



МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
“КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО”
Кафедра електричних мереж та систем

Т. Л.Кацадзе, В. В.Кирик

ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ І МЕРЕЖІ

РОЗРАХУНОК ТА АНАЛІЗ
УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

Київ 2018



**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
“КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО”
Кафедра електричних мереж та систем**

Т. Л.Кацадзе, В. В.Кирик

ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ І МЕРЕЖІ

РОЗРАХУНОК ТА АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

Навчальний посібник

Рекомендовано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського як навчальний посібник для студентів, які навчаються за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

**Київ
«Політехніка»
2018**

УДК 621.311

Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського (протокол № 9 від 24.05.2018 р.) за поданням Вченої ради факультету електроенерготехніки та автоматики (протокол № 10 від 21.05.2018 р.)

Кацадзе Т. Л. Электричные системы і мережі. Розрахунок та аналіз усталених режимів електроенергетичних систем [Текст]: Навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців спеціальності 141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка” / Т. Л. Кацадзе, В. В. Кирик.-К.: «КПІ ім. Ігоря Сікорського», 2018.-212 с.

В посібнику представлені особливості розрахунку та аналізу усталених режимів електроенергетичних систем. Викладені основи теорії математичного моделювання режимів електроенергетичних систем. Розглянуті методи та моделі розрахунків режимів роботи складно-замкнених електричних мереж.

Для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців спеціальності 141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”

В пособии представлены особенности расчета и анализа установившихся режимов электроэнергетических систем. Изложены основы теории математического моделирования режимов электроэнергетических систем. Рассмотрены методы и модели расчетов режимов работы сложно-замкнутых электрических сетей.

Для студентов всех форм обучения и студентов-иностранцев специальности 141 "Электротехника, электротехника и электромеханика"

Рецензенти:

*А .Ф . Жаркін, член-кор. НАН України, д-р техн. наук,
заступник директора Інституту
електродинаміки НАН України*

М. Ф. Сопель, д-р техн. наук, ст. наук. співр., МПП «Анігер»

Відповідальний редактор:

В. В. Чижевський, канд.техн.наук

ВСТУП	5
Розділ 1 ОСНОВИ ТЕОРІЇ МАТЕМАТИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ	7
1.1 Поняття режиму електроенергетичної системи	7
1.2 Загальна характеристика задач моделювання усталених режимів електроенергетичних систем	16
1.3 Потужність електричної системи змінного струму	24
1.4 Розрахункові схеми електричних систем	30
1.5 Опорні за напругою та балансуючі пункти розрахункових схем	35
1.6 Ітераційні методи моделювання режимів електричної системи	39
1.7 Інженерна точність моделювання усталених режимів електроенергетичних систем та вибір початкових наближень шуканих параметрів	49
1.8 Спад та втрати напруги на ділянці електричної мережі	57
1.9 Електричний розрахунок радіальної електропередачі, яка живить декілька навантажень	71
1.10 Розрахунок лінії електропередавання з рівномірно розподіленим навантаженням	78
1.11 Дослідження усталених режимів складнорозгалужених розімкнених електричних систем	82
1.12 Електричний розрахунок лінії з двобічним живленням	88
1.13 Контурна розрахункова модель усталеного режиму електричної системи	99
1.14 Вузлова розрахункова модель усталеного режиму електричної системи	100
1.15 Розрахункова модель усталеного режиму електричної системи за методом перерізів	106
1.16 Моделювання усталених режимів електричних систем з трансформаторними зв'язками	113
1.17 Моделювання усталених режимів електричних систем, які містять вузли з фіксацією модуля напруги	123
Розділ 2 МЕТОДИ ТА МОДЕЛІ РОЗРАХУНКІВ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ	130
2.1 Формальні методи розв'язання систем нелінійних алгебраїчних рівнянь вузлової моделі усталеного режиму електричної системи	130
2.2 Розрахунок електричних систем за середніми лінійними потужностями ділянок схеми	146

2.3	Розрахунок електричних систем за методом «у два етапи»	151
2.4	Еквівалентне перетворення розрахункових схем електричних систем	157
2.5	Метод розрізання контурів	184
2.6	Метод накладання	192
2.7	Метод коефіцієнтів розподілу	196
2.8	Розрахунок режиму напруги з використанням апарату опорів впливу	203
2.9	Метод розщеплення схем	207
2.10	Застосування методів діакоптики до моделювання усталених режимів великих електричних систем	210
2.11	Основні положення методу дуальних схем	215
Розділ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ ТА АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ		218
3.1	Неоднозначність та існування режиму електричної системи	218
3.2	Кругові діаграми електропередачі	232
3.3	Характеристика потужності електропередачі	239
3.4	Динамічна стійкість електропередачі	248
3.5	Неоднорідність електричних мереж	252
3.6	Самозбудження синхронних генераторів	259
3.7	Ферорезонанс в електричних мережах	265
ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК		271
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ		274

Сучасні електроенергетичні системи, призначені для виробництва, передавання та розподілу електричної енергії, можна віднести до класу великих систем кібернетичного типу. Вони складаються з великої кількості складних елементів: електричних станцій, вузлів навантаження та електричної мережі, оснащені різними пристроями автоматичного регулювання і протиаварійної автоматики, мають складну ієрархічну структуру автоматизованого керування. Електричні системи характеризуються складно-замкненою топологічною структурою з паралельною роботою електричних мереж різних класів номінальної напруги. Такий стан зумовлений необхідністю забезпечення високої надійності та безперебійності електропостачання при одночасному виконанні вимог оптимальності робочих режимів.

Одним з найважливіших завдань, пов'язаних із експлуатацією та дослідженням електроенергетичних систем, є визначення та аналіз поточного стану системи – режиму. Таке завдання можна вирішувати двома способами. З одного боку це вимірювання поточних параметрів режиму електричної системи та збір і передача відповідних даних. З іншого боку це моделювання режимів електричних систем, зокрема математичне моделювання.

Зміст навчального посібника «Електричні системи та мережі. Частина 2» відповідає навчальній програмі дисципліни «Електричні системи та мережі» для студентів спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Ця дисципліна є однією з базових, належить до циклу професійної та практичної підготовки і закладає фундамент для спеціальної підготовки спеціалістів в галузі передачі та розподілу електричної енергії.

Теоретичною та методологічною основою дисципліни є знання, набуті студентами під час вивчення дисциплін циклів математичної, природничо-наукової та професійної і практичної підготовки: «Вища математика», «Фізика», «Математичні задачі енергетики», «Електричні системи та мережі. Частина 1», «Електричні машини», «Промислова електроніка».

Задачею вивчення кредитного модуля «Електричні мережі і системи. Частина 2» є засвоєння новітніх методів моделювання та дослідження ustalених режимів електроенергетичних систем та їх об'єднань. Технологічне спрямування дисципліни дозволяє озброїти спеціаліста сучасними математичними засобами аналізу режимів складних електроенергетичних систем. Практичне спрямування кредитного модуля зорієнтоване на прищеплення студентам умінь та навичок інженера-технолога, експлуатаційника, проектувальника і конструктора, які відповідають їх виробни-

чим функціям, здатним приймати самостійні творчі рішення під час проектування, експлуатації та обслуговування електричних систем та мереж.

В кожному підрозділу посібника наведено питання для самоконтролю та списки посилань на спеціальну навчальну літературу. Наприкінці посібника розміщено предметний покажчик, в якому наведено основні поняття в області дослідження режимів електроенергетичних систем, які використано в тексті посібника.

Автори висловлюють щире подяку рецензентам член-кореспонденту НАН України, доктору технічних наук Жаркіну А. Ф. та доктору технічних наук Сопелю М. Ф., а також колективу кафедри електричних мереж та систем КПІ ім. Ігоря Сікорського за ретельний аналіз тексту посібника, цінні зауваження та рекомендації щодо викладення матеріалу.

Відгуки, зауваження та побажання щодо посібника автори просять надсилати на адресу: м. Київ, вул. Політехнічна, 37, КПІ ім. Ігоря Сікорського, кафедра електричних мереж та систем.

ОСНОВИ ТЕОРІЇ МАТЕМАТИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

1.1. ПОНЯТТЯ РЕЖИМУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ

Режимом електроенергетичної системи називають її стан, пов'язаний із процесами вироблення, передавання, розподілу та споживання електричної енергії. Кожний режим енергосистеми характеризується сукупністю параметрів – частоти змінного струму, струмів або потужностей джерел та споживачів електричної енергії, напруг у вузлах робочої схеми, струморозподілу та потокорозподілу потужностей по ділянках схеми, втрат потужностей в устаткуванні електричних мереж та сумарних втрат потужності в енергосистемі. Такі характеристики називають параметрами режиму (або режимні параметри) електроенергетичної системи.

Параметри режимів електроенергетичної системи поділяють на локальні та загальносистемні. До загальносистемних параметрів відносять частоту змінного струму та сумарні втрати потужності. Решта параметрів є локальними, оскільки характеризують режими окремих елементів електричної системи. Разом з тим, всі режимні параметри тісно пов'язані між собою єдиним та одночасним процесом виробництва, передавання, розподілу та споживання електричної енергії у відповідності із загальнофізичним законом збереження енергії.

Всі режими електроенергетичних систем поділяють на усталені та перехідні. Усталені режими системи характеризуються незмінністю їх параметрів протягом певного тривалого проміжку часу. Очевидно, що забезпечити усталені режими сучасних електроенергетичних систем практично неможливо. Дійсно, через велику кількість та складність приймачів електричної енергії, під'єднаних до електричних мереж, в електричній системі постійно відбуваються зміни режимів електроприймачів, зокрема комутаційні перемикання, пов'язані із увімкненням одних приймачів та вимкненням інших. Такі комутації носять стохастичний характер та призводять до зміни технологічних режимів окремих споживачів електричної енергії та породжує перманентні перехідні режими енергосистеми.

Перехідні режими електроенергетичних систем характеризуються зміною у часі їх параметрів через комутаційні перемикання, аварійні збурення тощо. Загалом розрізняють три типи перехідних режимів, які мають місце в електроенергетичних системах:

- 1) електромагнітні перехідні режими;
- 2) електромеханічні перехідні режими;
- 3) тривалі перехідні режими.

Електромагнітні перехідні режими пов'язані із процесами обміну енергією між реактивними елементами робочих схем електричних мереж – поздовжніми індуктивностями ліній електропередавання, індуктивностями обмоток силових трансформаторів та реакторів, зарядними ємностями ліній, ємностями компенсаційних конденсаторів тощо. Такі перехідні режими виникають внаслідок комутаційних перемикачів робочих схем, є короткотривалими, швидкими та характеризуються сталими часу порядку $10^{-2} \dots 10^{-3}$ сек.

Електромеханічні перехідні режими пов'язані із коливаннями роторів електричних машин, зокрема синхронних генераторів, викликані раптовим накиданням навантаження на електричну машину. Такі перехідні режими триваліші за електромагнітні, їх стала часу має порядок $10^{-1} \dots 1$ сек.

Тривалі перехідні режими відбуваються в електроенергетичних системах внаслідок великих збурень та пов'язані із процесами у теплофікаційному та гідравлічному обладнанні електричних станцій. Справа в тому, що для суттєвого збільшення навантаження теплової електричної станції після великого системного збурення необхідно виробити більшу кількість пару, що потребує, у свою чергу, збільшення кількості подачі палива у топку котла. На гідравлічних електричних станціях різке збільшення навантаження обмежене гідравлічним ударом на лопатки гідротурбін. Все це визначає певний час, необхідний для зміни навантаження електричної станції та може розглядатися як перехідний режим енергосистеми. Такі перехідні режими є найбільш тривалими (саме тому вони мають таку назву) та характеризуються сталими часу порядку $10 \dots 10^2$ сек.

Всі розглянуті перехідні режими в електроенергетичній системі відбуваються одночасно, накладаються один на інший, визначаючи динаміку флуктуації системи в просторі станів у часі.

Разом з тим, у кожний момент будь-якого перехідного режиму в електроенергетичній системі має виконуватися закон збереження енергії, що дозволяє розглядати квазіусталені режими – режими, параметри яких залишаються незмінними протягом нескінченно малого проміжку часу. Це дозволяє представити рух електричної системи в просторі станів в перехідному режимі послідовністю квазіусталених режимів.

Режими трифазних електричних систем змінного струму поділяють на симетричні та несиметричні, синусоїдні та несинусоїдні.

Симетричним режимом трифазної електричної системи називають такий, в якому фазні параметри режиму збігаються за абсолютною величиною та відрізняються за фазою на кут $\pm 120^\circ$. Для забезпечення симетрії режимів електроенергетичних систем необхідно забезпечити симетрію параметрів робочої схеми електричної мережі, симетрію електричних на-

вантажень та симетрію фазних ЕРС на шинах генераторів. Очевидно, що суворе дотримання всіх цих вимог практично неможливе, тому майже всі режими електроенергетичних систем є несиметричними.

Відповідно до чинних нормативів нормально та гранично допустимі значення коефіцієнтів несиметрії напруги за зворотною та нульовою послідовностями дорівнюють 2% та 4% відповідно. Це означає, що у більшості практичних випадків несиметрія є незначною і нею можна знехтувати. Однак, можливі ситуації, коли несиметрія виявляється істотною і її обов'язково слід враховувати під час аналізу режимів електроенергетичних систем. Розрізняють три основні причини виникнення несиметричних режимів електроенергетичних систем:

- 1) несиметричне навантаження фаз, зумовлене пофазною розбіжністю ЕРС генераторів, коефіцієнтів трансформації трансформаторів і автотрансформаторів, нерівномірним розподілом навантажень за фазами тощо. Така несиметрія має стохастичний характер і в більшості практичних випадків зумовлює незначні відхилення від нормального режиму енергосистеми;
- 2) розбіжність параметрів окремих фаз електричних мереж, зумовлена, головним чином, геометричною несиметрією розташування фазних проводів у просторі. Наприклад, за розташування проводів лінії електропередачі на опорах у вершинах рівнобічного трикутника, їх взаємне розташування є симетричним, проте відносно землі проводи виявляються закріплені на різній висоті. Це спричинить несиметрію ємнісних поперечних провідностей лінії. За горизонтального розміщення проводів вони перебувають на однаковій висоті відносно землі, але їх взаємне розміщення несиметричне. Це призводить до появи розбіжності між взаємними індуктивностями і ємністю між проводами різних фаз електропередачі;
- 3) неповнофазні режими електричних мереж, зумовлені короткочасним вимкненням однієї або двох фаз лінії у разі коротких замикань та інших аварійних збурень, або тривалим вимкненням під час пофазного ремонту лінії або іншого устаткування.

Поділення режимів електроенергетичних систем на синусоїдні та несинусоїдні визначається формою кривої змінного струму. Сучасні електроенергетичні системи змінного струму в загальному випадку характеризуються несинусоїдними напругами та струмами. Це пояснюється низкою факторів, зокрема, насиченістю електричних систем вентиляними перетворювачами, конструктивними особливостями синхронних генераторів тощо. Зазвичай, несинусоїдність кривих струму в електроенергетичних системах є незначною і нею можна знехтувати. Проте, можливі ситуації, коли несинусоїдність режиму стає суттєвою і її обов'язково необхідно враховувати під час аналізу режимів електроенергетичних систем.

В подальшому під режимом електроенергетичної системи будемо розуміти симетричний синусоїдний режим трифазної системи змінного струму. Фактично такий режим є режимом прямої послідовності основної гармоніки змінного струму. Лише під час дослідження спеціальних режимів (несиметричних та несинусоїдних), це буде окремо обумовлено.

В загальній теорії режимів електричних систем часто використовують інший підхід до класифікації режимів, який базується на прагматичних аспектах експлуатації електроенергетичних систем. Тут розрізняють п'ять наступних типів:

- 1) нормальний усталений режим, за якого режимні параметри знаходяться у деякому визначеному діапазоні, необхідному для забезпечення правильної роботи споживачів електричної енергії;
- 2) нормальний перехідний режим, який має місце під час звичайних комутаційних перемикачів. Такий режим характеризується швидкою зміною режимних параметрів, які залишаються в допустимих діапазонах, не порушуючи нормальні умови роботи споживачів електричної енергії;
- 3) аварійний перехідний режим, за якого, внаслідок аварійного збурення, відбувається різке змінення режимних параметрів, що порушує нормальні умови функціонування споживачів електричної енергії. Для запобігання таких негативних наслідків необхідно провести певні комутаційні перемикачів в схемі електричної мережі з метою локалізації аварійного устаткування та забезпечення нормальних умов функціонування споживачів;
- 4) післяаварійний усталений режим, який має місце після вимкнення аварійного устаткування. Режимні параметри в післяаварійному режимі мають знаходитися у визначеному допустимому діапазоні, зазвичай, більш розширеному, ніж в нормальному усталеному режимі протягом певного періоду часу, за який аварія має бути ліквідована та відновлений нормальний усталений режим;
- 5) ремонтний усталений режим, який має місце після виведення в ремонт устаткування електричних мереж. За такого режиму параметри мають забезпечувати нормальні умови функціонування споживачів електричної енергії. Разом з тим допустиме певне незначне зниження показників надійності режиму електричної системи.

Вимоги до режимів електроенергетичних систем можна поділити на дві групи:

- 1) вимоги загальнофізичного характеру;
- 2) вимоги нормативного характеру.

