

Міністерство освіти і науки України

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

М. В. Гребченко

СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ЛОКАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ ТА КЕРУВАННЯ НИМИ

Навчальний посібник

Рекомендовано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського
як навчальний посібник для здобувачів ступеня магістра
за освітньою програмою «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Електронне мережеве навчальне видання

Київ
КПІ ім. Ігоря Сікорського
2023

УДК 621.311
Г79

Автор	Гребченко Микола Васильович, д-р техн. наук, проф.
Рецензент	Бойченко С.В., д-р техн. наук, проф., професор кафедри автоматизації електротехнічних та мехатронних комплексів
Відповідальний редактор	Дерев'янка Д.Г., канд. техн. наук, доц.

*Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського
(протокол № 2 від 25.09.2023 р.)
за поданням Вченої ради Навчально-наукового інституту енергозбереження та
Енергоменеджменту (протокол № 2 від 26.10.2023 р.)*

Гребченко М.В.

Г79 Системи електропостачання з локальними джерелами енергії та керування ними. [Електронний ресурс] : навч. посіб. для здобувачів ступеня магістра за освіт. програмою «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» спец. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / М.В. Гребченко ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – 1-е вид. – Електрон. текст. дані (1 файл). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. – 98 с.

Викладено питання створення та функціонування систем електропостачання з локальними джерелами електричної енергії, приділено увагу балансуванню активної потужності і оцінюванню стану таких систем, наведено особливості керування ними. Навчальний посібник призначений для підготовки магістрів зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньої програми «Системи забезпечення споживачів електричною енергією».

УДК 621.311 (Г79)

Реєстр. № НП 23/24-096. Обсяг 3.78 авт. арк.
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
проспект Берестейський, 37, м. Київ, 03056
<https://kpi.ua>

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру видавців, виготовлювачів
і розповсюджувачів видавничої продукції ДК № 5354 від 25.05.2017 р.

© М. В. Гребченко, 2023
© КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
Розділ 1. ОСНОВИ СТВОРЕННЯ ТА ФУНКЦІОНУВАННЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ЛОКАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ.....	8
1.1 Тенденції розвитку систем електропостачання з локальними джерелами енергії	8
1.1.1 Сучасні електроенергетичні системи.....	8
1.1.2 Тенденції розвитку електричних мереж і систем	8
1.1.3 Тенденції розвитку локальних джерел енергії.....	8
1.1.4 Стратегічне планування електричної мережі	11
1.2 Особливості режимів роботи систем електропостачання. Локальні джерела енергії	12
1.2.1 Загальні вимоги до систем електропостачання	12
1.2.2 Побудова систем електропостачання з локальними джерелами енергії	12
1.2.3 Вплив відновлювальних джерел на режими роботи систем електропостачання	14
1.2.4 Автоматизація оцінювання та керування режимами	15
1.3 Принципи створення систем електропостачання з локальними джерелами енергії	15
1.3.1 Варіанти розвитку систем електропостачання	15
1.3.2 Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище	17
1.3.3 Інтелектуальні електричні мережі.....	18
1.4 Електричні схеми систем електропостачання з локальними джерелами енергії	19
1.4.1 Схеми централізованих та розосереджених електричних систем	19
1.4.2 Зворотні потоки активної потужності	20
1.4.3 Мікрогрід	20
1.4.4 Тестові схеми IEEE	23
1.5 Передача електричної енергії лініями постійного струму.....	24
1.5.1 Порівняння характеристик ліній постійного та змінного струму	24

1.5.2 Технології та схемні рішення передачі постійного струму	25
1.5.3 Режими роботи. Забезпечення необхідних показників якості електроенергії	26
1.6 Вибір основного обладнання систем електропостачання з локальними джерелами енергії	28
1.6.1 Загальні вимоги щодо вибору електрообладнання	28
1.6.2 Вибір силових трансформаторів	28
1.6.3 Вибір вакуумних та елегазових вимикачів	29
1.6.4 Використання комплектних елегазових підстанцій	30
1.6.5 Застосування вимірювальних трансформаторів високого класу точності	32
1.6.6 Вибір перерізу ліній електропередавання	32
КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ	33
Розділ 2 СПОСТЕРЕЖУВАНІСТЬ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ЛОКАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ	35
2.1 Конфігурації систем електропостачання та автоматизація їх зміни	35
2.1.1 Зміна конфігурації систем електропостачання з неоднорідними електричними мережами	35
2.1.2 Оцінка надійності електропостачання	37
2.1.3 Використання реклоузерів в електричних мережах	38
2.2 Режими роботи електричних мереж і систем електропостачання. Використання інформаційних технологій для визначення режимів систем електропостачання	40
2.2.1 Особливості застосування різних режимів нейтралі. Обмеження перенапруг у мережах з ізольованою нейтраллю	40
2.2.2 Схеми заміщення та векторні діаграми електричних мереж	46
2.2.3 Нормальні, аварійні та післяаварійні режими систем електропостачання	47
2.2.4 Інформаційні технології для визначення режимів систем електропостачання	48
2.3 Аварійні режими роботи систем електропостачання з відновлюваними джерелами енергії	49
2.3.1 Виникнення аварійних режимів	49

2.3.2 Способи локалізації пошкоджень. Принципи захисту від коротких замикань елементів систем	52
2.3.3 Обмеження струмів короткого замикання	53
2.3.4 Обмежувач струму короткого замикання SCCL	53
2.4 Фізичне та математичне моделювання систем електропостачання	54
2.4.1 Фізичне та математичне моделювання	54
2.4.2 Використання Маткад, Матлаб та Power Factory	55
2.4.3 Створення схеми заміщення системи електропостачання	55
2.4.4 Моделювання усталених режимів мережі	57
2.5 Розрахунки усталених режимів у системах електропостачання	64
2.5.1 Алгоритм розрахунків у залежності від наявності вихідних даних	64
2.5.2 Схема заміщення з розрахунковими навантаженнями	66
2.5.3 Визначення параметрів режиму за даними початку та за даними кінця лінії	67
2.6 Розрахунки режимів систем електропостачання з багатостороннім живленням	69
2.6.1 Розрахунок режимів ліній з двостороннім живленням	69
2.6.2 Розрахунок режимів складних систем електропостачання	70
2.6.3 Підвищення ефективності систем з відновлюваними джерелами енергії	71
КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ	71
Розділ 3 ОСНОВИ КЕРУВАННЯ СИСТЕМАМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ЛОКАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ	74
3.1 Принципи управління режимами роботи систем електропостачання. Вплив локальних джерел енергії на управління режимами	74
3.1.1 Статичні джерела реактивної потужності	75
3.1.2 Статичний тиристорний компенсатор СТК	76
3.1.3 Поперечна компенсація SVC (Static Var Compensator)	77
3.1.4 Принципи побудови гнучких ліній	78
3.2 Регулювання параметрів ліній електропередавання та параметрів режимів	80
3.2.1 Поперечна компенсація	80
3.2.2 Поздовжня компенсація	80

3.2.3 Гнучкі електричні лінії змінного струму FACTS	82
3.2.4 Покоління засобів FACTS	83
3.3 Регулювання напруги, активної та реактивної потужності	85
3.3.1 Принципи регулювання напруги та реактивної потужності в системах електропостачання	85
3.3.2 Вплив локальних джерел енергії на регулювання параметрів режиму	86
3.3.3 Метод зустрічного регулювання	86
3.3.4 Автоматичне регулювання коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів.....	87
3.4 Забезпечення економічності і надійності електропостачання в післяаварійних режимах	88
3.4.1 Природний і економічний розподіл потужності в замкнених мережах.....	88
3.4.3 Забезпечення економічності режиму	89
3.4.4 Вибір критерію забезпечення необхідного рівня надійності	89
3.5 Забезпечення стійкості систем електропостачання з локальними джерелами	89
3.5.1 Характеристики джерел активної потужності	89
3.5.2 Вплив відновлюваних джерел. Принципи регулювання частоти	89
3.5.3 Рівняння балансу активної потужності	91
3.5.4 Дефіцит активної потужності	92
3.6 Регулювання параметрів режиму на основі оперативного оцінювання стану системи електропостачання.....	92
3.6.1 Оперативна оцінка режиму енергосистем та систем електропостачання	92
3.6.2 Векторні синхронізовані вимірювання параметрів режиму.....	92
3.6.3 Системи моніторингу WAMS у системах електропостачання	92
3.6.4 Блок вимірювання фазора	93
3.6.5 Керування процесом забезпечення бажаних параметрів режиму	94
КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ	94
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ.....	96

ВСТУП

У більшості держав світу впродовж останніх років джерела електричної енергії та її споживачі об'єднувались у великі електроенергетичні системи. Загалом таке об'єднання давало певні переваги насамперед з погляду підвищення використання енергетичних ресурсів та забезпечення надійності електропостачання. В таких централізованих системах джерела електричної енергії зазвичай мали досить велику одиничну потужність 500 – 1000 МВт та більше, а найвища напруга ліній електропередавання досягала 750 – 800 кВ.

Необхідність підвищувати та знижувати напругу обумовлювала таку загальну потужність трансформаторів електричних систем, що вона в 3-5 разів перевищувала суму номінальних потужностей всіх джерел генерації. Сумарна довжина ліній електропередавання була значною й в Україні за інформацією НЕК Укренерго в 2021 році довжина ліній напругою 35 -750 кВ становила більше 23000 км. Загалом, можна вважати що електрична енергія умовно проходила довгий шлях від джерела генерації до споживача. Відповідно до цього шляху виникали відносно великі технологічні втрати електричної енергії.

Основним трендом розвитку сучасної електроенергетики є поступовий перехід від централізованої генерації до розосередженої. Це обумовлено тим, що відбувається зростання частки відновлюваних джерел енергії, передусім кількості й загальної потужності сонячних та вітрових електричних станцій. Наприклад у 2021 році використання енергії вітру та сонця забезпечило вироблення 10,5% світового виробництва електричної енергії [1]. Така зміна приводить до зниження одиничної потужності джерел генерації й наближення джерел генерації до споживачів.

Наближення виробництва електричної енергії до споживачів поступово привело до появи мікрогрід й далі з'явилась локальна електроенергетика. Принциповою відмінністю локальної електроенергетики від розосередженої генерації є значення зв'язку із централізованою системою. Для локальної енергетики зв'язок з «великою» електричною системою теоретично взагалі може бути відсутнім. В зв'язку з цим необхідно реалізувати вимогу забезпечення електричною енергією споживачів локальної системи у разі не тільки відсутності вітру або сонячного випромінювання а й у аварійних режимах. Тобто в локальній системі мають бути власні резерви й найперше треба передбачати пристрої накопичення енергії.

Основними перевагами локальної енергетики слід вважати не тільки суттєве зниження викидів у довкілля а й можливе зниження вартості електричної енергії при безумовному забезпеченні якісних показників електричної енергії насамперед надійності електропостачання.

Основні питання проблеми підвищення ефективності роботи електричних систем з впровадженням відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та нетрадиційних джерел енергії за останній час розглянуті в [1-10], а також в інших публікаціях.

Розділ 1.

ОСНОВИ СТВОРЕННЯ ТА ФУНКЦІОНУВАННЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ЛОКАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

1.1 Тенденції розвитку систем електропостачання з локальними джерелами енергії

1.1.1 Сучасні електроенергетичні системи

Сумарна потужність сучасних електроенергетичних систем постійно зростає, в основному, із-за будівництва нових вітро - та сонячних електричних станцій.

Внутрішні зв'язки існуючих систем змінюються за рахунок приєднання нових станцій та споживачів.

Необхідність зменшення втрат первинних енергоносіїв та забезпечення надійності електропостачання, а також поява нових джерел електроенергії та зміна конфігурації електричних мереж стимулюють впровадження інтелектуальних методів керування генерацією, транспортуванням та споживанням електричної енергії.

1.1.2 Тенденції розвитку електричних мереж і систем

На сьогоднішній день на розвиток електричних систем впливають:

- зростання обсягів використання відновлюваних та нетрадиційних джерел електричної енергії;
- збільшення ліній постійного струму;
- початок застосування нових систем накопичення електричної енергії;
- реалізація технології активних споживачів;
- відмінність від традиційних робочих та аварійних режимів розосереджених та локальних електричних систем, що впливає на створення нових типів автоматики і релейного захисту та їх налаштування;
- впровадження систем моніторингу перехідних режимів електричних систем.

1.1.3 Тенденції розвитку локальних джерел енергії

- зростання одиничної потужності (вітрогенератор в Китаї – 16 МВт);
- підвищення надійності джерел енергії та їх ефективності перетворення енергії;
- оптимізація режимів роботи локальних джерел енергії;
- моніторинг стану окремих елементів електричної мережі насамперед джерел генерації.

Загалом вітрові електростанції мають багато конструкційних особливостей, типу генераторів, типу мережевого з'єднання, типу системи

керування, а також умов експлуатації. В даний час більшість вітрових турбін мають конструкцію, що складається з трьох лопатей, зміщених на 120° . За останні роки розвиток вітрогенераторів зазнав величезних технологічних стрибків, як показано на рис. 1.1.[10].

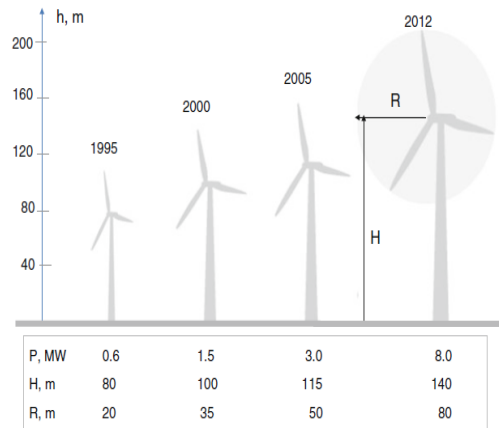


Рис.1.1- Зростання розмірів і номінальної потужності вітрогенераторів [10]

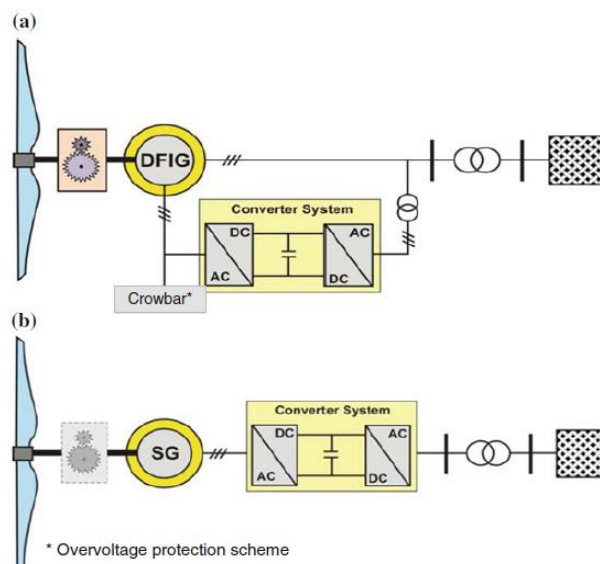
На сьогоднішній день данський виробник Vestas створив нову морську вітрову турбину із рекордною потужністю 15 МВт. За інформацією представників компанії перший прототип V236-15,0 МВт має бути встановлений у 2022 році, а його серійне виробництво намічено на 2024 рік. Вітрогенератор V236-15.0 МВт оснащений гвинтом діаметром 236 метрів [11].

Вітрові турбіни зі змінною швидкістю регулюють вихідну потужність, змінюючи кут нахилу лопатей ротора. Застосовують два режими роботи. Нижче номінальної потужності турбіни лопаті встановлюються в перо, щоб максимально збільшити вироблення електроенергії. Якщо номінальна потужність досягнута, керування уникає перевищення обмежень швидкості шляхом нахилу в стійло.

Ця концепція підтверджується відокремленням швидкості обертального ротора від частоти мережі за допомогою перетворювачів частоти. Основний принцип застосовується в двох випадках вітряних електростанцій (рис.1.2.):

- індукційний генератор з подвійним живленням (DFIG);
- синхронний генератор прямого приводу з перетворенням частоти.

Для обох цих типів вітряних установок регулювання кута нахилу є найефективнішим методом керування та зазвичай застосовується до всіх вітрових установок. Перетворювач і система його управління відіграють важливу роль в роботі вітрової електростанції. Через мінливий характер швидкості вітру вихідна механічна потужність аеродинамічної турбіни постійно змінюється. Щоб отримати максимальну ефективність при різних швидкостях вітру, кутова швидкість аеродинамічного ротора повинна бути адаптована [10].



Overvoltage protection scheme Схема захисту від перенапруги

а) асинхронний генератор з подвійним живленням; б) синхронний генератор із системою перетворення частоти

Рис. 1.2 - Удосконалені принципи врахування змінної швидкості вітрових електростанцій

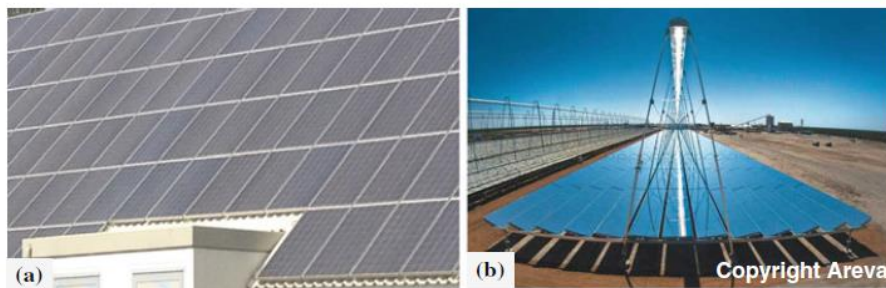
У синхронних генераторах частота напруги однозначно визначається механічною частотою обертання ротора. Тому для підключення до мережі синхронного генератора, що працює зі змінною швидкістю, використовують перетворювач частоти. Оскільки сучасні перетворювачі частоти використовують силові напівпровідникові перемикачі з можливістю вмикання та вимикання (наприклад, IGBT — біполярний транзистор з ізолюваним затвором), методи широтно-імпульсної модуляції (ШІМ) відіграють важливу роль у керуванні такими перетворювачами. Система перетворювача частоти для вітрових турбін із синхронними генераторами розрахована на номінальну потужність генератора. [10].

Сонячна енергія використовується для виробництва електроенергії шляхом перетворення сонячного світла в електрику за двома технологіями (рис. 1.3) [10]:

- безпосередньо за допомогою фотоелектричної технології (PV),
- опосередковано за допомогою принципу концентрованої сонячної енергії (CSP).

За технологією PV перетворюється енергія фотонів сонячного випромінювання в електричну енергію за допомогою фотоелектричного ефекту. Перетворення відбувається в сонячних або фотоелектричних елементах, які базуються на напівпровідникових технологіях. Матеріали, які зараз використовуються для фотоелектричних елементів, базуються на монокристалічному кремнії, полікристалічному кремнії, аморфному кремнії, телурид кадмію та селенід індію міді. Багато доступних на даний момент

сонячних елементів виготовляються з крихлих матеріалів. Інші матеріали виготовляються у вигляді тонкоплівкових шарів, органічних барвників і органічних полімерів, які наносяться на опорні підкладки. Третя група виготовляється з нанокристалів і використовується як квантові точки (наночастинки, обмежені електронами) [10].



a) PV, b) CSP. Джерело b: Areva) [10]

Рис. 1.3 - Виробництво електроенергії сонячними електростанціями

Домінуюча частка ринку у 2010 році належала полікристалічному кремнію (52%), за яким йдуть монокристалічний кремній (33%) і аморфний кремній (6%). Фотоелектричні елементи на основі кремнію займають близько 90% світового ринку. Фотоелектричні елементи з'єднуються та збираються для створення фотоелектричної панелі. Вихідна потужність постійного струму зазвичай для однієї панелі становить від 100 до 320 Вт. Наразі найкращий досягнутий коефіцієнт перетворення сонячного світла становить близько 20 % у нових продуктах. Найефективніші сонячні батареї масового виробництва мають значення щільності енергії до 175 Вт/м². Оскільки одна сонячна панель може виробляти лише обмежену кількість електроенергії, більшість установок містять кілька панелей, які створюють фотоелектричний масив. Фотоелектрична система, як правило, включає одну або кілька груп сонячних панелей, інвертор з фільтрами гармонік і системою керування, з'єднувальну проводку та іноді акумуляторну батарею. [10].

1.1.4 Стратегічне планування електричної мережі

- планування залежить від того, чи вже є діючий варіант електропостачання певного району, чи треба створювати повністю новий варіант електропостачання. У першому випадку треба виконувати проект розвитку електричної системи (мережі);

- завжди доцільно спочатку створити декілька альтернативних варіантів системи електропостачання (розвитку системи). Порівняння характеристик варіантів дає можливість обґрунтованого вибору доцільного варіанту.

- в проекті вказуються вимоги до системи, мета проектування та основні характеристики локальних джерел живлення та споживачів. Обов'язково мають

бути добові графіки виробництва кожним локальним джерелом та добові графіки споживання кожним окремим об'єктом. Вказуються місця розташування джерел генерації та об'єктів споживання електричної енергії.

- в кожному варіанті проекту виконується аналіз робочих та аварійних режимів роботи локальної системи. Результатом аналізу мають бути електричні схеми мережі, місця та потужності засобів регулювання активної та реактивної потужності та забезпечення необхідного рівня напруги. Також обов'язково має бути визначено потужності та місця встановлення систем накопичення електричної енергії.

- для вибраного варіанту нового проекту (проекту розвитку) виконується детальний вибір обладнання (марки проводу, типи силових трансформаторів, вимикачі та ін.). За необхідністю може створюватись часовий графік реалізації проекту з наведеною послідовністю реалізації проекту.

1.2 Особливості режимів роботи систем електропостачання. Локальні джерела енергії

1.2.1 Загальні вимоги до систем електропостачання

Основними вимогами до систем електропостачання є забезпечення:

- надійності електропостачання;
- необхідного рівня якості електричної енергії;
- мінімальних втрат електричної енергії;
- мінімальний вплив на довкілля.

1.2.2 Побудова систем електропостачання з локальними джерелами енергії

Назва локальні електричні системи (ЛЕС) має бути уточнена. Основою ЛЕС є відновлювані (ВДЕ) та нетрадиційні джерела енергії (НДЕ). На сьогоднішній день серед НДЕ найбільш відомі паливні комірки (паливо – водень; окиснювач – кисень). До ВДЕ відносяться сонячні електричні станції (СЕС), вітрові електричні станції (ВЕС), малі гідроелектричні станції (ГЕС), біоенергетичні електричні станції та інші [2].

Уточнення полягає в тому, що ЛЕС можуть мати два основних режими роботи:

- автономний (він більш за все відповідає назві локальної системи), у якому повністю відсутній електричний зв'язок з централізованою системою (ЦС);
- синхронізований із ЦС, з якою є електричний зв'язок й перетік потужності у напрямку ЦС або у протилежному напрямку.

Виходячи із вимог забезпечення надійності електропостачання автономному режиму треба віддавати перевагу із-за того, що в ньому на один фактор впливу на надійність менше. Цим фактором є зв'язок із ЦС.

В автономному режимі ЛЕС необхідно забезпечувати баланс активної потужності впродовж усієї доби за рахунок тільки наявних обсягів потужності генерації ВДЕ. Забезпечення балансу є складною проблемою. Треба враховувати що відбувається зміна обсягів споживання, а також змінюється виробництво електричної енергії джерелами ВДЕ. Одним із варіантів розв'язання цієї проблеми є використання системи накопичення електричної енергії.

Основними технічними характеристиками СНЕ є: обсяги накопичення енергії та швидкість її видання.

До традиційних систем накопичення відносяться гідроакumuлюючі електричні станції (ГАЕС). Їх технічні характеристики не завжди відповідають вимогам.

Фірма Siemens створила систему зберігання енергії «Siemens Energy Storage» SIESTORAGE. Впровадження системи накопичення енергії позитивно впливає на характеристики електромережі наступним чином [7]:

- підвищується якість електроенергії;
- сприяє інтеграції розподілених відновлюваних джерел енергії в мережу;
- створює резерви потужності управління;
- покращує рівень напруги та якість живлення;
- забезпечує гнучкість управління піковим навантаженням.

Іншою важливою сферою застосування систем зберігання енергії є аварійне електропостачання чутливих промислових виробничих процесів, центрів обробки даних і лікарень. Крім того, існують рішення для накопичення енергії для енергоефективних будівель, автономних мереж і менших незалежних мереж для внутрішнього попиту, для громадського транспорту та для додатків електромобільності.

У системі SIESTORAGE (рис.1.4) використовуються сучасна силова електроніка та літій-іонні акумулятори великої ємності. Потужність системи до 8 МВт й вона може забезпечити приблизно 2 МВт-год. SIESTORAGE балансує коливання генерованої потужності протягом мілісекунд, забезпечуючи таким чином стабільну роботу мережі. Система накопичення енергії дозволяє інтегрувати все більшу кількість сонячних і вітряних електростанцій у розподільні мережі без необхідності негайного розширення цих мереж. Крім того, SIESTORAGE забезпечує автономне, надійне електропостачання для автономних мереж з відновлюваними джерелами енергії. Крім того, рішення Siemens забезпечує безперебійне електропостачання на промислових підприємствах і в будівлях, а також допомагає уникнути дорогих піків навантаження. Однією з переваг системи є відсутність викидів [7].

Вкрай важливо, щоб виробництво електроенергії відповідало змінам навантаження. Якщо це не так, наслідком є відхилення від нормальної напруги. Допустимі відхилення напруги як частина якості електроенергії вказано в стандарті. Дотримання цього стандарту залежить від операторів мережі. Вони повинні гарантувати, що 95 % 10-хвилинного середнього середньоквадратичного

значення напруги живлення для кожного тижневого інтервалу знаходиться в діапазоні $U_n \pm 10\%$ за нормальних робочих умов без збоїв або перебоїв у живленні [7].

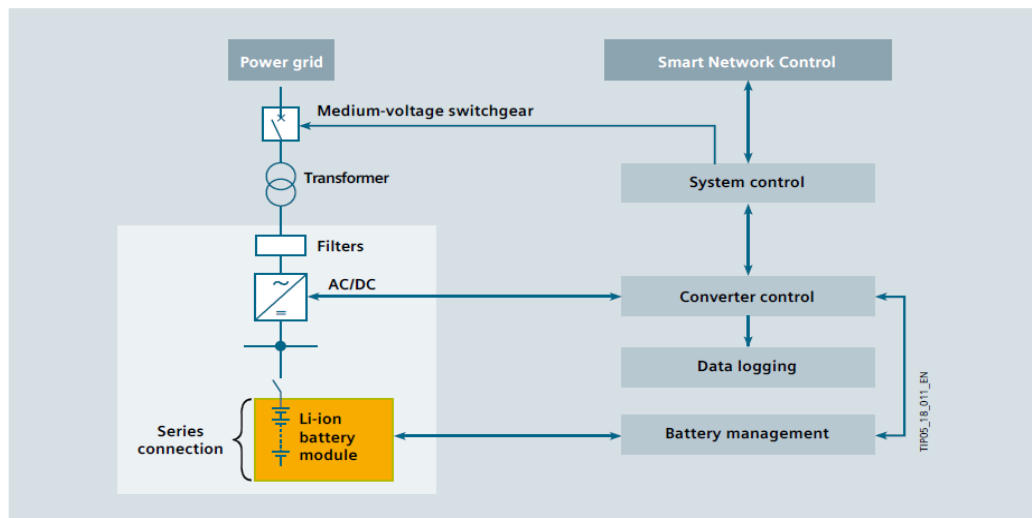


Рис.1.4 - Схема системи зберігання енергії SIESTORAGE

Енергохолдинг ДТЕК ввів в експлуатацію першу в Україні промислову літій-іонну систему накопичення енергії (СНЕ) потужністю 1 МВт і ємністю 2,25 МВт-год. Батарея встановлена в місті Енергодар, на майданчику Запорізької ТЕС і призначена для накопичення, зберігання та віддачі електроенергії в мережу, а також для надання послуг із забезпечення надійності енергосистеми України. Це пілотний проєкт ДТЕК для пошуку оптимальних моделей роботи СНЕ [12].

1.2.3 Вплив відновлювальних джерел на режими роботи систем електропостачання

Відносно невеликі значення одиничної потужності джерел ВДЕ й зміна у часі реального значення потужності генерації джерел ВДЕ є основними чинниками впливу на режим роботи систем електропостачання.

Задача оптимізації функціонування джерел ВДЕ в локальних електричних системах є складною й багатofакторною.

Зазвичай задачі оптимізації розв'язуються шляхом декомпозиції на задачі оптимізації функціонування розподілених джерел електричної енергії (РДЕ) та задачі функціонування електричних мереж. В залежності від поставлених задач кожену із них розв'язують використовуючи один із критеріїв оптимальності, наприклад таких як [4]:

- мінімум втрат електроенергії ;
- якість електроенергії;
- надійність електропостачання;
- пропускна спроможність;
- швидкість відновлення напруги;

- максимум видачі потужності;
- максимум прибутку;
- мінімум інвестицій.

1.2.4 Автоматизація оцінювання та керування режимами

Ефективне керування робочими та аварійними режимами роботи систем електропостачання з локальними джерелами енергії забезпечується на підставі аналізу оперативної інформації про параметри режиму в контрольованих вузлах, параметри режиму роботи кожного локального джерела енергії (ЛДЕ) та поточної конфігурації мережі.

Ключовою задачею керування режимом системи електропостачання з ЛДЕ є постійне забезпечення балансу активної потужності, що обумовлено не тільки динамічним графіком навантаження але й неперервною зміною режиму роботи ЛДЕ.

Третє покоління Smart Grid 3.0 спрямоване на створення децентралізованого керування та рівноправності споживача і постачальника. При реалізації інтелектуальних мереж розглядається низка кроків, включаючи кроки в напрямку керування [2]:

- розгортання інтелектуальних вимірювань;
- моніторинг та керування мережами із розосередженою генерацією;
- рух в напрямку інтеграції місцевого і центрального балансування для всіх типів генерації.

