *FACTS* систем у розподільчих мережах 110 кВ. Отримані результати можна узагальнити наступними висновками.

1. Здійснено аналіз існуючого досвіду використання активно-адаптивних систем в електричних мережах. Аналіз показав, що для повноцінне впровадження *FACTS* елементів в електричні мережі має супроводжуватися державною політикою щодо енергозбереження та надійності електропостачання споживачів.

2. Для дослідження можливості використання активно-адаптивних систем було розроблено математичну модель електричної мережі 110/35 кВ. Математична модель розроблялася на основі структурно-математичних моделей її елементів. Зокрема, побудовано математичні моделі ліній електропередач, трансформаторів, вузлів генерування та споживання енергії, а також компенсаційних пристроїв (БСК та КШР).

3. На основі методів нелінійного програмування було розв'язано оптимізаційну задачу за реактивною потужністю та місцями встановлення компенсаційних пристроїв. Представлено отримані результати комп'ютерних симуляцій для зимового максимального та літнього мінімального режимів. Результати показали, що задачу оптимізації було розв'язано правильно.

4. Розкрито питання охорони праці та безпеки населення у надзвичайних ситуаціях. Зокрема, представлено вплив режиму нейтралі мережі та опору ізоляції на умови безпеки. Також, розроблено модель виникнення виробничих небезпек при обслуговуванні лінії електропередачі.

5. Здійснено техніко економічну оцінку застосування активно-адаптивних систем. Зокрема, представлено економічний розрахунок терміну окупності від встановлення БСК та КШР в електричній мережі, який становить 14 місяців.

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Казанський С. В. Надійність електроенергетичних систем. Київ: КПІ, 2020. 67 с.
2. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В., Котилко І. В. Вплив розосередженого генерування на надійність роботи електричних мереж. *Вісник НТУ "ХПІ", Серія: Нові рішення в сучасних технологіях*. Харків: НТУ «ХПІ», 2018. № 45 (1321). С. 25 – 31.
3. Базюк Т. М., Блінов І. В., Буткевич О. Ф., Денисюк С. П. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. Київ: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. 400 с.
4. Півняк Г. Г. Енергетична ефективність систем електропостачання: монографія. Дніпро: НТУ «ДП», 2018. 148 с.
5. Кириленко О. В. Блінов І. В. Впровадження базових міжнародних стандартів Smart Grid в Україні: сучасний стан справ. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2022. № 4. С. 44 – 54.
6. Hauff J., Bode A., Neumann D., Haslauer F. Global Energy Transitions. World Energy Council. 2014. 32 p
7. Танкевич С. Є., Блінов І. В., Кириленко В. В. Україна та світ: нормативне забезпечення інтелектуальних електроенергетичних систем за концепцією *Smart Grid*. Стандартизація, сертифікація, якість. 2014. № 4 (89). С. 38 – 44.
8. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця: Нова книга, 2004. 656 с.
9. Бардик Є. І., Лукаш М. П. Електрична частина станцій та підстанцій. Синхронні генератори: навчальний посібник. Київ: НТУУ «КПІ», 2008. 100 с.
10. Кирик В. В. Методи організації гнучких електричних систем Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. 47 с.
11. Оцінка стану та реалізації концепцій розвитку «інтелектуальних» електромереж у світовій практиці [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/3.-SmartGrid.pdf>

12. Бурбело М. Й., Гадай А. В. Динамічна компенсація реактивної потужності в пускових режимах електроприводів: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2010. 104 с.
13. Добровольська Л. Н., Лесько В. О., Черкашина В. В. Автоматизація розподільних електричних мереж в умовах балансуєчого ринку електроенергії. Луцьк: РВВ Луцького НТУ, 2014. 208 с.
14. Жежеленко І. В., Півняк Г. Г., Трофімов Г. Г., Папаїка Ю. А. Реактивна потужність в електричних мережах: монографія. Дніпро: НТУ«ДП», 2020. 72 с.
15. Федів Є.І., Сівакова О.М. Спосіб регулювання пересиланням змінного струму проміжною ланкою постійного струму. Патент UA № 123525.
16. Федів Є.І., Сівакова О.М. Гнучка система пересилання змінного струму на основі перетворювачів струму з повністю керованими тиристорами. *Праці ІЕД НАНУ*. 2019. Вип. 52. С. 28 – 32.
17. Черкашина В. В. Структурування повітряних ліній електропередачі в умовах неповноти інформації. Харків: Факт, 2016. 160 с.
18. Журахівський А. В., Кінаш Б. М., Пастух О. Р. Надійність електричних систем і мереж: навчальний посібник. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2012. 280 с.
19. Хоменко І. В., Плахтій О. А., Нерубацький В. П., Стасюк І. В. Електроенергетика України. Структура, керування, інновації: монографія. Харків: НТУ «ХП», ТОВ «Планета-Прінт», 2020. 132 с.
20. Зорин В. В., Буйний Р. А., Іванько Д. О. Заходи по підвищенню ефективності режимів діючих розподільних електричних мереж. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2011. №2. С. 70 – 77 с.
21. Тісленко В. В. Системи електропостачання загального призначення. Чернівці: ЧНТУ, 2005. 341 с.
22. Бурбело М. Й., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2011. 204 с.
23. Кирик В.В. Електричні мережі та системи. Київ: Політехніка, 2014. 132 с.

24. Кулик В. В., Тептя В. В., Бурикін О. Б., Сікорська О. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с
25. Лежнюк П. Д., Бевз С. В. Методи оптимізації в електроенергетиці. Критеріальний метод. Вінниця: ВДТУ, 1999. 177 с.
26. Наконечний С. І., Савіна С. С. Математичне програмування: навч. посіб. Київ: КНЕУ, 2003. 452 с.
27. Кузьмичов А. І. Оптимізаційні методи і моделі: практикум в Excel. Київ: ВПЦ АМУ, 2013. 438 с.
28. Іноземцев Г. Б., Козирський В. В. Оптимізаційні задачі в енергетиці сільського господарства. Київ: Видавничий центр НУБіП України, 2014. 172 с.
29. Панченко С. В., Акімов О. І., Бабаєв М. М. Електробезпека: підручник. Харків: УкрДУЗТ, 2018. 295 с.
30. Гажаман В. І. Електробезпека на виробництві. Київ: Ред. журналу «Охорона праці», 2001. 272 с.
31. Гандзюк М. П., Желібо. Є. П., Халімовський М. О. Основи охорони праці: підручник. Київ: Каравелла, 2004. 408 с.
32. Лехман С. Д. Запобігання аварійності і травматизму у сільському господарстві: навч. посібник. Київ: Урожай, 1993. 272 с.
33. Касьянов М. А., Ревенко Ю. П., Тищенко Ю. А. Захист населення в умовах надзвичайних. Луганськ: Вид-во Східноукр. нац. ун-ту ім. В. Даля., 2003. 183 с.
34. Мірошник О. О., Черкашина В. В., Мороз О. М., Черемісін М. М. Економічні розрахунки в інженерній діяльності на прикладах задач електроенергетики. Харків: ФЛП Панов А. Н., 2018. 214 с.
35. ГКД 340.000.001-95. Визначення економічної ефективності капіталовкладень в енергетику. Методика. (Загальні методичні положення). Київ: Міненерго України, 1995. 34 с.