Вимоги загальнофізичного характеру визначають можливість організації режиму електроенергетичної системи протягом достатньо тривалого часу. До таких вимог відносять:

- 1) вимоги здійсненності режиму;
- 2) вимоги стійкості режиму.

Під здійсненністю режиму розуміють можливість організації процесу передавання електричної енергії хоча б протягом нескінченно малого періоду часу. Вимоги здійсненності режиму визначають умови його існування. Будь-який усталений режим електроенергетичної системи вимагає для свого здійснення балансу потужності. Дійсно, для виконання загальнофізичного закону збереження енергії необхідно, щоб сумарна активна потужність всіх генераторів системи дорівнювала сумарній активній потужності споживачів, включаючи втрати активної потужності на передаванні електричної енергії по мережі

$$P_{\Gamma} = P_{\text{H}} + \Delta P,$$

де P_{Γ} – сумарна активна потужність генераторів електроенергетичної системи; P_{H} – сумарна активна потужність споживачів електроенергетичної системи; ΔP – сумарні втрати активної потужності на передавання електричної енергії по мережі.

Аналогічне рівняння можна записати і для балансу реактивної потужності:

$$Q_{\Gamma} = Q_{\text{H}} + \Delta Q,$$

де Q_{Γ} – сумарна реактивна потужність генераторів та інших джерел реактивної потужності електроенергетичної системи; Q_{H} – сумарна реактивна потужність споживачів електроенергетичної системи; ΔQ – сумарні втрати реактивної потужності на передавання електричної енергії по мережі.

Слід пам'ятати, що безпосередньо встановити баланси активної та реактивної потужності в електричній системі неможливо через тісний взаємний зв'язок між режимними параметрами, зокрема через залежність втрат активної та реактивної потужності від режиму напруги та струму в електричній мережі. Тут необхідно враховувати додаткові обмеження, які визначають закони передавання та розподілу електричної енергії по електричних мережах. Це дозволяє встановити функціональні залежності складових балансів активної та реактивної потужності від режимних параметрів

$$\begin{aligned} P_{\Gamma}(\Pi); & P_{\text{H}}(\Pi); & \Delta P(\Pi); \\ Q_{\Gamma}(\Pi); & Q_{\text{H}}(\Pi); & \Delta Q(\Pi), \end{aligned}$$

де Π – довільний режимний параметр.

Таким чином, режим електроенергетичної системи буде здійсненим у тому разі, коли функціональні залежності $P_{\Gamma}(\Pi)$ та $P_{\text{H}}(\Pi) + \Delta P(\Pi)$ мають принаймні одну спільну точку. Водночас необхідно, щоб аналогічні функціональні залежності для реактивної потужності перетиналися між собою, або торкалися одна одну за того самого значення параметру, що й для балансу активної потужності, як показано на рис. 1.1.

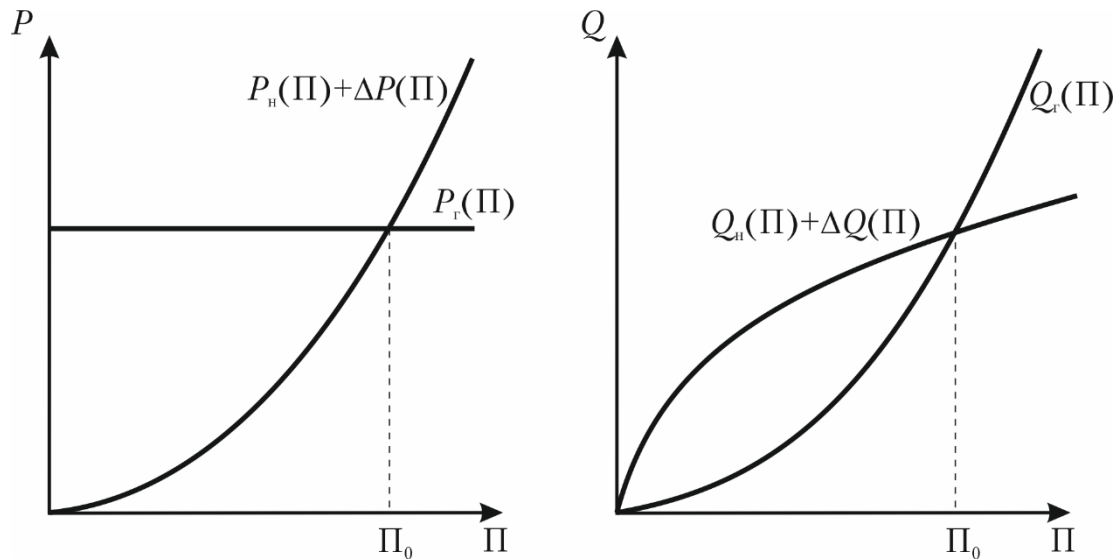


Рис. 1.1. Ілюстрація здійсненності режиму електричної системи

Здійсненність режиму електроенергетичної системи ще не означає можливості передавання електричної енергії протягом достатньо тривалого часу. Тут розглядають проблему статичної стійкості, тобто здатності системи повернутися до свого первинного стану після внесення деякого, як завгодно малого збурення.

Для оцінювання статичної стійкості електроенергетичних систем, зазвичай, розглядають енергетичну функцію режиму системи у багатовимірному просторі режимних параметрів. Усталені режими електроенергетичних систем відповідають екстремумам (локальним або глобальним) такої енергетичної функції, як показано на рис. 1.2, де W – значення деякої енергетичної функції, яка визначає режим електроенергетичної системи. Тут показано три можливі усталені режими електроенергетичної системи, які відповідають локальному мінімуму (точка 1), максимуму (точка 2) та глобальному мінімуму (точка 3) енергетичної функції. Очевидно, що режими 1 та 3 є статично стійкими, оскільки після будь-яких малих збурень стан електроенергетичної системи повертається до вихідного, відповідного мінімуму енергетичної функції. Водночас усталений режим 2 є статично нестійким, оскільки будь-яке нескінченно мале збурення буде виводити систему із стану рівноваги і переводити її до стану 1 або 3 відповідно до напрямку дії збурення.

В загальному випадку можна говорити про статичну стійкість електроенергетичної системи у тому разі, коли будь-які, достатньо малі збурення будуть призводити до збільшення значення енергетичної функції системи, що проілюстровано на рис. 1.2.

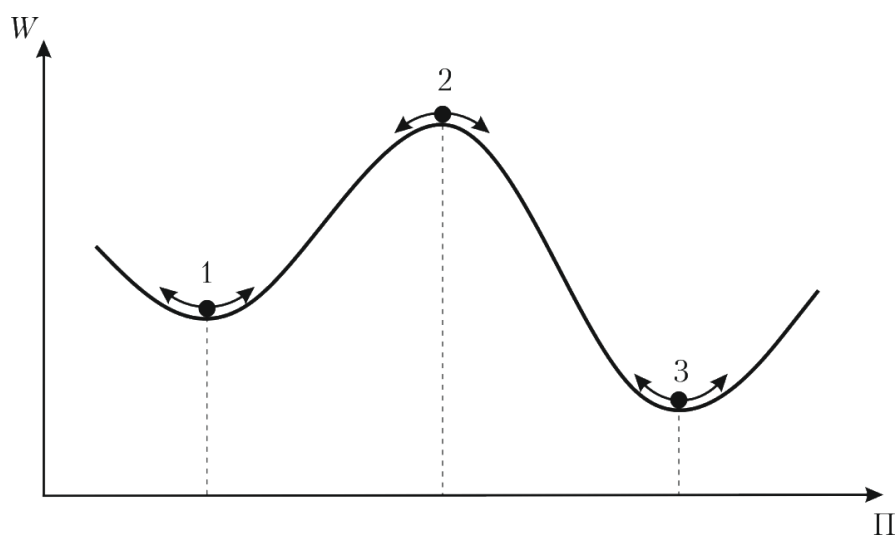


Рис. 1.2. Ілюстрація статичної стійкості електроенергетичної системи

В теорії режимів електроенергетичних систем розглядають також проблему динамічної стійкості. Під останньою розуміють здатність системи повернутися до свого первинного стану, або до близького до нього після внесення значного збурення. Іншими словами, дослідження динамічної стійкості полягає у визначенні можливості виходу зображуючої точки режиму у просторі параметрів із зони атрактора вихідного усталеного режиму внаслідок дії значного збурення. Тут задача дослідження динамічної стійкості ускладнюється тим, що значні збурення не тільки зрушують зображуючу точку режиму з свого вихідного стану, але, часто, додатково змінюють форму самої енергетичної функції, наприклад, внаслідок комутаційних перемикачів з метою локалізації аварійного збурення. Така ситуація унеможливує визначення формального критерію динамічної стійкості режиму електроенергетичної системи. Тому дослідження динамічної стійкості потребує імітаційного моделювання перехідних режимів електроенергетичних систем після внесення значних збурень.

Дослідження реакції електроенергетичної системи на внесення значних аварійних збурень пов'язано із проблемою живучості системи. Під живучістю електроенергетичної системи розуміють здатність системи поглинати аварійні збурення катастрофічного характеру, зберігаючи при цьому, можливо, в обмеженому обсязі, свою працездатність.

Одиночні аварійні збурення, наприклад короткі замкнення на лініях електропередавання, вимкнення перевантажених трансформаторів, носять, як правило, локальний характер та не несуть загрози для функціонування всієї системи в цілому. Проте, накладання у часі декількох незалежних суттєвих аварійних збурень може призводити до виникнення каскадних аварій, коли вимкнення одного аварійного об'єкту призводить до перевантаження з послідовним вимкненням іншого обладнання і так далі. В результаті можливе повне «погашення» споживачів електричної енергії

(blackout) та «розвал» енергосистеми. У цьому разі говорять про втрату живучості електроенергетичної системи.

Суворо кажучи, проблема забезпечення динамічної стійкості та живучості електроенергетичних систем відноситься до класу задач надійності електропостачання та вирішується на етапі задоволення вимог до режимів електроенергетичних систем нормативного характеру. Такі вимоги визначають нормальні умови функціонування споживачів електричної енергії:

- 1) забезпечення надійності та безперервності енергопостачання;
- 2) забезпечення нормованої якості електричної енергії;
- 3) забезпечення безпеки експлуатації та екологічності режиму електроенергетичної системи;
- 4) забезпечення економічності режиму електроенергетичної системи.

Крім того, для аварійних режимів необхідно забезпечити якнайшвидшу локалізацію та вимкнення аварійного устаткування і швидке відновлення нормального режиму електроенергетичної системи.

Розглянемо нормативні вимоги до режимів електроенергетичних систем більш детально.

Надійність та безперебійність енергопостачання споживачів електричної енергії забезпечують шляхом обґрунтованого резервування потужності в енергетичній системі та резервування транспортних коридорів для передавання електричної енергії від електричних станцій до споживачів. Таке резервування має забезпечувати необхідний запас статичної та динамічної стійкості режиму електричної системи щодо малих та великих збурень, а у разі виникнення складних системних аварій – забезпечувати живучість енергосистеми.

Вимоги щодо забезпечення надійності та безперервності енергопостачання споживачів, останнім часом, оформилося у, так званий, принцип « $n-1$ ». Сутність останнього полягає в тому, що необхідна надійність режимів енергосистеми буде забезпечена у тому разі, коли втрата будь-якого елемента системи не призведе до погіршення якості функціонування електроенергетичної системи. На жаль, сьогоденні реалії електроенергетики України не дають змогу говорити про повномасштабне виконання принципу « $n-1$ ». Разом з тим, складні системні аварії 2005-2006 рр. в енергосистемах ЄС та США поставили питання про необхідність забезпечення заходів щодо підвищення надійності енергопостачання вже за принципом « $n-2$ ».

Вимоги щодо забезпечення якості електричної енергії стосуються, суворо кажучи, лише тих шин електричних підстанцій, від яких отримують живлення кінцеві споживачі. Тут, відповідно до ДСТУ EN 50160-2014, нормуванню підлягають такі параметри, як частота змінного струму на напруга на затискачах споживачів. В теорії режимів електричних систем необхідно зважати на те, що режимні параметри тісно пов'язані між

собою єдиними процесами передавання та розподілу електричної енергії і для забезпечення нормованої якості на затискачах споживачів необхідно здійснювати регулювання режимних параметрів у всій системі в цілому.

Із функціонуванням електроенергетичних систем пов'язана важлива проблема забезпечення безпеки експлуатації енергетичного устаткування та екологічності електроенергетики в цілому. Відомо, що електрика є вкрай небезпечною для життя людини і для забезпечення безпеки експлуатації високовольтного устаткування електричних мереж необхідно виконувати певні запобіжні заходи. Разом з тим, із експлуатацією електроенергетичних систем тісно пов'язані проблеми шкідливих викидів ТЕС, заховань відходів ядерного палива АЕС, зміни екосистем в районах водосховищ ГЕС, впливу на оточуюче середовище потужних електромагнітних полів силового устаткування електричних мереж тощо.

Наприкінці необхідно забезпечувати економічність режимів електричних систем, тобто експлуатація енергосистем має супроводжуватися як найменшими витратами на виробництво, передачу та розподіл електричної енергії. Тут можна розглядати задачі вибору складу електричних станцій на покриття сумарного навантаження споживачів за умови мінімізації витрат палива, вибору оптимальної робочої схеми електричної мережі та вибору оптимальних законів регулювання режимів напруги та реактивної потужності, що забезпечує мінімум втрат потужності на її передавання тощо.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Дайте визначення режиму та режимних параметрів електроенергетичної системи.
2. Поясніть поділення режимних параметрів на загальносистемні та локальні. Перелічить загальносистемні та локальні режимні параметри електроенергетичних систем.
3. Наведіть класифікацію режимів енергосистем у зв'язку із часом. Дайте характеристику таких типів режимів.
4. Наведіть та охарактеризуйте класифікацію перехідних режимів електроенергетичних систем.
5. Поясніть поділення режимів електроенергетичних систем на симетричні та несиметричні, синусоїдні та несинусоїдні.
6. Наведіть прагматичну класифікацію режимів енергосистем. Дайте характеристику таких типів режимів.
7. Наведіть та охарактеризуйте вимоги до режимів електроенергетичних систем фізичного та нормативного характеру.



ЛІТЕРАТУРА

[10], стор. 32-40; [22], стор. 16-21; [38], стор. 30-40; [40], стор. 9-12; [78], стор. 15-24.

1.2 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАДАЧ МОДЕЛЮВАННЯ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

У процесі експлуатації електроенергетичної системи відбувається постійна зміна таких її характеристик, як частота змінного струму, напруги у вузлових точках електричної мережі, струми і потоки потужностей на ділянках схеми, потужності генерації джерел та споживання навантажень та інші показників, які характеризують процеси перетворення, передавання та розподілу електричної енергії. Моделювання усталених режимів електроенергетичних систем складають більшу частину розрахунків як під час експлуатації та управління, так і під час проектування розвитку електроенергетичних систем. Метою такого моделювання є визначення допустимості режимів напруги у вузлах схеми електричної мережі, перетоків потужності в окремих лініях або групах ліній контрольованого перерізу, перевірка можливості передачі заданої потужності, оцінювання сумарних втрат потужності тощо. Моделювання усталених режимів є, як правило, найважливішою складовою вирішення комплексних завдань, таких, наприклад, як вибір експлуатаційних схем електричної системи, регулювання режиму напруги, перерозподіл перетоків потужності в неоднорідних електричних мережах; аналіз статичної та динамічної стійкості електричної системи по відношенню до зовнішніх несприятливих збурень; визначення струмів короткого замикання; розрахунок протікання електромеханічних і тривалих перехідних процесів та багатьох інших задач.

Моделювання усталених режимів електроенергетичних систем виконують на базі розрахункових математичних моделей. Останні характеризуються двома основними складовими – топологічною моделлю робочої схеми електричної системи і алгебраїчною моделлю усталеного режиму її роботи. Топологічна модель схеми характеризує послідовність з'єднання елементів, їх параметри і властивості та може бути представлена у вигляді схем заміщення та розрахункових схем електричної мережі. Алгебраїчна модель режиму електричної системи містить сукупність рівнянь, які визначають аналітичну залежність між параметрами розрахункової схеми і характеристиками режиму електроенергетичної системи.

Розв'язання задачі моделювання усталеного режиму електроенергетичної системи передбачає визначення таких показників її стану:

- для всіх вузлів – активної та реактивної потужностей, або струмів навантажень споживачів та джерел електричної енергії; модулів та фазових кутів векторів напруги;
- для всіх ділянок – струмів, потоків потужностей, втрат активної та реактивної потужностей від передавання електричної енергії;
- для всієї системи в цілому – сумарних втрат потужностей та усталеної частоти змінного струму.

Зазначений перелік режимних параметрів електроенергетичної системи має властивість надмірності. Так, наприклад, якщо відомий режим напруги у вузлах схеми електричної мережі можна, за законом Ома, визначити струми на ділянках схеми, потоки потужностей на початку та наприкінці кожної ділянки, втрати потужностей на ділянках і, зрештою, сумарні втрати потужності в електроенергетичній системі. Інакше, сумарні втрати потужностей в системі можна визначити як різницю між сумарною потужністю усіх джерел живлення системи і сумарною потужністю всіх споживачів.