В керуванні та функціонуванні енергосистем окрім нових залишається виконання традиційних задач [2]:

- оцінювання стану енергосистеми за даними телевимірювань;
- автоматичне керування напругою і реактивною потужністю в енергокластері;
- автоматичне керування мережею в нормальному режимі.

1.3 Принципи створення систем електропостачання з локальними джерелами енергії

1.3.1 Варіанти розвитку систем електропостачання

На теперішній час в Україні в основному реалізована концепція централізованої генерації, основними рисами якої є:

- зосереджені потужні електричні станції від 500 до 6000 МВт;
- транспортування значних обсягів електричної енергії на високій напрузі на значні відстані;
- потужні вузлові підстанції для розподілення електроенергії за районами споживання.

У зв'язку з введенням в роботу значних обсягів потужностей генерації електроенергії відновлювальними джерелами (вітро- та сонячні станції), які

розташовані на значних площах, змінюється концепція будови електричних систем. Генерація стає розподіленою. Тому виникає можливість частину потужності споживати поблизу від місця виробництва, а частину віддавати у систему. Але підстанції вже не будуть мати такі ж значні потужності.

Друга особливість таких систем пов'язана з тим, що потужність ВДЕ залежить від природних явищ: день-ніч, а також від наявності вітру. Тому у значно більшій мірі в таких системах потрібні прилади для накопичування значних обсягів електроенергії [13-15].

Використання ВДЕ у сільськогосподарських районах має дуже гарні перспективи.

Вітростанція Ботієвська ДТЕК на узбережжі Азовського моря має проектну потужність 300-500 МВт. Це потужне джерело генерації.

Поступово розвивається розосереджена генерація. Загальна потужність ВДЕ і їх частка у загальній потужності генерації зростає. Виникають локальні системи електропостачання, у яких значну кількість електричної енергії виробляють ВДЕ. Зростає необхідність застосування систем накопичування електричної енергії.

На підставі Закону України «Про внесення змін до деяких законів України щодо розвитку установок зберігання енергії» від 15 лютого 2022 року № 2046-IX внесені зміни в Закон України «Про ринок електричної енергії», в тому числі додано новий розділ IV «Зберігання енергії». Додано низку нових пунктів, у тому числі пункт 99): зберігання енергії – діяльність, пов'язана з відбором електричної енергії з метою відкладення її кінцевого використання на момент пізніший, ніж коли вона була вироблена, її перетворенням в інший вид енергії, в якому вона може зберігатися, зберіганням та подальшим перетворенням такої енергії в електричну енергію з метою її відпуску в систему передачі, систему розподілу, мережу електростанції або мережу споживача.

В електричних системах за різними причинами виникає необхідність накопичення й зберігання електричної енергії, наприклад:

- для забезпечення компенсації швидкого зростання навантаження (покриття піків навантаження);
- як резервне джерело живлення у разі виникнення аварійних ситуацій в системі електропостачання;
- для накопичення залишкових обсягів електричної енергії в системах електропостачання з локальними джерелами енергії, наприклад від ВДЕ, й повернення накопичених обсягів в цю ж систему у разі зниження генерації ВДЕ або інших джерел;
- регулювання частоти в електричній системі.

Загальний розрахунок системи накопичення електричної енергії (СНЕ).

Будь-яка система СНЕ не залежно від принципу накопичення працює у трьох режимах:

- споживання електричної енергії для її накопичення;
- зберігання накопиченої енергії;

- виробництво електричної енергії за рахунок перетворення накопиченої енергії.

Українські компанії не розкривають вартість будівництва своїх energy storage, однак експерти вважають, що 1 МВт систем накопичення енергії в Україні коштує 500–800 тис. євро. Про це йдеться в статті "НВ Бізнес", в якій експерти дали свою оцінку ціни таких проектів і їх окупності. Водночас згідно з розрахунками НЕК "Укренерго" 1 МВт систем накопичення енергії коштує близько 500–800 тис. євро залежно від типу. "Якщо СНЕ на ринку допоміжних послуг буде продавати для Укренерго резерв підтримки частоти (РПЧ) і автоматичний резерв відновлення частоти (аРВЧ), то за рік він може отримати до 100 тис. євро доходу, забезпечивши окупність протягом 5–8 років", — очікують в Укренерго [16].

1.3.2 Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище [17]

Відповідно до норм технологічного проектування електричні мережі треба будувати в такий спосіб і з такими параметрами, щоб забезпечити можливість постачання електроенергії споживачам у нормальному, аварійному і післяаварійному режимах роботи електричних мереж відповідно до їх категорійності.

Під час проектування нового будівництва, розширення, реконструкції та технічного переоснащення мереж необхідно:

- застосовувати мережеве резервування як схемне рішення підвищення надійності електропостачання;
- забезпечувати мережевим резервуванням усі підстанції напругою 35-110(150) кВ;
- формувати систему електропостачання споживачів за умови однократного мережевого резервування (принцип n-1);
- для електроприймачів особливої групи першої категорії з надійності електропостачання передбачати резервне (автономне) джерело живлення, що встановлює споживач (принцип n-2).

Як основні лінії в мережах 35-110(150) кВ варто застосовувати ПЛ, взаємно резервовані ЛЕП 35-110(150) кВ із АВР від різних підстанцій чи різних шин однієї підстанції, що має двостороннє незалежне живлення.

Основним принципом побудови мереж із ПЛ 6-10 кВ приймається магістральний принцип, що передбачає побудову магістральних ЛЕП в розгалуженій мережі між двома центрами живлення з пунктом АВР в точці струмоподілу за умови забезпечення нормованої якості напруги всіх споживачів у зоні дії магістралі в разі вимкнення одного з центрів живлення (післяаварійний режим). Магістральний принцип створює умови для надійного забезпечення якісного електропостачання електроприймачів із урахуванням зростання електричних навантажень і приєднання нових споживачів. Магістральні ПЛ 6-10

кВ треба виконувати проводами одного перерізу на опорах підвищеної механічної міцності на підвісних ізоляторах з пунктами секціонування (як правило, на залізобетонних стояках), оснащених в обґрунтованих випадках реклоузерами.

Будівництво нових і реконструкцію існуючих повітряних ліній треба здійснювати на встановлений для елементів ЛЕП термін служби (близько 40 років). Розрахунок параметрів ПЛ слід виконувати за умови повторюваності кліматичних навантажень не менше ніж один раз на 50 років.

Основними принципами побудови КЛ 6-10 кВ в містах треба приймати петльові або багатопроменеві схеми (2 і більше променя) з пов'язаними променями в петльову схему (змішані схеми), як правило, з ручним вмиканням резервної КЛ. У містах з населенням понад 1 млн. мешканців слід застосовувати двопроменеві схеми з автоматичним вмиканням резерву. Вибір схеми побудови мережі здійснюють на підставі техніко-економічного обґрунтування.

Більш детально вимоги норм технологічного проектування до енергетичних систем та мереж наведені в [17].

1.3.3 Інтелектуальні електричні мережі

Інтелектуальні електричні системи базуються на створенні інформаційно-енергетичної структури, яка спирається на сучасні силові та інформаційні технології [2].

До основних ключових технічних питань створення інтелектуальних електричних мереж на 44-й сесії СІГРЕ віднесені наступні [2]:

- активні розподільні мережі з двонаправленими потоками;
- розвинена система вимірювань та обміну інформацією;
- застосування високовольтних ліній електропередавання постійного струму;
- необхідність масового впровадження систем накопичення електроенергії;
- створення нових концепцій систем керування та захисту з урахуванням взаємодії різних типів електричних станцій;
- нові інструменти технічної оцінки функціонування електричних мереж.

Інтелектуальна електроенергетична мережа являє собою мережу нового покоління, яка створена з застосуванням мультиагентного принципу організації та керування її функціонуванням і розвитком. Мережа забезпечує ефективне використання всіх ресурсів на надійне, ефективне та якісне енергопостачання споживачів з використанням сучасних технологічних засобів і єдиної інтелектуальної ієрархічної системи керування [2].

1.4 Електричні схеми систем електропостачання з локальними джерелами енергії

1.4.1 Схеми централізованих та розосереджених електричних систем

Потужні електричні станції та підстанції створюють являють собою основу централізованих електричних систем (рис.1.5).

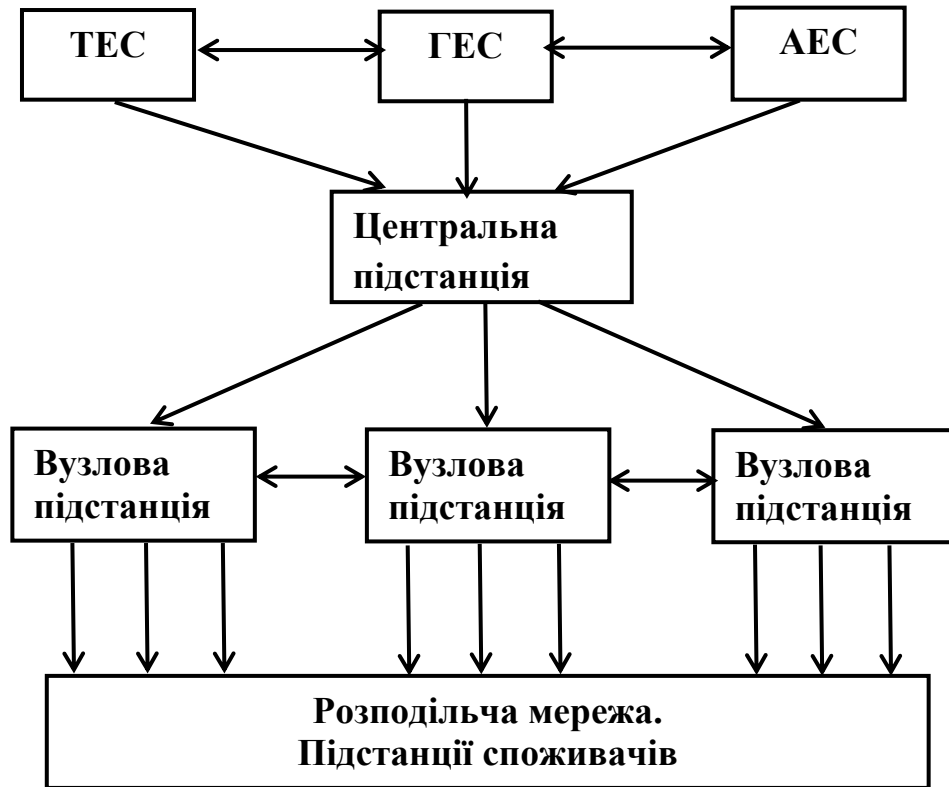
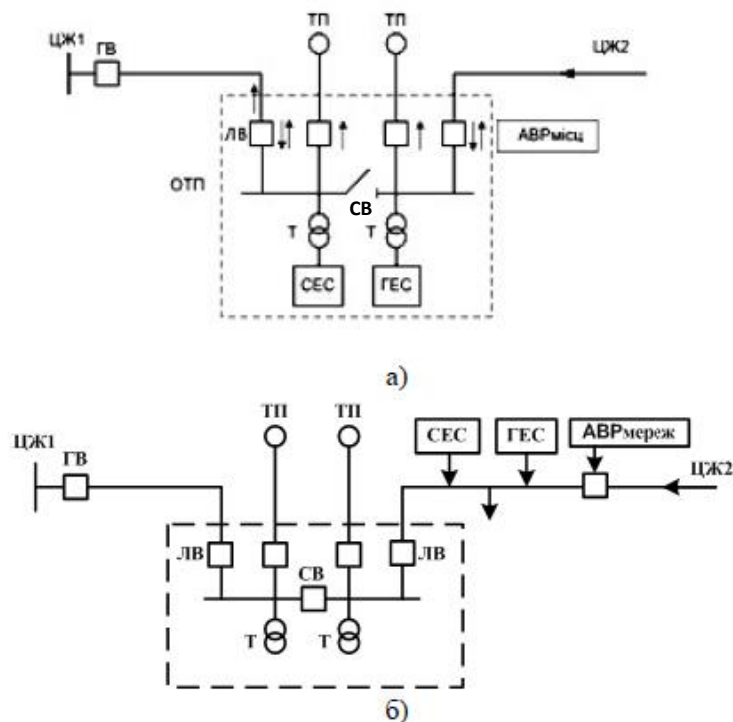


Рис. 1.5 – Спрощена схема централізованої електричної системи



ОТП- опорні трансформаторні підстанції; ЦЖ – центр живлення; ГВ, СВ, ЛВ – головний, секційний та лінійний вимикач

Рис. 1.6 – Варіанти схем розосереджених локальних електричних систем з опорними трансформаторними підстанціями з місцевим а) і мережевим б) АВР [9]

1.4.2 Зворотні потоки активної потужності

Вироблення електричної енергії сонячними станціями залежить від інтенсивності сонячного випромінювання, а тому впливає на баланс активної потужності в ЛЕС.

Генерування електричної енергії сонячним електричними станціями може перевищити максимальне навантаження, до якого підключена СЕС, що викликає зворотний потік потужності від СЕС до центру живлення (ЦЖ) ЛЕС, тобто навпаки по відношенню до того, як це було раніше - від ЦЖ ЛЕС до споживачів РЕМ [18].

Така ж ситуація зміни напрямку активної потужності може виникати в ЛЕС з вітростанціями або в ЛЕС з ВЕС і СЕС.

1.4.3 Мікрогрід

Приєднання джерел ВДЕ до існуючих електричних систем виконується за різними схемами. Одним із варіантів є Mikro Grid.

Mikro Grid є електричною системою малої потужності зазвичай до 100 МВт, основою якої є джерела розосередженої генерації і навантаження. Mikro Grid може приєднуватись до централізованої енергосистеми або функціонувати в ізолюваному режимі (рис.1.7)[19].

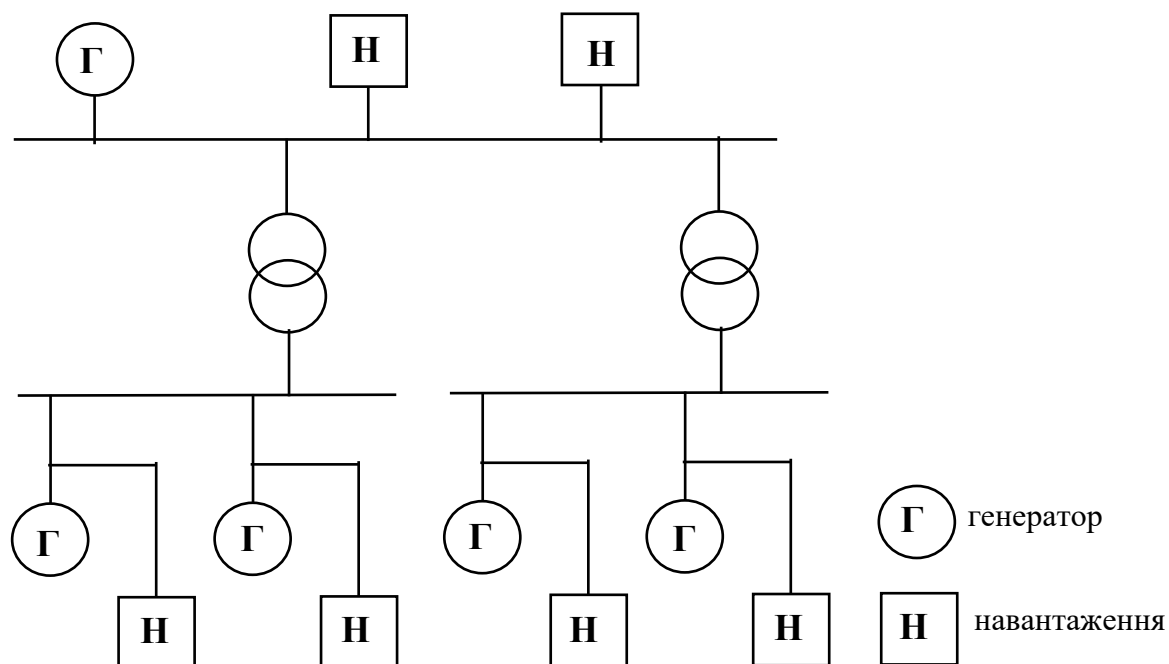


Рисунок 1.7 - Радіальна архітектура Micro Grid

Таблиця 1.1 - Класифікація Micro Grid за рівнем генерації електроенергії [19]

№	Назва	Рівень генерації	Приклад використання розосередженої генерації	Номінальне значення напруги в системі	Типова площа, км ²
1	Системи електрифікації сільських районів	до 100 МВт	Системи генерації сільської місцевості у віддалених географічних районах	34,5 кВ	15-90
2	Підстанція	5-20 МВт > 20 МВт	Районні підстанції енергосистем з дизельними станціями	13,2 кВ	5-30
3	Об'єкт з декількома навантаженнями	< 2 МВт, 2-5 МВт	Підстанції в лікарнях, школах, готельних комплексах	4,8 кВ	1-10
4	Енергетичний вузол розосередженої генерації	До 100 кВт	Підстанції в окремих приватних будинках населених пунктів	480 В	< 0,1

Таблиця 1.2 - Види генераторів у Micro Grid [19]

	Види генераторів	Потужність
1	Двигуни внутрішнього згоряння	Від 10 кВт до 100 МВт
2	Газові турбіни	Від 0,5 до 50 МВт
3	Мікротурбіни	Від 20 до 500 кВт
4	Паливні елементи	Від 1 кВт до 10 МВт
5	Сонячні батареї	Від 5 Вт до 5 МВт
6	Вітрогенератори	Від 30 Вт до 10 МВт

Таблиця 1.3 - Характеристики генераторів енергії та типи напівпровідникових перетворювачів Micro Grid[19]

	Генератори енергії	Капітальні витрати, дол./кВт	Вартість електроенергії, дол./кВт	Можливе порушення вимог	Сфера використання	Тип перетворювача видів енергії	Тип перетворювача параметрів енергії
1	Двигуни внутрішнього згоряння	300-900	0,07-0,15	Шум, постачання палива, викиди	Житлові, комерційні та промислові райони	Синхронний генератор	Випрямляч, безпосередній перетворювач частоти, матричний перетворювач
2	Газові турбіни	500-1000	0,05-0,15				
3	Мікротірбіни	700-1000	0,09-0,15				
4	Вітрогенератори	700-1200	0,04-0,2	Ресурсодоступність, шум, складність обслуговування	Енергетичні вузли Micro Grid за наявності накопичувача		
5	Сонячні батареї	5000-8000	0,2-0,4			Фотоелементи	Широтно-імпульсний перетворювач, інвертор
6	Паливні елементи	4000-50000	0,15	постачання палива	Житлові, комерційні та промислові райони		

Порівняння даних табл. 1.3 вказує на те, що серед найбільш розповсюджених джерел розосередженої генерації найменші капітальні витрати у вітрогенераторів, у сонячних батарей майже на порядок вище й у паливних елементів ще більше майже на порядок. У той же час вартість електричної енергії вказаних джерел приблизно однакова.

1.4.4 Тестові схеми IEEE

Проектувальники та дослідники стикаються з проблемами оцінки режимів роботи складних електричних систем, визначення параметрів режиму для вибору електричного обладнання, перевірки правильності роботи релейного захисту та ін. Доволі часто останнім часом для розв'язання вказаних проблем використовують тестові схеми інституту IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers). Тестові схеми відрізняються кількістю вузлів, джерел живлення, конфігурацією та ін. На рис.1.8. наведено приклад тестової електричної схеми мережі IEEE з 39-ти збірних шин [20].

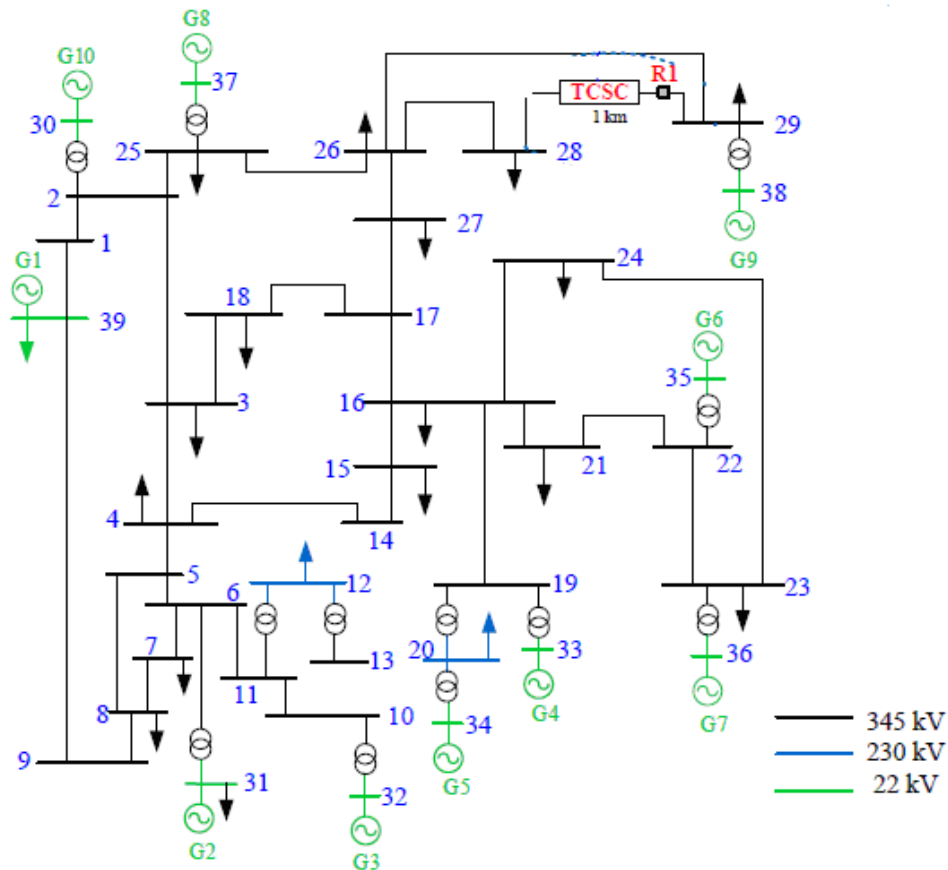


Рис. 1.8 - Тестова електрична схема мережі системи Нової Англії IEEE з 39-ти збірних шин

1.5 Передача електричної енергії лініями постійного струму

1.5.1 Порівняння характеристик ліній постійного та змінного струму

Використання ліній постійного струму вважається доцільним для з'єднання незалежних енергосистем або у разі необхідності передачі значних обсягів електричної енергії [21].

Основні **переваги** передачі електричної енергії постійним струмом [21]:

- пропускна здатність ліній постійного струму вища за здатність ліній змінного струму такого ж класу напруги;
- лінії постійного струму дозволяють з'єднувати між собою електричні системи з різною частотою;
- в лініях постійного струму менші втрати на корону;
- лінії постійного струму надійніші за рахунок зменшення кількості фаз;
- лінія постійного струму дешевша за рахунок зменшення кількості фаз і зменшення міцності опор.

Максимальне значення активної потужності що можна передавати лінією постійного струму визначається за формулою:

$$P_{\max} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{r_0 l},$$

з якої виходить що граничне значення потужності обмежується тільки нагрівом проводів. Потужність по лінії передається при наявності різниці напруг на початку і на кінці лінії.

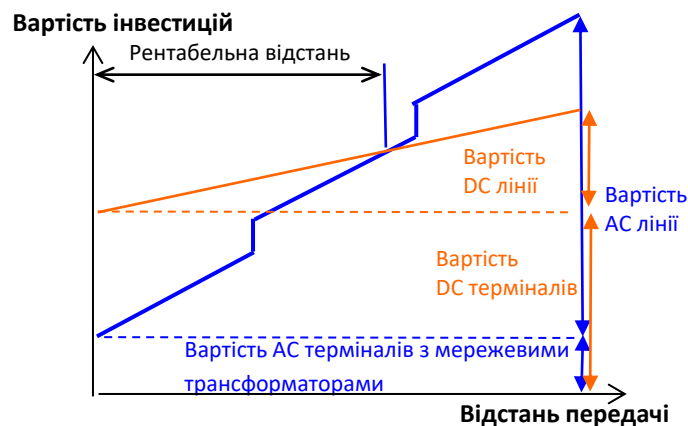


Рис. 1.9 - Порівняння змінного та постійного струмів при передачі енергії на великі відстані. Беззбиткова відстань передачі потужності 1000 МВт складає 600 км [7]

Крім вказаних є ще низка переваг ліній постійного струму:

- краще умови роботи ізоляції, особливо кабельних ліній;
- кабельні лінії значно дешевше особливо у разі їх прокладання під водою;

- реверс електричної енергії виконується простіше;
- не впливають на струм короткого замикання енергосистеми, що приймає електричну енергію;
- за рахунок швидкодіяного керування потоками електричної енергії підвищує стійкість енергосистем.

До основних **недоліків** ліній постійного струму відносяться [21] :

- складність і висока вартість перетворювальних підстанцій;
- споживання великої кількості реактивної потужності інверторною підстанцією із-за чого виникає необхідність у додаткових джерелах реактивної потужності;
- спотворення форми кривої напруги через наявність вищих гармонік від перетворювальних пристроїв;
- складність проміжного відбору потужності;
- нестійкість роботи інвертора у разі пониження напруги.

1.5.2 Технології та схемні рішення передачі постійного струму

Технології передачі електричної енергії класифікуються відповідно до механічного принципу і засновані на використанні [10] повітряних ліній, підземних або підводних ліній, які можуть працювати як кабельні лінії або елегазові лінії (GIL), а також лінії змінного струму або лінії постійного струму. Пропускна здатність ліній змінного струму обмежена максимальною відстанню передачі і максимальною потужністю передачі.

Таким чином, за потужністю передачі електроенергії та довжини передачі виконується вибір категорії ліній електропередач щодо рівня напруги та фізичного принципу. На рисунку 1.10 представлено огляд різних технологій передачі.

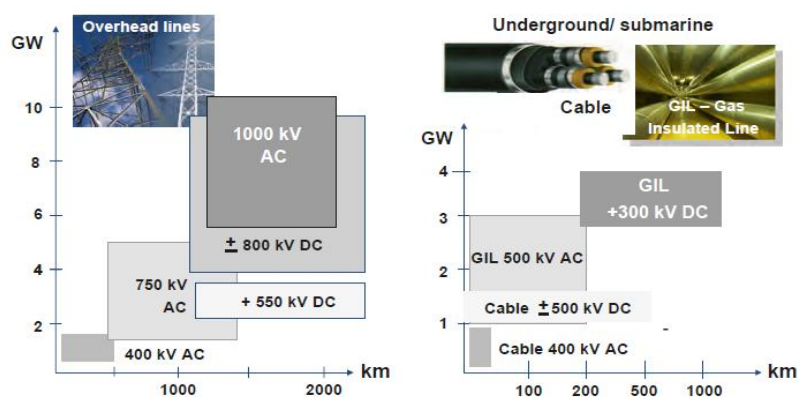


Рис. 1.10 - Огляд пропускної спроможності технологій передачі [10]

Слід зауважити, що при виборі виду струму: змінного або постійного, необхідно враховувати наявність таких ліній у енергорайоні. Спроби впровадження нового виду струму можуть суттєво збільшити вартість проекту.

Застосування кабелів змінного струму 400 кВ додатково обмежується тим фактом, що висока ємність кабелю викликає високу генерацію реактивної потужності. Для більших відстаней кабелю потрібні додаткові установки компенсації реактивної потужності. Лінії з елегазовою ізоляцією використовуються для спеціальних застосувань, де потрібна висока потужність передачі електроенергії [10].

1.5.3 Режими роботи. Забезпечення необхідних показників якості електроенергії

Перетворення змінного струму на постійний і навпаки забезпечується активним та швидким керуванням вентилями в перетворювальних станціях. На даний момент доступні дві технології конверторних вентилів [10]:

- перетворювачі джерела струму (CSC) або комутовані по лінії перетворювачі (LCC) із застосуванням світлових тиристорів (LTT).
- перетворювачі джерел напруги (VSC) із застосуванням біполярних транзисторів з ізолюваним затвором (IGBT).

Таблиця 1.4 - Основні характеристики технологій перетворення змінного струму в постійний і навпаки

CSC- Current Source Converter. LCC - Line Commutated Converter. VSC Voltage Source Converter

Порівняння технологій ВН постійного струму	
CSC або LCC Конвертер поточного джерела Лінійний комутований перетворювач Світловий тиристор $\leq \pm 800 \text{ kV}$ $\leq 10 \text{ GW}$ Вузол до вузла Мережа комутована Потрібна зовнішня напруга Немає чорних стартів Потрібна реактивна потужність Гасіння у момент нуля струму	VSC Перетворювач джерела напруги IGBT Біполярний транзистор з ізолюваним затвором $\leq \pm 350 \text{ kV}$ $< 2 \text{ ГВт}$ (1 ГВт/конвертер - 2012) Мультитермінал Генерує напругу Самостійна комутація Можливість чорного запуску Контролює реактивну потужність Регульований кут гасіння

У схемі перетворювача струм тече в протилежному напрямку у разі негативної постійної напруги. Це вказує на типові обмеження технології CSC, а саме на те, що зміна напрямку потоку електроенергії вимагає зміни полярності напруги. Після перетворення напруга постійного струму продовжує чергуватися, а гармонічні частоти накладаються.

Достатнього затухання гармонік досягають двома способами:

- створенням LC-резонансних контурів для гармонік напруги за допомогою паралельного фільтра постійного струму;
- паралельною роботою двох систем змінного струму в 12-імпульсній схемі перетворювача зі зсувом фаз 30° . Фазовий зсув досягається двома паралельними трансформаторами, за допомогою яких вторинні обмотки одного з'єднані у схему Y, а іншого – у схему трикутника.

На рис. 1.11 представлена схема перетворювача AC–DC. Фільтри змінного струму забезпечують усунення гармонійних спотворень. Вирівнювальний реактор забезпечує уникнення переривання струму у випадку низької потужності та для обмеження струмів замикання постійного струму.

Лінійний комутований перетворювач вимагає, щоб струм слідував за напругою. Отже, реактивна потужність повинна бути доступна на шині змінного струму. Часто схеми фільтрів змінного струму розроблені таким чином, що реактивна потужність генерується на базовій частоті 50 Гц.

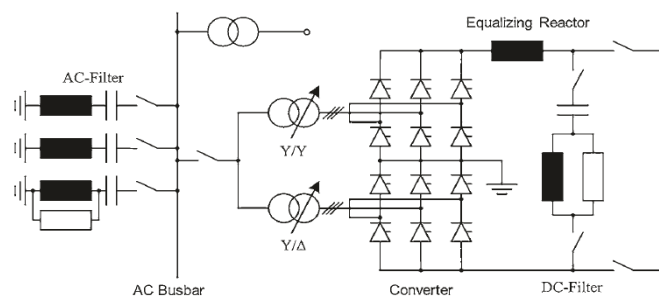


Рис. 1.11 - Схема 12-імпульсного перетворювача AC–DC [10]

Перетворення DC-AC використовує ідентичну схему і виконує переривання постійної напруги зі зміною полярності кожні 10 мс на фазу (півхвиля 50 Гц). Застосовується така ж технологія фільтрації.

Основна перевага самокомутованої технології VSC полягає у вищій гнучкості керування. Тут потік струму може бути перерваний за межами перетину нуля.

Ці клапани дозволяють пропускати струм в обох напрямках без необхідності змінювати полярність напруги. Таким чином, стає можливим створення сітчастих або багатотермінальних високовольтних мереж постійного струму. Також контролюється реактивна потужність, а перетворювальна станція може самостійно відновлювати напругу. Отже, використовується можливість чорного запуску. Однак рівень напруги і, як наслідок, пропускна здатність технології VSC все ще нижчі, ніж у методі CSC або LCC.

1.6 Вибір основного обладнання систем електропостачання з локальними джерелами енергії

1.6.1 Загальні вимоги щодо вибору електрообладнання

Попередній вибір обладнання виконується за наступними критеріями.

1. Відповідно до призначення для виконання **функцій**:

- генерації електричної енергії – вибирають генератори;
- перетворення рівня напруги – трансформатори (підвищуючі або понижувальні);
- ввімкнення або вимкнення електричного кола (вимикачі, роз'єднувачі,);
- створення кола для розподілення електричної енергії на одному рівні напруги – збірні шини;
- вимірювальні перетворювачі струмів та напруг – вимірювальні трансформатори струму та напруги.

2. **Умови експлуатації** – у приміщенні або для зовнішнього використання.

3. **За номінальною напругою.** Номінальна напруга обладнання має дорівнюватись **напрузі** мережі встановлення елемента. Виключення – напруга трансформаторів струму та реакторів може перевищувати напругу мережі. Для цих елементів напруга вказує на рівень ізоляції.

4. **За номінальною потужністю.** Для багатьох видів електричного обладнання це одна з основних характеристик, за якою обладнання вибирається у першу чергу (генератори, двигуни, трансформатори).

5. Для трансформаторів важливою, обов'язковою характеристикою що підлягає вибору, є коефіцієнт трансформації.

Після попереднього вибору електрообладнання його необхідно перевірити на можливість експлуатації в конкретних умовах, майже все електрообладнання перевіряється на термічну та динамічну стійкість.

1.6.2 Вибір силових трансформаторів

Основні положення вибору трансформаторів розглядаються відповідно до технічної політики ДП «НЕК «Укренерго» [22].

Силові трансформатори та автотрансформатори і реактори повинні відповідати вимогам національних та міжнародних стандартів

Термін експлуатації трансформаторів повинен складати не менше 35 років. Магнітопроводи мають бути із зниженими втратами за рахунок використання високоякісних електротехнічних сталей.

Рекомендовано застосовувати прилади РПН із забезпеченням керування з АСК ТП (з можливістю роботи в дистанційному режимі з віддаленого пульта управління). РПН має бути оснащений системою контролю та видачі сигналів на віддалений пульт управління.

Необхідно передбачати додаткову обмотку вбудованого трансформатора струму з класом точності 0,5 для моніторингу.

Вибір кількості трансформаторів в основному обумовлений надійністю електропостачання.

Майже на всіх підстанціях передбачається встановлення двох трансформаторів. Однотрансформаторні підстанції використовуються для живлення невідповідальних споживачів або на початку спорудження двотрансформаторної підстанції при наявності резервного живлення навантаження від мережі низької напруги.

Спорудження підстанції з кількістю трансформаторів більше двох може бути обумовлене якщо потужність двох трансформаторів недостатня.

У зв'язку із тим, що значення навантаження постійно змінюється, а також виникають аварійні режими, трансформатори можуть перевантажуватись. Допустиме значення систематичного перевантаження регламентується відповідно до ДСТУ 14209-69 Державний стандарт України. Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів.

Якщо максимальна потужність за графіком навантаження влітку менша номінальної потужності трансформатора, то взимку допускається перевантаження на кожний відсоток недовантаження влітку, але не більше ніж на 15%. Взимку допускається перевантаження на 150%, якщо тривалість добового максимуму не перевищує одну годину і температура докільля до +5°C.

Зазвичай потужність трансформаторів для встановлення на двохтрансформаторній підстанції визначається:

$$S_T = (0,6-0,8) \cdot S_M$$

де $S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2}$ - повна потужність споживача в режимі максимальних навантажень.

1.6.3 Вибір вакуумних та елегазових вимикачів

Вибір вимикачів розглядається відповідно до [17].

У відкритих РУ напругою 110 – 750 кВ застосовуються сучасні колонкові або бакові елегазові вимикачі. Допускається застосування вакуумних вимикачів класом напруги 110 кВ за відповідного техніко-економічного обґрунтування.

В колах 6 – 35 кВ власних потреб підстанцій застосовуються вакуумні вимикачі, конструкція яких забезпечує надійну роботу без проведення будь-яких ремонтних робіт до закінчення встановленого ресурсу по механічній та комутаційній здатності. Елегазові вимикачі та вимикачі-роз'єднувачі (комбіновані модульні апарати) застосовуються при відповідному техніко-економічному обґрунтуванні.

Для елегазових вимикачів має бути передбачена система моніторингу тиску елегазу та сигналізація при його витоку.

Всі високовольтні комутаційні апарати повинні інтегруватися до АСК ТП.

Основні параметри вибору вимикачів

- За напругою установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
- За довготривалим струмом $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}} \quad I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
- За здатністю вимикати струми $I_{\text{н.т}} \leq I_{\text{вимном}}$
- Перевірка на електродинамічну стійкість виконується за граничним наскрізним струмом.
- Перевірка на термічну стійкість виконується за тепловим імпульсом струму к.з.

У минулому на підстанціях встановлювалися різні типи автоматичних вимикачів, наприклад автоматичний вимикач з масляним резервуаром, мінімальний масляний вимикач або автоматичні повітряні вимикачі. В останні кілька десятиліть відбувся перехід від AIS до використання лише елегазових автоматичних вимикачів на підстанціях УВН, СВН та ВН. Вони пропонують найбільш економічно ефективно рішення щодо придбання, встановлення, обслуговування та надійності. Ізоляційним середовищем є SF₆ (гексафторид сірки), який є інертним, нетоксичним, безбарвним, несмачним і негорючим газом. Він приблизно в п'ять разів щільніший за повітря та забезпечує надзвичайно високу ізоляційну здатність при тиску від 400 до 600 кПа. Крім того, SF₆ приблизно в 100 разів краще, ніж повітря, для переривання дуги [10].

1.6.4 Використання комплектних елегазових підстанцій

Розподільні пристрої з елегазовою ізоляцією [10].

Як зазначено вище, гексафторид сірки є кращим діелектриком, який також використовується в розподільних пристроях з елегазовою ізоляцією при помірному тиску для ізоляції фаза-фаза та фаза-земля. Провідники високої напруги, автоматичні вимикачі, ізолятори та перемикачі, трансформатори напруги та струму герметизуються елегазом у заземлених металевих корпусах.

Перші відсіки перемикачів з елегазовою ізоляцією були встановлені в 1968 році. Сьогодні ця технологія часто використовується в міських районах постачання, а кількість елегазових перемикачів, що експлуатуються по всьому світу, перевищує мільйон.

Основними причинами використання розподільних пристроїв з елегазовою ізоляцією є:

- обмежений простір, що важливо в густонаселених або гірських районах,
- дороге придбання землі або правові обмеження,
- вимоги до екологічної сумісності або схвалення суспільством,
- агресивні умови навколишнього середовища, наприклад прибережні або промислові ділянки,
- важкі погодні умови, наприклад сильний вітер, сніг та ожеледь,

- сейсмічна активність з необхідністю високої сейсмостабільності через низький центр ваги,
- розширення, реконструкція чи модернізація AIS за умов обмеженої доступності простору.

Окрім фундаментального зменшення простору, компактна конструкція ГПС забезпечує такі додаткові переваги:

- коротке та економічне планування та період доставки можливий завдяки індивідуальним замовникам та заздалегідь визначеним комбінаціям модулів розподільних пристроїв,
- короткий і економічний період встановлення можливий завдяки попередньо зібраним на заводі та перевіреним блокам,
- фундаменти з обмеженим доступом, напр. у гірських або річкових районах, реалізованих за допомогою зовнішньої ГПС,
- високий рівень доступності завдяки інкапсуляції та модульному дизайну, зручному для обслуговування,
- мінімальні зусилля з технічного обслуговування завдяки герметизації рухомих частин і меншій кількості ізоляторів,
- високий рівень безпеки для обслуговуючого персоналу завдяки заземленій інкапсуляції,
- тривалий термін експлуатації: >50 років.

Відсіки GIS оснащені декількома датчиками для діагностики, такими як спостереження за щільністю газу, моніторинг часткового розряду, лічильники струму перемикачів або моніторинг дуги.

Зокрема, спостереження за щільністю газу відіграє важливу роль у захисті навколишнього середовища. Газ SF₆ є небезпечним для навколишнього середовища і повинен суворо зберігатися всередині капсули без будь-яких втрат. Сучасна комутаційна техніка здатна задовольнити цю вимогу.

Ровенський завод високовольтної апаратури випускає комплектні трансформаторні елегазові підстанції КТПЕР, в них використовуються елегазові вимикачі 110 та 220 кВ. Деякі наведені в таблиці 1.5 та рис.1.12.

Таблиця 1.5 - Основні дані комплектних трансформаторних елегазових підстанцій КТПЕР

КТПЕР	Потужність силового трансформатора, МВА
110/10(6)	2,5....16
110/10(6)	25....40
110/10-10(6)	25....63
110/6-6	25....40
220/10-10(6)	32....36

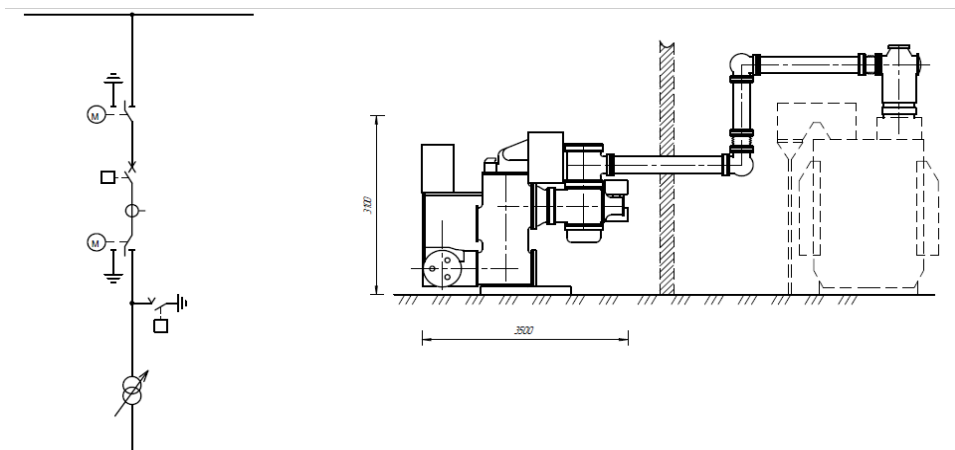


Рисунок 1.12 - Принципова схема та вигляд шафи комплектної трансформаторної елегазової підстанції КРУЕ 110 кВ

1.6.5 Застосування вимірювальних трансформаторів високого класу точності

Розглянемо особливості використання вимірювальних трансформаторів високого класу точності відповідно до Технічної політики ДП «НЕК «Укренерго» [22].

В РУ 110 – 750 кВ необхідно застосовувати сучасні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) з газовою або пісчано-оливою ізоляцією, а в колах 6 – 35 кВ власних потреб підстанцій з литою ізоляцією, вибухобезпечного виконання, високої надійності та які не потребують обслуговування протягом всього терміну експлуатації

ТС 110 кВ і вище повинні мати дві окремих вторинних обмоток з класом точності: не нижче 0,2S для обліку електроенергії 0,5 для вимірювання; ТН 110 кВ і вище – одну, з класом точності не нижче 0,2.

Допускається встановлювати комбіновані оптичні ТС і ТН в комірках ПЛ 110 – 500 кВ із метою підвищення компактності РУ.

Можливе застосування водовідштовхуючого покриття ізоляції або полімерних покриттів вимірювальних трансформаторів для зниження експлуатаційних витрат і підвищення вибухобезпечності.

ТС та ТН повинні мати обґрунтовану кількість вторинних обмоток, але не більше 6 шт.

ТН повинні виключати ефект ферорезонансу.

1.6.6 Вибір перерізу ліній електропередавання

Донедавна вибір перерізу проводів електричних ліній виконувався за економічною густиною струму, тобто $j_{\text{ек}} = 1-1,5 \text{ А/мм}^2$.

На сьогоднішній день перерізи проводів вибирають не за $j_{\text{ек}}$, а за економічними струмовими інтервалами. У цьому випадку зазвичай переріз вибирається більше, що приводить до зменшення втрат напруги та енергії.

Визначення розрахункового струмового навантаження [21]:

$$I_p = I_5 \alpha_i \alpha_T,$$

де I_5 – струм лінії на п'ятому році експлуатації;

α_i – коефіцієнт враховує зміну навантаження, для 110-220кВ $\alpha_i=1,05$;

α_T – враховує кількість годин використання максимального навантаження лінії T_{max} а також потрапляння цього максимуму в максимум енергосистеми (наприклад для $T_{\text{max}} = 2000$ год $\alpha_T=0,7-1$).

У разі вибору перерізу проводу обов'язково враховується мінімально допустимий за втратами на корону.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Сформулюйте принципи розвитку електричних мереж і систем.
2. Дайте характеристику сучасним електроенергетичним системам.
3. Яким чином здійснюється стратегічне планування електричної мережі?
4. Наведіть загальні вимоги до систем електропостачання.
5. Які існують режими роботи локальних енергетичних систем. Опишіть їх особливості, вкажіть переваги та недоліки.
6. Опишіть сучасні системи накопичування енергії, доцільність їх використання.
7. Яким чином здійснюється побудова систем електропостачання з локальними джерелами енергії?
8. Яким чином впливають відновлювальні джерела на режими роботи систем електропостачання?
9. Яким чином улаштовується автоматизація оцінювання та керування режимами систем електропостачання?
10. Наведіть варіанти розвитку систем електропостачання.
11. Що регламентують Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище відносно розвитку систем електропостачання?
12. Які основні принципи побудови мереж 35-110(150) кВ, 6-10 кВ?
13. Дайте визначення інтелектуальним електричним мережам.
14. Які ключові питання створення інтелектуальних електричних мереж?
15. Чим відрізняються схеми централізованих та розосереджених електричних систем?
16. Що таке зворотні потоки активної потужності? У яких випадках вони виникають?
17. Мікрогрід: склад, схемні рішення, класифікація.

18. Які джерела генерації використовуються в Micro Grid, їх характеристики?
19. Що таке тестові схеми IEEE, сфера їх застосування?
20. Вкажіть переваги та недоліки використання ліній постійного та змінного струму.
21. Наведіть технології та схемні рішення передачі постійного струму?
22. Режими роботи ліній постійного струму. Яким чином забезпечуються необхідні показники якості електроенергії?
23. Вкажіть устаткування для перетворення струму (з постійного на змінний і навпаки) в електричних мережах.
24. Яким чином здійснюється гасіння гармонік в лініях постійного струму?
25. Сформулюйте загальні вимоги щодо вибору електрообладнання систем електропостачання з локальними джерелами енергії.
26. Наведіть критерії вибору силових трансформаторів.
27. Наведіть критерії вибору вакуумних та елегазових вимикачів.
28. Вкажіть сфери застосування комплектних елегазових підстанцій.
29. Вкажіть сфери застосування вимірювальних трансформаторів високого класу точності.
30. Наведіть критерії вибору перерізу ліній електропередавання.

Розділ 2

СПОСТЕРЕЖУВАНІСТЬ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ЛОКАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

2.1 Конфігурації систем електропостачання та автоматизація їх зміни

2.1.1 Зміна конфігурації систем електропостачання з неоднорідними електричними мережами

Зазвичай в електричних мережах з'єднуються лінії з різними параметрами. Однорідні мережі – мережі, у яких відношення реактивного опору ліній до активного для всіх ліній однакове. Тобто X_{wi}/R_{wi} є постійним значенням для всіх i ліній мережі.

Зазвичай лінії 35 кВ споруджуються з проводами приблизно з однаковими перерізами, а тому вони майже однорідні. Мережі більшої напруги є неоднорідними, особливо більшої за 220 кВ. Повітряні лінії неоднорідні навіть з проводом однакового перерізу але із різною середньгеометричною відстанню на окремих ділянках [21, 23].

Найбільша неоднорідність виникає у замкнених контурах мережі, що об'єднують мережі різної номінальної напруги (рис.2.1). Причиною цього є те, що значний індуктивний опір трансформаторів значно більше їх активного опору, мережа з трансформаторами відноситься до мережі з великою неоднорідністю.

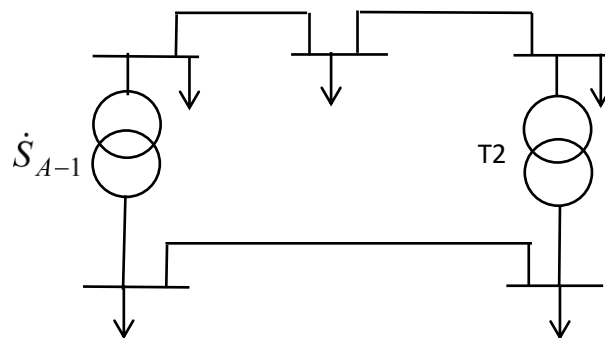


Рис. 2.1 - Неоднорідна мережа з трансформаторами

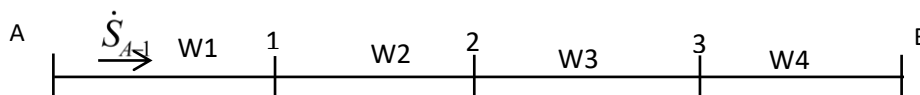


Рис. 2.2 - Електрична мережа з двобічним живленням

Визначення потужності на головній ділянці мережі з двобічним живленням (рис.2.2) [21, 23]

$$\dot{S}_{A-1} = \frac{\sum_{i=1}^3 Z_i \cdot \dot{S}_i}{\sum_{j=1}^4 Z_{Wj}} \quad (2.1)$$

де j – лінії; i -вузли.

Якщо підставити у формулу (2.1) комплексні значення опорів ліній і ділянок

$$\dot{S}_{A-1} = \frac{\sum_{i=1}^3 Z_i \cdot \dot{S}_i}{\sum_{j=1}^4 Z_{Wj}} = \frac{\sum_{i=1}^3 (R_i + jX_i) S_i}{\sum_{j=1}^4 (R_{Wj} + jX_{Wj})} \quad (2.2)$$

Якщо $\frac{X}{R} = const$, то комплексні опори можна записати

$$Z_i = R_i + jX_i = \left(1 + \frac{X}{R}\right) R_i \quad Z_{Wj} = R_{Wj} + jX_{Wj} = \left(1 + \frac{X}{R}\right) R_{Wj} \text{ і врахувати } S_i = P_i + jQ_i \text{ в (2.2)}$$

отримаємо

$$\dot{S}_{A-1} = \frac{\sum_{i=1}^3 (R_i + jX_i) S_i}{\sum_{j=1}^4 (R_{Wj} + jX_{Wj})} = \frac{\sum_{i=1}^3 \left(1 + \frac{X}{R}\right) S_i \cdot R_i}{\sum_{j=1}^4 \left(1 + \frac{X}{R}\right) R_{Wj}} = \frac{\sum_{i=1}^3 S_i \cdot R_i}{\sum_{j=1}^4 R_{Wj}} = \frac{\sum_{i=1}^3 P_i \cdot R_i}{\sum_{j=1}^4 R_{Wj}} + \frac{\sum_{i=1}^3 Q_i \cdot R_i}{\sum_{j=1}^4 R_{Wj}} \quad (2.3)$$

З (2.3) видно, що розподіл активної і реактивної потужностей в однорідній мережі можна виконувати незалежно один від одного. Тому виконують два незалежних розрахунки мереж – один з активними навантаженнями, другий з реактивними. Підсумовування результатів дає повну потужність. Такий розрахунок називають розщепленням мережі.

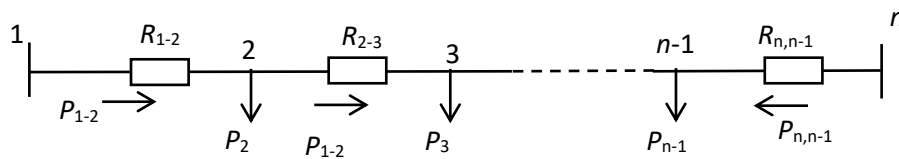


Рис. 2.3 - Розподіл P в однорідній лінії

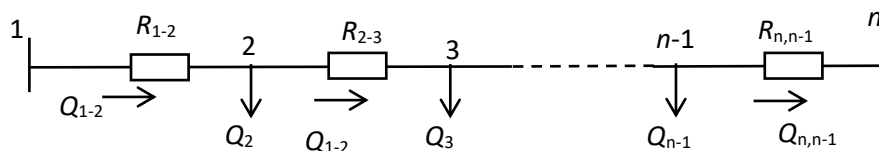


Рис. 2.4 - Розподіл Q в однорідній лінії

Якщо в однорідній мережі усі лінії якої мають проводи одного перерізу з однаковими питомими активним r_0 та індуктивним x_0 опором, розподіл

потужностей можна знаходити відповідно довжин ліній. Підставимо $Z_W = (r_0 + jx_0)l_W$ в формулу (2.1) після перетворень отримаємо:

$$\dot{S}_{A-1} = \frac{\sum_{i=1}^3 l_i \cdot \dot{S}_i}{\sum_{j=1}^4 l_{Wj}} \quad (2.4)$$

З (2.4) видно, що потужності в однорідній замкненій мережі можна визначати не за опорами, а за довжинами ліній.

Враховуючи те, що в замкнених мережах розподіл потужностей виконується на підставі комплексних опорів, для оптимального розподілу потужностей можна враховувати навіть тільки активні опори.

Для зниження втрат електричної енергії досить широко використовується розмикання контурів у неоднорідних мережах. Для реалізації цього заходу необхідно визначити точки розмикання. У разі розмикання бажано забезпечувати мінімум втрат потужності і не виходити за припустимі режими і необхідний рівень надійності.

Розмикання можна виконувати в точках потокорозподілу потужності, які визначені в режимі економічного розподілу. Необхідно економічно обґрунтувати доцільність встановлення нового вимикача, якщо він відсутній в оптимальній точці.

2.1.2 Оцінка надійності електропостачання

Вважається, що на надійність електропостачання впливає не тільки надійність електричних мереж, а й низка інших факторів (планові простої та ін.). Показники надійності [24]:

ω_B – параметр потоку відмов;

T_B – середній час вимушеного простою, год.

Для визначення імовірності вимушеного простою користуються формулою

$$q_B = \frac{T_B}{T + T_B} = \frac{\omega_B \cdot T_B}{\omega_B \cdot T + \omega_B \cdot T_B} = \frac{\omega_B \cdot T_B}{8760}$$

де T – середнє значення часу між відмовами, год

Визначення частоти відмов лінії виконують за формулою:

$$\omega_B = \frac{\omega_{B, \text{стат}} \cdot l_W}{100}$$

де $\omega_{B, \text{стат}}$ – статистичне значення частоти відмов лінії на 100 км, наводиться в довідниках;

l_W – дійсне значення довжини лінії, км.

Усереднені значення показників надійності та планових простоїв ліній електропередавання, електричних апаратів і систем шин наведені в [24].

Електричні мережі напругою 10 кВ через значну протяжність та радіальні схеми ліній мають суттєво низьку надійність.

Основні показники надійності електропостачання споживачів в Україні:

- *SAIFI* – індекс середньої частоти довгих перерв;
- *SAIDI* – індекс середньої тривалості довгих перерв.

Планується забезпечити *SAIDI* – 150 хв для міських та 300 хв для сільської. В 2019 році було 478 хв планових та 683 хв непланових відключень.

2.1.3 Використання реклоузерів в електричних мережах

Реклоузер - автономний комплексний апарат, призначений для вимикання коротких замикань і використання поза територією електричних підстанцій. Основу реклоузера складає вакуумний вимикач та система автоматики. В основному реклоузери використовуються для секціонування або для захисту фідера. Зазвичай в склад автоматики входить релейний захист, АПВ та АВР. АПВ має доволі високу ефективність завдяки тому, що суттєво скорочує час відновлення електропостачання, враховуючи що від 50 до 90% пошкоджень є нестійкими.

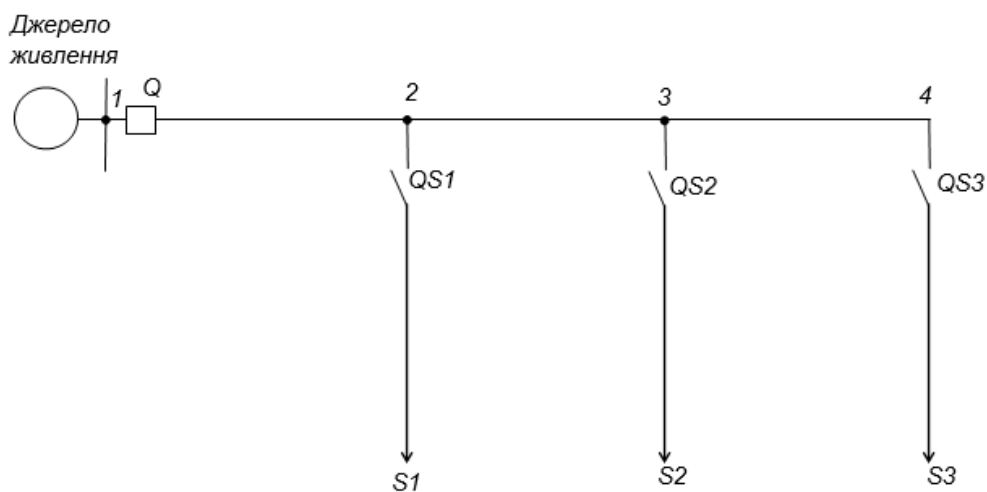


Рис. 2.5 - Типова схема живлення електричною енергією споживачів *S1*, *S2*, *S3*

В типовій схемі живлення (рис.2.5) роз'єднувачі *QS1*, *QS2*, *QS3* вимикаються вручну, вони не спроможні вимикати струми к.з. Будь-яке к.з. на лінії і відгалуженнях до споживачів вимикається вимикачем *Q*, тобто всі споживачі втрачають живлення. У разі виникнення к.з. виїжджає бригада, яка проводить пошук місця пошкодження, що може займати декілька годин.

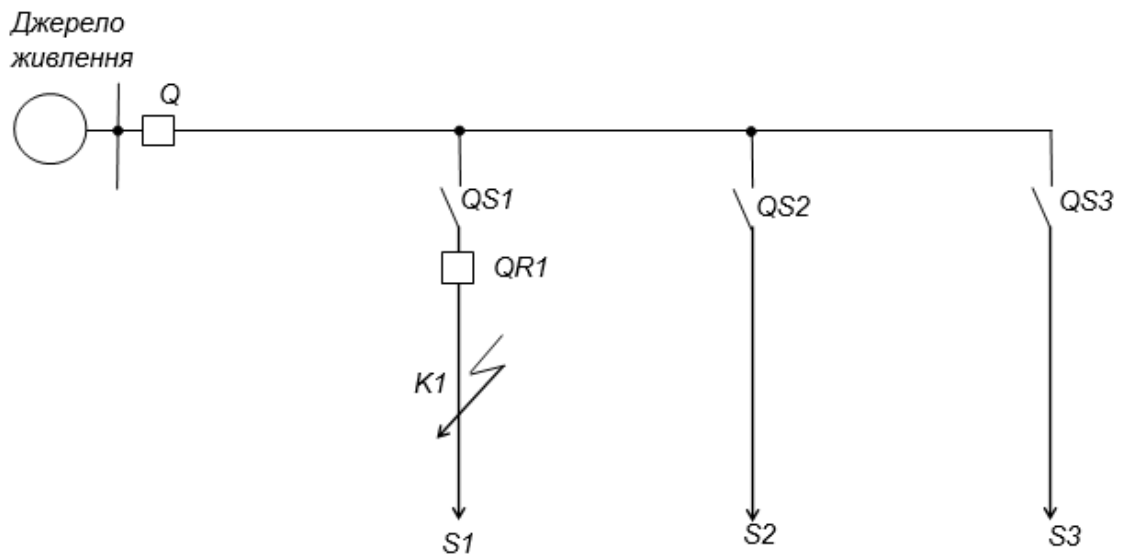


Рис. 2.6 - Встановлення реклоузера на лінії до споживача $S1$

Встановлення реклоузерів на відгалуженнях (рис.2.6) забезпечить локалізацію пошкоджень. Непошкоджені відгалуження продовжуватимуть роботу. Диспетчер буде знати де виникло пошкодження, що суттєво скорочує відновлення електропостачання.