Класична задача моделювання усталеного режиму електроенергетичної системи передбачає використання як вихідні данні інформації про навантаження споживачів у вузлах розрахункової схеми. Мета розв'язання задачі полягає у визначенні режиму напруги у вузлах схеми, струмів, потоків потужності і втрат потужності на ділянках, а також сумарних втрат потужності. Для розв'язання деяких практичних задач, пов'язаних з моделюванням режиму електроенергетичної системи, визначення всієї сукупності перелічених параметрів не є необхідним і обов'язковим. Так, наприклад, для налаштування уставок пристроїв максимального струмового захисту ліній електропередавання, достатній лише розрахунок струму в контрольованому перерізі.

У загальному випадку режими електроенергетичних систем є несиметричними і несинусоїдними. Для розрахунку характеристик таких режимів здійснюють перетворення системи фазних координат струмів і напруг електричної системи в систему координат симетричних складових. Несинусоїдні криві струмів розкладають у ряди Фур'є і розглядають гармонійні складові змінного струму, які характеризуються частотами, кратними промислової частоті 50 Гц. Тоді для кожної з гармонійних складових складають розрахункову схему і реалізують послідовне моделювання режиму прямої, зворотної та нульової послідовностей. Симетричний синусоїдний режим є окремим випадком, фактично являючи собою режим прямої послідовності основної гармоніки.

У загальному випадку, задача моделювання усталених режимів електроенергетичних систем складається з послідовного виконання наступних основних процедур.

1. Вибір елементів електроенергетичної системи, які визначають характеристики режиму та формування для кожного з них відповідної математичної моделі.
2. Визначення способу з'єднання елементів електричних мереж та складання розрахункової схеми електричної системи.
3. Вибір розрахункової моделі усталеного режиму електроенергетичної системи та формування систем алгебраїчних рівнянь, які пов'язують параметри розрахункової схеми з режимними параметрами електроенергетичної системи.

4. Вибір і реалізація математичного апарату для розв'язання систем рівнянь усталеного режиму електроенергетичної системи.

Математичне моделювання усталеного режиму електроенергетичної системи можна розглядати як розв'язання задачі відображення усталеного режиму з багатовимірному простору відомих режимних параметрів в простір шуканих. Наприклад, у класичній постановці задачі визначення режимних параметрів вузлів навантаження, зазвичай, задають потужностями навантажень. В результаті розв'язання задачі визначення режимних параметрів для таких вузлів необхідно визначити модулі і фазові кути векторів напруги, тобто здійснити перетворення системи координат режиму з простору вузлових потужностей в простір вузлових напруг.

В основу математичного моделювання усталених режимів електроенергетичних систем покладено їх основну властивість, яка полягає в одночасності протікання процесів виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії. Тобто, в кожен, як завгодно малий проміжок часу, в електроенергетичній системі повинен суворо дотримуватися баланс між виробництвом і споживанням (включаючи втрати на передачу і розподіл) електричної енергії. Це означає, що сумарна потужність генерації всіх електростанцій системи в кожен момент часу завжди дорівнює сумі потужностей навантажень і втрат потужності в системі

$$\Sigma \dot{S}_r = \Sigma \dot{S}_n + \Delta \dot{S}_\Sigma$$

де $\Sigma \dot{S}_r$ – сумарна потужність джерел живлення (генераторів) електроенергетичної системи; $\Sigma \dot{S}_n$ – сумарна потужність споживачів електричної енергії; $\Delta \dot{S}_\Sigma$ – сумарні втрати потужності на передавання та розподіл електричної енергії.

Закон збереження енергії в електричній системі формалізується законами Ома і Кірхгофа, на підставі яких формують розрахункові моделі усталених режимів.

Закон Ома визначає взаємну залежність між потенціальною (напруга) та кінетичною (струм) формами електричної енергії. Відомо, що спад напруги на ділянці електричного кола визначається виразом

$$\Delta u = ri,$$

де Δu , i – миттєві значення спаду напруги та струму на ділянці електричного кола; r – активний опір ділянки.

Для електричних систем змінного струму використовують запис закону Ома в комплексній формі

$$\Delta \dot{U} = \underline{z} \dot{I} = (r + j(x_L - x_C)) \dot{I},$$

де z , r , x_L , x_C – повний, активний, індуктивний та ємнісний опори відповідно. При чому $x_L = \omega L$; $x_C = 1/\omega C$, $\omega = 2\pi f$ – кругова частота змінного струму; f – частота змінного струму.

Зворотнє перетворення має вигляд

$$\dot{I} = \frac{\Delta \dot{U}}{z} = \Delta \dot{U} \underline{y},$$

де $\underline{y} = 1/z$ – повна комплексна провідність ділянки електричного кола.

Перший закон Кірхгофа визначається принципом безперервності електричного струму та являє собою закон збереження енергії для вузлових точок розрахункової схеми електричної системи. Для електричної системи змінного струму перший закон Кірхгофа записують у вигляді

$$\sum_{k \in s} \dot{I}_k = \dot{J}_s, \quad (1.1)$$

де \dot{I}_k – вектор струму k -ї ділянки розрахункової схеми, суміжної з s -м пунктом схеми; запис $k \in s$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма ділянками, суміжними з s -м пунктом; \dot{J}_s – вектор вузлового струму навантаження s -го пункту розрахункової схеми.

Перший закон Кірхгофа можна записати також у формі потужностей. Для цього складові виразу (1.1) можна помножити на спряжений комплекс напруги поточного вузла схеми

$$\hat{U}_s \sum_{k \in s} \dot{I}_k = \sum_{k \in s} \dot{S}_k = \dot{S}_{ns} = \hat{U}_s \dot{J}_s, \quad (1.2)$$

де \dot{S}_k – потік потужності k -ї ділянки розрахункової схеми з боку s -го пункту; \dot{S}_{ns} – потужність навантаження s -го пункту схеми.

Другий закон Кірхгофа формалізує закон збереження енергії в замкнених контурах електричних кіл. Для електричних систем змінного струму другий закон Кірхгофа записують у комплексній формі

$$\sum_{k=1}^n \Delta \dot{U}_k = \sum_{k=1}^n \dot{E}_k,$$

де $\Delta \dot{U}_k = \dot{I}_k z_k = \dot{I}_k (r_k + j(x_{Lk} - x_{Ck}))$ – спади напруги на k -й ділянці контуру; \dot{E}_k – е.р.с., яка діє на k -й ділянці схеми.

Таким чином, в задачах моделювання режимів електричну систему можна розглядати як електричне коло, яке підпорядковується законам Ома і Кірхгофа. Разом з тим існує ряд особливостей, які виділяють за-

дачі моделювання режимів електричних систем із загального класу розрахунків електричних кіл. До таких особливостей слід віднести:

- 1) подання трифазних електричних систем змінного струму за допомогою однолінійних розрахункових схем прямої, а у разі необхідності – додатково зворотної та нульової послідовностей;
- 2) використання землі як зворотного проводу для організації замкненого електричного кола передавання енергії;
- 3) подання джерел живлення та споживачів електричної енергії нелінійними (рідше – лінійними) джерелами струму та напруги.

До теперішнього часу накопичений багатий досвід математичного моделювання ustalених режимів електроенергетичних систем будь-якого ступеню складності, замкнутості і неоднорідності, представлений широким спектром різноманітних підходів до формування та реалізації розрахункових моделей електроенергетичних систем. Тут слід розрізняти розрахункові моделі ustalених режимів електричних систем та розрахункові методи реалізації цих моделей, їх класифікація представлена на рис. 1.3.

Розрахункові моделі, які використовують для аналізу режимів електроенергетичних систем поділяють на два класи, відповідно до того закону Кірхгофа, який покладають до основи формування моделі. Так, використання рівнянь першого закону Кірхгофа призводить до формування вузлової розрахункової моделі. Розрахункова модель, побудована на базі другого закону Кірхгофа, отримала назву контурної моделі.

Відповідно до способу постановки режимної задачі, розрахункові моделі ustalених режимів електричних систем поділяють на прямі та обернені. В прямих розрахункових моделях передбачено безпосереднє використання рівнянь розрахункових моделей для визначення параметрів ustalених режимів. Так, рівняння вузлової розрахункової моделі дозволяють безпосередньо визначити вузлові струми або вузлові потужності незалежних вузлів розрахункової схеми. В обернених розрахункових моделях для визначення режимних параметрів необхідно провести певні перетворення відповідних рівнянь. Так, розв'язання систем алгебраїчних рівнянь вузлової моделі, що, звісно, передбачає перетворення цих рівнянь, дозволяє визначити режим напруги в незалежних вузлах розрахункової схеми електричної системи.

Кожна з представлених розрахункових моделей може бути безпосередньо використана для визначення параметрів ustalених режимів електроенергетичної системи. Разом з тим, математичні рівняння моделей служать основою для формування розрахункових методів, які передбачають або перетворення вихідних рівнянь, або ті чи інші попередні зміни розрахункової схеми. Загалом такі методи базуються на математичному апараті алгебри матриць та елементах теорії графів. При цьому розрізняють три основні групи математичних методів.

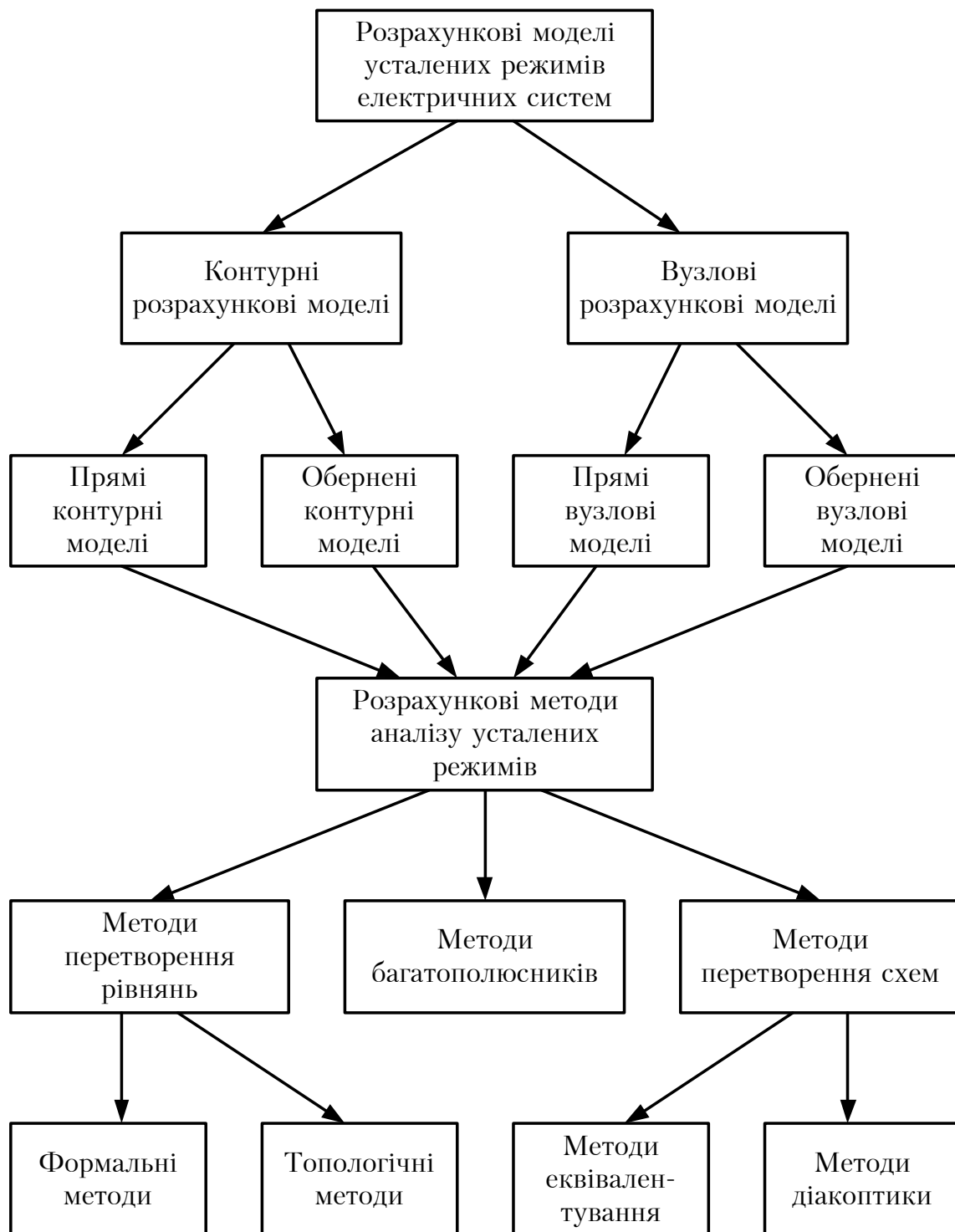


Рис. 1.3. Класифікація розрахункових моделей усталених режимів електричних систем

1. Методи, пов'язані з перетворенням рівнянь усталених режимів:
 - формальні;
 - здійснювані з урахуванням топологічних та інших особливостей електричної мережі.
2. Методи на базі математичного апарату теорії багатополосників.
3. Методи, пов'язані з перетворенням розрахункової схеми електричної мережі:
 - шляхом еквівалентування частині схеми. Тут розрахункова схема електроенергетичної системи або її частина спрощується перед виконанням розрахунків таким чином, щоб кількість елементів зменшилась, але таке спрощення не вплинуло б на режимні параметри досліджуваної системи;
 - шляхом поділу розрахункової схеми на підсистеми. Тут розрахунок ведеться на основі декількох груп рівнянь, частина з яких моделює режими окремих виділених частин системи (підсистем), а частина характеризує взаємний зв'язок цих підсистем.

Крім розглянутого підходу до класифікації розрахункових моделей усталених режимів електроенергетичних систем, останні можна класифікувати і за іншими ознаками. Так, наприклад, топологічні властивості електричних мереж енергосистем дозволяють визначити розрахункові моделі розімкнутих і замкнених схем. Зазначимо, що такий поділ методів моделювання усталених режимів є доволі умовним. Дійсно, розрахункова модель усталеного режиму розімкнутої схеми входить як складова контурної моделі замкненої мережі і її можна розглядати як окремий випадок контурної моделі усталеного режиму електричної мережі, яка не містить жодного замкненого контуру. Водночас, вузлову розрахункову модель можна з успіхом застосувати до розв'язання задач аналізу усталених режимів розімкнених схем.

Також можна здійснити класифікацію розрахункових моделей та методів аналізу усталених режимів електроенергетичних систем за формою систем алгебраїчних рівнянь. Тут розрізняють лінійні, нелінійні та лінеарізовані розрахункові моделі. До лінійних відносять розрахункові моделі електроенергетичних систем, в яких електричні навантаження представлені фіксованими значеннями струмів. До нелінійних відносять розрахункові моделі електроенергетичних систем, в яких електричні навантаження представлені фіксованими значеннями активних і реактивних потужностей, або за допомогою статичних характеристик навантаження по напрузі, а також системи, в яких електричні станції моделюють фіксованими значеннями модуля вектора напруги та активної потужності. До лінеарізованих відносять розрахункові моделі нелінійних електричних систем, в яких електричні навантаження представляють фіксованими значеннями активних і реактивних потужностей (нелінійні джерела струму),

але на кожному етапі обчислень умовно заміщують струмами (лінійні джерела струму).

За побудовою процесу моделювання усталених режимів розрізняють прямі та ітераційні методи розрахунків. Прямі методи дозволяють визначити точні значення режимних параметрів після скінченої кількості математичних операцій. Ітераційні методи є наближеними, тут режимні параметри обчислюють в результаті багатокрокового процесу поступового уточнення, а результат розрахунку можна дістати тільки з певним ступенем точності. Точний розв'язок при використанні ітераційних методів можна теоретично інтерпретувати як результат нескінченного ітераційного процесу. Очевидно, що прямі розрахункові методи, здебільшого, використовують для реалізації лінійних розрахункових моделей усталених режимів, а для реалізації нелінійних моделей – використовують ітераційні методи. Проте, такий поділ моделей та методів є досить умовним. Відомо, наприклад, що для розв'язання систем лінійних алгебраїчних рівнянь можна застосовувати ітераційні методи, наприклад, метод Зейделя. Водночас, точні безітераційні методи часто використовують і під час ітераційного розв'язання систем нелінійних алгебраїчних рівнянь, наприклад, методами лінеаризації, або під час використання методу Ньютона, а для моделювання усталених режимів найпростіших електричних систем можна залучати прямі методи розв'язання нелінійних алгебраїчних рівнянь – квадратних та бікватратних.

Через специфічні особливості систем алгебраїчних рівнянь, за допомогою яких моделюють усталені режими електроенергетичних систем, найбільшого поширення дістали саме ітераційні методи розрахунку.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. У чому полягає мета математичного моделювання усталеного режиму електроенергетичної системи?
2. Перелічіть режимні параметри, які підлягають визначенню в процесі моделювання усталеного режиму електроенергетичної системи.
3. Сформулюйте постановку класичної задачі моделювання усталеного режиму електроенергетичної системи.
4. Перелічіть основні процедури математичного моделювання усталених режимів електроенергетичних систем.
5. Перелічіть та охарактеризуйте складові розрахункової моделі усталеного режиму електроенергетичної системи.
6. У чому полягає відмінність між розрахунковими моделями усталених режимів електроенергетичних систем та математичними методами їх реалізації.
7. Наведіть та охарактеризуйте основну класифікацію розрахункових моделей усталених режимів електроенергетичних систем.