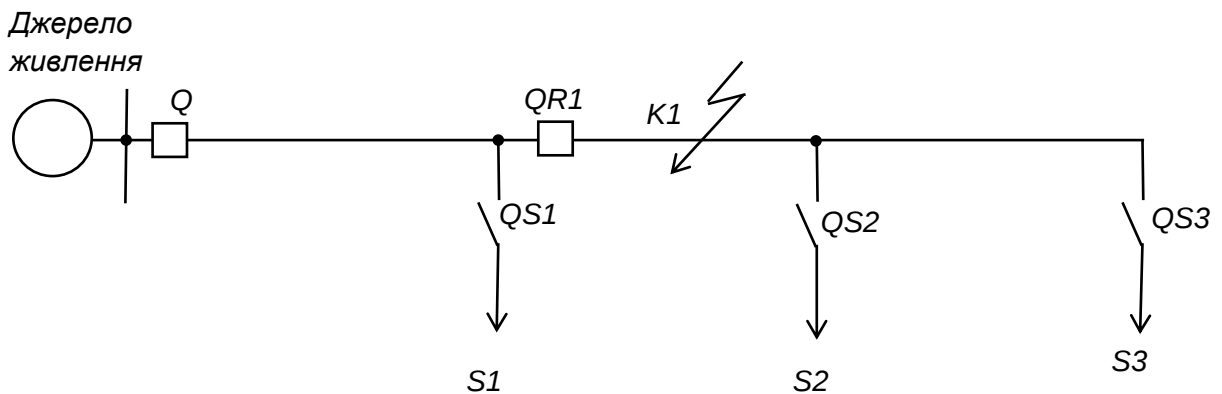


Рис. 2.7 - Встановлення реклоузера для вимикання к.з. на магістральній лінії

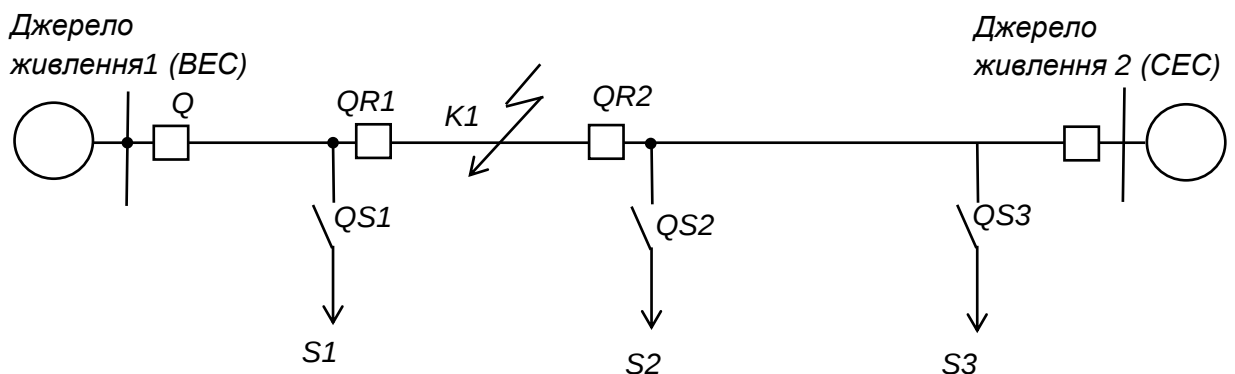


Рис. 2.8 - Двостороннє живлення. Встановлення двох реклоузерів для локалізації к.з. на магістральній лінії або для секціонування

2.2 Режими роботи електричних мереж і систем електропостачання. Використання інформаційних технологій для визначення режимів систем електропостачання

2.2.1 Особливості застосування різних режимів нейтралі. Обмеження перенапруг у мережах з ізольованою нейтраллю.

Вважається, що спосіб з'єднання кожної обмотки трифазного генератора з трифазним навантаженням за допомогою двох проводів є дуже неекономічним. У такій схемі необхідно використовувати шість проводів. Тому з метою економії обмотки фаз генератора з'єднують у зірку або трикутник. За такими ж схемами з'єднуються обмотки навантаження. Генератори підключаються до навантаження трьома або чотирма проводами замість шести.

Відомо, що трьохфазна система струмів та напруг знайшла широке розповсюдження як система з мінімальною кількістю фаз яка відносно просто дозволяє створювати обертове поле в двигунах. У трьохфазних системах навантаження окремих фаз у більшості випадків однакове, що обумовлює однаковість амплітуд струмів фаз в усталених режимах. Завдяки тому, що вектори струмів фаз знаходяться під кутом 120 градусів, їх сума дорівнюється нулю. Цей висновок додатково підтверджує доцільність об'єднання зворотних проводів трьох фаз навантаження в один провід, який може називатись нульовим. У цьому проводі струм у симетричному усталеному режимі дорівнюється нулю, а тому виникає спокуса взагалі відмовитись від використання нульового проводу. Але ціла низка факторів змушує застосовувати цей провід або з'єднувати з землею нульові точки генераторів (джерел живлення) та нульові точки навантаження.

З'єднання нейтралі з землею у залежності від конкретних обставин може виконуватись не тільки безпосередньо а й через індуктивні або активні опори. Глухозаземлена нейтраль використовується у мережах з номінальною напругою 110 кВ й вище. У мережах 3 - 35 кВ відповідно до ПУЕ вибирається один з трьох варіантів:

- з ізольованою нейтраллю (рис.2.9);
- з нейтраллю, заземленою через дугогасний реактор (рис. 2.10) або резистор (рис.2.11);
- з нейтраллю, заземленою одночасно через дугогасний реактор і резистор.

Основними факторами, що впливають на вибір варіанту з'єднання нейтралі з землею є надійність електропостачання та витрати на ізоляцію електричної мережі. Статистичні дані вказують на те, що найбільш часто в електричних мережах виникають однофазні замикання на землю. Якщо такі замикання відбуваються у мережі з глухозаземленою нейтраллю, то це будуть однофазні короткі замикання, які потребують відключення пошкодженої ділянки. Відключення приводить до перерви електропостачання. Якщо однофазне замикання виникає в мережі з ізольованою нейтраллю, то у цьому випадку значення струмів замикання невеликі (у середньому до 5-50 А), вони обумовлені

значенням ємностей фаз мережі по відношенню до землі (C_A, C_B, C_C рис.2.8). У більшості випадків такі замикання не потребують відключення, а тому навіть при наявності замикання електропостачання не припиняється. Міжфазні напруги не змінюються, а тому споживачі не відчують виникнення замикання фази на землю. Але напруга фаз по відношенню до землі збільшується до значення лінійної напруги. Тому ізоляція фаз повинна бути розрахована не на фазну напругу, як це виконується у разі заземленої нейтралі, а на лінійну напругу. Це приводить до збільшення вартості електрообладнання. По суті це плата за підвищення надійності електропостачання. Підвищення напруги непошкоджених фаз по відношенню до землі прискорює знос ресурсу ізоляції, а також може привести до замикання на землю однієї з цих фаз й виникненню подвійного короткого замикання. Тому необхідно знизити негативний вплив підвищення напруги в режимі замикання однієї фази на землю шляхом обмеження часу існування цього режиму.

Треба мати на увазі, що режим ізольованої нейтралі має цілу низку недоліків, які також необхідно враховувати при виборі режиму нейтралі.

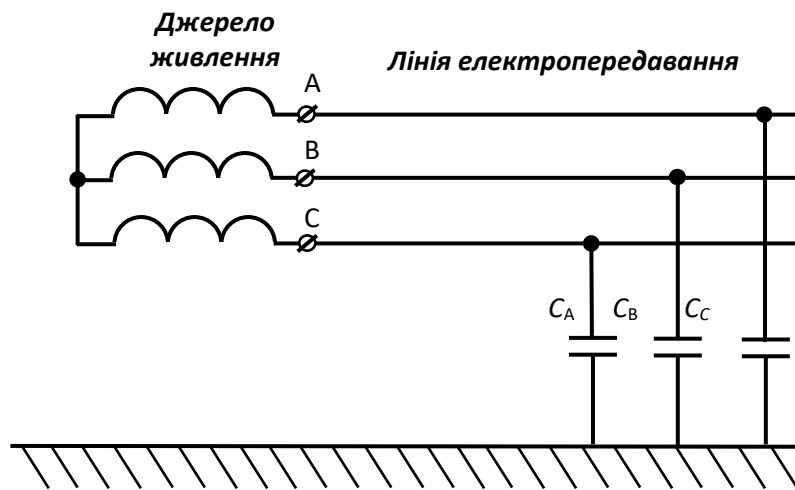


Рис. 2.9 – Схема мережі з ізольованою нейтраллю

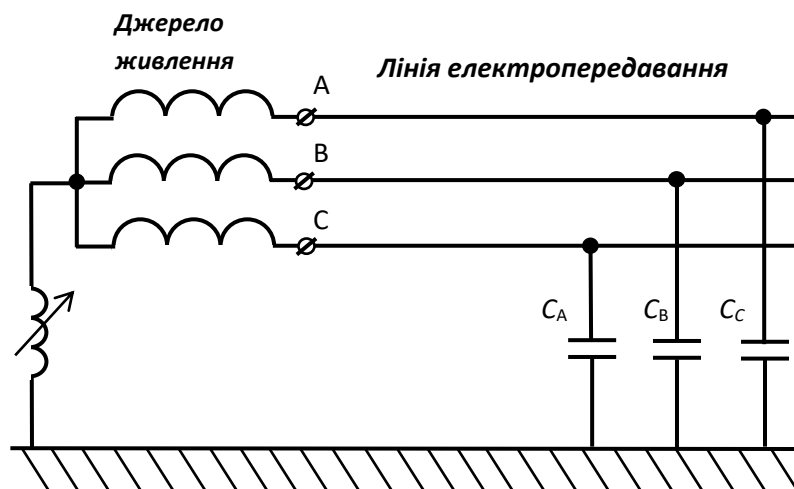


Рис. 2.10 - Нейтраль з'єднана з землею через дугогасний реактор L

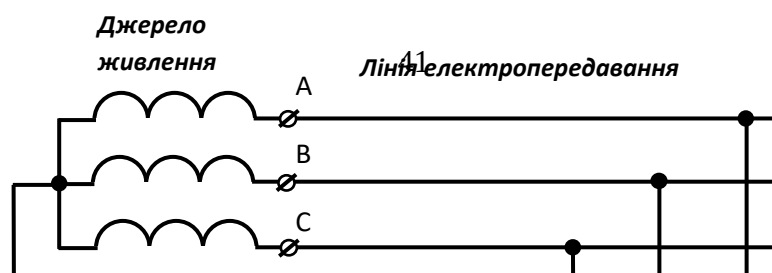


Рис. 2.11 - Нейтраль з'єднана з землею через резистор R

Окрім впливу режиму нейтралі на надійність електропостачання та вартість електрообладнання до другорядних, але також важливих факторів, що виникають у разі ізольованої нейтралі, можна віднести наступні:

- вплив на знос електрообладнання з-за підвищення напруг фаз та перенапруг у разі однофазних замикань на землю;
- можливість виникнення шкідливих ферорезонансних та резонансних процесів;
- у багатьох випадках важко забезпечити необхідну чутливість релейного захисту, який визначає місце пошкодження, що необхідно для своєчасного усунення замикання. Але в ПУЕ записана однозначна вимога про те, що захист від замикань на землю повинен надійно спрацьовувати за обраного способу заземлення нейтралі;
- вплив на безпеку обслуговування електрообладнання.

Одним з недоліків режиму ізольованої нейтралі є виникнення перехідних процесів перезаряду ємностей після виникнення замикання на землю. Звичайно час перехідного процесу не перевищує 10 мілісекунд. Частота коливань визначається ємністю та індуктивністю мережі й може знаходитись в діапазоні від 2000 до 20000 Гц. Кидок ємнісного струму на початку замикання значно перевищує ємнісний струм нормального режиму, а тому враховується у релейному захисті при виборі його струму спрацювання. Амплітуда перенапруг в перехідному процесі перевищує номінальне фазне значення в 4-5 разів, що негативно впливає на ізоляцію мережі.

Часто у місці замикання виникає переміжна дуга, при якій періодично (до двох разів за період промислової частоти) виникає пробій й після нього відбувається перехідний процес й далі згасання дуги. У мережах з ізольованою нейтраллю частина таких замикань досягає двох третин від усіх замикань. Періодичний характер процесу приводить до поступового збільшення амплітуди перенапруг, тобто виникає так звана «ескалація» перенапруг.

Відповідно до класичної теорії Петерсена загоряння дуги відбувається в момент досягнення максимуму напругою на пошкодженій фазі, а згасання дуги

відбувається у момент проходження через нуль струму високочастотних коливань. Максимальна напруга на фазах може досягати $4,27U_{\phi}$.

За теорією Петерса та Слепяна дуга згасає в момент проходження через нуль складової струму робочої частоти і потім знову загоряється через половину періоду цієї ж частоти. Таким чином загоряння та згасання дуги відбувається один раз на період, а значення перенапруги досягає $3U_{\phi}$.

Технічна реалізація з'єднання нейтралі з землею у мережі 6-10 кВ у багатьох випадках стикається з проблемою відсутності нейтралі оскільки на силових трансформаторах використовується схема з'єднання обмоток трикутник.

Вибір режиму нейтралі в електричних мережах напругою від 3 кВ до 35 кВ виконується відповідно до вимог ПУЕ.

Одним з основних формальних критеріїв вибору способу заземлення нейтралі, як і раніше, залишається величина струму однофазного замикання.

Орієнтовне значення струму однофазного замикання можна визначити:

$$I_3 = 3 \cdot U_{\phi} \omega C, \quad (2.5)$$

де U_{ϕ} – фазна напруга мережі;

$\omega = 2\pi f$ – кутова частота, $f=50$ Гц;

C – ємність відносно землі фази усієї мережі.

Аналіз формули (2.5) показує, що для мережі певної напруги струм однофазного замикання однозначно визначається сумарною довжиною ліній мережі, що отримує живлення від джерела живлення (трансформатора, генератора). При цьому треба мати на увазі, що кабелі того ж класу напруги й довжини що й повітряні мають ємність приблизно у 10 разів більше, ніж повітряні лінії електропередавання.

Ще одне суттєве зауваження стосується чутливості захистів, що використовуються для визначення виникнення однофазних замикань. Оскільки струм в кабельних мережах більше, то й чутливість захистів вище, ніж у мережах з повітряними лініями.

Формула (2.5) дає правильне значення струму тільки металевого замикання на землю, тобто вважається що перехідний опір у місці замикання дорівнюється нулю. Реально таких замикань відбувається не багато.

Режим ізольованої нейтралі електричних мереж 3-35 кВ

Пряма вказівка на необхідність використання режиму ізольованої нейтралі у залежності від конкретного значення струму замикання в ПУЕ відсутня. Але з пункту 1.2.16 можна зробити висновок про можливість використання режиму ізольованої нейтралі якщо струм не перевищує 10 А, оскільки при більших значеннях вказується на необхідність застосовувати компенсацію ємнісного струму замикання на землю.

Відомо, що у разі замикань на землю у струмах та напругах мережі виникають складові нульової послідовності. На вимірюванні та автоматичному аналізі цих складових засновується більшість приладів релейного захисту, що забезпечують визначення однофазних замикань. Але струмові захисти, що реагують на амплітуду струму нульової послідовності, часто не забезпечують необхідну чутливість й селективність. У цих випадках контроль амплітуди напруги нульової послідовності дозволяє визначати факт виникнення замикання на землю, але визначення місця замикання він не забезпечує. Пошук пошкодженого приєднання може бути виконано примітивним способом: шляхом послідовного відключення приєднань до визначення того приєднання, при відключенні котрого зникає напруга нульової послідовності.

Обмеження перенапруг у мережах з ізолюваною нейтраллю завдяки заземленню нейтралі електричних мереж 3-35 кВ через активний резистор [25].

Велика кількість досить небезпечних дугових замикань серед усіх замикань на землю істотно вже давно ініціювала пошук шляхів зниження негативного впливу на мережі цього виду пошкодження. При цьому не будемо розглядати заходи по зниженню кількості дугових замикань, які у першу чергу ґрунтуються на підвищенні надійності та якості електрообладнання. Цей напрямок продовжує розвиватись, наприклад, на сучасних кабелях із ізоляцією з зшитого поліетилену майже не виникає пробоя ізоляції.

У разі заземлення через активний резистор (рис.2.11) відбувається зростання значення струму замикання, що позитивно впливає на чутливість захистів. Але це не можна вважати основною метою використання цього режиму, оскільки струми у місці замикання будуть приводити до зростання розмірів пошкодження. Якщо виконувати відключення місця замикання, то втрачається основна перевага режиму (без відключення).

Основною перевагою використання з'єднання нейтралі через активний резистор є зниження перенапруг в режимі замикання.

Практичне створення штучної нейтралі та її з'єднання з землею

Технічна реалізація з'єднання нейтралі мережі 35 кВ з землею не визиває утруднень, оскільки обмотки 35 кВ триобмоткових силових трансформаторів підстанцій майже завжди мають нульовий вивід.

Трансформатори підстанцій з вищою напругою 35-110 кВ, що забезпечують перетворення параметрів електричної енергії до напруги 6-20 кВ, виконуються із схемою з'єднання обмоток «зірка з нулем» / «трикутник». На напрузі 6-20 кВ відсутній нуль. Тому виникає необхідність створювати штучну нейтраль. Для цього можуть використовуватись :

- спеціальні силові трансформатори заземлення нейтралі (ТЗН), у яких обмотка вищої напруги 6-20 кВ з'єднана за схемою «зірка з нулем»

підключається до секції шин (рис.2.12), а обмотка низької напруг з'єднана у схему «трикутник». Звичайно це трансформатори типу ТМ, ТМГ;

- трансформатори власних потреб (ТВП) із схемою з'єднання обмоток Y_0/Δ підключаються до обмотки низької напруги силового трансформатора підстанції ;

- фільтри нульової послідовності масляні заземлюючі, основою яких є трансформатор без вторинної обмотки із з'єднанням обмоток високої напруги за схемою «зігзаг».

У всіх розглянутих варіантах при створенні штучної нейтралі підлягають вибору не тільки рівні напруг, а також потужність трансформаторів. Основною перевіркою вибраних трансформаторів є перевірка на термічну стійкість.

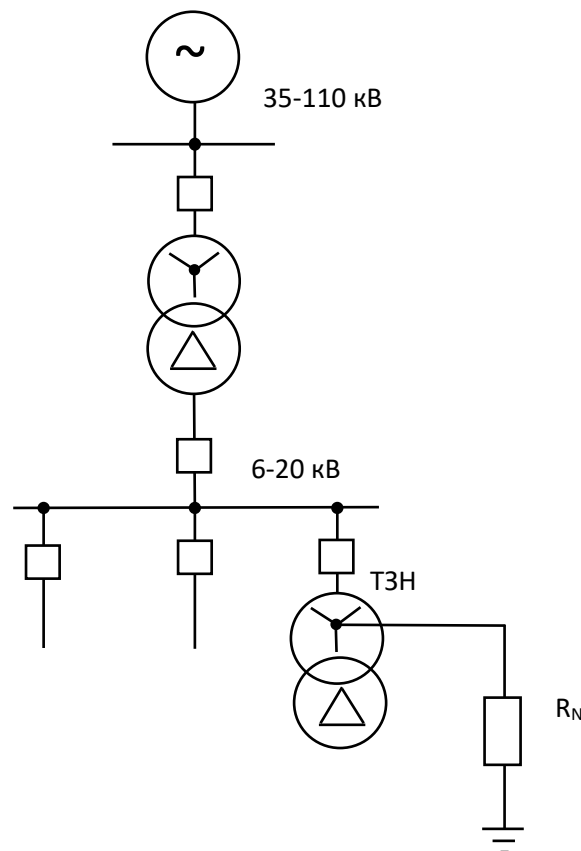


Рис. 2.12 - Створення штучної нейтралі за допомогою спеціального силового трансформатора заземлення

Варіанти підключення резистора R_N до нейтралі ТВП або до нейтралі ФМЗО є небажаними для застосування з-за виконання захисту ТВП та ФМЗО запобіжниками, які не завжди можуть забезпечити припустимий час вимикання.

Перевірка на термічну стійкість триобмоткового трансформатора з підключенням до нейтралі 35 кВ високовольтним резистором у режимі однофазного замикання не проводиться .

У разі використання для створення штучної нейтралі спеціального трансформатора необхідно визначити його потужність $S_{ТН}$. Основним чинником,

який впливає на вибір потужності трансформатора є значення активного опору, що включається в нейтраль R_N :

$$S_{TN} \geq \frac{U_{НОМ}^2}{3 \cdot k_{ПЕР} \cdot R_N},$$

де $U_{НОМ}$ – номінальна лінійна напруга обмотки вищої напруги трансформатора;
 $k_{ПЕР}$ – коефіцієнт перевантаження трансформатора, може досягати 1,4, але враховуючи те, що необхідно віддавати перевагу надійності, не бажано перевантажувати цей трансформатор.

На трансформаторах, що створюють штучну нейтраль, необхідно встановлювати релейний захист: основний і резервний.

Запорізький трансформаторний завод виготовляє аналоги ФМЗО (фільтр нульової послідовності масляний заземлюючий) нейтралістворюючі трансформатори типу ТМ, ТМГ номінальною напругою 6-35 кВ з діапазоном потужностей 100 – 2500 кВА .

Цей же завод виготовляє однофазні реактори масляні заземлюючі дугогасні з плавним регулюванням типу РЗДПОМ номінальною напругою 6 – 35 кВ. Регулювання індуктивності здійснюється за рахунок плавної зміни немагнітного зазору. Що є дуже важливим, завод комплектує реактори автоматичним регулятором. Забезпечення автоматичного регулювання є обов'язковим, оскільки ємність мережі постійно змінюється у залежності від технологічного процесу, у якому приймають участь приєднання з навантаженням.

2.2.2 Схеми заміщення та векторні діаграми електричних мереж

Векторні діаграми (рис. 2.14, рис.2.16) є зручним інструментом проведення аналізу режиму роботи мережі з локальними джерелами, які будуються відповідно до схеми заміщення мережі (рис.2.13, рис.2.15).

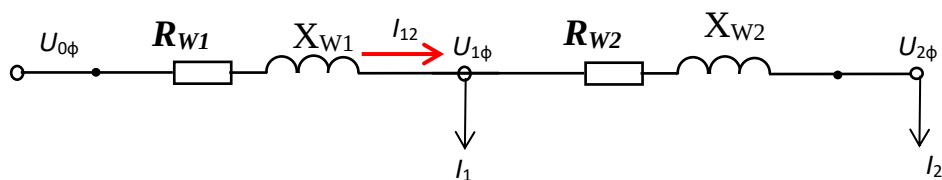


Рис. 2.13 - Схема заміщення повітряної лінії з двох ділянок

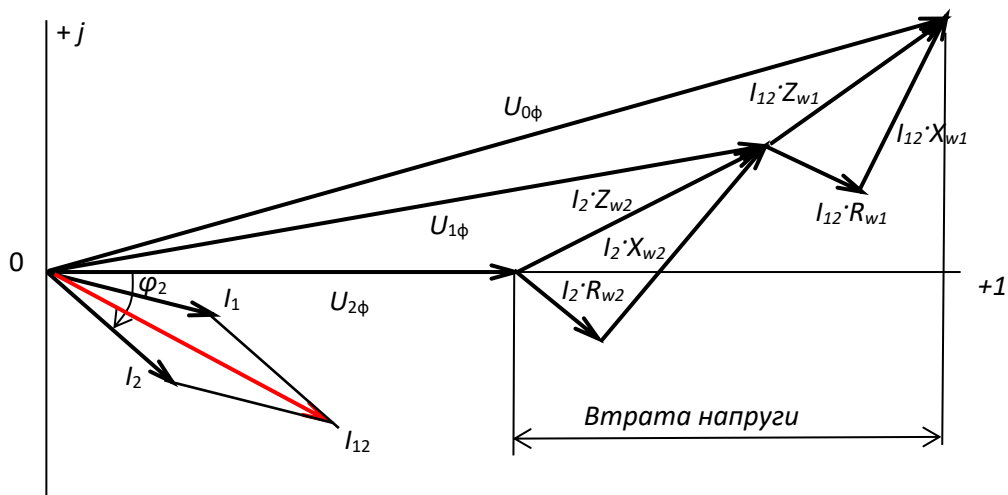


Рис. 2.14- Векторна діаграма повітряної лінії з двох ділянок

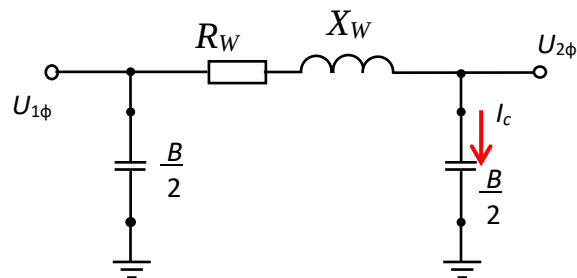


Рис. 2.15 - Схема заміщення повітряної лінії 110 кВ

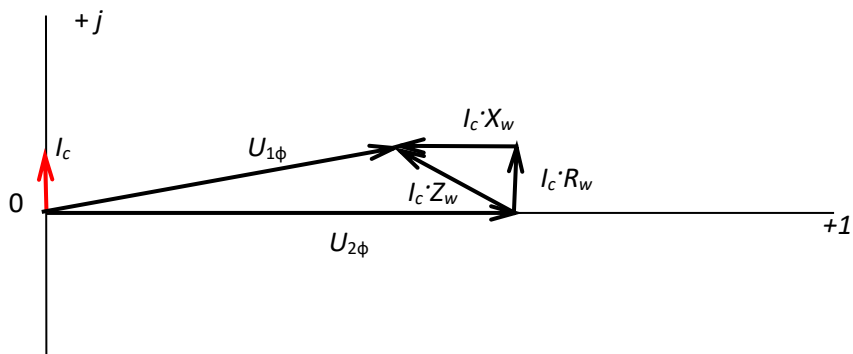


Рис. 2.16 - Векторна діаграма повітряної лінії 110 кВ у режимі холостого ходу

2.2.3 Нормальні, аварійні та післяаварійні режими систем електропостачання

Основне призначення електричних мереж і систем розподілу полягає у надійному постачанні електричної енергії необхідної (заданої) якості.

Режими роботи систем розподілу електричної енергії характеризуються певними параметрами режиму: струми, напруги, потужності, частота, тобто у залежності від цих параметрів визначається режим роботи.

Режим визначається на підставі порівняння параметрів режиму з нормованими значеннями та їх відхиленнями від цих значень, а також за результатами оцінки зміни параметрів режиму у часі.

Звичайно режими систем електропостачання з локальними джерелами поділяють на:

- усталені нормальні режими, які вважаються основним для довготривалої роботи
- аварійні
- після аварійні

У загальному сенсі керування режимами роботи систем розподілу можна вважати що це процес забезпечення необхідних параметрів відповідного режиму.

Основною метою керування в нормальних режимах є забезпечення оптимальних параметрів у тому числі техніко-економічних показників та показників якості електричної енергії.

Основною метою керування в аварійних режимах є перехід до післяаварійного режиму за мінімальний час й із меншими збитками.

2.2.4 Інформаційні технології для визначення режимів систем електропостачання

Визначення режимів систем електропостачання з локальними джерелами ґрунтується на результатах вимірювання параметрів режиму в контрольних вузлах. Для вимірювання параметрів використовують системи SCADA та WAMS з PMU, що забезпечують вимірювання комплексних параметрів режиму синхронно для всіх точок.

2.3 Аварійні режими роботи систем електропостачання з відновлюваними джерелами енергії

2.3.1 Виникнення аварійних режимів

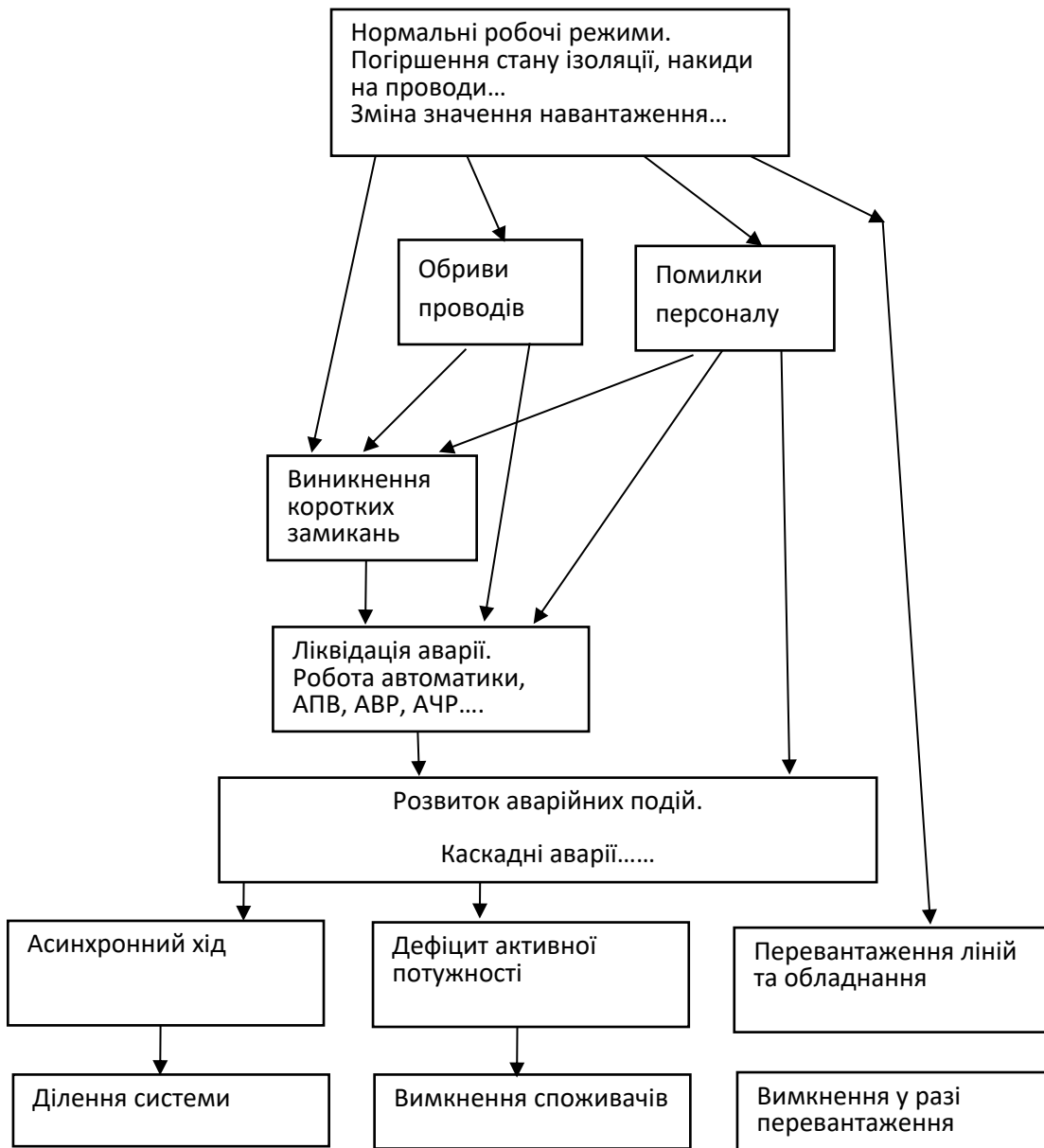


Рис. 2.17-Деякі (найбільш ймовірні) шляхи розвитку аварійних ситуацій

Режим живлення мережі від системи (рис.2.18) зазвичай передбачається якщо потужності ВДЕ не вистачає для забезпечення електричною енергією всіх споживачів мережі (може використовуватись режим одночасного постачання електричної енергії від системи і локальних джерел ВДЕ).

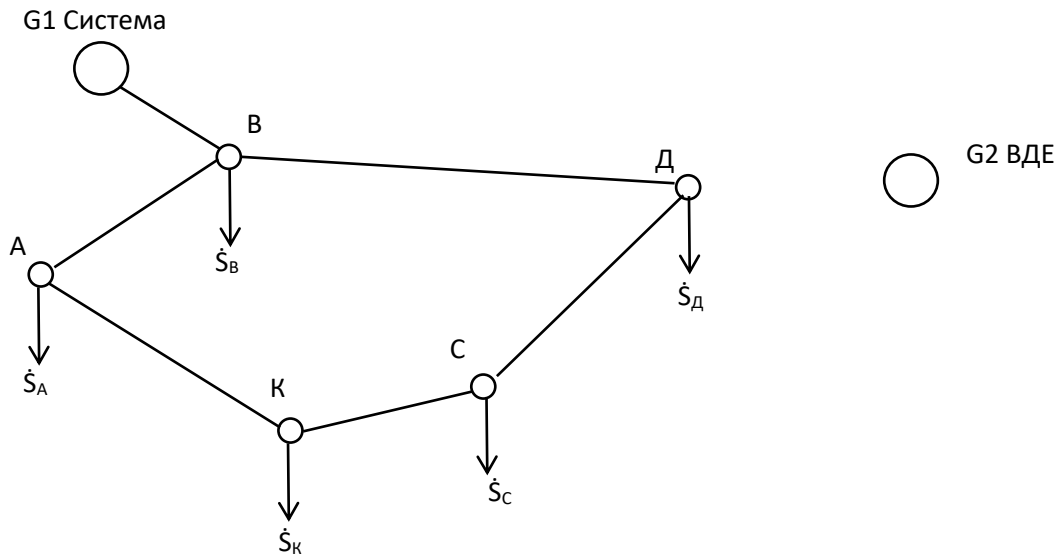


Рис. 2.18 - Схема усталеного режиму двостороннього живлення споживачів системи з локальними джерелами від централізованої системи

Відстань від системи G1 до споживача В дорівнює нулю, а потужність споживача В не впливає на розподіл потужностей у замкненій мережі.

Для розрахунку режиму мережі розділяємо мережу по вузлу В.

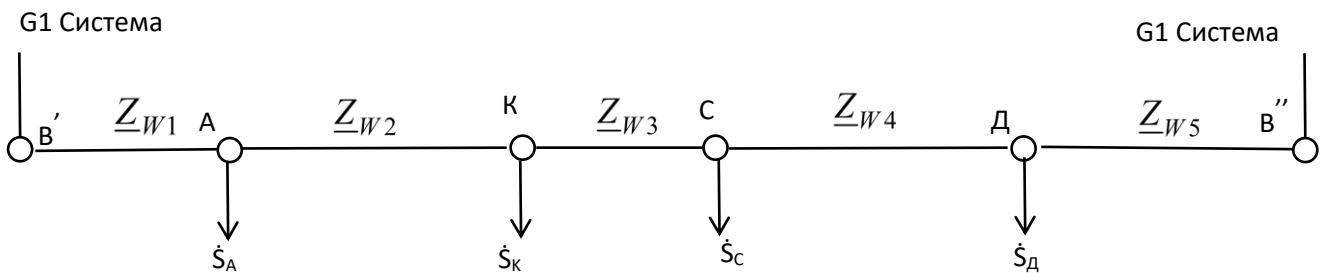


Рис. 2.19 - Розгорнута схема двостороннього живлення споживачів від системи

Потужність на головній ділянці зліва:

$$\dot{S}_{B'-A} = \frac{(\underline{Z}_{W2} + \underline{Z}_{W3} + \underline{Z}_{W4} + \underline{Z}_{W5})\dot{S}_A + (\underline{Z}_{W3} + \underline{Z}_{W4} + \underline{Z}_{W5})\dot{S}_K + (\underline{Z}_{W4} + \underline{Z}_{W5})\dot{S}_C + \underline{Z}_{W5} \cdot \dot{S}_D}{\underline{Z}_{W1} + \underline{Z}_{W2} + \underline{Z}_{W3} + \underline{Z}_{W4} + \underline{Z}_{W5}} \quad (2.6)$$

Потужність, що проходить лінією 2 (А-К) з урахуванням (2.6):

$$\dot{S}_{A-K} = \dot{S}_{B'-A} - \dot{S}_A.$$

Аналогічно визначаються потужності всіх ліній. Далі розраховуються точки потокорозподілу активної і реактивної потужності, мережа розрізається і

визначаються напруги в вузлах мережі (алгоритм розрахунку наведено в Практичному занятті 3). Необхідно оцінити припустимість рівня напруги у всіх вузлах мережі і необхідність виконання регулювання напруги на шинах низької напруги підстанцій споживачів.

У зв'язку з тим, що всі лінії включені (рис.2.18), то у разі виникнення кз на будь-якій лінії спрацює релейний захист і вимикає пошкоджену лінію з двох сторін. Після вимкнення будь-якої лінії всі споживачі продовжують отримувати живлення. Якщо за якоюсь причиною аварійна ситуація буде розвиватись і вимкнеться ще одна з ліній, то у залежності від того яка лінія вимкнеться, всі або частина споживачів втратить живлення.

Якщо, наприклад, виникає кз на лінії В-Д (рис.2.18), вона вимикається релейним захистом і мережа перейде до **режиму одностороннього живлення** (рис.2.20).

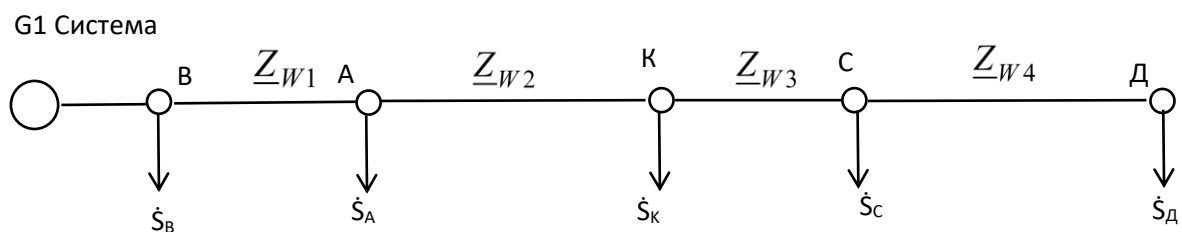


Рис. 2.20 - Схема одностороннього живлення споживачів від системи

Зазвичай система забезпечує рівень напруги у точці В на 5% вище за номінальну. Але після вимкнення лінії В-Д (рис.2.20) підстанція Д стає найбільш віддаленою від джерела живлення G1, а тому рівень напруги у точці Д може виявитись неприпустимо низьким.

Необхідно перевірити достатність діапазону регулювання РПН трансформатора підстанції Д для забезпечення бажаного рівня напруги на низькій стороні в цьому режимі мережі (алгоритм розрахунку наведено в Практичному занятті 2).

Рівень надійності електропостачання у мережі (рис.2.20) значно знижується, а тому час роботи мережі в цьому режимі має бути обмеженим.

Якщо, наприклад, виникає кз на лінії В-А (рис.2.21), вона вимикається релейним захистом і мережа перейде **також до режиму одностороннього живлення**, у якому може виникнути проблема забезпечення необхідного рівня напруги для споживача у вузлі А.

Живлення споживачів системи електропостачання від локального відновлюваного джерела живлення ВДЕ (рис.2.21) є **основним режимом роботи мережі** (рис.2.18), якщо мінімальної потужності вітрогенераторів ВДЕ вистачає для живлення всіх споживачів у максимальному режимі навантаження.

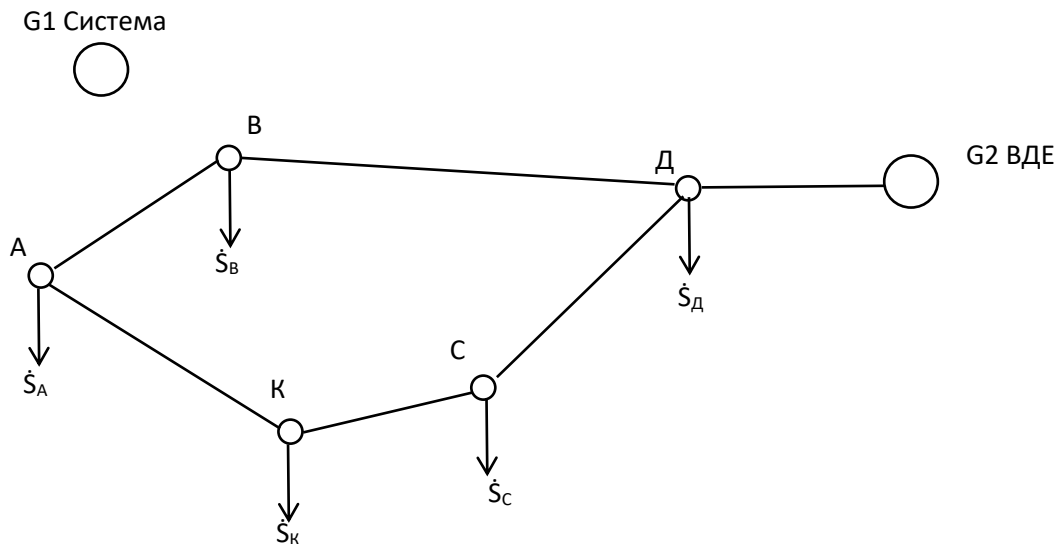


Рис. 2.21 - Живлення споживачів мережі від відновлюваного джерела живлення ВДЕ

Розрахунок усталеного режиму одностороннього живлення виконується подібно розрахунку режиму живлення від системи.

Якщо, наприклад, виникає КЗ на лінії В-Д (рис.2.21), вона вимикається релейним захистом і мережа перейде до **режиму одностороннього живлення від ВДЕ** (рис.2.22).

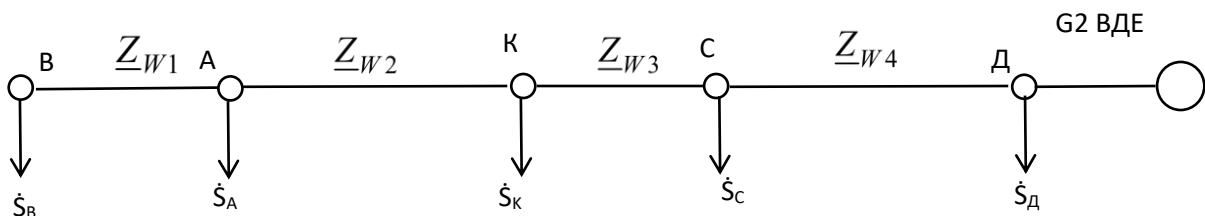


Рис. 2.22 - Схема одностороннього живлення споживачів від ВДЕ

Відстань від системи G2 до споживача Д дорівнюється нулю, а потужність споживача Д не впливає на розподіл потужностей у мережі (рис.2.22).

2.3.2 Способи локалізації пошкоджень. Принципи захисту від коротких замикань елементів систем

Значення струмів короткого замикання в системах електропостачання з локальними джерелами значно менші ніж у централізованих системах. Другою особливістю у цих системах є зміна напрямку струму короткого замикання у залежності від режиму роботи локальних джерел.

Вказані особливості погіршують умови забезпечення селективності та чутливості релейного захисту. Одним із варіантів виконання вказаних вимог є

використання мікропроцесорних захистів з абсолютною селективністю. Також розглядаються виконання захистів на підставі інформації від мікро РМУ.

Для повітряних ліній з двостороннім живленням, як основний захист може бути мікропроцесорний пристрій диференційно-фазного захисту з абсолютною селективністю.

2.3.3 Обмеження струмів короткого замикання

Для обмеження значень струму короткого замикання звичайно використовують реактори, трансформатори з підвищеним значенням опору (з розщепленими обмотками), зміна конфігурації мережі (розмикання контурів, розмикання паралельного включення ліній), послідовне вимикання кіл, через які проходить струм к.з.

Іноді реактори застосовують у споживачів із потужними електричними двигунами для обмеження пускових струмів двигунів і обмеження струмів кз, або для забезпечення стійкості роботи двигунів у разі виникнення близьких коротких замикань обмежується зниження рівня напруги.

Використання реакторів або інших опорів має недоліки:

- постійні втрати електричної енергії;
- падіння напруги на опорі в нормальному режимі.

2.3.4 Обмежувач струму короткого замикання SCCL

Обмежувач струму к.з. майже миттєво шунтує ємність, завдяки чому вводиться опір реактора.

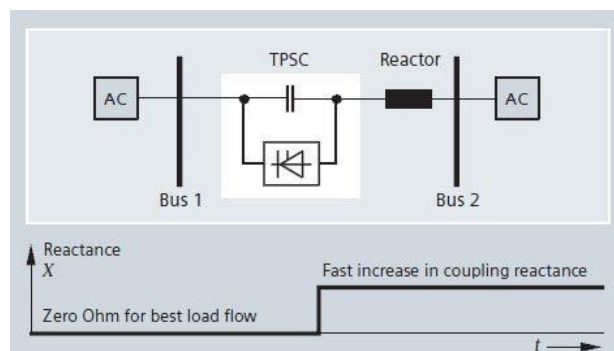


Рис. 2.23 - Комбінацію TPSC з зовнішнім реактором використовують як обмежувач струму короткого замикання (SCCL) Siemens [7,10]

У разі виникнення к.з. в системі, тиристорний ключ буде запускатися і шунтувати конденсатор. Відповідний струм короткого замикання буде обмежений реактором до проектних значень.

2.4 Фізичне та математичне моделювання систем електропостачання

2.4.1 Фізичне та математичне моделювання

Моделювання електричних мереж та систем буває двох видів: фізичне та математичне.

Обидва можуть використовуватись для розв'язання будь-яких практичних і теоретичних задач.

Мета моделювання – моделювання реальних режимів роботи ЕЕС, що дає можливість:

- оцінити припустимість робочих усталених режимів;
- дослідження стійкості енергосистем;
- знайти необхідні заходи керування для забезпечення припустимості режиму або оптимальний режим;
- визначити необхідну конфігурацію мережі або системи;
- перевірити нові принципи дії релейного захисту та автоматики;
- оцінити шляхи розвитку аварійних ситуацій.

Виконується моделювання різних режимів: усталених робочих, аварійних, після аварійних.

Раніше для **фізичного** моделювання використовували прилади УРМЕС (універсальна розрахункова модель електричної системи).

У цей час використовується апаратно-програмні комплекси RTDS (Real Time Digital Simulator).

На 2016 рік ЗАО «ЕнЛАБ» RTDS Technologies направила більш 300 комплексів у 40 держав світу (Китай -78, США – 43,..... Німеччина – 7,Польща – 1)

Математичне моделювання дозволяє також розв'язувати усі вище вказані задачі. Звичайно математична модель створюється у залежності від поставленої задачі й необхідної точності розрахунків.

Моделювання сталого режиму системи електропостачання з локальними джерелами

Вихідні дані:

- електрична схема з'єднань джерел генерації, електричних мереж та споживачів;
- технічні характеристики елементів схеми (генератори, трансформатори, лінії, споживачі);
- параметри режиму джерел генерації та споживачів;
- основні припущення, які приймаються, у першу чергу пов'язані з наявністю нелінійних елементів у системі.

2.4.2 Використання Маткад, Матлаб та Power Factory

Маткад, Матлаб та Power Factory дозволяють виконувати математичне моделювання різних режимів систем електропостачання з локальними джерелами електричної енергії.

Розробка програмного забезпечення DIgSILENT (Digital SimuLator for Electrical Network) почалася в 1976 році та використовувала досвід багатьох досвідчених інженерів енергосистем і розробників програмного забезпечення, безпосередньо залучених до планування, експлуатації та обслуговування енергосистем. З моменту створення DIgSILENT програма розширилася і включає широкий набір функцій аналізу, необхідних для планування, експлуатації та обслуговування будь-якого аспекту системи живлення.

Програмне забезпечення DIgSILENT PowerFactory - це інтегрований інструмент аналізу енергетичної системи, який поєднує в собі надійні та гнучкі можливості моделювання системи з найсучаснішими алгоритмами рішення та унікальною концепцією керування базами даних. Концепція PowerFactory була започаткована в 1993 році, коли було прийнято рішення переробити вже успішну DIgSILENT версії 10.31 за допомогою покращених алгоритмів рішення та передової технології програмного забезпечення, що включає об'єктно-орієнтовану базу даних. PowerFactory встановлює нові стандарти функціональної інтеграції, включивши функцію, яку найкраще можна описати як «Активну документацію». Ця гнучка функція дозволяє користувачеві створювати детальні моделі енергосистеми в єдиній базі даних, дозволяючи легко розширити функціональні можливості моделі для визначення широкого діапазону характеристик усталеного стану, часової області, частотної області та стохастичних характеристик системи для всіх вимог аналізу.

2.4.3 Створення схеми заміщення системи електропостачання

Послідовність операцій підготовки та виконання розрахунку усталеного режиму.

1. Формулювання умов та мети розрахунку. Аналіз вихідних даних.
2. Прийняття припущень та визначення параметрів схеми заміщення елементів схеми електричної системи. Створення розрахункової схеми.
3. Створення графу електричної системи (мережі).
4. Запис першої M та другої N матриці з'єднань.
5. Запис рівняння стану електричної системи та його розв'язання.

Формулювання умов та мети розрахунку. Аналіз вихідних даних.

Розрахунки усталених режимів виконуються з метою перевірки припустимості режиму роботи мережі, отримання даних для вибору електрообладнання, визначення оптимального режиму, проведення досліджень та ін. Необхідні дані для виконання розрахунків: електрична схема мережі (системи), технічні характеристики обладнання, параметри режиму джерел генерації та споживачів.

Прийняття припущень та визначення параметрів схеми заміщення елементів схеми

Одним з основних припущень є припущення про симетричність режиму та однаковість параметрів фаз обладнання. Це дає можливість виконувати розрахунки для однієї фази, що суттєво спрощує моделювання. У залежності від мети можуть прийматись припущення про не врахування поперечних провідностей, втрат потужності та ін.

Створення розрахункової схеми

Звичайно у розрахунковій схемі усі елементи схеми приводяться до одного рівня напруги. Розрахункова схема складається з схем заміщення окремих елементів електричної мережі, які з'єднуються між собою відповідно до електричної схеми мережі (системи).

Звичайно, схема складається з джерел живлення, споживачів та пасивних елементів – ліній та трансформаторів.

Навантаження може задаватись різними способами: постійним значенням вектору струму, постійним значенням потужності $S=P+jQ$, постійним значенням провідності, статичними характеристиками навантаження за напругою. Спосіб завдання навантаження впливає на систему рівнянь, що описують режим електричної системи: лінійна або нелінійна. Завдання навантаження постійним значенням струму може призводити до значних похибок [21].

У разі завдання навантаження постійним значенням потужності $S=P+jQ$ внаслідок зміни напруги змінюється струм, тобто у вузлі навантаження підключено нелінійне джерело струму.

Якщо у вузлі навантаження завдяки наявним заходам регулювання напруги забезпечується постійний рівень напруги, то завдання навантаження постійним значенням потужності є таким же, як й завдання навантаження постійним значенням струму, а рівняння залишаються лінійними [21, 26].

Створення графу електричної системи (мережі)

Для зображення способу сполучення віток схеми електричного кола використовується геометрична схема – *граф*, що складається з вершин та ребер. *Вершини* відповідають вузлам електричної схеми. *Ребра* графа відповідають віткам. *Напрямок ребер графа* відповідає умовно-додатним напрямкам струмів відповідних віток схеми електричного кола.

Одним з принципів є припущення про симетричність параметрів електричної (розрахункової) схеми та режиму джерел живлення, що дає можливість виконання розрахунків для однієї фази. Тому для симетричного усталеного режиму граф записується для однієї фази.

Позначення елементів електричної схеми й їх нумерацію рекомендується виконувати в наступній послідовності:

а) відповідно до електричної схеми досліджуваної електричної мережі і вказаних визначень вершини й ребра рисується граф електричної мережі (системи);

Створення графу електричної мережі

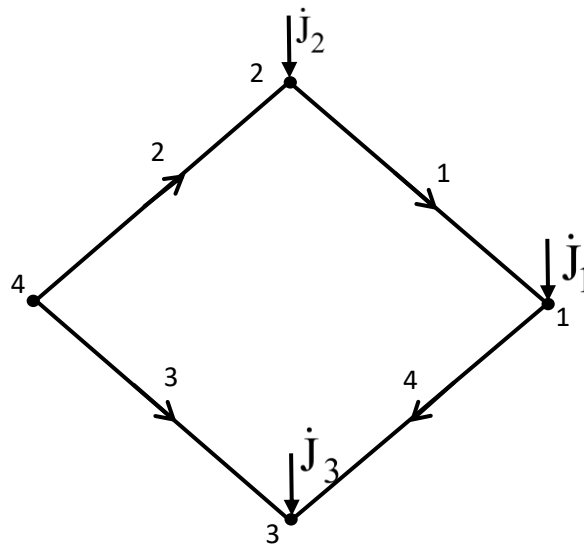


Рис. 2.25 – Граф електричної мережі

Позначимо вітку 4 ребром зв'язку тобто хордою. Тоді отримаємо дерево графу електричної мережі (рис.2.26) – частина графу (рис.2.25), що включає усі вершини й не має жодного замкненого контуру.

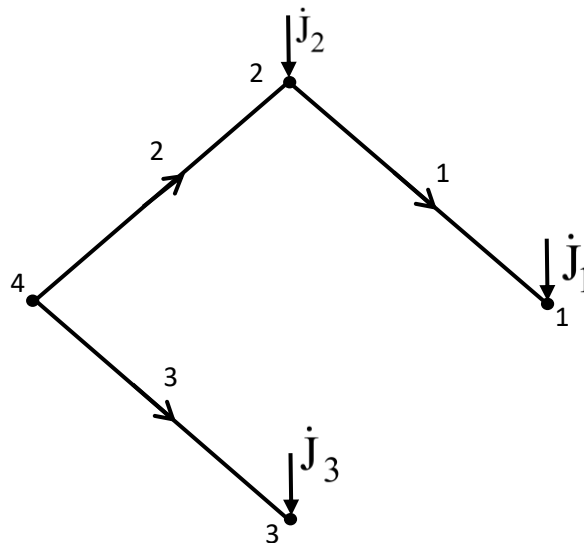


Рис. 2.26 – Дерево графу електричної мережі

Відповідно до графу електричної мережі (рис.2.25) запишемо *першу матрицю інциденцій* $\mathbf{M}$ (перша матриця з'єднань). Оскільки граф складається з 3-х незалежних вузлів й 4-х віток матриця $\mathbf{M}$ має розмір 3×4 .

ВІТКИ

$$\mathbf{M} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 \end{matrix} \\ \begin{matrix} \begin{bmatrix} M_{11} & M_{12} & M_{13} & M_{14} \\ M_{21} & M_{22} & M_{23} & M_{24} \\ M_{31} & M_{32} & M_{33} & M_{34} \end{bmatrix} & \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \end{matrix} \end{matrix} \begin{matrix} \\ \\ \text{вузли} \end{matrix} \quad (2.7)$$

У зв'язку з тим, що вітка 1 входить у вузол 1, перший елемент матриці $\mathbf{M}_{11}$ має значення «- 1». Вітка 2 не з'єднана з вузлом 1, а тому $\mathbf{M}_{12} = 0$. Вітка 3 не з'єднана з вузлом 2, а тому $\mathbf{M}_{13} = 0$. Вітка 4 виходить з вузла 1, а тому $\mathbf{M}_{14} = 1$.

У наслідок аналізу усього графу електричної мережі (рис.2.25) отримуємо першу матрицю з'єднань $\mathbf{M}$:

$$\mathbf{M} = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & -1 \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Іноді виникає необхідність запису матриці $\mathbf{M}$ у формі двох під матриць $\mathbf{M}_\alpha$ та $\mathbf{M}_\beta$:

$$\mathbf{M} = [\mathbf{M}_\alpha \ \mathbf{M}_\beta] = \left[\begin{array}{ccc|c} -1 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & -1 \end{array} \right] \quad (2.9)$$

де $\mathbf{M}_\alpha$ – квадратна підматриця з'єднань ребер дерева графу з незалежними вершинами;

$\mathbf{M}_\beta$ – прямокутна підматриця з'єднань хорди графу з незалежними вершинами 1, 2 і 3.

Для отримання повної матриці інциденцій $\mathbf{M}_\Sigma$ у матрицю $\mathbf{M}$ необхідно додати четвертий рядок – балансувального вузла m_6 (вітки 2 і 3 виходять з вузла 4):

$$\mathbf{M}_\Sigma = \begin{bmatrix} \mathbf{M} \\ m_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Частково перевірити правильність запису матриці $\mathbf{M}_\Sigma$ можна за рахунок перевірки складу окремих стовпців – у кожному має бути тільки одна додатна й одна від'ємна одиниця.

Опис структури замкнених електричних кіл виконують за допомогою *другої матриці інциденцій* (з'єднань) $\mathbf{N}$. Друга матриця відображає з'єднання віток схеми в незалежні контури. Спрощено визначення незалежних контурів

формулюється наступним чином – *незалежний контур* описується рівнянням падінь напруг, яке не може бути отримано внаслідок перетворень рівнянь падінь напруг інших контурів.

Очевидно, що для графу електричної мережі (рис.2.25) існує тільки один незалежний контур й відповідно у другій матриці з'єднань N буде тільки один рядок. Напрямок обходу контуру співпадає із напрямом струму хорди (вітка 4).

$$N = \begin{bmatrix} 1 & 1 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

Створення рівняння стану електричної системи

Усталений режим електричної мережі описується першим та другим законом Кірхгофа.

Відповідно до першого закону Кірхгофа сума комплексних струмів у кожному вузлі дорівнює нулю:

$$M\dot{I} = \dot{J} \quad (2.12)$$

де M – перша матриця з'єднань;

$\dot{I}$ - матриця комплексних значень струмів віток;

$\dot{J}$ - матриця комплексних значень струмів навантажень (джерел) вузлів.

Для мережі (рис.2.24) без балансувального вузла рівняння (2.12):

$$\begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{J}_1 \\ \dot{J}_2 \\ \dot{J}_3 \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Якщо помножити матриці M і $\dot{J}$, то отримаємо рівняння для кожного незалежного вузла схеми:

$$\begin{aligned} -\dot{I}_1 + \dot{I}_4 &= \dot{J}_1 \\ \dot{I}_1 - \dot{I}_2 &= \dot{J}_2 \\ -\dot{I}_3 - \dot{I}_4 &= \dot{J}_3 \end{aligned}$$

Відповідно до другого закону Кірхгофа сума комплексних падінь напруг на вітках контурів дорівнює нулю:

$$N\dot{U}_B = 0 \quad (2.14)$$

де N – друга матриця з'єднань;

$\dot{U}_B$ - матриця комплексних значень падінь напруги на вітках контурів.

Для мережі (рис.2.25), яка складається з одного контуру:

$$N\dot{U}_B = \begin{bmatrix} 1 & 1 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \dot{U}_3 \\ \dot{U}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Закон Ома для схеми рис.2.25 з можливим урахуванням ЕРС у вітках записується у наступному вигляді:

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \dot{U}_3 \\ \dot{U}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_3 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \underline{Z}_4 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{E}_1 \\ \dot{E}_2 \\ \dot{E}_3 \\ \dot{E}_4 \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

або у скороченому вигляді

$$\dot{U}_B = \underline{Z}_B \cdot \dot{I} - \dot{E},$$

де $\underline{Z}_B$ – діагональна матриця комплексних значень опорів віток;

$\dot{E}$ – матриця комплексних значень електрорушійних сил у вітках.