8. Поясніть умовність поділу розрахункових моделей ustalених режимів розімкнених та замкнених електричних мереж енергосистем.
9. Наведіть та охарактеризуйте класифікацію математичних методів реалізації розрахункових моделей ustalених режимів електроенергетичних систем.
10. Наведіть та охарактеризуйте класифікацію розрахункових моделей за формою алгебраїчних рівнянь ustalеного режиму електроенергетичної системи.
11. У чому полягають прямі та ітераційні методи розв'язання систем алгебраїчних рівнянь ustalеного режиму електроенергетичної системи?



ЛІТЕРАТУРА

[7], стор. 60-65, 91-93; [8], стор. 21-23; [12], стор. 7-12; [25], стор. 3-6, 19-21, 37-41; [27], стор. 383-384; [37], стор. 72-76; [40], стор. 37-40, 69-75; [45], стор. 222-224; [49], стор. 192-194; [58], стор. 20-22, 46-48; [63], стор. 4-9; [68], стор. 5-8; [74], стор. 144-146; [76], стор. 24-34, 37-39, 130-134; [81], стор. 16-18; [82], стор. 169-171; [83], стор. 152-154.

1.3 ПОТУЖНІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ ЗМІННОГО СТРУМУ

Миттєве значення потужності електричної системи змінного струму визначають як добуток миттєвих значень напруги та струму в системі:

$$p = u \cdot i = U_m \sin \omega t \cdot I_m \sin(\omega t - \varphi), \quad (1.3)$$

де U_m , I_m – амплітудні значення напруги та струму; φ – кут зсуву фаз між напругою та струмом.

У виразі (1.3) умовно представлено, що фазовий кут напруги дорівнює нулю, а фазовий кут струму є від'ємним, що відповідає роботі джерела живлення на активно-індуктивне навантаження.

Елементарні перетворення виразу (1.3) дозволяють отримати наступний результат:

$$\begin{aligned} p &= \frac{U_m I_m}{2} (\cos(\omega t - (\omega t - \varphi)) - \cos(\omega t + (\omega t - \varphi))) = \\ &= UI \cos \varphi - UI \cos(2\omega t - \varphi), \end{aligned} \quad (1.4)$$

де U , I – діючі значення напруги та струму в електричній системі.

На рис. 1.4 наведено графіки зміни у часі миттєвих значень напруги, струму та потужності відповідно до виразів (1.3) та (1.4) для типової ситуації роботи електричної системи на активно-індуктивне навантаження. Тут криві 1, 2 та 3 представляють зміни у часі миттєвих значень напруги, струму та потужності відповідно; пряма 4 представляє середнє значення потужності електричної системи.

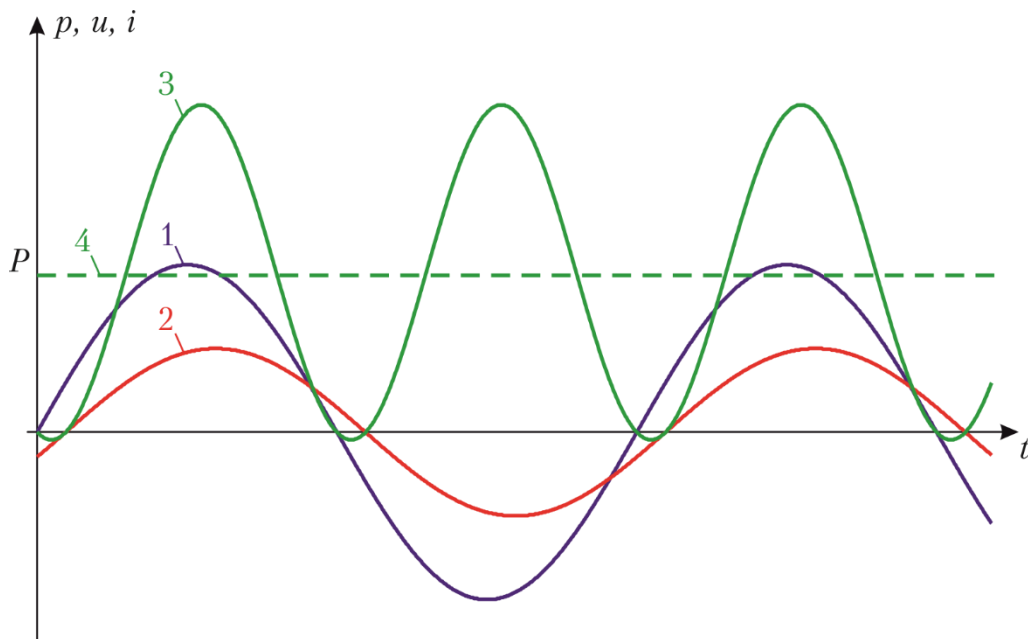


Рис. 1.4. Графіки зміни у часі миттєвих значень напруги, струму та потужності

Аналіз виразу (1.4) свідчить про те, що потужність системи змінного струму містить дві складові – сталу $UI \cos \varphi$ та пульсуючу $UI \cos(2\omega t - \varphi)$, яка змінюється з подвоєною частотою. Очевидно, що середнє значення потужності за період дорівнює сталій складовій. Саме цю величину називають активною потужністю системи змінного струму:

$$P = UI \cos \varphi = S \cos \varphi. \quad (1.5)$$

У виразі (1.5) складову $S = UI$ називають позірною або повною потужністю електричної системи змінного струму; $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності.

Вираз (1.4) можна подати у вигляді

$$p = UI \cos \varphi - UI \cos(2\omega t - \varphi) = P - S \cos(2\omega t - \varphi). \quad (1.6)$$

Елементарні перетворення дозволяють представити вираз (1.6) у вигляді

$$p = P - S(\cos \varphi \cos 2\omega t + \sin \varphi \sin 2\omega t) = P(1 + \cos 2\omega t) - Q \sin 2\omega t, \quad (1.7)$$

де складову $Q = UI \sin \varphi$ називають реактивною потужністю.

Отриманий вираз (1.7) можна інтерпретувати наступним чином. Активна потужність передається від джерела живлення до електроприймача, коливаючись навколо свого середнього значення з подвійною частотою змінного струму. Амплітуда таких коливань дорівнює середньому значенню потужності електричної системи. Таким чином, миттєве значення активної потужності коливається з подвійною частотою між нулем та по-

двійним значенням середньої потужності. Своєю чергою, реактивна потужність електричної системи коливається навколо нулевого значення з подвійною частотою змінного струму та відповідною амплітудою, що можна інтерпретувати як постійний обмін енергією між джерелом живлення та електроприймачем. Іншими словами, протягом першої чверті періоду змінного струму енергія передається від джерела живлення до електроприймача, а протягом другої чверті – повертається від електроприймача до джерела живлення. Далі описані процеси повторюються. Наведені міркування наведено на графіках рис. 1.5, де пряма 1 представляє середнє значення потужності електричної системи (активну потужність); крива 2 – пульсацію активної потужності навколо свого середнього значення; 3 – пульсацію реактивної потужності навколо нульового значення; 4 – зміну потужності у часі.

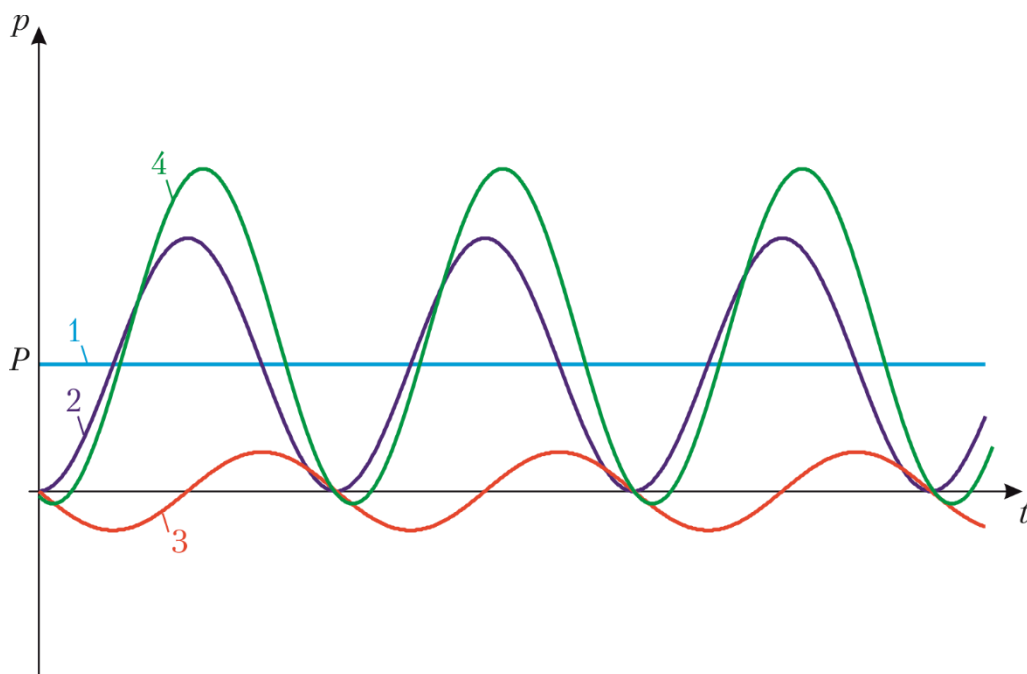


Рис. 1.5. Графіки зміни у часі миттєвих значень потужності

Зазначимо, що на сьогодні немає єдиного, загально визнаного визначення поняття реактивної потужності. Більшість спеціалістів вважають, що реактивна потужність пов'язана із коливаннями енергії електромагнітного поля в електричному колі та притаманна лише для синусоїдальних систем змінного струму.

Очевидно, що реактивна потужність пов'язана з активною та позірною (повною) потужностями співвідношенням

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}.$$

Розглянемо далі ситуацію, коли навантаження електричної системи носить чисто активний характер, тобто напруги та струм збігаються за

фазою а коефіцієнт потужності дорівнює одиниці. У цьому разі миттєве значення потужності визначають за виразом

$$p = U_m \sin \omega t \cdot I_m \sin \omega t = UI - UI \cos 2\omega t = P(1 - \cos 2\omega t). \quad (1.8)$$

Аналіз виразу (1.8) свідчить про те, що у разі роботи електричної системи на чисто активне навантаження пульсуюча складова реактивної потужності відсутня. Інтерпретація такого режиму електричної системи представлена на рис. 1.6, де пряма 1 представляє середнє значення потужності електричної системи, а крива 2 – пульсацію активної потужності навколо свого середнього значення.

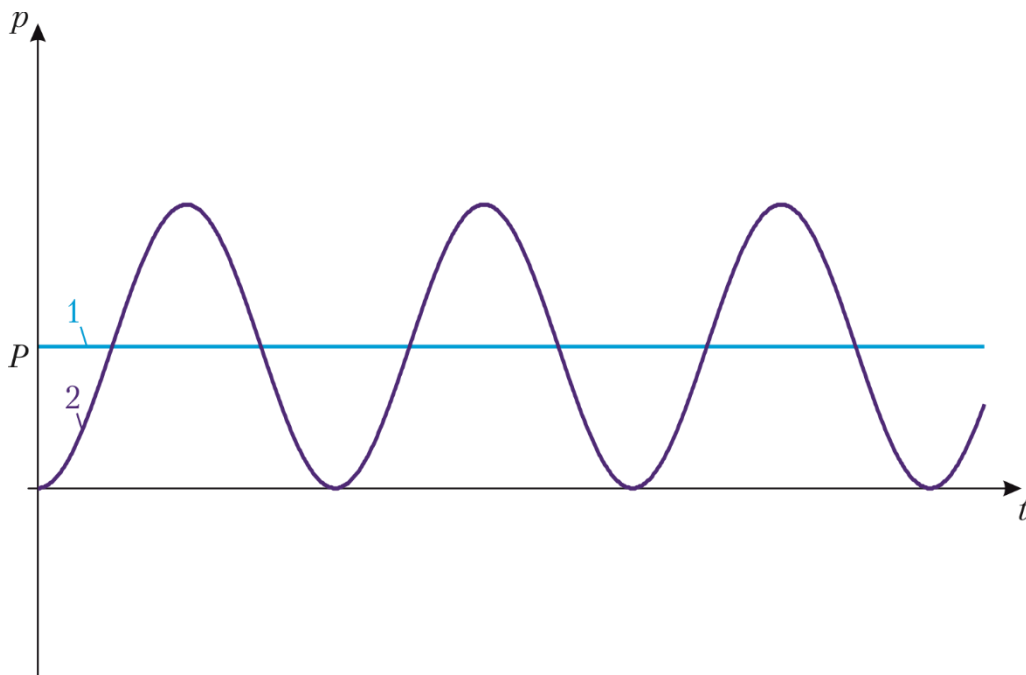


Рис. 1.6. Графіки зміни у часі миттєвих значень потужності за чисто активного навантаження

За наведеною схемою розглянемо далі роботу електричної системи на активно-ємнісне навантаження, що характеризує випередження струму напруги за фазою. Миттєве значення потужності тут слід визначати за виразом

$$\begin{aligned} p &= U_m \sin \omega t \cdot I_m \sin (\omega t + \varphi) = UI \cos \varphi - UI \cos (2\omega t + \varphi) = \\ &= P(1 + \cos 2\omega t) + Q \sin 2\omega t. \end{aligned}$$

Очевидно, що у даному разі коливання реактивної потужності відбувається у протифазі по відношенню до випадку активно-індуктивного навантаження, що проілюстровано на рис. 1.7, де пряма 1 представляє середнє значення потужності електричної системи (активну потужність); крива 2 – пульсацію активної потужності навколо свого середнього зна-

чення; 3 – пульсацію реактивної потужності навколо нульового значення; 4 – зміну потужності у часі.

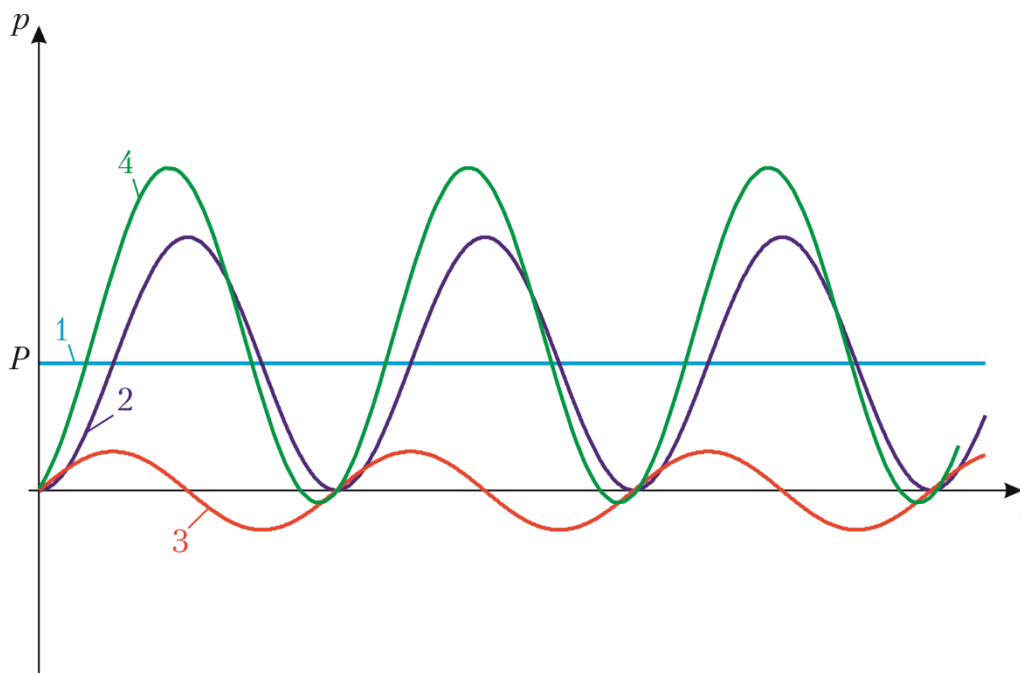


Рис. 1.7. Графіки зміни у часі миттєвих значень потужності за активно-ємнісного навантаження

Використання математичного апарату теорії функцій комплексного змінного для подання параметрів електричних систем змінного струму дозволяє визначити активну потужність електричної системи одним з двох рівноправних способів:

$$P = \operatorname{Re}(\dot{U}\hat{I}), \quad (1.9)$$

або

$$P = \operatorname{Re}(\hat{U}\dot{I}), \quad (1.10)$$

де \dot{U} , \dot{I} – комплексні значення векторів напруги та струму; \hat{U} , \hat{I} – спряжені комплексні значення відповідних величин.

Різниця у використанні виразів (1.9) або (1.10) полягає у знаку реактивної потужності, яка є уявною складовою відповідних добутків. Традиційно київська школа електротехніки використовує вираз (1.10) для визначення активної потужності електричної системи, тому подальші викладки матеріалу базуються на використанні виразу (1.10) для визначення активної потужності. Водночас слід зважати на те, що міжнародна електротехнічна комісія (МЕК) рекомендує використання виразу (1.9).