Узагальнене рівняння стану електричної схеми складається на підставі законів Кірхгофу й має вигляд:

$$A \cdot \dot{I} = \dot{F} \quad (2.17)$$

де A – об'єднана матриця параметрів схеми заміщення електричної схеми, що складається з двох матриць

$$A = \begin{bmatrix} M \\ NZ_B \end{bmatrix}, \quad (2.18)$$

F – об'єднана матриця початкових параметрів режиму

$$\dot{F} = \begin{bmatrix} \dot{J} \\ N\dot{E} \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Результати розв'язку узагальненого рівняння стану (2.17) відносно струмів віток:

$$\dot{\mathbf{I}} = \mathbf{A}^{-1} \dot{\mathbf{F}} \quad (2.20)$$

Виконаємо *розрахунок усталеного режиму системи розподілу* (рис.2.24) шляхом розв'язання узагальненого рівняння стану. Прийmemo що усі лінії повітряні й виконані однаковим проводом й типом опор. Питомий опір ліній $Z_0 = R_0 + jX_0 = 0,1 + j0,4$ Ом.

Перша матриця з'єднань $\mathbf{M}$ (інциденцій) для схеми рис.2.24 записана раніш у вигляді формули (2.8), а друга матриця з'єднань $\mathbf{N}$ - у вигляді формули (2.11).

Запишемо діагональну матрицю комплексних значень опорів повітряних ліній:

$$\underline{\mathbf{Z}}_B = \begin{bmatrix} 1+j4 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 5+j20 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 2+j8 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 4+j16 \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

де опір першої вітки (лінія W_1):

$$\underline{Z}_1 = R_{W1} + jX_{W1} = R_0 \cdot l_{W1} + jX_0 \cdot l_{W1} = 0,1 \cdot 10 + j0,4 \cdot 10 = 1 + j4 \text{ Ом.}$$

Аналогічно визначено опори інших віток.

Визначимо матрицю заданих комплексних значень струмів навантажень вузлів. Значення активної складової струму навантаження вузла 1, приведене до напруги 110 кВ:

$$I_{a1} = \frac{P}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{5,715 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 30 \text{ А}$$

Значення реактивної складової струму навантаження вузла 1, приведене до напруги 110 кВ:

$$I_{p1} = \frac{Q}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{3,82 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 20 \text{ А}$$

Загально прийнято, що для вузла генерації струм береться із знаком плюс, для вузла навантаження із знаком мінус, реактивна індуктивна потужність навантаження – знак мінус, але індуктивна складова струму навантаження – знак плюс [1-4].

Таким чином, комплексне значення струму навантаження першого вузла:

$$\dot{J}_1 = -30 + j20 \text{ А.}$$

Аналогічно, комплексні значення струмів навантаження другого та третього вузлів:

$$\dot{J}_2 = -24 + j16 \text{ А,}$$

$$\dot{J}_3 = -15 + j10 \text{ А.}$$

Матриця початкових параметрів режиму з урахуванням відсутності ЕРС у вітках схеми:

$$\dot{\mathbf{F}} = \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{J}} \\ \mathbf{N}\dot{\mathbf{E}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -30 + j20 \\ -24 + j16 \\ -15 + j10 \\ 0 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{N}\dot{\mathbf{E}} = 0. \quad (2.22)$$

Добуток матриць $\mathbf{NZ}_B$ з урахуванням (2.11) та (2.21):

$$\begin{aligned} \mathbf{NZ}_B &= \begin{bmatrix} 1 & 1 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 + j4 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 5 + j20 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 2 + j8 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 4 + j16 \end{bmatrix} = \\ &= \begin{bmatrix} 1 \cdot (1 + j4) & 1 \cdot (5 + j20) & -1 \cdot (2 + j8) & 1 \cdot (4 + j16) \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (2.23)$$

Щоб отримати матрицю $\mathbf{A}$ підставимо в (2.18) матрицю $\mathbf{M}$ (2.8) та матрицю $\mathbf{NZ}_B$ (2.23).

Отримаємо результат розв'язку узагальненого рівняння стану у вигляді матриці комплексних значень струмів віток:

$$\dot{\mathbf{I}} = \mathbf{A}^{-1} \mathbf{F} = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & -1 \\ (1 + j4)(5 + j20)(-2 - j8)(4 + j16) \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} -30 + j20 \\ -24 + j16 \\ -15 + j10 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 7,5 - j5 \\ 31,5 - j21 \\ 37,5 - j25 \\ -22,5 + j15 \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

Елементи матриці $\dot{\mathbf{I}}$, тобто струми віток, вказані у формулі (2.13). Напрямок струму $\dot{I}_4$ треба змінити по відношенню до його напрямку на рис.2.25.

Перевірка. Сума струмів, що виходять з джерела живлення $\dot{I}_2$ та $\dot{I}_3$ має дорівнюватись сумі струмів, що споживають навантаження, тобто:

$$\dot{I}_2 + \dot{I}_3 = (31,5 - j21) + (37,5 - j25) = 69 - j46 \text{ А,}$$

$$\dot{J}_1 + \dot{J}_2 + \dot{J}_3 = (-30 + j20) + (-24 + j16) + (-15 + j10) = -69 + j46 \text{ А.}$$

Абсолютні значення сум струмів рівні між собою.

$$\text{Сума струмів у вузлі 1: } \dot{I}_1 + \dot{J}_1 - \dot{I}_4 = (7,5 - j5) + (-30 + j20) - (-22,5 + j15) = 0.$$

$$\text{Сума струмів у вузлі 2: } \dot{I}_2 + \dot{J}_2 - \dot{I}_1 = (31,5 - j21) + (-24 + j16) - (7,5 - j5) = 0.$$

$$\text{Сума струмів у вузлі 3: } \dot{I}_3 + \dot{J}_3 + \dot{I}_4 = (37,5 - j25) + (-15 + j10) + (-22,5 + j15) = 0.$$

Визначимо значення падінь напруги на вітках мережі за законом Ома (10.10):

$$\dot{U}_B = \underline{Z}_B \cdot \dot{I} - \dot{E} = \begin{bmatrix} 1+j4 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 5+j20 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 2+j8 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 4+j16 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 7,5-j5 \\ 31,5-j21 \\ 37,5-j25 \\ -22,5+j15 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 27,5+j25 \\ 577,5+j525 \\ 275,0+j250,0 \\ -330,0-j300,0 \end{bmatrix}$$

Елементи матриці комплексних значень падінь напруги на вітках контурів вказані в формулі (2.15).

Втрати активної потужності в лініях можна визначити, якщо вважати що, наприклад, напруга в кінці лінії дорівнюється номінальній (прямо втрати потужності від напруги не залежать, напряму залежать від струму). Наприклад, для лінії W1 втрати активної потужності

$$\Delta P_{W1} = 3I_{W1}^2 \cdot R_{W1} = 3 \left(\sqrt{7,5^2 + 5^2} \right)^2 \cdot 1 = 3(56,25 + 25) \cdot 1 = 243,75 \text{ Вт}$$

Результати визначення падінь напруг на вітках мережі $\dot{U}_B$ дозволяють виконати розрахунок напруги в вузлах мережі для заданого значення напруги джерела живлення (балансувальний вузол). Наприклад, якщо у вузлі 4 (балансувальний) номінальне значення напруги 110 кВ, то напруга вузла 2 без врахування поперечної складової визначається

$$U_{B2} = 110 \cdot 10^3 - \sqrt{3} \sqrt{577,5^2 + 525^2} = 108648 \text{ В}$$

Створена математична модель електричної мережі дозволяє проводити дослідження впливу параметрів ліній та параметрів навантаження на параметри режиму мережі, в тому числі можна проводити дослідження послідовної та паралельної компенсації.

2.5 Розрахунки усталених режимів у системах електропостачання

2.5.1 Алгоритм розрахунків у залежності від наявності вихідних даних

Зазвичай використовують два види розрахунку режиму розімкнених електричних мереж:

- **за даними кінця** – в кінці електричної мережі задані потужність і напруга;
- **за даними початку** – напруга задана на початку електричної мережі, а в кінці задана потужність.

Розрахунки виконуються наближено або з уточненням.

Усталений режим вважається симетричним, що дає змогу виконувати розрахунок режиму і будувати векторну діаграму для однієї фази.

Схема заміщення з розрахунковими навантаженнями

Відповідно до вихідних даних (даними є електрична схема мережі, технічні характеристики елементів мережі, параметри навантаження в вузлах та інформація про джерело живлення) визначаються розрахункові навантаження вузлів 1 (підстанція 1) та 2 (підстанція 2).

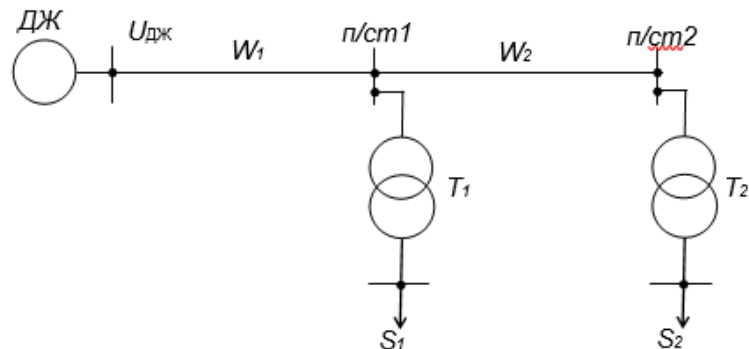


Рис. 2.25 - Схема електричної мережі

Визначаються параметри схеми заміщення повітряних ліній W1 та W2 в залежності від перерізу проводу (без врахування залежності від напруги). Втрати на корону не враховуються.

Активний опір лінії W1

$$R_{W1} = r_0 \cdot l_{W1} = 0,25 \cdot 15 = 3,75 \text{ Ом}$$

Індуктивний опір лінії W1

$$X_{W1} = x_0 \cdot l_{W1} = 0,43 \cdot 15 = 6,45 \text{ Ом}$$

Зарядна потужність лінії W1

$$Q_{W1} = b_0 \cdot l_{W1} \cdot U_{НОМ}^2 = 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 15 \cdot 110^2 = 0,482 \text{ Мвар}$$

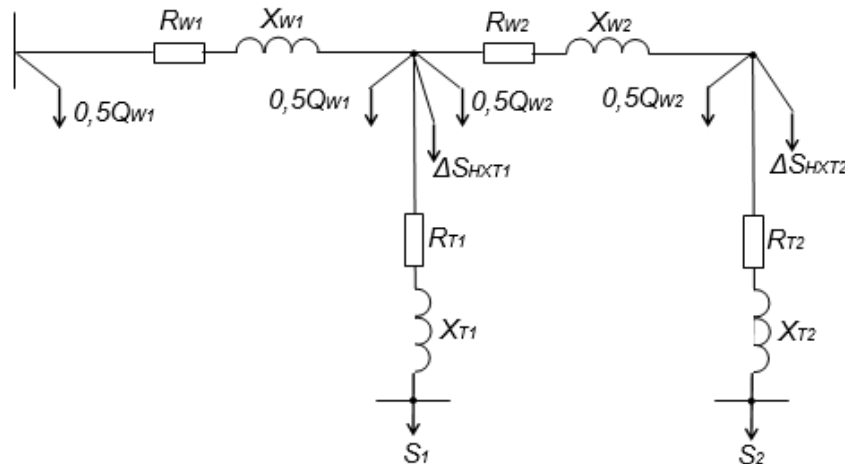


Рис. 2.26 - Схема заміщення електричної мережі

Таким же чином визначається активний та індуктивний опір і зарядна потужність лінії W2.

Визначаються параметри схеми заміщення трансформаторів. Тип трансформатору T1: ТДН-10000 110/6.

$$R_{T1} = \Delta P_K \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = 60 \cdot 10^3 \cdot \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{(10 \cdot 10^6)^2} = 7,935 \text{ Ом}$$

$$X_{T1} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{U_{HOM}^2}{S_{HOM}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{10 \cdot 10^6} = 138,862 \text{ Ом}$$

Втрати потужності неробочого ходу Т1

$$\Delta S_{T1HX} = \Delta P_{HX} + j \frac{I_{HX}}{100} \cdot S_{HOM} = 14 + j \frac{0,7}{100} \cdot 10000 = 14 + j70 \text{ кВА}$$

Приведені потужності навантаження з урахуванням втрат в трансформаторах.

$$S_{1np} = S_1 + \Delta S_{T1} + \Delta S_{T1HX}$$

$$\Delta S_{T1} = \frac{S_1^2}{U_{HOM}^2} Z_{T1} = \frac{4^2 + 2^2}{110^2} \cdot (7,93 + j138,9) = 0,013 + j0,23 \text{ MBA}$$

$$S_{1np} = (4 + j2) + (0,013 + j0,23) + (0,014 + j0,07) = 4,027 + j2,3 \text{ MBA}$$

$$S_{2np} = S_2 + \Delta S_{T2} + \Delta S_{T2HX}$$

$$\Delta S_{T2} = \frac{S_2^2}{U_{HOM}^2} Z_{T2} = \frac{8^2 + 3^2}{110^2} \cdot (4,39 + j86,789) = 0,026 + j0,524 \text{ MBA}$$

$$S_{2np} = (8 + j3) + (0,026 + j0,524) + (0,019 + j0,112) = 8,045 + j3,63 \text{ MBA}$$

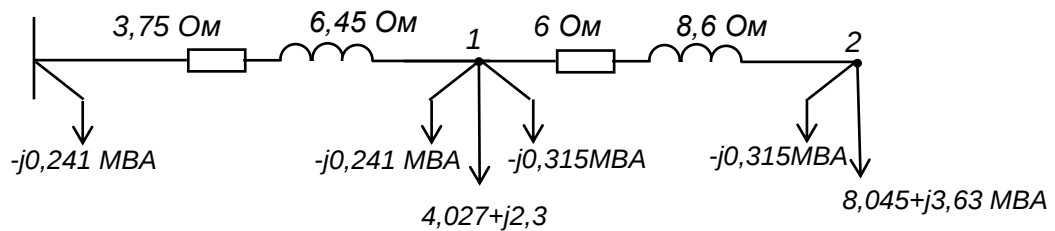


Рис. 2.27 - Схема заміщення з приведеними навантаженнями

Визначаються розрахункові потужності у вузлах 1 і 2.

$$S_{1p} = S_{1np} - j0,5 \cdot Q_{W1} - j0,5 \cdot Q_{W2} = 4,027 + j2,3 - j0,5 \cdot 0,482 - j0,5 \cdot 0,631 = 4,027 + j1,74 \text{ MBA}$$

$$S_{2p} = S_{2np} - j0,5 \cdot Q_{W2} = 8,045 + j3,63 - j0,5 \cdot 0,631 = 8,045 + j3,314 \text{ MBA}$$

2.5.2 Схема заміщення з розрахунковими навантаженнями

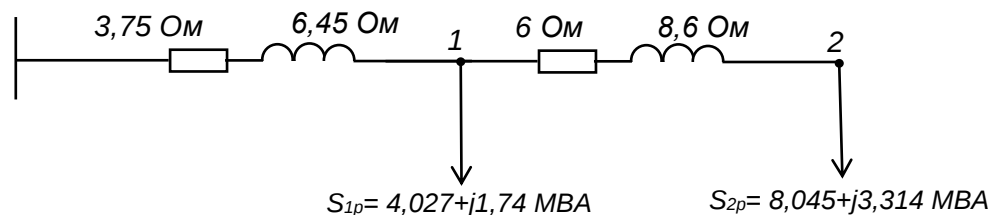
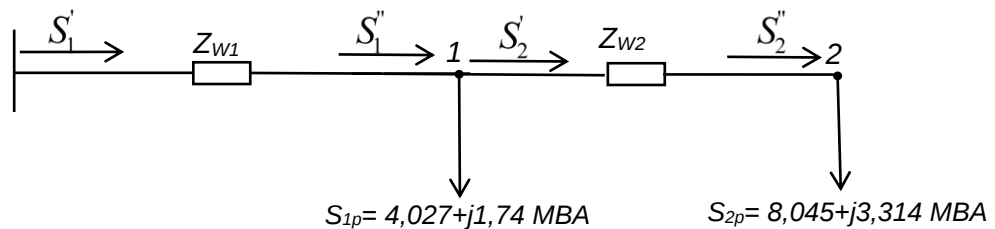


Рис. 2.28 - Схема заміщення з розрахунковими навантаженнями

2.5.3 Визначення параметрів режиму за даними початку та за даними кінця лінії

Визначимо параметри режиму розімкненої мережі на підставі використання розрахункових навантажень, отриманих вище.

Втрати потужності в лініях при номінальній напрузі в вузлах 1 і 2 та ДЖ. Починаємо з лінії W2 і рухаємось до ДЖ.



S'_1, S'_2 - потужності на початку ліній відповідно W1 і W2;

S''_1, S''_2 - потужності в кінці ліній відповідно W1 W2;

Рис. 2.29 - Схема заміщення мережі з напрямками потужностей на початку і в кінці кожної лінії

Потужність S''_2 в кінці лінії W2 дорівнюється потужності S_{2p} розрахункового навантаження вузла 2.

Втрати потужності в лінії W2

$$\Delta S_{1-2} = \frac{(P_2'')^2 + (Q_2'')^2}{U_2^2} \cdot Z_{W2} = \frac{(8,045)^2 + (3,314)^2}{110^2} \cdot (6 + j8,6) = 0,038 + j0,05 \text{ MBA}$$

Підсумовуючи потужність в кінці лінії S''_2 й втрати потужності в лінії ΔS_{1-2} отримаємо потужність на початку лінії W2:

$$S'_2 = S_{2p} + \Delta S_{1-2} = (8,045 + j3,314) + (0,038 + j0,05) = 8,083 + j3,364 \text{ MBA}.$$

Потужність в кінці лінії W1 (рис.2.1) складається з розрахункової потужності навантаження S_{1p} вузла 1 і потужності S'_2 на початку лінії W2

$$S''_1 = S_{1p} + S'_2 = (4,027 + j1,74) + (8,083 + j3,364) = 12,11 + j5,104 \text{ MBA}$$

Втрати потужності в лінії W1

$$\Delta S_{\text{ДЖ-1}} = \frac{(P_1'')^2 + (Q_1'')^2}{U_1^2} \cdot Z_{W1} = \frac{(12,11)^2 + (5,104)^2}{110^2} \cdot (3,75 + j6,45) = 0,054 + j0,09 \text{ МВА}$$

Потужність на початку лінії W1 складається з потужності в кінці лінії S_1'' і втрат потужності $\Delta S_{\text{ДЖ-1}}$ в лінії W1:

$$S_1' = S_1'' + \Delta S_{\text{ДЖ-1}} = (12,11 + j5,104) + (0,054 + j0,09) = 12,164 + j5,194 \text{ МВА}.$$

Виконуємо визначення напруг в вузлах мережі.

На джерелі живлення задана напруга на 5% більше за номінальну, тобто $U_{\text{ДЖ}} = 115,5 \text{ кВ}$

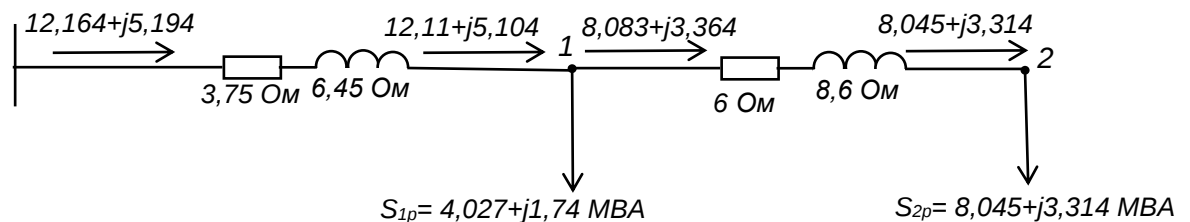


Рис. 2.30 - Схема заміщення мережі з напрямками і значеннями потужностей на початку і в кінці кожної лінії

Для мережі 110 кВ не враховуємо поперечну складову падіння напруг, а тому вектори напруг у всіх вузлах мережі співпадають з дійсною віссю комплексної площини. Визначаємо напруги у вузлах мережі. Рухаємось у напрямку від джерела живлення ДЖ до вузла 1 й далі до вузла 2.

Напруга в вузлі 1:

$$U_1 = U_{\text{ДЖ}} - \frac{P_1' \cdot R_{W1} + Q_1' \cdot X_{W1}}{U_{\text{ДЖ}}} = 115,5 - \frac{12,164 \cdot 3,75 + 5,194 \cdot 6,45}{115,5} = 114,82 \text{ кВ}$$

Напруга в вузлі 2:

$$U_2 = U_1 - \frac{P_2' \cdot R_{W2} + Q_2' \cdot X_{W2}}{U_1} = 114,82 - \frac{8,083 \cdot 6,0 + 3,364 \cdot 8,6}{114,82} = 114,14 \text{ кВ}$$

Визначення напруги на низькій стороні НН трансформатора Т2. Для цього треба врахувати падіння напруги на опорі трансформатору та коефіцієнт трансформації K_{T2} трансформатора Т2.

Потужність, що проходить скрізь трансформатор Т2:

$$S_{T2}' = S_{2p} + j0,5 \cdot \Delta Q_{W2} - \Delta S_{T2HX} = 8,045 + j3,314 + j0,315 - 0,019 - j0,112 = 8,026 + j3,517 \text{ МВА}$$

Напруга на НН трансформатора приведена до сторони ВН:

$$U'_{\text{ННТ2}} = U_2 - \frac{P'_{T2} \cdot R_{T2} + Q'_{T2} \cdot X_{T2}}{U_2} = 114,14 - \frac{8,026 \cdot 4,39 + 3,517 \cdot 86,789}{114,14} = 111,15 \text{ кВ}.$$

Напруга на НН Т2:

$$U_{\text{ННреал}} = \frac{U'_{\text{ННТ2}}}{K_{T2}} = \frac{111,15}{115/6} = 5,799 \text{ кВ}$$

Визначення параметрів режиму за даними початку лінії.

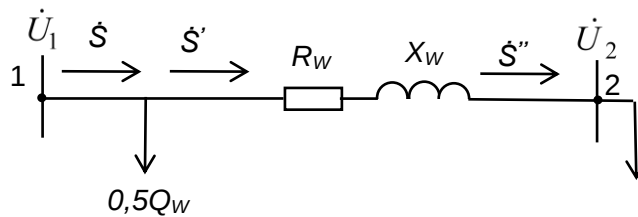


Рис. 2.31 - Схема заміщення лінії

$$\dot{S}_1 = \dot{S}' + j \frac{Q_W}{2}$$

$$\dot{S} = \dot{S}' + \Delta \dot{S} = \dot{S}' + \left(\frac{\dot{S}''}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \underline{Z}_W^*$$

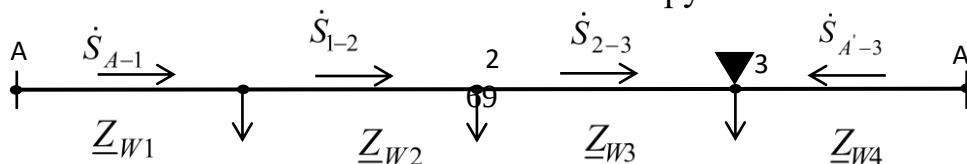
Напруга в кінці лінії

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \underline{Z}_W \frac{P' - jQ'}{\dot{U}_1^*}$$

2.6 Розрахунки режимів систем електропостачання з багатостороннім живленням

2.6.1 Розрахунок режимів ліній з двостороннім живленням

Розрахунок замкнених мереж значно відрізняється від розрахунку розімкнених мереж. З-за складності знаходження точного розподілу потужностей користуються наближеним методом. Навантаження споживачів враховуються з урахуванням втрат потужності в трансформаторах, а також враховуються зарядні потужності ліній та втрати на корону. Втрати та зарядні потужності ліній визначаються за номінальною напругою.



$\dot{S}_1 \qquad \dot{S}_2 \qquad \dot{S}_3$
Рис. 2.32 – Електрична мережа з двостороннім живленням

Якщо точка мережі з двостороннім живленням отримує живлення одночасно з двох сторін, така точка є точкою потокорозподілу.

Після знаходження потужностей, які виходять з точок А та А', потужності що проходять по іншим лініям знаходяться на підставі першого закону Кірхгофу.

Якщо вектори напруг $\dot{U}_A$ та $\dot{U}_{A'}$ відрізняються один від одного, наприклад на лініях з двостороннім живленням, то вздовж лінії проходить зрівняльна потужність, що обумовлена цією різницею

$$\dot{S}_{зр} = \frac{(\dot{U}_A - \dot{U}_{A'}) \cdot U_{НОМ}}{Z_{AA'}^*}$$

Для подальших розрахунків виконується розрізання мережі у точці збігання активної та реактивної потужності.

Розрахунок режимів у кожній розділеній частині виконується незалежно як для мережі з одностороннім живленням.

2.6.2 Розрахунок режимів складних систем електропостачання

Визначення параметрів усталеного режиму в складних системах розподілу електричної енергії з кількістю джерел живлення більше ніж 2 необхідно проводити з використанням спеціального програмного забезпечення, наприклад, Power Factory.

Для виконання розрахунків усталених режимів без використання спеціалізованих програм треба перетворити схему заміщення системи розподілу на еквівалентну схему з двома джерелами живлення. Перетворення схеми проводиться з використанням методів, подібних тим, що застосовують у разі визначення струмів короткого замикання:

- послідовне та паралельне з'єднання;
- перетворення схеми з'єднання з трикутника на зірку і навпаки;
- заміна декількох джерел еквівалентним;
- багатопроменева зірка перетворюється в багатокутник з діагоналями;
- та інші.

Іноді використовують з'єднання між собою точок з однаковим потенціалом.

2.6.3 Підвищення ефективності систем з відновлюваними джерелами енергії

Нестационарний та змінний характер потоків первинної енергії локальних джерел, якими є у більшості відновлювані джерела, для забезпечення ефективного використання енергії цих джерел вимагає застосовувати їх комбіновано. Наприклад, використовується дизель-генератор, система накопичення електричної енергії, зазвичай – акумуляторна батарея й система керування потоками енергії.

Для систем електропостачання з ВДЕ у разі наявності надлишкової потужності генерації є суттєва складова підвищення ефективності за рахунок оптимізації завантажень окремих ВДЕ (втрати електричної енергії залежать від відстані, а тому треба її скорочувати).

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Охарактеризуйте однорідні та неоднорідні замкнені мережі
2. За яким принципом визначають місце встановлення вимикача в замкнених мережах?
3. Дайте пояснення виразу «розщеплення мережі»
4. Яким чином і для чого знаходять точки розмикання замкненої мережі?
5. Яка доцільність зміни конфігурації систем електропостачання з неоднорідними електричними мережами?
6. Яким чином здійснюється зміна конфігурації систем електропостачання з неоднорідними електричними мережами?
7. Яким чином можна здійснювати розрахунок розподілу активної та реактивної потужності в однорідній мережі?
8. Перелічіть основні показники надійності електропостачання споживачів в Україні.
9. Як здійснюється оцінка надійності електропостачання.
10. Що таке реклоузер?
11. Яким чином використовуються реклоузери у електричних мережах?
12. Наведіть особливості використання реклоузерів в мережах з двостороннім живленням.
13. Перелічіть та опишіть режими нейтралі в електричних мережах
14. Які особливості застосування різних режимів нейтралі в мережах напругою 6-10 кВ, 35 кВ?
15. Наведіть критерії вибору режиму роботи нейтралі в мережах напругою 3-35 кВ.
16. Яким чином здійснюється обмеження перенапруг у мережах з ізольованою нейтраллю?

17. Опишіть особливості використання режиму ізольованої нейтралі в мережах напругою від 3 до 35 кВ.
18. Наведіть методи пошуку пошкодженого приєднання в мережах напругою 3 – 35 кВ за режиму ізольованої нейтралі.
19. Наведіть варіанти створення штучної нейтралі в мережах 6-10 кВ.
20. Наведіть критерії вибору та перевірки обладнання при створенні штучних нейтралей в мережах 6-10 кВ
21. Наведіть схеми заміщення та векторні діаграми електричних мереж з локальними джерелами?
22. Перелічіть та охарактеризуйте режими систем електропостачання з локальними джерелами.
23. Яким чином визначають режим роботи систем електропостачання з локальними джерелами?
24. Сформулюйте основну мету керування в нормальних та аварійних режимах роботи систем електропостачання з локальними джерелами.
25. Які інформаційні технології використовуються для визначення режимів роботи систем електропостачання? Яка інформація необхідна для їх визначення?
26. Перелічіть причини виникнення аварійних режимів систем електропостачання з відновлюваними джерелами енергії
27. Яким чином виконується розрахунок усталеного режиму двостороннього живлення замкненої системи, що живиться від ВДЕ?
28. Яким чином виконується розрахунок усталеного режиму одностороннього живлення замкненої системи, що живиться від ВДЕ за умови виникнення пошкодження на одній з ділянок мережі?
29. Які проблеми можуть виникати в замкненій мережі, що живиться від ВДЕ за умови виникнення пошкодження на одній з ділянок мережі?
30. Сформулюйте особливості релейного захисту у мережах з локальними джерелами енергії. Наведіть причини таких особливостей.
31. Перелічіть та охарактеризуйте способи локалізації пошкоджень в мережах з локальними джерелами енергії.
32. Які принципи захисту від коротких замикань елементів електричних систем?
33. Яким чином здійснюється обмеження струмів короткого замикання в мережах з ВДЕ?
34. Охарактеризуйте обмежувач струму короткого замикання SCCL.
35. Яким чином здійснюється фізичне та математичне моделювання усталених режимів систем електропостачання з ВДЕ?
36. Які вхідні дані використовуються для моделювання усталеного режиму системи електропостачання з локальними джерелами?
37. Використання Маткад, Матлаб та Power Factory для моделювання систем електропостачання. Наведіть алгоритм підготовки та виконання розрахунку усталеного режиму роботи електричної системи (мережі) з ВДЕ.

38. Опишіть алгоритм створення схеми заміщення системи електропостачання з ВДЕ.

39. Алгоритми розрахунків режимів систем електропостачання у залежності від наявності вихідних даних.

40. Наведіть схему заміщення системи електропостачання з розрахунковими навантаженнями.

41. Яким чином здійснюється визначення параметрів режиму за даними початку та за даними кінця лінії?

42. Яким чином здійснюється розрахунок режимів ліній з двостороннім живленням?

43. Яким чином здійснюється розрахунок режимів складних систем електропостачання?

44. Перелічіть методи підвищення ефективності систем з відновлюваними джерелами енергії.

Розділ 3

ОСНОВИ КЕРУВАННЯ СИСТЕМАМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ЛОКАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

3.1 Принципи управління режимами роботи систем електропостачання. Вплив локальних джерел енергії на управління режимами

В зв'язку із зміною значення генерації локальних джерел генерації СЕС та ВЕС постійно виникає необхідність управління режимом. Керування наявною системою накопичення електричної енергії (СНЕ) забезпечує баланс активної потужності P системи електропостачання (рис.3.1), в якій локальними джерелами застосовуються ВЕС та СЕС і ввімкнені два споживача СП1, СП2.

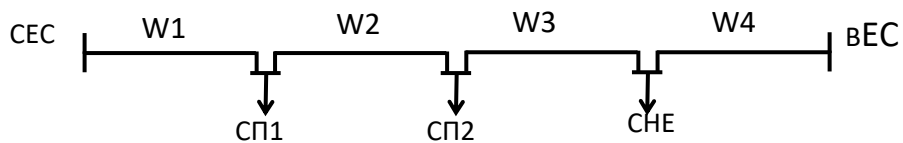


Рис. 3.1- Система електропостачання з локальними джерелами

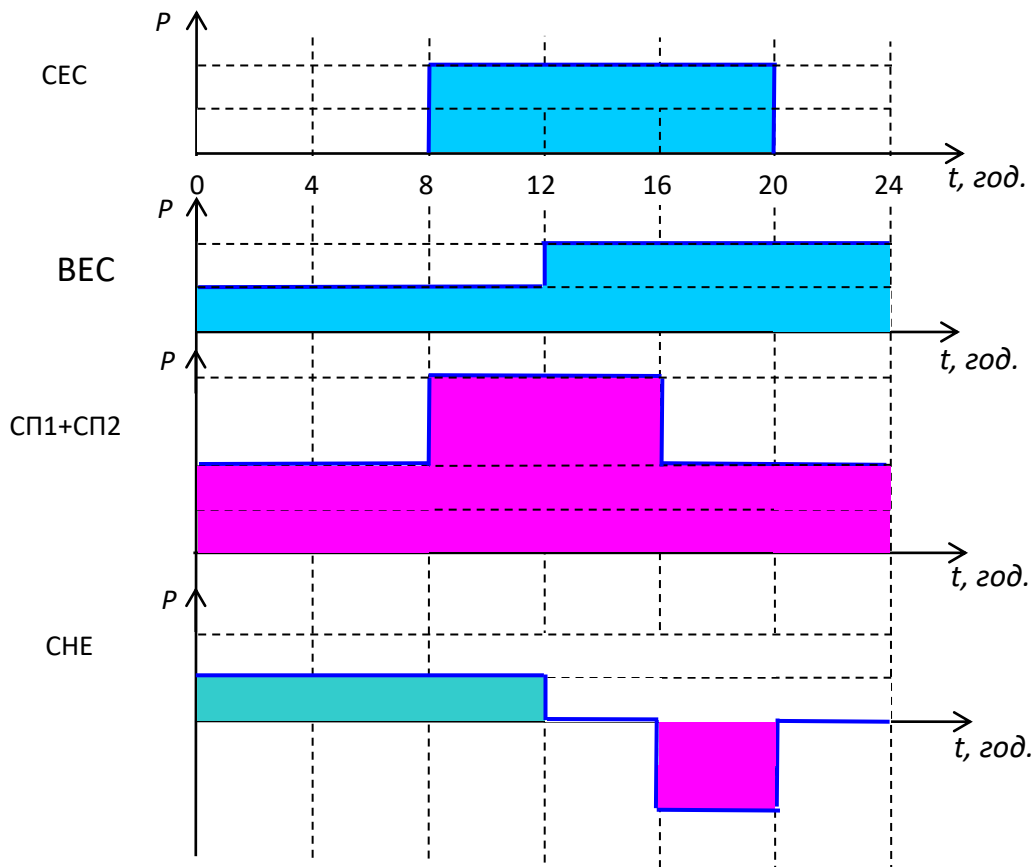


Рис. 3.2 - Добовий графік системи електропостачання з локальними джерелами (синій колір – генерація, червоний – споживання)

Розряд системи зберігання енергії відбувається з 0 годин до 12 години: 0,5 МВт х 12 годин. Заряд системи зберігання енергії з 16 до 20 години: 1 МВт х 4 години. Тобто у разі такого графіку навантаження та графіків генерації заряду СЗЕ не вистачає.

Варіанти розв'язання задачі:

- заміна СНЕ на систему з більшим обсягом накопичення енергії;
- введення одного з СП або двох в активний режим за рахунок зміни графіка навантаження.

3.1.1 Статичні джерела реактивної потужності

В електроенергетичних системах основними джерелами реактивної потужності є генератори електричних станцій, а також спеціальні джерела реактивної потужності (синхронні компенсатори, шунтові реактори, статичні тиристорні компенсатори, батареї статичних конденсаторів).

Із-за перетоків реактивної потужності в електричних мережах виникають втрати активної потужності, а тому їх треба компенсувати збільшенням генерації на електричних станціях.

Втрати електричної енергії під час її розподілу і передавання в 2010 році становили 13%. До 2030 року планується зменшити втрати до 9%, не зважаючи на збільшення в абсолютних одиницях з 22 до 23 кВт·год (при зростанні загального навантаження). Це зниження втрат планується забезпечити завдяки модернізації розподільних і магістральних мереж. Розподільні електричні мережі мають значну сумарну довжину 23 тис. км повітряних і кабельних ліній електропередач напругою 0,4-150 кВ, а також – приблизно 200 тис підстанцій напругою 6-150 кВ. В розподільних мережах високий рівень зносу електричного обладнання [17, 21, 27].

Регулювання напруги та реактивної потужності. Метою регулювання напруги та реактивної потужності є виконання графіків напруги у контрольних вузлах електричної системи, які попередньо розраховуються та задаються для підвищення рівня стійкості та забезпечення економічного режиму електроенергетичної системи. Процеси регулювання реактивної потужності та напруги є взаємопов'язані і взаємозалежні і тому завжди розглядають як єдиний процес.

Регулювання напруги та реактивної потужності спрямоване на забезпечення:

- відповідність показників напруги нормам якості електричної енергії;
- необхідного запасу стійкості та допустимого рівня напруг у контрольних вузлах об'єднаної електроенергетичної системи;
- рівня напруги у межах експлуатаційних технічних вимог для відповідного електротехнічного обладнання;
- обмеження перетоків реактивної потужності для мінімізації втрат активної потужності в електричних системах.

Регулювання напруги та реактивної потужності виконує Системний оператор та Оператори електричних мереж шляхом:

- залучення реактивної потужності від енергоблоків електричних станцій;
- використання РПН трансформаторів та автотрансформаторів;
- використання батарей статичних конденсаторів, шунтових реакторів, синхронних компенсаторів;
- впливу на перетоки активної потужності по електричних мережах;
- залучення засобів компенсації реактивної потужності споживачів.

3.1.2 Статичний тиристорний компенсатор СТК

Визначення необхідної потужності статичних тиристорних компенсаторів СТК:

$$Q_{КБ} = (U_{2 \text{ баж}} - U_2) U_{2 \text{ баж}} / x_L \quad (3.1)$$

СТК забезпечує плавне регулювання напруги. Тиристири регулюють струм шунтового реактора. Недоліком є генерація вищих гармонік перетворювальним тиристорним блоком (ПТБ). Компенсують вищі гармоніки фільтрами.[21]:

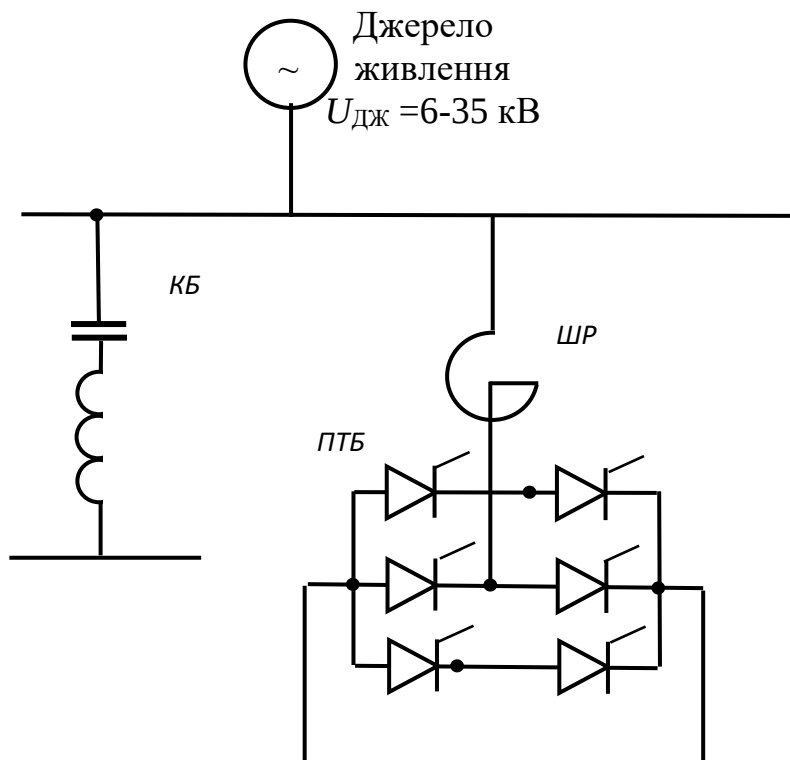


Рис. 3.3 - Спрощена схема статичного тиристорного компенсатора

3.1.3 Поперечна компенсація SVC (Static Var Compensator)

Аналіз формули визначення позовжньої складової падіння напруги вказує на те, що в основному ΔU залежить від реактивної потужності Q_2 (активний опір лінії звичайно значно менше індуктивного опору лінії)

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot \Delta U_{\phi} = \frac{P_2 R_w + Q_2 X_w}{U_2}.$$

Вважається, що генератори електричних систем виробляють до 60% необхідної реактивної потужності. Необхідну реактивну потужність генерують спеціальні пристрої, основу яких складають ємності. Самий простий варіант джерела реактивної потужності це батарея конденсаторів.

Батарея конденсаторів генерує реактивну потужність

$$Q_{БК} = U^2 \cdot \omega C = \frac{U^2}{X_{БК}}$$

де U – напруга на затискачах батареї конденсаторів;

C – ємність батареї конденсаторів;

$X_{БК}$ – реактивний опір батареї конденсаторів

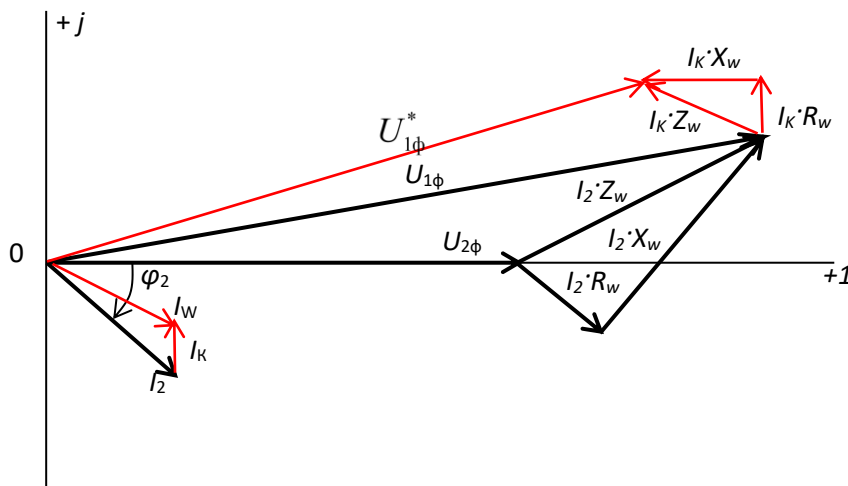


Рис. 3.4 - Векторна діаграма сталого режиму мережі під час компенсації

Норми технологічного проектування [17] рекомендують потужність та розміщення компенсуючих пристроїв (КП) вибирати виходячи з необхідності забезпечення потрібної пропускної здатності мережі в нормальних та післяаварійних режимах при підтриманні нормативних рівнів напруги та запасів стійкості. Реактивні складові максимальних навантажень в розрахунках приймають на основі аналізу звітних та проектних даних; у випадку їх відсутності допускається приймати коефіцієнт реактивної потужності ($\operatorname{tg} \varphi$) не вище таких значень:

Напруга шин ПС 6-10 кВ	$\operatorname{tg} \varphi=0,4;$
35кВ	$\operatorname{tg} \varphi=0,5;$
110 (150)кВ	$\operatorname{tg} \varphi=0,55;$

Встановлення додаткових КП з метою зниження втрат електроенергії в мережах вимагає техніко-економічне обґрунтування. При цьому необхідно враховувати доцільність розміщення КП безпосередньо у споживачів (на напрузі 0,4-10 кВ) або на шинах ВЕС та СЕС.

Як КП використовують шунтові конденсаторні батареї та керовані шунтувальні реактори (КШР). При необхідності швидкого безперервного регулювання реактивної потужності можуть використовуватись статичні тиристорні компенсатори (СТК) (як правило, в системотвірних мережах).

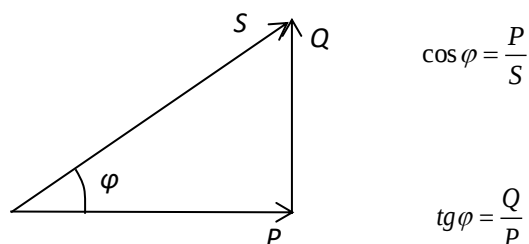


Рис. 3.5 - Трикутник потужностей

3.1.4 Принципи побудови гнучких ліній

Концепція гнучкої системи передачі змінного струму (FACTS) сходиться до визначення, успішно запропонованого Нарайном Г. Хінгорані наприкінці 1980-х років, коли Інститут досліджень електроенергії (EPRI) у Сполучених Штатах почав досліджувати та розробляти ці нові пристрої [28].

Технологія FACTS полягає не в одному контролері високої потужності, а в наборі контролерів, які окремо або разом з іншими пропонують можливість контролювати один або більше взаємозалежних параметрів, що впливають на роботу мереж передачі. Ці параметри включають повний опір лінії, опір шунта, струм лінії, амплітуду вузлової напруги та кутову різницю.

Конструкція різних схем і конфігурацій пристроїв FACTS базується на поєднанні традиційних компонентів енергетичної системи (таких як трансформатори, реактори, перемикачі та конденсатори) з елементами силової електроніки (такими як різні типи транзисторів і тиристорів). В останні роки номінальний струм тиристорів зріс, що зробило революцію в промисловості силової електроніки з застосуванням високої потужності (називається електронікою великої потужності) 10, 100 і 1000 МВт. Розвиток напівпровідникової технології зробив можливим виробництво нових типів тиристорів, таких як тиристори з затвором (GTO), тиристори з інтегрованою комутацією затвора (IGCT) і біполярні транзистори з ізольованим затвором (IGBT). Перспективними тиристори є ті, які залежать від інтегральних схем металооксидних напівпровідників (MOS), наприклад тиристори з керуванням MOS (MCT), тиристори вимкнення MOS (MTO) або тиристори вимкнення емітера (ETO). Збільшення прогресу в технології на основі тиристорів призвело в першу чергу до розробки системи передачі постійного струму високої напруги

(HVDC) як альтернативи передачі змінного струму на великі відстані. Згодом ця перевірена технологія HVDC послужила основою для впровадження та використання контролерів FACTS.

Пристрої FACTS здатні задовольнити всі ці потреби, роблячи інженерні мережі більш надійними, керованими та ефективнішими. Більш конкретно, використання пристроїв FACTS може дозволити досягти наступних ключових переваг щодо покращення контролю мережі передачі:

- регулювання активної та реактивної потужності відбувається плавно та швидко до певного рівня;
- зменшення небажаних потоків реактивної потужності в системі і, отже, втрат у мережі;
- підвищення навантажувальної здатності ліній електропередачі до рівнів, ближчих до їх теплових меж без порушення $(n - 1)$ обмежень безпеки;
- покращення стаціонарної та перехідної стабільності;
- зменшення послідовних падінь напруги (за амплітудою та фазою) на лініях;
- обмеження коливань напруги в належному діапазоні за наявності зміни потужності передачі;
- посилення демпфування системи за наявності коливань;
- контроль небажаних потоків петлі;
- швидке та точне переміщення потоку електроенергії від перевантажених ліній електропередачі до вільних паралельних шляхів;
- контроль напруги та покращення якості електроенергії.

Крім того, контролери FACTS, порівняно з механічними пристроями, такими як перемикачі РПН трансформатора або перемикачі шунтових конденсаторів, які досі дозволяли контролювати систему живлення змінного струму, не піддаються механічному зносу: це також є важливою перевагою пристроїв FACTS висока гнучкість і швидкість.

Недоліком технології FACTS досі були її витрати, які вищі, ніж у механічних пристроїв: цей фактор уповільнив інтеграцію пристроїв FACTS і запобіг їх більш широкому використанню в системах передачі.

Однак, оскільки всі контролери FACTS побудовані з використанням подібних технологій, їхнє розгортання може виграти від економії масштабу, пов'язаної з масовим виробництвом: вартість цих пристроїв зменшується з розвитком потужної електроніки та збільшенням економії масштабу.

Принцип FACTS можна пояснити формулою (3.2), яка стверджує (нехтуючи активними та реактивними втратами), що потік потужності між двома вузлами (підстанцією 1 і підстанцією 2) уздовж лінії електропередач змінного струму (див. рис. 3.6) можна виразити як [28]:

$$S_{1,2} = \frac{V_1 V_2 \cdot \sin(\delta_{1,2})}{X} - j \left(\frac{V_1 V_2 \cdot \cos(\delta_{1,2})}{X} - \frac{V_1^2}{X} \right) \quad (3.2)$$

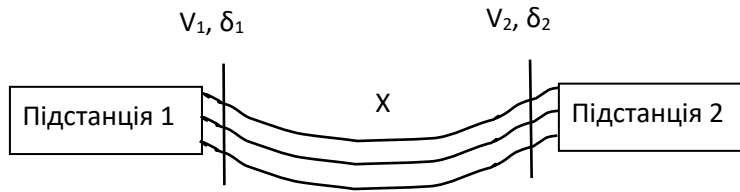


Рис. 3.6 - Спрощена схема з'єднання двох підстанцій

Будучи дійсною частиною рівняння (3.2), потік активної потужності:

$$P_{1,2} = \frac{V_1 V_2 \cdot \sin(\delta_{1,2})}{X} \quad (3.3)$$

де $P_{1,2}$ - потік активної потужності між двома вузлами вздовж лінії;
 V_1 і V_2 - відповідні вузлові величини напруги на обох кінцях лінії,
 X - реактивний опір лінії,
 $\delta_{1,2}$ - кутова різниця напруг між двома вузлами.

3.2 Регулювання параметрів ліній електропередавання та параметрів режимів

3.2.1 Поперечна компенсація

Необхідна напруга $U_{1\phi}^*$ на затискачах джерела живлення що забезпечує номінальну напругу $U_{2\phi}$ на затискачах споживача:

$$U_{1\phi}^* = U_{2\phi} + \frac{P_2 \cdot R_w + (Q_2 - Q_K) \cdot X_w}{U_{2\phi}}$$

Напруга на затискачах споживача у разі регулювання потужності Q_K поперечної компенсації:

$$U_{2\phi} = U_{1\phi} - \frac{P_2 \cdot R_w + (Q_2 - Q_K) \cdot X_w}{U_{2\phi}}$$

3.2.2 Поздовжня компенсація

Поздовжня складова падіння напруги на лінії залежить від параметрів лінії та параметрів режиму

$$\Delta U = \frac{P_2 R_w + Q_2 \cdot X_w}{U_2}$$

В розподільних мережах на падіння напруги більше впливає перший доданок $P_2 \cdot R_w$ (рис.3.7)

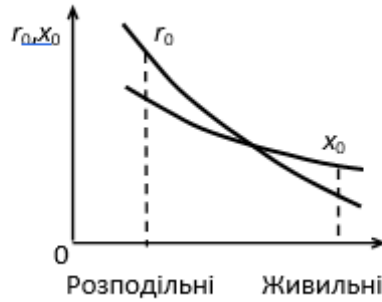


Рис. 3.7 - Залежність питомих параметрів мережі від перерізу проводу

В живильних лініях на падіння напруги більше впливає другий доданок $Q_2 \cdot X_W$.

Поздовжня компенсація зменшує реактивний опір лінії і падіння напруги. Для цього використовують пристрої поздовжньої компенсації (ППК), основою яких є батареї конденсаторів.

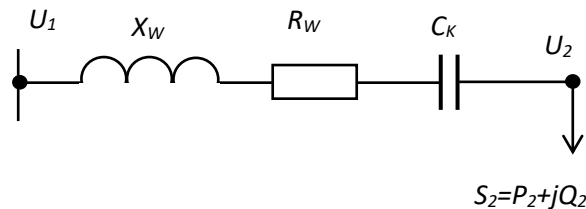


Рис. 3.8 - Схема заміщення лінії з поздовжнім включенням ємності компенсації

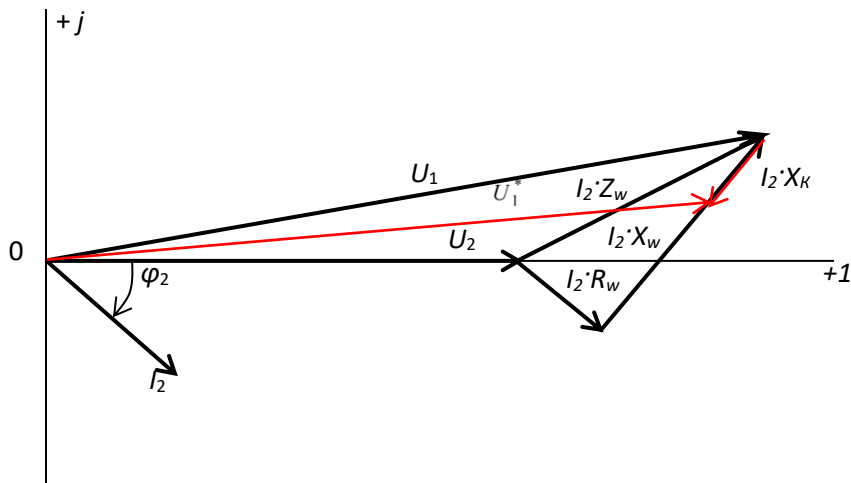


Рис. 3.9 - Векторна діаграма лінії з поздовжнім включенням ємності компенсації

Визначення падіння напруги у разі компенсації індуктивного опору лінії

$$\Delta U = \frac{P_2 R_W + Q_2 \cdot (X_W - X_K)}{U_2}.$$

Для ППК відношення ємнісного опору до індуктивного опору лінії у відсотках називають відсотком компенсації

$$C = \frac{X_K}{X_W} \cdot 100$$

Через небезпеку появи перенапруг, особливо у разі КЗ, застосовують тільки часткову компенсацію.

ППК дозволяють не тільки регулювати напругу, а ще й підвищують пропускну спроможність.

В нормальному режимі напруга на ППК може складати:

$$U_{\text{ППК}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{норм}} \cdot X_K = (0,05 - 0,2) U_{\text{НОМ}}$$

3.2.3 Гнучкі електричні лінії змінного струму FACTS

Завдяки покращенню керування одним або декількома вищезазначеними параметрами (напруга, реактивний опір лінії або фазовий кут) стає можливим підвищити гнучкість будь-якої лінії змінного струму або будь-якої частини системи змінного струму, зокрема збільшення або зменшення потужності потік на даній лінії або частині системи. Це покращення керування призводить до відповідного покращення роботи системи передачі змінного струму. У цьому випадку пристрої FACTS дозволяють підвищити керованість і здатність передачі електроенергії систем змінного струму з точки зору як гнучкості, так і швидкості.

Загалом пристрої FACTS можна класифікувати, відповідно до їх підключення, як [28]:

- шунтові контролери. Серед шунтових контролерів основними пристроями є статичний VAR компенсатор (SVC) і статичний синхронний компенсатор (STATCOM);

- контролери серії. Категорія серійних контролерів включає такі пристрої, як послідовний конденсатор з тиристорним керуванням (TCSC) і статичний синхронний послідовний компенсатор (SSSC);

- комбіновані контролери. До цієї третьої категорії FACTS відносяться такі пристрої, як тиристорно-керований фазозсувний трансформатор (TCPST), міжлінійний регулятор потоку електроенергії (IPFC), динамічний контролер потоку (BAC) і уніфікований регулятор потоку потужності (UPFC);

Інша можлива класифікація FACTS базується на технології силової електроніки, яка використовується для перетворювачів:

- тиристорні контролери. До цієї категорії відносяться пристрої FACTS на основі тиристорів, а саме SVC, TCSC, TCPST і DFC;

- контролери на основі джерела напруги. Ці пристрої засновані на більш передових технологіях силової електроніки, таких як тиристори з затвором (GTO), інтегровані тиристори з комутацією затвора (IGCT) і біполярні транзистори з ізольованим затвором (IGBT). Ця група включає STATCOM, IPFC і UPFC.

На відміну від пристроїв на основі тиристорів, контролери на основі джерела напруги можуть накладати шунт або послідовну напругу в точку, де живлення вводиться в систему, щоб досягти визначених цілей керування.

Рівняння (3.3) тепер можна аналізувати та пов'язувати з категоріями пристроїв FACTS. Найбільш ефективне керування величинами вузлової напруги (V_1 і V_2) зазвичай досягається за допомогою шунтових контролерів. Керування реактивним опором лінії (X) здебільшого виконується через послідовні контролери. Регулювання кутової різниці вузлової напруги ($\delta_{1,2}$) краще здійснювати комбінованими тиристорними пристроями. Нарешті, для ефективного одночасного керування декількома параметрами найбільш підходящими є комбіновані контролери на основі джерела напруги.

Пристрої, перераховані вище, є найбільш вигідними та перспективними пристроями FACTS для потенційного застосування в сучасних мережах.

3.2.4 Покоління засобів FACTS

Три покоління засобів FACTS [29]:

- перше – статичні конденсатори реактивної потужності (SVC), тиристорно-керовані поздовжні ємності (TCSC – Thyristor Controlled Series Capacitor);
- друге – статичні синхронні компенсатори (STATic synchronous COMpensator STATCOM), статичні поздовжні синхронні компенсатори (Static Series Synchronous Compensator SSSC)
- третє – уніфіковані контролери потоків потужності (Unified Power Flow Controller UPFC), обертові статичні компенсатори (Convertible StaticCompensator CSC)

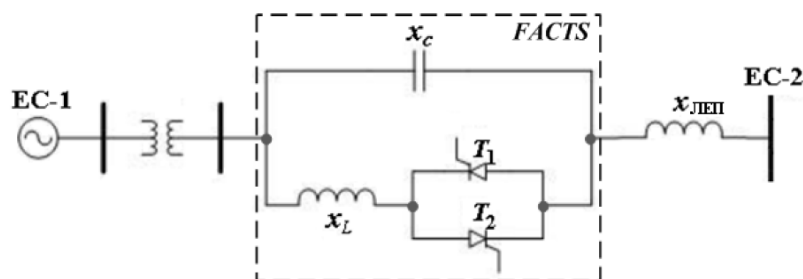


Рис. 3.10 - Схема FACTS поздовжньої компенсації

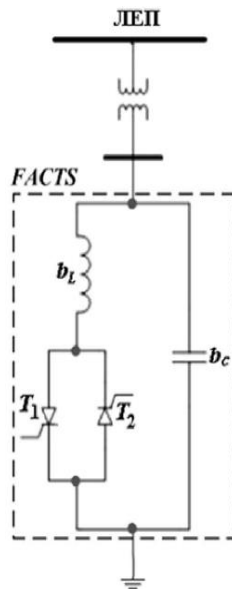


Рис. 3.11- Схема FACTS поперечної компенсації

Засоби FACTS поздовжньо-поперечної компенсації (ППК), до яких належать UPFC та CSC, дають змогу здійснювати незалежне регулювання активної та реактивної потужностей, завдяки чому вони набувають все більшого розповсюдження і є найперспективнішим серед FACTS. Загальна схема таких FACTS наведена на рис.3.12.

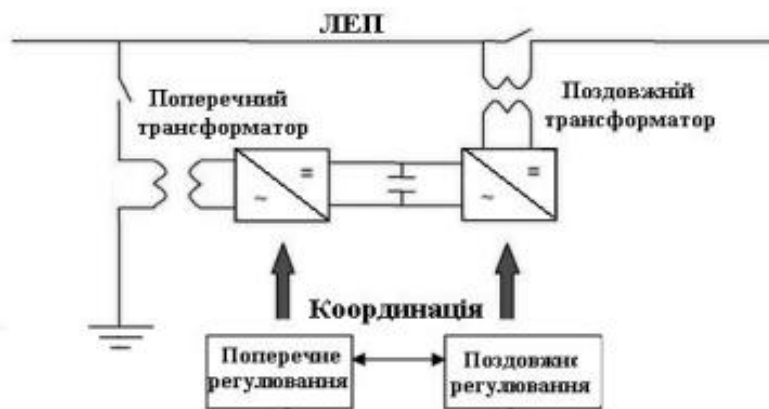


Рис. 3.12 - Схема FACTS поздовжньо-поперечної компенсації

Суттєвий вплив засобів UPFC на демпфірування НЧК в ЕС (ЕО) підтверджено, зокрема, результатами досліджень, виконаних на моделях чотирнадцятивузлової схеми IEEE та схеми ЕС Нігерії. Графіки відхилень значень потоку активної потужності від відповідних значень у доаварійному режимі (аварія виникла внаслідок нестійкого трифазного кз) по одній із ЛЕП ЕС Нігерії за відсутності та за наявності UPFC наведено на рис.3.13.