Таким чином, відповідно до київської електротехнічної школи, повну потужність системи слід визначати за виразом

$$\dot{S} = \hat{U}\hat{I}. \quad (1.11)$$

Зручність використання виразу (1.11) полягає у збігу знаків реактивної потужності та уявної складової відповідного струму в електричній системі. Тут реактивну потужність слід визначати як уявну складову виразу (1.11), тобто

$$Q = \text{Im}(\hat{U}\hat{I}). \quad (1.12)$$

Відповідно до виразу (1.12) споживання індуктивними елементами реактивної потужності подається від'ємним знаком уявної складової повної потужності. Навпаки, генерації реактивної потужності ємнісними елементами розрахункової схеми відповідає додатній знак уявної складової повної потужності.

Повна потужність трифазної системи змінного струму дорівнює сумі повних потужностей окремих фаз, тобто

$$\dot{S} = 3\hat{U}_\phi \hat{I} = \sqrt{3}\hat{U}\hat{I},$$

де U_ϕ , U – фазна та лінійна напруга відповідно; I – фазний струм.

Незважаючи на те, що реактивна потужність характеризується уявними величинами комплексних чисел та може бути інтерпретована як коливний навколо нульового значення обмін енергією електромагнітного поля між джерелом живлення та реактивними елементами електричного кола, реактивна потужність відіграє дуже важливу роль в організації нормального режиму електричної системи та зумовлює можливості регулювання таких режимів.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Поясніть різницю між потужністю системи змінного струму та її миттєвим значенням.
2. Поясніть різницю між потужністю системи змінного струму та її активною потужністю.
3. Поясніть особливості визначення повної та реактивної потужності системи змінного струму відповідно до київської школи електротехніки.



ЛІТЕРАТУРА

[36], стор. 10-14; [49], стор. 10-13; [58], стор. 79-87, 248-261.

1.4 РОЗРАХУНКОВІ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

Дослідження режимів електроенергетичних систем проводять по відношенню до їх розрахункових схем. Останні являють собою графічне зображення робочих схем електричних мереж із зазначенням їх основних параметрів – опорів ділянок, провідностей шунтів, потужностей навантажень тощо. Зазначимо, що для трифазних електричних систем формують однолінійні розрахункові схеми, які відповідають схемам заміщення прямої послідовності.

Розрахункові схеми будують на підставі даних схем заміщення електротехнічного устаткування електричних мереж з урахуванням способів їх з'єднання в мережу. При цьому фізичний зміст окремих елементів схем заміщення, наприклад, активних, індуктивних та ємнісних опорів або провідностей, зазвичай, не вказують, а позначають лише у вигляді параметрів цих елементів, тобто у числовому виразі відповідних опорів та провідностей. Це дозволяє застосувати до побудови розрахункових схем математичний апарат теорії графів.

Тут основними елементами розрахункової схеми є ділянки (гілки) та пункти (вузли). Ділянки розрахункової схеми утворюють шляхи для протікання електричних струмів покриття навантажень споживачів або струмів витоку. Ділянки відповідають таким елементам електричних мереж, як лінії електропередавання, силові трансформатори і автотрансформатори, пристрої поздовжньої та поперечної компенсації тощо. Пункти розрахункової схеми призначені для поєднання двох або більше ділянок або джерел напруги та струму з метою утворення електричних кіл. Пункти відповідають розподільним пристроям електричних підстанцій, фіктивним вузлам схем заміщення триобмоткових трансформаторів тощо.

Елементи розрахункових схем поділяють на пасивні та активні. Пасивні елементи утворюють шляхи для протікання електричних струмів та відповідають ділянкам розрахункових схем. Пасивні елементи поділяють на поздовжні та поперечні. До поздовжніх елементів відносять ділянки між суміжними пунктами розрахункової схеми. Такі ділянки містять активні та індуктивні опори ліній електропередавання, обмоток силових трансформаторів, ємнісні опори пристроїв поздовжньої компенсації тощо. До поперечних елементів відносять ділянки між пунктами розрахункової схеми та нейтралю. Такі елементи відповідають поперечним провідностям схем заміщення ліній електропередавання, контурам намагнічення силових трансформаторів, провідностям шунтувальних реакторів та пристроїв поперечної компенсації тощо.

До активних елементів розрахункових схем відносять джерела напруги та струму, які визначають напруги та струми або потужності у відповідних пунктах розрахункової схеми незалежно від інших режимних

параметрів. За допомогою таких елементів моделюють генератори електричних станцій та навантаження споживачів електричної енергії.

Джерела напруги, зазвичай, використовують для моделювання електричних станцій, генератори яких обладнані пристроями АРЗ сильної дії. Це дозволяє припустити, що у будь-якому режимі електричної системи напруга на затискачах генератора і, відповідно, на шинах розподільного пристрою електричних станцій залишається незмінною. Для моделювання навантаження споживачів електричної енергії використовують лінійні та нелінійні джерела струму, увімкнені у відповідних пунктах розрахункової схеми, які визначають струми або потужності, що споживають навантаження з електричної мережі.

Зазначимо, що поділ устаткування електричних мереж на пасивні та активні елементи розрахункових схем є вельми умовним. Так, наприклад, поперечні елементи схем заміщення електротехнічного устаткування часто заміщують еквівалентними нелінійними джерелами струму, потужність яких дорівнює втратам потужності у відповідних елементах схем заміщення, або лінійними джерелами струму, струм яких дорівнює відповідному струму витoku. Такій підхід дозволяє позбутися поперечних ділянок у складі розрахункової схеми та, таким чином, спростити відповідну розрахункову модель. В деяких розрахункових моделях режимів електроенергетичних систем виконують зворотне перетворення джерел струму на провідності шунтів у відповідних пунктах схеми під час моделювання споживачів електричної енергії.

Напряму дії джерел струму, призначених для моделювання електричних навантажень та генерації електричної енергії в пунктах розрахункової схеми завжди будемо розглядати від вузла.

Активну потужність, яку навантаження споживає із мережі, будемо представляти додатною величиною. Робота споживачів з відстаючим коефіцієнтом потужності характеризується індуктивною реактивною потужністю, яку будемо подавати від'ємною уявною складовою повної потужності. Навпаки, робота споживачів з випереджальним коефіцієнтом потужності характеризується ємнісною реактивною потужністю, яку будемо подавати додатною уявною складовою повної потужності.

Генерацію активної та реактивної потужності будемо представляти комплексними числами з протилежними знаками по відношенню до моделювання навантаження споживачів. Це означає, що генерацію активної потужності будемо подавати від'ємною активною потужністю, прикладеною до вузла розрахункової схеми. Додатна уявна складова повної потужності генераторів характеризує їх роботу з відстаючим (індуктивним) коефіцієнтом потужності, а від'ємна уявна складова – роботу генераторів з випереджальним (ємнісним) коефіцієнтом потужності, що відповідає режимам перезбудження та недозбудження синхронних генераторів відповідно.

Розглянемо, наприклад, формування розрахункової схеми електроенергетичної системи, принципова схема якої наведена на рис. 1.8. Така система призначена для забезпечення живлення споживачів, представлених на схемі зосередженими навантаженнями Н1-Н3, увімкненими через понижуючі трансформатори Т1-Т3 до шин вищої напруги розподільних підстанцій ПС1-ПС3. Живлення споживачів здійснюється через мережу ліній електропередавання Л1-Л4 від блочної електростанції ЕС, яка містить генератор Г та підвищуючий трансформатор Т.

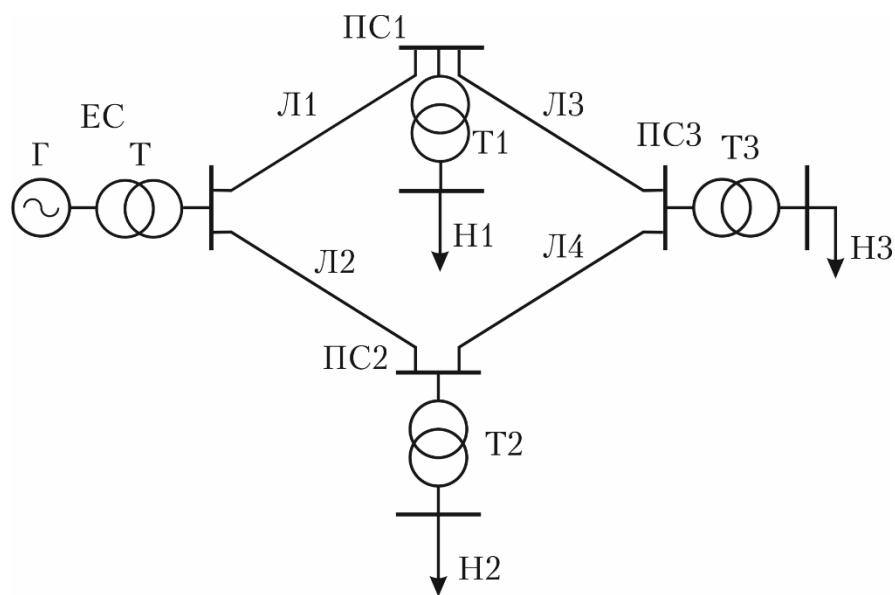
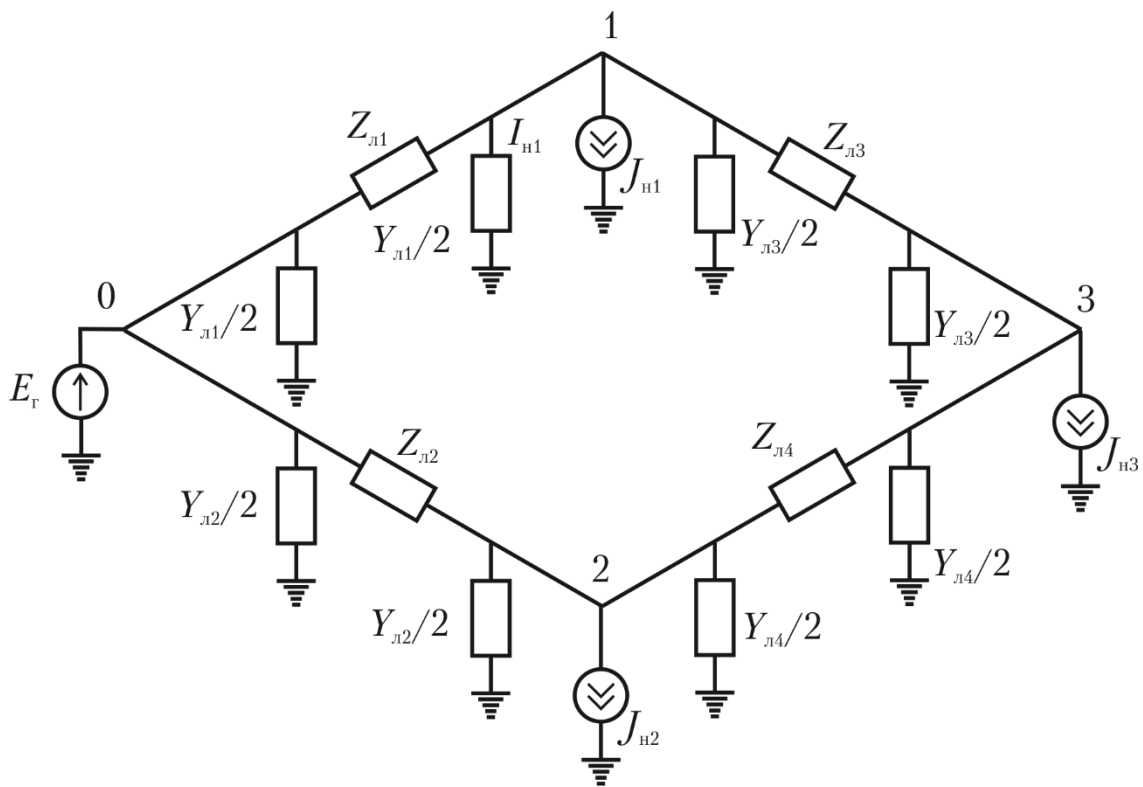
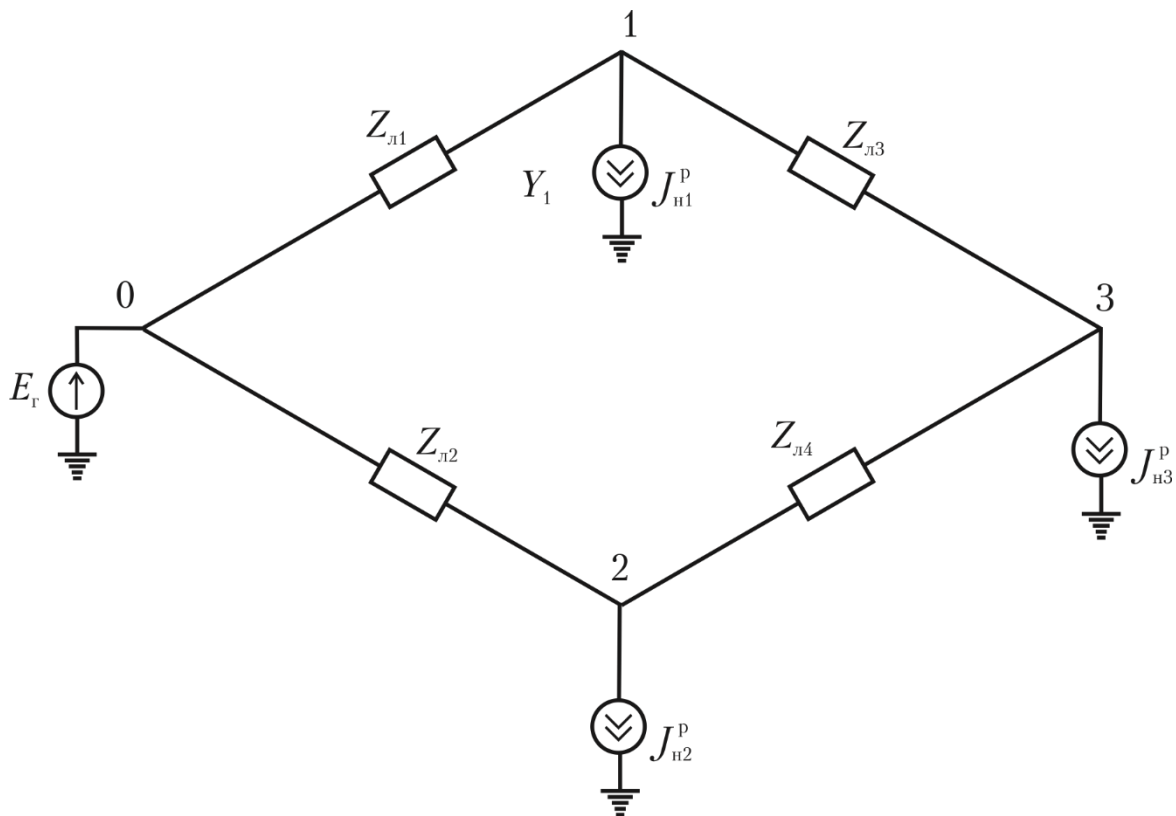


Рис. 1.8. Принципова схема електричної системи

Для формування розрахункової схеми електричної системи необхідно використовувати математичні моделі устаткування електричних мереж. Так, генератори електростанцій слід представляти у вигляді джерел напруги, підключених до шин вищої напруги розподільного пристрою електростанції; лінії електропередачі представляють симетричними «П»-подібними схемами заміщення, які містять гілки поздовжніх опорів і поперечних провідностей; електричні навантаження споживачів, підключених до електричної мережі через знижувальні трансформатори, представляють джерелами струму, які відповідають зведеним навантаженням підстанції. Схема заміщення електричної системи, що відповідає наведеними міркуванням представлена на рис. 1.9 а. Еквівалентне перетворення ділянок поперечних провідностей «П»-подібних схем заміщення ліній електропередавання на додаткові фіктивні навантаження визначає спрощену схему заміщення, представлену на рис. 1.9 б. Тут до пунктів схеми прикладені джерела струмів, які визначаються розрахунковими навантаженнями відповідних вузлів схеми.



а) схема заміщення, яка містить гілки поперечних провідностей;



б) спрощена схема заміщення, яка не містить гілки поперечних провідностей

Рис. 1.9. Схема заміщення електричної системи

На рис. 1.10 представлено розрахункову схему електричної системи, побудовану із застосуванням апарату теорії графів, на якій не позначено фізичний зміст елементів схеми.

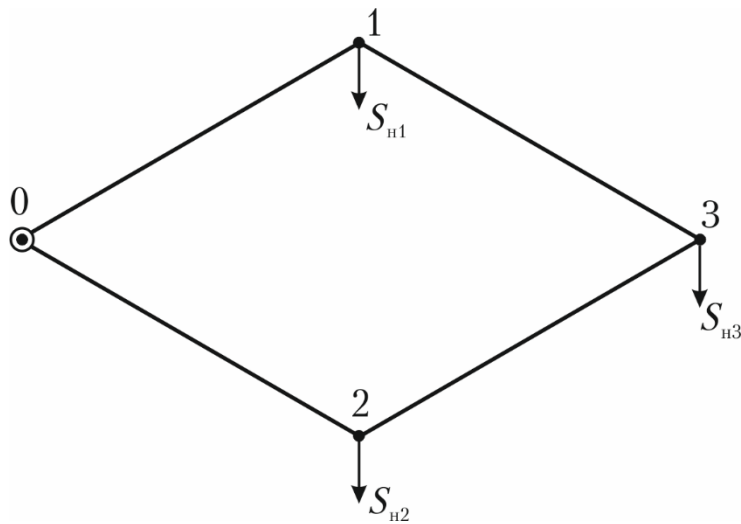


Рис. 1.10. Розрахункова схема електричної системи

Інколи на розрахункову схему наносять результати моделювання ustalених режимів електричних систем: струморозподіл або поточкорозподіл потужностей по ділянках схеми, режим напруги у вузлах схеми тощо.