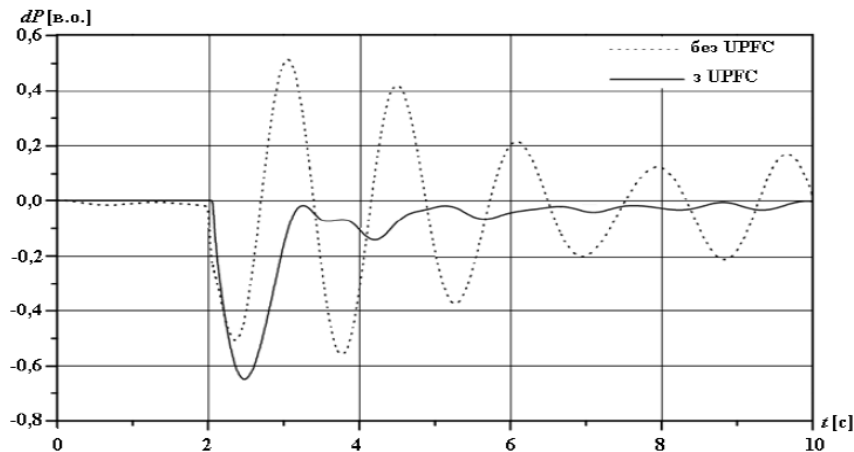


Рис. 3.13 - Графік низькочастотних коливань потоку активної потужності по одній із ЛЕП ЕС Нігерії у разі використання та невикористання UPFC

3.3 Регулювання напруги, активної та реактивної потужності

3.3.1 Принципи регулювання напруги та реактивної потужності в системах електропостачання

Технічна та економічна доцільність експлуатації електрообладнання забезпечується у разі його роботи з номінальними параметрами (напруга, струм, частота). Відхилення вказаних параметрів від номінальних обумовлюють зміну технічних та економічних показників.

Зниження напруги відбувається внаслідок збільшення падіння напруги на опорі лінії із-за зростання потужності, що передається по лінії. Зростання потужності в лінії обумовлене зміною потужності споживачів або перерозподілом потужностей у мережі із-за зміни її конфігурації.

У разі зниження напруги на затискачах асинхронних двигунів знижується їх обертовий момент, який пропорційно залежить від напруги у другому степені (наприклад зниження напруги на 10% призводить до зниження моменту на 19%). Знижується продуктивність механізмів, які вони обертають, знижується к.к.д. двигунів, прискорюється знос ізоляції.

Зростання напруги призводить до перевантаження обмотки статора асинхронних двигунів, а також може супроводжуватись зростанням споживання реактивної потужності.

Для значної кількості промислових споживачів відхилення напруги спричиняє зниження техніко-економічних показників (електричні печі, електролізні та ін.).

Для силових трансформаторів небезпечним є підвищення напруги, яке супроводжується зростанням струму намагнічування із-за чого виникає спотворення струму й вищі гармоніки.

В електричних системах регулювання напруги виконують наступними методами:

- регулювання струму збудження синхронних генераторів електричних станцій;
- вибором необхідного коефіцієнту трансформації силових трансформаторів;
- регулюванням реактивної потужності;
- зміною поздовжнього опору ліній електропередавання.

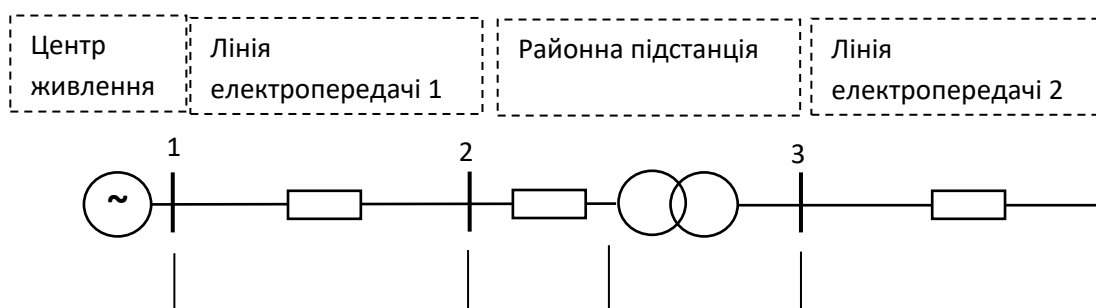
3.3.2 Вплив локальних джерел енергії на регулювання параметрів режиму

ВДЕ, що використовуються як локальні джерела, у більшості випадків не генерують реактивну потужність, а споживають. Із-за цього в системах електропостачання з локальними джерелами передбачають встановлення джерел реактивної потужності.

Для регулювання потоків реактивної потужності використовують батареї конденсаторів; синхронні компенсатори; статичні джерела реактивної потужності.

3.3.3 Метод зустрічного регулювання

Відповідно до Норм технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище [17] на шинах високої напруги підстанцій в режимі максимального навантаження рівні напруги повинні забезпечувати одержання на шинах низької напруги (з урахуванням використання РПН) напруги не нижче ніж 1,05 номінальної в нормальних і не нижче ніж номінальної в після аварійних режимах. В режимі мінімального навантаження напруга на високій стороні підстанцій 35-330 кВ, як правило, не повинна бути вищою ніж 1,05 номінальної напруги мережі, більш висока напруга допускається за умови, що на шинах НН не буде перевищена номінальна напруга».



режим мінімальних навантажень
коефіцієнт трансформації 1
режим максимальних навантажень

Рис. 3.14 – Метод зустрічного регулювання [21]

3.3.4 Автоматичне регулювання коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів

Зміна коефіцієнта трансформації силового трансформатора виконується за допомогою РПН для забезпечення бажаного рівня напруги за затискачах споживачів. Ця зміна виконується автоматично й стрибкоподібно. Плавну зміну коефіцієнта трансформації виконують за рахунок зміни магнітного стану магнітопроводу його підмагнічуванням. Такий спосіб використовується для трансформаторів невеликої потужності, що забезпечують живлення спеціальних навантажень.

Приклад. Розрахунок режиму за даними початку лінії у разі припущення що напруга у вузлі дорівнюється максимально припустимій напрузі мережі, тобто 121 кВ.

Визначається відхилення напруги на низькій стороні трансформатора від бажаної в режимі максимального навантаження. Приймається рішення про припустимість такого режиму, або про необхідність виконання регулювання напруги.

Наприклад, якщо з врахуванням падіння напруги в лінії на ВН трансформатора отримано приведені значення напруги U_{HH} , то визначається дійсне значення на НН трансформатора підстанції

$$U_{HH0} = \frac{U_{*HH}}{K_{Tnc}}$$

Якщо отримане значення напруги не відповідає припустимій напрузі споживача $U_{H,пр}$, необхідно визначити номер відгалуження РПН трансформатора для отримання необхідного значення напруги.

Напруга на ВН трансформатора у відносних одиницях дорівнюється сумі приведені до ВН напруги НН $K_T \cdot U_{2*}$ та падіння напруги ΔU_{T*} на опорі трансформатора

$$U_{1*} = K_T \cdot U_{2*} + \Delta U_{T*} \quad (3.4)$$

З формули (3.4) знайдемо бажану напругу U_{2*}

$$U_{2*} = \frac{U_{1*} - \Delta U_{T*}}{K_T}$$

Якщо вже визначено U_{1*} , та відома бажана напруга U_{2*} , падіння напруги на опорі трансформатора, то необхідний коефіцієнт, який повинен забезпечувати РПН трансформатора

$$K_T = \frac{U_{1*} - \Delta U_{T*}}{U_{2*}}$$

Необхідне значення відпайки $U_{ВІД} = K_T \cdot U_{HH*}$

3.4 Забезпечення економічності і надійності електропостачання в післяаварійних режимах

3.4.1 Природний і економічний розподіл потужності в замкнених мережах

Природний розподіл потужностей для замкненої мережі відбувається відповідно комплексних значень опорів ліній.

Якщо у разі розподілу потужностей забезпечити мінімум втрат, то такий розподіл називають економічним.

3.4.2 Розмикання мережі

В неоднорідній мережі природний і економічний розподіл струмів і потужностей не співпадають.

Розмикання контурів мережі є найбільш розповсюдженим засобом зменшення втрат за рахунок зменшення неоднорідності мережі. При цьому є важливим вибір такого місця розмикання, при якому забезпечується мінімум втрат потужності. Задача пошуку місця розмикання ускладнюється тим, що розмикати можна в тих місцях, де є вимикачі, тобто в певному сенсі – дискретно.

3.4.3 Забезпечення економічності режиму

Для вирівнювання параметрів мережі можна змінювати переріз проводів або вирівнювати за рахунок поздовжньої компенсації.

«Налаштування» мережі за допомогою приладів поздовжньої компенсації (ППК) рекомендовано таким чином, щоб забезпечити однорідність мережі і економічний розподіл потужності.

Теоретично «налаштування» мережі можна не тільки за рахунок включення послідовно ємностей але й реакторів. Включення реакторів використовується рідко.

3.4.4 Вибір критерію забезпечення необхідного рівня надійності

Задачу вибору місця розмикання доцільно розв'язувати разом з оцінкою надійності. Тобто необхідно розв'язувати оптимізаційну задачу - виконувати пошук такого місця розмикання мережі, що дає максимальне зниження втрат потужності й забезпечує необхідний рівень надійності електропостачання.

3.5 Забезпечення стійкості систем електропостачання з локальними джерелами

3.5.1 Характеристики джерел активної потужності

Джерела активної потужності централізованих та децентралізованих електричних систем відрізняються номінальною потужністю, первинним джерелом енергії, розташуванням та гарантованістю потужності. Економічні показники цих джерел також суттєво відрізняються.

Сумісна робота електричних станцій гарантованої і негарантованої потужності дає кращий результат ніж їх окрема робота.

3.5.2 Вплив відновлюваних джерел. Принципи регулювання частоти

Класичним визначенням стійкості вважається здатність системи повертатись до стану, у якому система знаходилась до його порушення внаслідок виникнення збурення. Розглядається два види стійкості: статична і динамічна. Статична це здатність повернення після малих збурень, а динамічна – здатність повернення після значних збурень [29, 30].

До нормативних збурень відносяться однофазні, двофазні та трифазні короткі замикання.

Статична стійкість оцінюється коефіцієнтом запасу статичної стійкості з активної потужності в перетині:

$$K_P = \frac{P_{GP} - P - \Delta P}{P_{GP}}$$

де P_{GP} – активна потужність, яка передається через контрольований перетин у граничному за статичною стійкістю режимі, МВт;

P – перетік потужності в контрольованому перетині в режимі, що розглядається, $P > 0$, МВт;

ΔP – амплітуда нерегулярних коливань активної потужності в контрольованому перетині в режимі, що розглядається, МВт. Може бути визначеним в результаті вимірювань або розрахунку.

Статична стійкість з напруги у вузлах навантаження оцінюється коефіцієнтом:

$$K_U = \frac{U - U_{кр}}{U_{кр}}$$

де U – напруга вузла в режимі, який розглядається, кВ;

$U_{кр}$ – критична напруга в цьому самому вузлі, яка відповідає межі, нижче якої має місце порушення стійкості навантаження, кВ. У більшості випадків приймається $0,7 U_{ном}$.

Таблиця 3.1 - Значення показників стійкості енергосистем

Перетік у перетині	Мінімальний коефіцієнт запасу з активної потужності K_P	Мінімальний коефіцієнт запасу з напруги K_U
Нормальний	0,20	0,15
Обважений	0,20	0,15
Вимушений (післяаварійний)	0,08	0,10

Для вітро- та сонячних станцій розглянуте визначення динамічної стійкості залишається, але замість забезпечення синхронізму ці станції повинні відповідати вимогам проходження режиму короткострокових спадів напруги LVRT (Low Voltage Ride Through) у разі виникнення збурень (рис.3.15).

У «Вимогах до вітрових станцій...» вказується, що станції потужністю більше 2 МВт повинні витримувати падіння напруги в точці приєднання до рівня 0,2 від номінальної напругу впродовж мінімум 0,5 с без вимикання.

В області Б електрична станція має залишатись ввімкненою і забезпечувати контрольовану генерацію реактивної потужності.

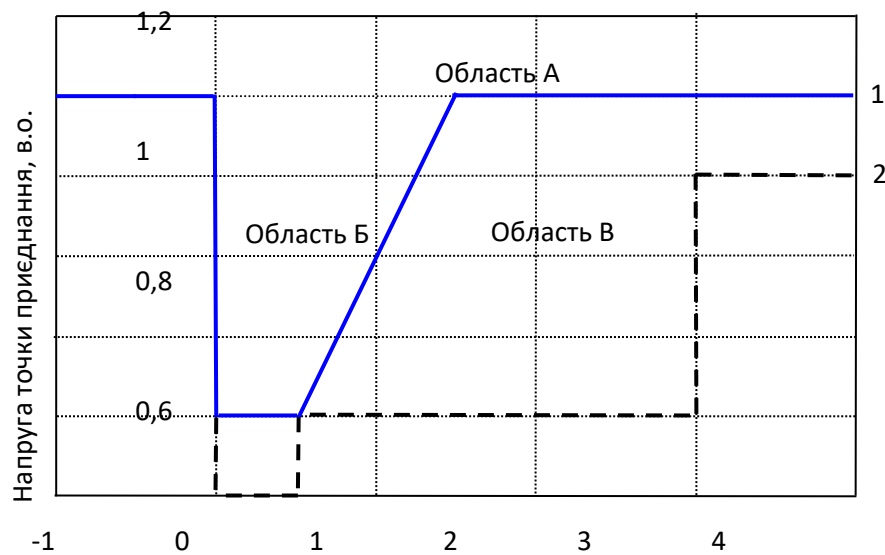


Рис. 3.15 - Короткострокові спади напруги

3.5.3 Рівняння балансу активної потужності

Відхилення частоти від номінальної є одним з основних показників якості електроенергії.

Відповідно до [31] одним з показників якості електричної енергії є відхилення частоти.

Відхилення частоти напруги змінного струму в електричних мережах характеризується показником відхилення частоти, для якого встановлені наступні норми – нормально допустиме і гранично допустиме значення відхилення частоти рівні $\pm 0,2$ і $\pm 0,4$ Гц відповідно.

Причиною відхилення частоти від номінального значення є порушення балансу генерації та споживання активної потужності.

У нормальних режимах роботи ЕЕС сумарна потужність турбін P_T витрачається на покриття активного електричного навантаження системи P_H і втрат активної потужності на станціях і в мережах P_{BTP} , а також на зміну кінетичної енергії обертових агрегатів енергосистеми. Це записується у вигляді рівняння балансу активної потужності:

$$P_T = P_H + P_{BTP} + J \cdot \omega \frac{d\omega}{dt}, \quad (3.5)$$

де J - сумарний момент інерції обертових агрегатів енергосистеми.

У сталому режимі забезпечується баланс потужностей, а тому $\omega = \text{const}$. При порушенні балансу відбувається зміна частоти в енергосистемі.

3.5.4 Дефіцит активної потужності

В аварійних ситуаціях у разі швидкого зростання навантаження або відключення значної потужності генераторів виникає дефіцит активної потужності. З рівняння балансу видно, що частота почне знижуватись.

При зниженні частоти через дефіцит активної потужності в першу чергу повинні бути мобілізовані резерви генерації активної потужності.

Спочатку вводяться в роботу обертові резерви на теплових електростанціях. Це забезпечують системи регулювання парових турбін. Дещо пізніше також автоматично вводяться резерви на ГЕС. Крім того, при зниженні частоти забезпечується автоматичний пуск зупинених гідроагрегатів та переводяться у генераторний режим гідроагрегати, що працюють в режимі синхронного компенсатора.

Порушення балансу активної потужності (3.5), наприклад із-за одночасного відключення значної потужності навантаження, призводить до зростання частоти в енергосистемі.

3.6 Регулювання параметрів режиму на основі оперативного оцінювання стану системи електропостачання

3.6.1 Оперативна оцінка режиму енергосистем та систем електропостачання

Оперативна оцінка режиму електричної системи та систем електропостачання з локальними джерелами виконується за результатами вимірювання параметрів режиму. Сучасні інформаційні технології дозволяють виконувати синхронізовані вимірювання струмів та напруг у різних точках системи у тому числі й параметри режиму кожного локального джерела енергії. У більшості випадків необхідний час для вимірювання, обробки й передачі параметрів режиму може складати від 0,01 до 1 секунди.

Отримана цифрова інформація про параметри режиму використовується для оцінки режиму, регулювання режиму, моніторингу.

3.6.2 Векторні синхронізовані вимірювання параметрів режиму

Основною перевагою синхронного вимірювання параметрів режиму в різних точках системи електропостачання є можливість визначення кута між векторами напруг. Визначення зміни у часі параметрів дає можливість оцінювати поточний режим й визначати напрям зміни параметрів а тому й напрям розвитку процесів в системі. PMU - Phasor Measurement Unit - блок вимірювання фазора.

3.6.3 Системи моніторингу WAMS у системах електропостачання

WAMS -Wide Area Measurement System - система вимірювання широкої площі або система моніторингу перехідних процесів.

PMU розміщуються на підстанціях, де вони збирають дані про напругу і струм. Якщо на одній підстанції існує кілька PMU, їх виходи передаються на PDC всередині підстанції - показано жовтим кольором - по локальній мережі (LAN). При наявності одного PMU на підстанцію дані з цих PMU і PDC підстанції підключаються до регіонального PDC - показаний зеленим кольором - по глобальній мережі (WAN). Регіональні PDC, в свою чергу, можуть бути підключені до центрального PDC (показаний синім кольором) через іншу глобальну мережу. Кожен PDC в основному зіставляє дані від пристроїв нижчого рівня і, зіставляючи їх мітки часу, створює потік даних, як якщо б це був PMU з багатьма входами. PDC також може видаляти помилкові дані, скасовувати вибір деяких даних або змінювати частоту передачі даних відповідно до вимог конкретних додатків [32, 33].

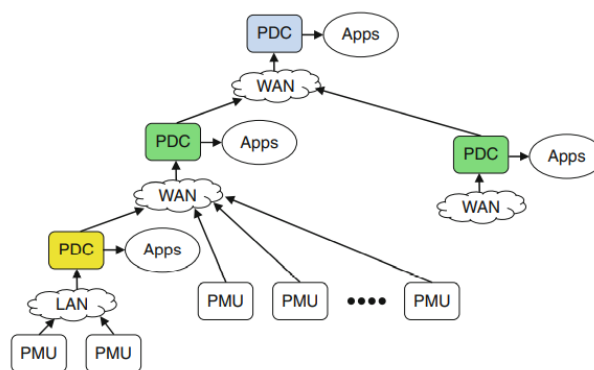


Рис. 3.16 - Архітектура WAMS

3.6.4 Блок вимірювання фазора

Для вимірювання фазора (параметр режиму у комплексному вигляді) аналого-цифрові перетворювачі підключаються до вторинних обмоток вимірювальних трансформаторів струму та напруги (рис.3.17).

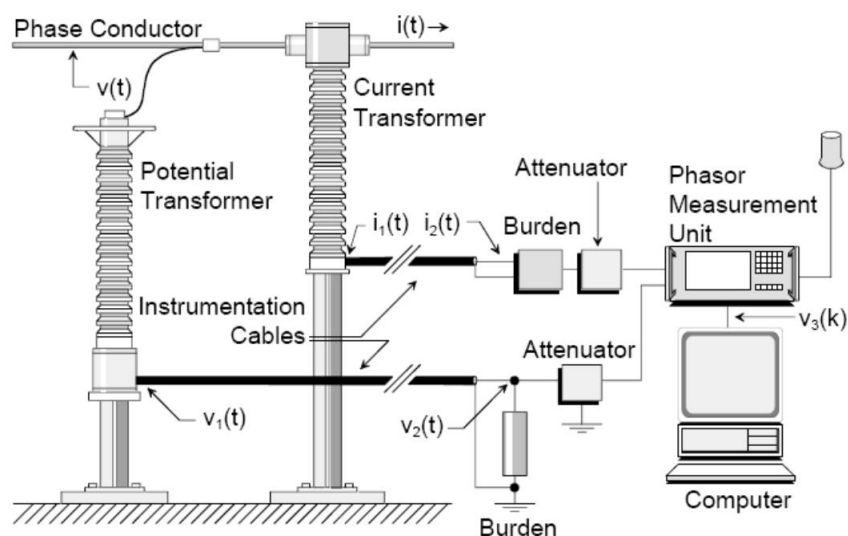


Рис. 3.17 - Підключення PMU на підстанції до вимірювальних трансформаторів струму та напруги

3.6.5 Керування процесом забезпечення бажаних параметрів режиму

У системах електропостачання з локальними джерелами система WAMS може забезпечувати регулювання балансу активної потужності, а також регулювати напругу в контрольних точках.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які завдання керування режимами в системах електропостачання з локальними джерелами енергії?
2. Яким чином та ким здійснюється регулювання напруги та реактивної потужності в електроенергетичних системах? Які завдання цього регулювання?
3. Перелічіть статичні джерела реактивної потужності.
4. Яким чином здійснюється регулювання напруги та реактивної потужності статичним тиристорним компенсатором СТК.
5. Що таке поперечна компенсація SVC?
6. Опишіть концепцію гнучкої системи передачі змінного струму.
7. Дайте визначення технології FACTS.
8. Наведіть переваги та недоліки використання пристроїв FACTS
9. Опишіть регулювання параметрів ліній електропередавання та параметрів режимів поперечною компенсацією
10. Опишіть регулювання параметрів ліній електропередавання та параметрів режимів поздовжньою компенсацією.
11. Наведіть класифікацію пристроїв FACTS.
12. Перелічіть покоління засобів FACTS.
13. Наведіть принципи побудови гнучких електричних ліній змінного струму FACTS.
14. Сформулюйте принципи та необхідність регулювання напруги та реактивної потужності в системах електропостачання.
15. Опишіть вплив локальних джерел енергії на регулювання параметрів режиму роботи електроенергетичної системи.
16. У чому полягає метод зустрічного регулювання напруги в електричних мережах з ВДЕ?
17. Яким чином здійснюється автоматичне регулювання коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів?
18. Що таке природний розподіл потужностей в замкненій мережі?
19. Яким чином здійснюється економічний розподіл потужностей в замкненій мережі?
20. Перелічіть критерії вибору місця розмикання замкненої мережі

21. Приведіть та охарактеризуйте критерії оцінки стійкості електроенергетичної системи з локальними джерелами.
22. Опишіть вплив відновлюваних джерел на стійкість систем електропостачання.
23. Яким чином здійснюється регулювання частоти в енергосистемі з ВДЕ?
24. Що таке «Оперативна оцінка режиму енергосистем та систем електропостачання»?
25. Яка мета здійснення векторних синхронізованих вимірювань параметрів режиму?
26. Для чого використовуються системи моніторингу WAMS у системах електропостачання?
27. Яким чином здійснюється вимірювання фазора у WAMS?
28. Як здійснюється керування процесом забезпечення бажаних параметрів режиму в енергетичних системах з локальними джерелами?

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Денисюк С.П., Стржелецьки Р., Богойко І.І., Стржелецька Н. Аналіз особливостей ефективного впровадження сонячних електростанцій в локальних системах енергозабезпечення // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2023 №2. – с.7- 25.
2. Кириленко О.В., Денисюк С.П. Сучасні тенденції побудови та керування режимами електроенергетичних мереж // Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит. №4 (147). 2016. – с. 2- 14.
3. Довгалюк О.М., Лазуренко О.П., Жуков Ю.О., Лухтура М.І., Саїдов Ш.Н. Застосування малих ГЕС для забезпечення резерву потужності в час пік електроенергетичної системи // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика надійність та енергоефективність, No 10 (12 86) 2018 с.32-40
4. Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Малогулко Ю.В. Оптимізація функціонування розосереджених джерел енергії в локальних електричних системах // Вісник НТУ «ХПІ» 2014. №60(1102). – с.68-77.
5. Лежнюк П.Д., Кравчук С.В., Котилко І.В. Відновлювальні джерела електроенергії в електричних мережах як елемент енергоефективного електроспоживання // «СВІТЛОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА». Вип. 56, №03. – с.99-106.
6. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими: За заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка / Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.
7. Totally Integrated Power. Planning of Electric Power Distribution. Technical Principles. Siemens AG Energy Management Medium Voltage & Systems. Mozartstr. 31c 91052 Erlangen Germany. 2018 Siemens AG Berlin and Munich. siemens.com/tip-cs.
8. Матвійчук В.А., Рубаненко О.О., Собчук Н.В. Використання локальних джерел електроенергії для оптимізації структури ЕЕС // ВІСНИК ХМЕЛЬНИЦЬКОГО НАЦІОНАЛЬНОГО УНІВЕРСИТЕТУ. серія: Технічні науки. 2017, №4. – 98 – 101.
9. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Гунько І. О. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії // Монографія, – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 174 с.
10. Bernd M. Buchholz, Zbigniew Styczynski. Smart Grids – Fundamentals and Technologies in Electricity Networks. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014, 396p.
11. <https://eenergy.media/archives/17986>
12. <https://efront.in.ua/dtek-vidkryv-pershu-v-ukrayini-promyslovu-sne-potuzhnisty-1-mvt/>
13. Довгалюк О. М., Безкостний П. І. Дослідження особливостей впровадження сонячних електростанцій в Україні та їх впливу на роботу

електроенергетичних систем // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика надійність та енергоефективність, № 10 (1286) 2018.- с.24-31.

14. Сивенко М. М., Мірошник О. О., Серeda А. І. Розрахунок оптимальних параметрів накопичувачів та відновлювальних джерел енергії в ізольованих енергосистемах // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика надійність та енергоефективність, № 1 (2) 2021 с.91-95. doi: 10.20998/2224-0349.2021.01.13

15. Івахнов А. В., Лазуренко О.П., Федорчук С. О. Системи акумулювання електроенергії, аналіз можливостей та їх поєднання для застосування в енергосистемі // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика надійність та енергоефективність, № 10 (1286) 2018. с.53-59.

16. <https://ua-energy.org/uk/posts/eksperty-1-mvt-system-nakopychennia-v-ukraini-koshtuie-500-800-tys-ievro>

17. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України №543 від 04.08.2014

18. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Гулько І. О. Вплив сонячних електричних станцій на напругу споживачів 0,4 кВ // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2015. № 3. – с.7-13.

19. Підвищення ефективності систем з відновлюваними джерелами енергії // Монографія. Жуйков В.Я., Лук'яненко Л.М., Миколаєць Д.А., та ін. Київ. Кафедра, 2018. – 368 с.

20. Abo-Hamad, G.M.; Ibrahim, D.K.; Aboul Zahab, E.; Zobaa, A.F. Dynamic Quadrilateral Characteristic-Based Distance Relays for Transmission Lines Equipped with TCSC. Energies 2021, 14, 7074. <https://doi.org/10.3390/en14217074>

21. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015.- 540 с.

22. СТАНДАРТ ОРГАНІЗАЦІЇ Технічна політика ДП «НЕК «Укренерго» у сфері розвитку та експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж СОУ НЕК: 2016 Київ.

23. Електричні системи та мережі. Методичні вказівки до вивчення курсу та самостійної роботи на тему «Неоднорідна замкнена електрична мережа і оптимізація її режимів» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/ Укл.: А.П.Свіридов, Т.В.Величко. - Кропивницький: ЦНТУ, 2018 – 54 с.

24. Журахівський А.В., Кінаш Б.М., Пастух О.Р. Надійність електричних систем і мереж. Львівська політехніка, 2012. – 280 с.

25. Методичні рекомендації щодо заземлення нейтралі електричних мереж 6-35 кВ через резистор. Київ. Міненерговугілля. – 2018.- 87 с.

26. Бурбело М.Й. Математичні задачі електроенергетики. Математичне моделювання електропостачальних систем: навчальний посібник. Вінниця. ВНТУ, 2016.- 185 с.
27. Журахівський А.В., Яцейко А.Я., Бахор З.М. Оптимізація режимів електроенергетичних систем. Львів. Видавництво Львівська політехніка, 2018. – 180 с.
28. Helder Lopes Ferreira, Angelo L'Abbate, Gianluca Fulli, and Ulf Häger Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS) Devices. Chapter 4. Advanced Technologies for Future Transmission Grids/Springer-Verlag London. 2013. 119-156 pp. DOI 10.1007/978-1-4471-4549-3
29. Забезпечення стійкості енергосистем та їх об'єднань. Під ред. Кириленка О.В. Інститут електродинаміки НАН України. Київ, 2018.
30. СОУ-Н МЕВ 40.1 – 00100227 – 68:2012. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки).
31. ГОСТ 13109-97 Электрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення
32. Electrical Transmission Systems and Smart Grids: Selected Entries from the Encyclopedia of Sustainability Science and Technology. Miroslav M Begovic. Chapter 5 Wide Area Monitoring, Protection and Control. James S. Thorp and Arun G. Phadke. DOI 10.1007/978-1-4614-5830-2
33. Козирський В.В., Гребченко М.В., Омельчук А.О. Електротехнічні системи електропостачання. Навчальний посібник. ЦП «КОМПРИНТ» Київ, 2018. – 326 с.