Під час формування моделей ustalених режимів електричних систем у складі розрахункових схем часто виділяють дерево та хорди. Деревом називають розімкнену частину розрахункової схеми, яка забезпечує зв'язність всіх вузлів розрахункової схеми, але не утворює жодного замкненого контуру. Своєю чергою, хордами (перемичками) називають ділянки розрахункової схеми, увімкнення яких до складу дерева призводить до формування замкнених контурів. Тут кожній перемичці відповідає один незалежний контур розрахункової схеми, тобто сукупність перемичок визначає систему незалежних контурів у складі розрахункової схеми електричної мережі. Очевидно, що збільшення складності та замкненості розрахункових схем призводить до збільшення варіативності поділу розрахункової схеми електричної мережі на дерево та хорди.

Зазначимо, що використання математичного апарату теорії графів для моделювання розрахункових схем електричних систем передбачає визначення орієнтації ділянок схеми та напрямів обходу контурів. В загальному випадку така орієнтація може бути довільною.

Для зручності формування розрахункових моделей ustalених режимів електричних систем часто використовують підхід до індексації вузлів та ділянок, який отримав назву принцип ярусності. Основна ідея принципу ярусності полягає в тому, що індексацію вузлів та ділянок виконують починаючи від опорного пункту просуваючись за схемою до найвід-

даленіших вузлів. Тут спочатку індексують всі вузли та ділянки схеми, суміжні з опорним пунктом, формуючи таким чином перший ярус дерева схеми, потім індексують вузли та ділянки другого ярусу і так далі. При цьому індекс кожної ділянки збігається із індексом вузла наприкінці цієї ділянки. Ділянки, які утворюють замкнені контури (хорди схеми) індексують наприкінці, після досягнення найвіддаленіших вузлів схеми. Напрями додатного обходу контурів приймають за напрямом хорди, яка утворює відповідний незалежний контур. Своєю чергою, напрями базисних перерізів до узагальнених вузлів схеми збігаються із напрямками ділянок дерева, які визначають відповідні перерізи.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Дайте визначення розрахункових схем електроенергетичних систем.
2. Перелічіть складові елементи розрахункових схем.
3. Поясніть поділ елементів розрахункових схем на пасивні та активні.
4. Поясніть поділ пасивних елементів розрахункових схем на поздовжні та поперечні.
5. Поясніть поділ активних елементів розрахункових схем на джерела напруги та джерела струму.
6. Поясніть умовність поділу устаткування електричних мереж між активними та пасивними елементами розрахункових схем.
7. Поясніть принципи поділу ділянок розрахункової схеми на дерево та хорди.
8. Поясніть зв'язок між хордами розрахункової схеми та незалежними контурами.
9. Наведіть основні положення принципу ярусності.



ЛІТЕРАТУРА

[27], стор. 20-22, 97-99, 382-383; [41], стор. 136-137; [43], стор. 116-118; [45], стор. 224-228; [64], стор. 21-23; [78], стор. 11-15, 59-64; [82], стор. 171-173; [83], стор. 154-157.

1.5 ОПОРНІ ЗА НАПРУГОЮ ТА БАЛАНСУЮЧІ ПУНКТИ РОЗРАХУНКОВИХ СХЕМ

Під час моделювання режимів електроенергетичних систем слід зважати на те, що для однозначного визначення режиму напруги розрахункова схема має містити принаймні одне джерело напруги, яке визначає потенціал відповідного пункту схеми відносно нульового потенціалу нейтралі, суміщеної із землею. Особливо це стосується розрахункових схем, із складу яких виключено ділянки поперечних провідностей. Такі пункти називають опорними за напругою.

Відомо, що за допомогою джерел напруги моделюють електричні станції, генератори яких обладнані пристроями автоматичного регулювання збудження (АРЗ). Таке устаткування забезпечує підтримку заданої напруги на затискачах генераторів в широкому діапазоні їх навантажень незалежно від режиму електроенергетичної системи. Для електричних систем районного або місцевого призначення, які не містять електричних станцій, як опорний за напругою пункт обирають шини живильних підстанцій, трансформатори яких обладнані пристроями автоматичного регулювання напруги на вторинних шинах, від яких здійснюється живлення досліджуваної електричної мережі.

Зазначимо, що в опорних за напругою пунктах розрахункової схеми фіксується саме модуль комплексного вектора напруги, що відповідає принципам організації регулювання режиму напруги в електричній мережі. Тому опорні за напругою пункти часто називають вузлами з фіксацією модуля напруги.

Фазові кути векторів напруг у пунктах, так само, як і струми на ділянках розрахункової схеми електричної системи, є відносними величинами. Їх абсолютні значення визначаються моментом часу, який було зафіксовано під час представлення змінних синусоїдних величин за допомогою апарату комплексних чисел. Тому фізичний зміст мають лише їх відносні значення. В практиці моделювання усталених режимів електричних систем фазовий кут одного, часто – єдиного, опорного пункту обнуляють, а фазові кути всіх інших параметрів (напруг пунктів та струмів ділянок) визначають по відношенню до цього нульового значення. Проте таке положення не є обов'язковим. В деяких розрахункових моделях зручніше обнуляти фазові кути вектору напруги інших пунктів, які не є опорними за напругою.

Ще одна особливість моделювання усталених режимів електричних систем полягає в тому, що закон збереження енергії в електричній системі трактується як суворе дотримання балансу потужності в системі між генерацією та споживанням в кожен момент часу. Тут до видаткової частини балансу входять сумарні втрати потужності на передачу і розподіл електроенергії. Такі втрати потужності на попередньому етапі дослідження режимів не відомі, оскільки визначаються режимом напруги і потоко-розподілом потужностей в електричній системі, які є шуканими величинами. Таким чином, на попередньому етапі неможливо скласти точний баланс потужності в системі і визначити навантаження всіх джерел живлення.

У практиці моделювання усталених режимів електричних систем у складі розрахункової схеми прийнято виділяти один або декілька вузлів схеми, які сприймають на себе сумарні втрати потужності і забезпечують баланс потужності в системі. Такі вузли називають балансуєчими пунктами. Головне призначення балансуєчого пункту полягає в покритті частини навантаження споживачів системи, не забезпеченої електроенергією.

єю від електричних станцій системи, а також сумарних втрат потужності в елементах електричної мережі. Таке завдання може вирішуватися потужною електричною станцією зі значним резервом потужності або крупною районною підстанцією, до якої примикає міжсистемний зв'язок.

У загальному випадку, умови балансу потужності в системі можна записати у вигляді:

$$\begin{aligned} P_{\text{БП}} &= \sum P_{\text{Г}} + \sum P_{\text{Н}} + \Delta P_{\Sigma}; \\ Q_{\text{БП}} &= \sum Q_{\text{Г}} + \sum Q_{\text{Н}} + \Delta Q_{\Sigma}, \end{aligned} \quad (1.13)$$

де $P_{\text{БП}}$, $Q_{\text{БП}}$ – активна та реактивна потужності балансуючого пункту відповідно; $\sum P_{\text{Г}}$, $\sum Q_{\text{Г}}$ – сумарні активні та реактивні потужності електричних станцій системи відповідно; $\sum P_{\text{Н}}$, $\sum Q_{\text{Н}}$ – сумарні активні та реактивні потужності навантажень споживачів системи відповідно; ΔP_{Σ} , ΔQ_{Σ} – сумарні втрати активної та реактивної потужності на передавання електричної енергії по мережі відповідно.

У виразах (1.13) слід приймати традиційне правило знаків для представлення нелінійних джерел струму у розрахунковій схемі електричної системи. Так активна потужність навантаження та сумарні втрати активної потужності враховують із додатним знаком, а активну потужність генераторів – із від'ємним. Отримане додатне значення активної потужності балансуючого пункту характеризує необхідний обсяг генерації активної потужності у цьому вузлі. Ті самі міркування стосуються і рівняння балансу реактивної потужності. Особливість полягає у тому, що, відповідно до київської електротехнічної школи, споживання індуктивної реактивної потужності характеризується від'ємною уявною величиною, а генерація – додатною. У більшості практичних випадків реактивна потужність балансуючого пункту є від'ємною величиною, що визначає необхідні обсяги генерації реактивної потужності у цьому вузлі.

На початку дослідження режимів електричної системи потужність балансуючого пункту відома наближено і визначається в процесі ітераційного уточнення втрат потужності на передачу і розподіл електричної енергії. У результаті може виявитися, що розрахункова потужність балансуючого пункту перевищує його максимально допустиму потужність або пропускну здатність ліній головних ділянок. У цьому випадку необхідно або підвищити генерацію потужностей на електростанціях системи згідно з прийнятими законами регулювання, або вибрати інший балансуючий пункт з більшою допустимою потужністю і знову повторити розрахунок режимних характеристик системи.

Принципово можна прийняти різні балансуючі пункти за активною та реактивною потужностями. Однак, з метою спрощення розрахункових моделей, доцільно призначити єдиний балансуючий пункт. За наявності в системі потужних генеруючих вузлів, останні моделюють у вигляді

джерел напруги, тобто пунктів з фіксацією модуля напруги. Такі вузли розрахункової схеми являють собою балансуєчі за реактивною потужністю пункти. Тут один з подібних вузлів доцільно призначити балансуєчим за активною потужністю та розглядати як балансуєчий пункт.

Введення до складу розрахункової схеми електричної системи балансуєчого пункту є допущенням, обумовленим особливістю нелінійних розрахункових моделей усталених режимів системи. Вибір балансуєчого пункту суттєво впливає на результати розрахунку режимних характеристик. У цьому полягає одна з відмінностей нелінійних моделей усталених режимів електричної системи від лінійних, для яких поняття балансуєчого пункту не має фізичного змісту.

Зазначимо, що для електричних систем, які містять мережі високого ступеня замкнутості для забезпечення надійної збіжності ітераційного обчислювального процесу дослідження режимних характеристик в складі розрахункової схеми, зазвичай, використовують кілька балансуєчих пунктів. Так, наприклад, для дослідження режимних характеристик основної мережі ОЕС України в розрахунковій схемі, зазвичай, призначають три балансуєчі пункти.

З метою спрощення розрахункових моделей усталених режимів електричних систем балансуєчий пункт, зазвичай, поєднують з опорним за напругою. Таким чином, в більшості практичних випадків, дослідження характеристик усталених режимів електричних систем, балансуєчий пункт можна розглядати як шини нескінченної потужності, які забезпечують баланс потужності в системі з фіксованим значенням напруги у вузлі, не залежним від навантаження балансуєчого пункту. Фазовий кут вектора напруги на шинах балансуєчого пункту, зазвичай, приймають нульовим, а фазові кути векторів інших режимних характеристик відраховують щодо цього нульового значення.

Таким чином, під час розв'язання практичних задач моделювання усталених режимів електричних систем, у складі розрахункових моделей виділяють три типи вузлів.

1) Балансуєчі пункти (суміщені з опорними за напругою вузлами). Для таких вузлів до складу вихідних даних входять модулі та фазові кути векторів напруги. В результаті моделювання усталеного режиму необхідно визначити активну та реактивну потужності балансуєчих пунктів.

2) Вузли навантаження, для яких вихідними даними виступають активна та реактивна потужності приєднаних споживачів. Мета розрахунку полягає у визначенні модуля та фазового кута вектору напруги в такому вузлі. Часто розрахункову модель вузлів навантаження називають *PQ*-моделлю.

3) Вузли з фіксацією модуля напруги (балансиєчі за реактивною потужністю вузли). Вихідними даними для вузлів даного типу виступають активна потужність навантаження (генерації) та модуль вектору напру-

ги. Під час моделювання усталеного режиму необхідно розрахувати режим реактивної потужності та фазовий кут вектору напруги. Розрахункову модель вузлів даного типу називають *PU*-моделлю.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Поясніть призначення опорних за напругою пунктів розрахункової схеми електричної системи.
2. Яке устаткування електричних систем відповідає опорних за напругою пунктам?
3. Поясніть поняття пунктів розрахункової схеми з фіксацією модуля напруги.
4. Поясніть принципи визначення фазових кутів векторів напруги та струму в розрахунковій схемі електричної системи.
5. Дайте визначення балансуєчих пунктів розрахункових схем електричних систем.
6. Поясніть відсутність фізичного змісту поняття «балансиючий пункт» для лінійних розрахункових моделей усталених режимів електричних систем.
7. Яке устаткування електричних систем відповідає балансуєчим пунктам?
8. Дайте визначення балансуєчих за реактивною потужністю пунктів розрахункових схем електричних систем.
9. Яке устаткування електричних систем відповідає балансуєчим за реактивною потужністю пунктам?
10. Поясніть можливості поєднання балансуєчих та опорних за напругою пунктів у складі розрахункової схеми електричної системи.
11. Дайте характеристику розрахунковим моделям різних типів вузлів у складі електричної системи.



ЛІТЕРАТУРА

[49], стор. 158; [63], стор. 26-28

1.6 ІТЕРАЦІЙНІ МЕТОДИ МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ

Вирішення задачі математичного моделювання режимів електричної системи пов'язане з розв'язанням складних нелінійних алгебраїчних рівнянь, які пов'язують параметри режиму системи та характеристики розрахункової схеми. Нелінійність таких рівнянь пояснюється наявністю у складі розрахункової схеми нелінійних джерел струму, які моделюють електричні навантаження споживачів. Дійсно, величину струму наванта-

ження визначають за потужністю та напругою за нелінійним співвідношенням

$$j = \frac{\dot{S}_H}{\hat{U}}, \quad (1.14)$$

де \dot{S}_H – розрахункова потужність навантаження; \hat{U} – спряжений комплекс вектору напруги у пункті навантаження.

Розглянемо рівняння закону Ома для поздовжньої ділянки електропередачі за умовами кінця та відомою напругою на початку лінії

$$\dot{U}_2 = U_1 - \frac{\dot{S}_2}{\hat{U}_2} \underline{z} = U_1 - \frac{\dot{\xi}}{\hat{U}_2}, \quad (1.15)$$

де $\dot{\xi} = \dot{S}_2 \underline{z} = (P_2 r - Q_2 x) + j(P_2 x + Q_2 r)$.

У виразі (1.15) з віссю дійсних чисел суміщено вектор напруги на початку лінії електропередавання.

В рівнянні (1.15) спряжений вектор напруги на шинах навантаження можна визначити наступним чином

$$\hat{U}_2 = U_1 - \frac{\hat{\xi}}{\dot{U}_2},$$

тобто

$$\dot{U}_2 = U_1 - \frac{\dot{\xi}}{U_1 - \frac{\hat{\xi}}{\dot{U}_2}}.$$

Подальше розкриття рекурентного виразу (1.15) призводить до отримання нескінченного ланцюгового дробу

$$\dot{U}_2 = U_1 - \frac{\dot{\xi}}{U_1 - \frac{\hat{\xi}}{U_1 - \frac{\dot{\xi}}{U_1 - \frac{\hat{\xi}}{\dots}}}}$$

або

$$\dot{U}_2 = U_1 \left(1 - \frac{\dot{\xi}/U_1^2}{1 - \frac{\hat{\xi}/U_1^2}{1 - \frac{\dot{\xi}/U_1^2}{1 - \frac{\hat{\xi}/U_1^2}{\dots}}}} \right)$$

Отриманий ланцюговий дріб є аналітичним представленням ітераційного розв'язання рівняння (1.15). В загальному випадку ітераційне уточнення режимних параметрів найпростішої електричної системи полягає у багаторазовому використанні рекурентного виразу

$$\dot{U}_2^{(n)} = U_1 - \frac{\dot{S}_2}{\hat{U}_2^{(n-1)}} \underline{z}, \quad (1.16)$$

де n – індекс поточної ітерації.

В результаті циклічного виконання розрахунків за виразом (1.16) отримуємо послідовність значень напруги наприкінці ділянки. При цьому слід розглядати два принципово різних результати ітераційного розрахунку.

У першому випадку отримана послідовність значень напруги із збільшенням кількості ітерацій наближається до певного значення невідомого параметру. Тут говорять про збіжність ітераційного процесу, ознакою якого є існування ліміту

$$\lim_{n \rightarrow \infty} U^{(n)} = \tilde{U}. \quad (1.17)$$

З теорії вищої математики відомо, що якщо послідовність наближень $U^{(0)}, U^{(1)}, \dots, U^{(n)}$ має ліміт, то цей ліміт (\tilde{U} у виразі (1.17)) є розв'язком нелінійного рівняння.

Можливий також випадок, коли незалежно від обсягів виконаних обчислень, тобто за будь-якої кількості проведених ітерацій, неможливо визначити ліміт, до якого наближається значення невідомого параметру. У цьому разі говорять про розбіжний ітераційний процес. Зрозуміло, що практичний інтерес має лише збіжний розрахунковий процес, який дозволяє визначити корінь нелінійного рівняння (1.15).

Зазначимо, що в принципі можливі два рівнозначних підходи до формування розрахункового ітераційного алгоритму визначення режимних характеристик. Такі підходи базуються на неявному або явному уточненні втрат потужності в лінії електропередавання.

Алгоритм неявного уточнення втрат потужності базується на лінеаризації розрахункової моделі на кожному кроці ітераційного процесу. Такий алгоритм повністю відповідає рекурентному виразу (1.16) і полягає у послідовному виконанні наступних процедур.

1. Призначають початкові наближення напруги пункту навантаження наприкінці електропередачі.

2. За поточним значенням напруги уточнюють струм навантаження електричної системи

$$\dot{I} = \frac{P_2 + Q_2}{\hat{U}_2}.$$

3. За законом Ома уточнюють напругу на шинах пункту навантаження

$$\dot{U}_2 = U_1 - \dot{I}z.$$

4. Перевіряють умови збіжності розрахункового ітераційного процесу. У разі необхідності виконують обчислення наступної ітерації розрахункового процесу починаючи з процедури 2 алгоритму.

Часто наведений підхід до моделювання усталеного режиму електричної системи називають методом лінеаризації навантажень, адже на кожному кроці ітераційного процесу нелінійні джерела струму, які моделюють навантаження електричної системи, заміщують лінійними відповідно до поточного наближення режиму напруги. В результаті на кожному циклі ітераційних розрахунків розглядають лінеаризовану розрахункову модель усталеного режиму електричної системи.

Для формування альтернативного алгоритму явного уточнення втрат потужності запишемо рівняння закону Ома для поздовжньої ділянки розрахункової схеми у вигляді

$$\dot{U}_2 = U_1 - \frac{\dot{S}_1}{U_1} z,$$

де $\dot{S}_1 = \dot{S}_2 + \Delta\dot{S}$ – потік потужності на початку електропередачі; $\Delta\dot{S} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{|U_2|^2} \hat{z}$ – втрати потужності на ділянці розрахункової схеми.

Отже, рекурентний вираз для ітераційного уточнення режиму напруги має вигляд

$$\dot{U}_2 = U_1 - \frac{1}{U_1} \left(\dot{S}_2 + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{|U_2|^2} \hat{z} \right) z.$$

Алгоритм явного уточнення втрат потужності складається у послідовному виконанні процедур.

1. Призначають початкові наближення напруги пункту навантаження наприкінці електропередачі.

2. За поточним значенням напруги наприкінці лінії електропередавання визначають втрати потужності в електропередачі

$$\Delta\dot{S} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} (r - jx).$$

Потік потужності на початку лінії становить

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_2 + \Delta\dot{S}.$$

3. За рівнянням закону Ома уточнюють напругу наприкінці електропередачі

$$\dot{U}_2 = U_1 - \frac{P_1 r - Q_1 x}{U_1} - j \frac{P_1 x + Q_1 r}{U_1}.$$

4. Перевіряють умови збіжності розрахункового ітераційного процесу. У разі необхідності виконують обчислення наступного циклу починаючи з процедури 2 алгоритму.

Зазначимо, що алгоритми явного та неявного уточнення втрат потужності легко адаптувати до моделювання усталених режимів електричних систем будь-якої складності.

Розглянемо рівняння закону Ома для ділянки електричної мережі, навантаження якої подається статичними характеристиками навантаження за напругою

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{P_2(U_2) + jQ_2(U_2)}{U_2}(r + jx),$$

де $P_2(U_2)$, $Q_2(U_2)$ – активна та реактивна потужності навантаження, які визначаються відповідно до статичних характеристик навантаження за напругою.

Якщо скористатися поданням статичних характеристик навантаження за напругою поліномами другого ступеню, рівняння закону Ома для поздовжньої ділянки розрахункової схеми набуває вигляду

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 = U_2 + & \frac{P_{2н} \left(a_p + b_p \frac{U_2}{U_n} + c_p \frac{U_2^2}{U_n^2} \right) r - Q_{2н} \left(\left(a_q + b_q \frac{U_2}{U_n} + c_q \frac{U_2^2}{U_n^2} \right) \right) x}{U_2} + \\ & + j \frac{P_{2н} \left(a_p + b_p \frac{U_2}{U_n} + c_p \frac{U_2^2}{U_n^2} \right) x + Q_{2н} \left(\left(a_q + b_q \frac{U_2}{U_n} + c_q \frac{U_2^2}{U_n^2} \right) \right) r}{U_2}. \end{aligned} \quad (1.18)$$

Аналіз виразу (1.18) свідчить про те, що для аналітичного визначення напруги наприкінці електропередачі необхідно розв'язати складне нелінійне рівняння четвертого ступеню, що вимагає застосування, наприклад, числових ітераційних методів. Ситуація ускладнюється у разі моделювання усталеного режиму складних електричних систем, які містять у своєму складі мережу електропередач.

В загальному випадку розв'язання режимної задачі з урахуванням статичних характеристик навантажень за напругою зводиться до формування двох вкладених ітераційних циклів. На внутрішньому циклі обчислювального процесу здійснюють розрахунок режимних параметрів най-

простішої електричної системи за поточних значень активної та реактивної потужностей навантаження, відповідних поточному режиму напруги на шинах споживача, отриманому після виконання попереднього циклу зовнішнього ітераційного процесу. Зовнішній ітераційний цикл полягає в уточненні активної і реактивної потужностей навантаження за статичною характеристикою навантаження відповідно до поточного режиму напруги наприкінці електропередачі.

Можна також запропонувати алгоритм спільного уточнення потужності навантаження споживача і втрат потужності в єдиному ітераційному циклі. Такий алгоритм, заснований, наприклад, на методі лінеаризації навантажень та неявному уточненні втрат потужності включає наступні основні процедури.

1. Призначають початкові наближення напруги пункту навантаження наприкінці електропередачі.

2. За поточним режимом напруги на шинах пункту навантаження за статичними характеристиками навантаження за напругою визначають уточнене значення потужності навантаження, розрахункової потужності та розрахункового струму

$$\begin{aligned}\dot{S}_2^{(n)} &= P_2^{(n)} + jQ_2^{(n)} = P_2(U^{(n)}) + jQ_2(U^{(n)}); \\ \dot{S}_2^{p(n)} &= P_2^{(n)} + 0,5\Delta P_k + j(Q_2^{(n)} + 0,5\Delta Q_{зар}); \\ \dot{J}_2^{(n)} &= \frac{\dot{S}_2^{p(n)}}{\dot{U}_2^{(n)}},\end{aligned}$$

де ΔP_k , $\Delta Q_{зар}$ – втрати активної потужності на корону та зарядна потужність лінії електропередавання відповідно.

Очевидно, що струм лінії дорівнює розрахунковому значенню струму навантаження

$$\dot{I}_{12}^{(n)} = \dot{J}_2^{(n)}.$$

3. За законом Ома визначають уточнене значення напруги наприкінці електропередачі

$$\dot{U}_2^{(n)} = U_1 - \dot{I}_{12}^{(n)}(r + jx).$$

4. Розраховують чергове наближення втрат потужності на поздовжній ділянці електропередачі

$$\Delta \dot{S}_Z^{(n)} = I_{12}^{(n)2}(r - jx)$$

та (або) розрахункову потужність джерела живлення

$$\dot{S}_1^{p(n)} = U_1 \dot{I}_{12}^{(n)}.$$

5. Перевіряють умови збіжності розрахункового ітераційного процесу. У разі необхідності виконують обчислення наступного циклу починаючи з процедури 2 алгоритму.

Зазначимо, що наведений алгоритм можна поширити на задачі моделювання усталених режимів електричних систем будь-якого ступеню складності та замкненості, реалізованих на базі контурних або вузлових розрахункових моделей.

В загальному випадку, необхідність урахування статичних характеристик навантаження за напругою в задачах розрахунку режимних параметрів електричної системи завжди пов'язана з істотним збільшенням обсягів обчислень через необхідність організації додаткового ітераційного циклу уточнення потужності навантаження відповідно до статичних характеристик навантаження за напругою. Разом з тим використання таких моделей виправдано лише у разі розв'язання задач аналізу усталених режимів живильних та розподільних електричних мереж, не укомплектованих засобами регулювання напруги на затискачах електроприймачів. Наявність таких засобів дозволяє умовно вважати, що напруга на шинах пунктів навантаження близька до номінальної, а потужність навантаження електроприймачів відповідає номінальній нарузі.

На рис. 1.11 проілюстровано типові ітераційні процеси розв'язання режимної задачі для найпростішої електричної системи за наведеними алгоритмами. На рис. 1.11 δS позначено модуль нев'язки потужності в пункті навантаження наприкінці електропередачі; n – індекс поточної ітерації. Аналіз графіку, представленого на рис. 1.11 а свідчить про монотонний характер зміни нев'язки потужності в ітераційному процесі. Можлива також коливальна форма ітераційного процесу, представлена на рис. 1.11 б.

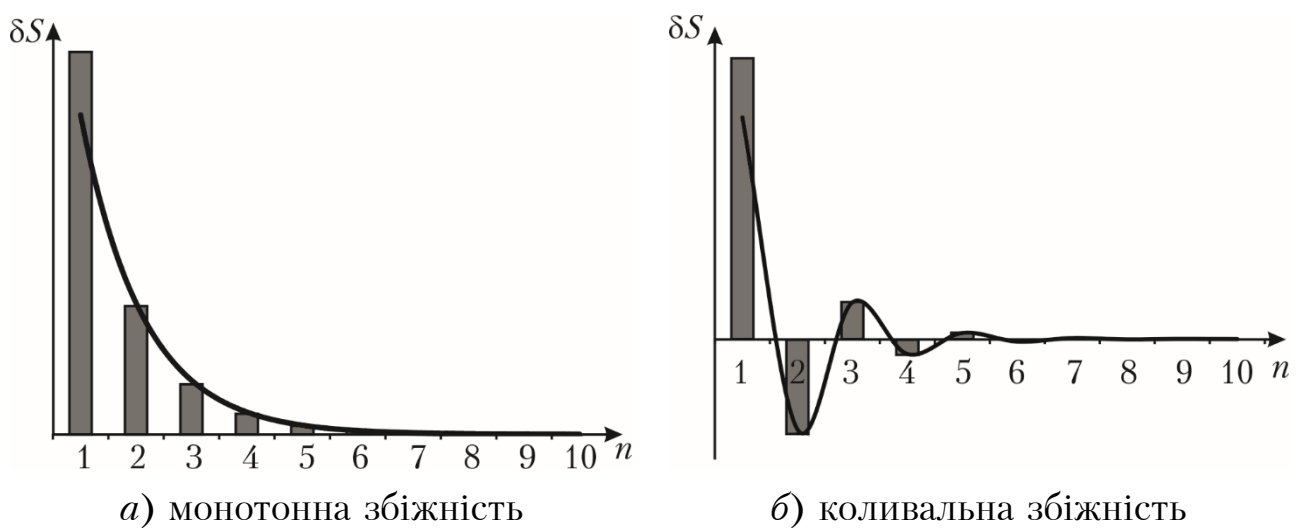


Рис. 1.11. Ілюстрація ітераційного розв'язання режимної задачі

Загалом характер збіжності ітераційного процесу розв'язання режимної задачі визначається формою кривої, яка моделює закон Ома в фазовому просторі режимних характеристик електричної системи. Очевидно, що точний розв'язок режимної задачі відповідає точці перетину прямої $\varepsilon' = \dot{U}_2$ з кривою

$$\varepsilon = U_1 - \frac{\dot{S}_2}{\dot{U}_2} \underline{z}. \quad (1.19)$$

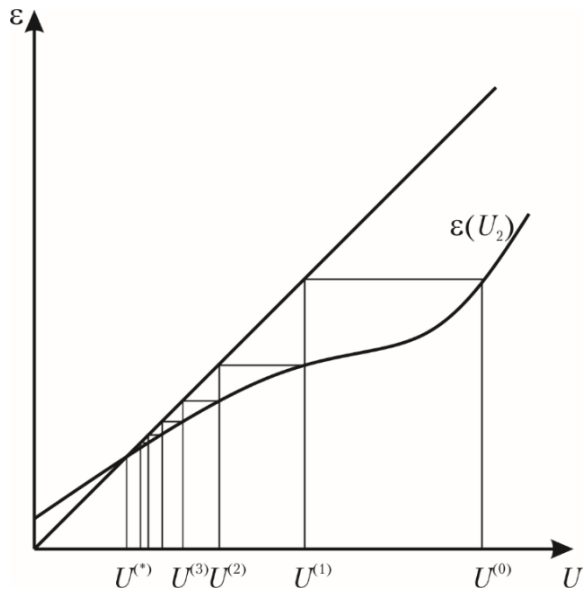
На рис. 1.12 показані можливі способи реалізації ітераційного розрахунку параметрів усталеного режиму найпростішої електричної системи. Тут $U^{(*)}$ позначено точний розв'язок режимної задачі. Так, на рис. 1.12 *а* показано ітераційне розв'язання режимної задачі, яке характеризується монотонною збіжністю ітераційного процесу. Інша форма кривої, представлена на рис. 1.12 *б*, визначає коливальний ітераційний процес. Зазначимо, що спроба реалізувати розрахунки режиму найпростішої електричної системи, потужність навантаження якої перевищує гранично допустиме значення, визначає розбіжний ітераційний процес. Також існує така форма кривої, для якої ітераційний процес є розбіжним навіть за наявності точного розв'язку задачі, що показано на рис. 1.12 *в*.

Аналіз графіків, наведених на рис. 1.12 свідчить про те, що характер збіжності ітераційного процесу визначається величиною частинної похідної $\partial\varepsilon/\partial U$. Очевидно, що збіжність ітераційного процесу гарантується у разі, коли модуль такої похідної менший за одиницю. Тут від'ємні значення похідної визначають монотонну збіжність (див. рис. 1.12 *а*), а додатні – коливальну (див. рис. 1.12 *б*). Якщо модуль похідної більший за одиницю, розрахунковий процес є розбіжним (див. рис. 1.12 *в*). Зазначимо, що розбіжний ітераційний процес також може бути монотонним (у разі від'ємних значень похідної) або коливальним (у разі додатних значень похідної). На рис. 1.13 наведена діаграма, яка ілюструє можливий характер ітераційного розрахункового процесу.

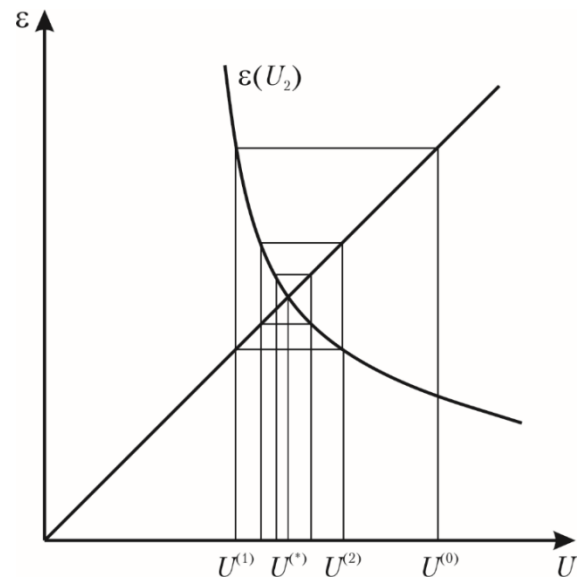
В практиці моделювання електричних систем часто використовують поправкові коефіцієнти, призначені для прискорення збіжності ітераційного розрахункового процесу та зменшення обсягів необхідних обчислень до досягнення визначеної інженерної точності. Тут ітераційне уточнення напруги наприкінці електропередачі виконують за виразом

$$\dot{U}_2^{(n)} = \dot{U}_2^{(n-1)} + k \left(U_1 - \frac{\dot{S}_2}{\dot{U}_2^{(n-1)}} \underline{z} - \dot{U}_2^{(n-1)} \right),$$

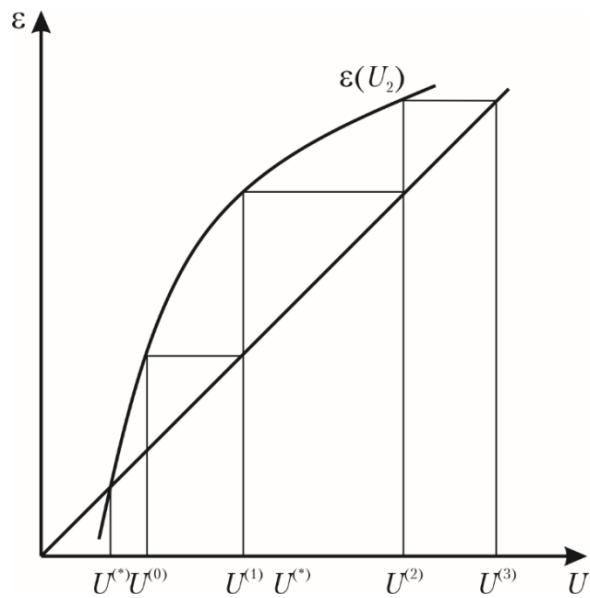
де k – коефіцієнт прискорення збіжності ітераційного процесу; n – індекс поточної ітерації.



а) монотонна збіжність



б) коливальна збіжність



в) розбіжний ітераційний процес

Рис. 1.12. Геометрична інтерпретація ітераційного розв'язання режимної задачі



Рис. 1.13. Діаграма визначення характеру ітераційного розрахункового процесу

Сутність даного підходу полягає у наступному. Після виконання пробного кроку у напрямку уточнення напруги наприкінці лінії електропередавання визначають поправку до шуканої напруги, яку помножують на коефіцієнт прискорення та обчислюють нове, уточнене значення напруги. Очевидно, що у тому разі, коли збіжність ітераційного процесу має монотонний характер, коефіцієнт прискорення більший за одиницю. Такий коефіцієнт називають збуджувальним. У разі коливального характеру збіжності ітераційного процесу коефіцієнт прискорення менший за одиницю та має назву демпферного.

Часто спостерігається одночасне протікання монотонного та коливального затухання ітераційного уточнення режимних параметрів усталеного режиму електричної системи. Наприклад, нев'язка активної потужності часто затухає коливально, а нев'язка реактивної потужності – монотонно. Тому вибір типу та величини коефіцієнту прискорення визначається багатьма факторами, зокрема складністю та замкненістю розрахункової схеми електричної системи, її неоднорідністю, завантаженістю режиму тощо.

Зазначимо, що наведені міркування щодо організації ітераційного процесу моделювання усталених режимів найпростіших електричних систем рівною мірою стосується й розрахунків режимів електричних систем будь-якого ступеню складності та замкненості.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Поясніть причини нелінійності задач моделювання усталених режимів електричних систем.

2. Охарактеризуйте складнощі, пов'язані із застосуванням прямих методів розв'язання нелінійних алгебраїчних рівнянь усталених режимів електричної системи.
3. Наведіть аналітичне представлення ітераційного розв'язання режимної задачі для найпростішої електричної системи.
4. Наведіть алгоритми явного та неявного ітераційного уточнення втрат потужності під час визначення параметрів усталених режимів найпростішої електричної системи.
5. Поясніть необхідність урахування статичних характеристик навантаження за напругою під час моделювання усталених режимів електричних систем.
6. Поясніть наявність вкладених ітераційних циклів в алгоритмах розв'язання режимних задач з урахуванням статичних характеристик навантаження за напругою.
7. Наведіть загальний алгоритм розв'язання задачі моделювання усталеного режиму електричної системи з урахуванням статичних характеристик навантаження за напругою.
8. За яких умов урахування статичних характеристик навантаження за напругою під час моделювання усталених режимів електричних систем не є обов'язковим?
9. Перелічіть можливий характер збіжності ітераційного розрахункового процесу та наведіть критерії визначення збіжності.
10. У чому полягає підхід до прискорення збіжності ітераційного розрахункового процесу моделювання усталених режимів електричних систем.



ЛІТЕРАТУРА

[26], стор. 107-111; [27], стор. 442-446; [40], стор.131-133; [43], стор. 142-144; [63], стор. 101-104; [68], стор.42-44; [81], стор 37-41.

1.7 ІНЖЕНЕРНА ТОЧНІСТЬ МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ТА ВИБІР ПОЧАТКОВИХ НАБЛИЖЕНЬ ШУКАНИХ ПАРАМЕТРІВ

Задача моделювання усталеного режиму електроенергетичної системи, в загальному випадку, зводиться до розв'язання систем алгебраїчних рівнянь, які пов'язують параметри усталеного режиму з характеристиками розрахункової схеми. Відповідно до способу подання джерел та споживачів електричної енергії у складі розрахункової моделі усталеного режиму такі системи є лінійними або нелінійними. Відповідні розрахункові моделі також називають лінійними або нелінійними.

Для розв'язання систем лінійних алгебраїчних рівнянь, зазвичай, залучають прямі методи розрахунку. Прямі методи, наприклад, метод Гауса, полягають в тому, що на підставі кінцевої кількості визначених мате-

матичних перетворень знаходять точні корені системи алгебраїчних рівнянь. Інколи, для розв'язання систем лінійних алгебраїчних рівнянь, доцільно використовувати ітераційні методи, наприклад, метод Зейделя.

Особливість систем нелінійних алгебраїчних рівнянь полягає в тому, що для таких систем не існує прямих методів, які дозволяють визначити точні корені. Тут допустимо застосування лише числових ітераційних методів розв'язання систем нелінійних алгебраїчних рівнянь. Ітераційні методи, наприклад, метод Ньютона, полягають в багаторазовому застосуванні типових процедур, які дозволяють з необхідною точністю наблизитися до розв'язання системи алгебраїчних рівнянь. Кількість таких повторень є невизначеним і залежить від необхідної точності розрахунків. Вважають, що точних коренів систем алгебраїчних рівнянь можна досягти після нескінченно великої кількості ітераційних циклів розрахунків за відповідною схемою.

Таким чином, математичне моделювання усталених режимів електроенергетичних систем пов'язане із поняттям інженерної точності, яка визначає необхідні обсяги обчислень. Тут слід розглядати декілька аспектів інженерної точності, які слід враховувати на різних етапах формування та реалізації розрахункової моделі режиму електричної системи. Так, на етапі формування розрахункової схеми електричної системи вимоги інженерної точності визначають склад елементів і ступінь деталізації їх схем заміщення. Наприклад, моделювання повітряних ліній електропередавання надвисокої номінальної напруги потребує урахування втрат активної потужності на корону та зарядної потужності лінії, які визначають активну та ємнісну поперечні провідності схеми заміщення. Під час моделювання повітряних ліній напругою до 220 кВ включно втратами енергії на іонізацію повітря навколо фазних проводів можна знехтувати. Це визначає відсутність у складі схеми заміщення таких ліній ділянок поперечних активних провідностей. Для повітряних ліній напругою 10 кВ та нижче можна додатково знехтувати незначними зарядними потужностями, що визначає повну відсутність ділянок поперечних провідностей в схемах заміщення таких ліній.

На етапі формування розрахункової моделі вимоги інженерної точності визначають використання лінійної або нелінійної розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи. Очевидно, що найбільш точною є нелінійна розрахункова модель із використанням статичних характеристик навантаження за напругою та частотою. Проте, умови інженерної точності, зазвичай, дозволяють спростити розрахункову модель та не враховувати статичні характеристики навантаження, або, взагалі використовувати лінійну розрахункову модель.

На етапі реалізації розрахункової моделі вимоги інженерної точності визначають умови збіжності ітераційного процесу у разі використання числових методів розв'язання систем алгебраїчних рівнянь.

Слід зазначити, що в деяких випадках вимоги інженерної точності визначають застосування числових методів розв'язання системи лінійних алгебраїчних рівнянь. Справа в тому, що, навіть у разі застосування прямих методів розрахунку систем лінійних алгебраїчних рівнянь, неминуча помилка округлення, яка викликає відхилення результатів розрахунків від точного розв'язку системи. Така помилка округлення буде тим більшою, чим більша розмірність системи рівнянь. Таким чином, для систем рівнянь досить великої розмірності практично неможливо визначити точне рішення. Тому, в подібних ситуаціях, може виявитися доцільним застосування числових ітераційних методів розв'язання систем лінійних алгебраїчних рівнянь, побудованих, наприклад, на алгоритмах методу простої ітерації або методу Зейделя.

На величину інженерної точності найбільший вплив роблять вихідні дані. Справа в тому, що ймовірнісні методи прогнозування графіків навантажень можуть давати істотну погрішність, що досягає 20-30% в задачах аналізу прогнозованих режимів електричних систем. Навіть, у разі використання як вихідні данні результатів оперативних вимірювань, похибка вихідних даних може досягати 1-5% через прийняті у розрахунках припущення та неминучі похибки вимірювання та збору оперативної інформації.

Також слід пам'ятати, що зміна кліматичних умов призводить до зміни розрахункових параметрів устаткування електричних мереж. Так, наприклад, зміна температури проводів ліній електропередавання через зміну температури навколишнього середовища або в результаті нагріву струмом навантаження призводить до істотної зміни активного опору проводів. Так, наприклад, зміна температури проводу на 50° призводить до 20%-го збільшення активного опору проводів повітряної лінії електропередачі. Крім того, зміна температури проводу призводить до зміни стріли провисання проводу і, як наслідок, – до зміни взаємного розташування проводів лінії у просторі і відносно землі. Це визначає зміну реактивних параметрів схеми заміщення лінії електропередавання – поздовжнього індуктивного опору та поперечної ємнісної провідності. До того ж, зміна кліматичних умов в районі траси лінії визначає зміну інтенсивності коронування проводів, тобто зміну поперечної активної провідності розрахункової схеми лінії. Зазначимо, що урахування таких змін пов'язано з істотними технічними труднощами і на практиці, зазвичай, не застосовується.

Зазначені міркування визначають відсутність необхідності виконання «абсолютно точних» розрахунків під час моделювання усталених режимів електричних систем. Рекомендована інженерна точність таких ітераційних розрахунків становить 2-5% у разі контролю збіжності за енергетичними показниками усталеного режиму, наприклад, за величиною сумарних втрат потужності в електричній системі. В оціночних розрахунках характеристик усталеного режиму інженерну точність можна заґрубіти не

тільки на етапі розв'язання систем режимних рівнянь, але й на стадії формування розрахункової схеми електричної системи та розрахункової моделі усталеного режиму.

Таким чином, розрахунок параметрів усталеного режиму слід вважати завершеним у тому разі, коли поточне наближення режимних характеристик лежать в Δ -околі точного розв'язку режимної задачі. Очевидно, що ширина Δ -околу визначається вимогами інженерної точності розрахунків. Зазначимо, що границю Δ -околу точного розв'язку режимної задачі визначити практично неможливо, оскільки невідомий сам точний розв'язок. Тому в практиці режимних розрахунків прийняті непрямі критерії досягнення необхідної точності розрахунків у разі застосування числових ітераційних методів.

В практиці моделювання усталених режимів електричних систем використовують два можливих підходи до непрямого визначення критерію збіжності ітераційного процесу, проілюстровані на рис. 1.14. Тут показано ітераційне розв'язання нелінійного алгебраїчного рівняння $f(x) = 0$. На рис. 1.14 x^* показано точний розв'язок рівняння; x^0, x^1, x^2, x^3 – послідовне уточнення шуканого параметру.

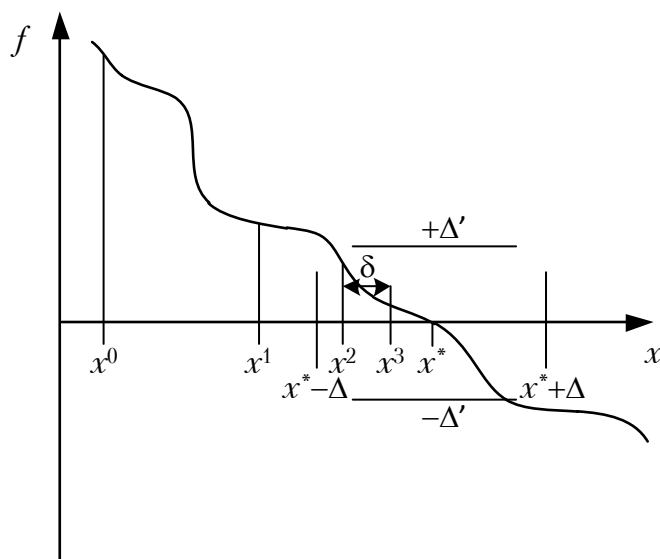


Рис. 1.14. Ілюстрація непрямих методів контролю збіжності ітераційного розрахункового процесу

Відповідно до даних рис. 1.14 вже після виконання другої ітерації шуканий параметр потрапляє в Δ -окіл точного розв'язку рівняння, що має сигналізувати про досягнення необхідної точності рішення. Проте, як зазначалося вище, точний розв'язок, а, отже, і його Δ -окіл принаймні невідомі. Для контролю збіжності ітераційного процесу можна визначати Δ' -окіл критичного, наприклад, нульового значення функції відгуку. З

даних рис. 1.14 впливає, що після виконання другої ітерації значення функції відгуку вже потрапляє в Δ' -окіл нульового значення

$$|f(x^2)| \leq \Delta'.$$

Така ситуація непрямо свідчить про досягнення необхідної інженерної точності.

Проблеми із визначенням критерію збіжності за функцією відгуку можуть бути пов'язані з тим, що Δ -окіл точного розв'язку не еквівалентний Δ' -околу критичного значення функції відгуку. Так, наприклад, у разі пологості функції відгуку в районі точного розв'язку даний критерій може давати хибні результати.

Разом з тим, застосування даного критерію у вигляді контролю виконання першого закону Кірхгофа для всіх незалежних вузлів розрахункової схеми під час реалізації вузлової моделі усталеного режиму електричної системи дає високоточний результат розв'язання режимної задачі. Тут критерій збіжності ітераційного процесу можна подати виразами

$$\begin{aligned} \max_i \left\{ \left| \dot{\omega}_{Pi}^{(n)} \right| \right\} &\leq \varepsilon; \\ \max_i \left\{ \left| \omega_{Pi}^{(n)} \right|, \left| \omega_{Qi}^{(n)} \right| \right\} &\leq \varepsilon, \end{aligned} \quad (1.20)$$

де $\dot{\omega}_{Pi}$, ω_{Pi} та ω_{Qi} – нев'язки струму, активної та реактивної потужності в i -му пункті розрахункової схеми.

Інший підхід до визначення непрямого критерію збіжності розрахункового процесу полягає в контролі ітераційної зміни шуканого параметру, або певної функції відгуку від нього. Відповідно до даних рис. 1.14 виконання третьої ітерації розрахункового процесу визначає поправку до невідомого параметру, яка не перевищує ширину Δ -околу точного розв'язку

$$|\delta| \leq \Delta.$$

Така ситуація, зазвичай, свідчить про досягнення необхідної інженерної точності. Критерій збіжності ітераційного процесу тут можна представити виразом

$$\max_j \left\{ \left| \dot{U}_j^{(n)} - \dot{U}_j^{(n-1)} \right| \right\} \leq \varepsilon, \quad (1.21)$$

де \dot{U}_j – напруга на шинах j -го пункту розрахункової схеми.

Зауважимо, що розглянуті критерії збіжності ітераційного процесу є непрямыми і не гарантують досягнення Δ -околу точного розв'язку режимної задачі. У деяких випадках, наприклад, під час визначення параметрів режимів, що лежать поблизу границі області існування режимів, ітераційний обчислювальний процес може виявити локальний мінімум потенційної функції розв'язку задачі, коли сумарні втрати потужності пере-

стають змінюватися, однак отриманий результат не буде шуканим рішенням режимної задачі. Справа в тому, що в задачах моделювання усталених режимів електричних систем потенційна функція режимних параметрів у багатовимірному просторі станів часто має сідельноподібну форму, як представлено, наприклад, на рис. 1.15. Очевидно, що під час ітераційного уточнення режимних параметрів електричної системи існує ймовірність потрапляння у локальний мінімум такої потенційної функції у нижній точці сідла, яка не відповідає точному розв'язку режимної задачі у точці глобального мінімуму. Особливо висока ймовірність попадання у такий локальний мінімум у разі контролю збіжності ітераційного процесу за зміною режиму напруги за виразом (1.21).

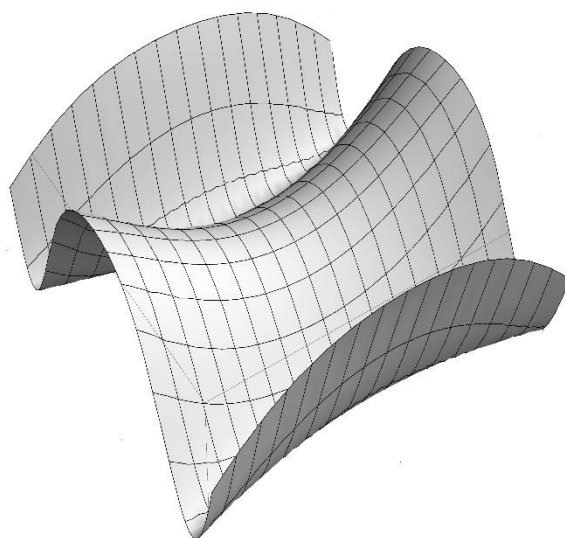


Рис. 1.15. Сідельноподібна потенційна функція режиму електроенергетичної системи

З метою зниження ймовірності потрапляння в сідлову точку потенційної функції режимних параметрів рекомендовано здійснювати контроль збіжності ітераційного процесу за зміною сумарних втрат потужностей на передавання електричної енергії по мережі. Якщо така зміна не перевищує інженерної точності відповідно до виразу

$$\left| \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(n)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(n-1)} \right| \leq \varepsilon, \quad (1.22)$$

то мету ітераційного розрахунку слід вважати досягнутою. У виразі (1.22) ε визначається необхідною інженерною точністю; n – індекс поточної ітерації. Якщо умова (1.22) не виконана, то приймають рішення про виконання принаймні ще одного циклу обчислень.

Величину сумарних втрат потужності в електричній системі можна визначити двома різними способами. Перший спосіб полягає в додаванні втрат потужності у всіх елементах розрахункової схеми електричної системи

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \Delta \dot{S}_i.$$

Другий спосіб визначення сумарних втрат потужності полягає у визначенні різниці між потужністю балансуєчого пункту і сумарною потужністю навантажень всіх вузлів розрахункової схеми за виразом

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{\text{БП}} - \sum_{i=1}^n \dot{S}_{\text{ні}}, \quad (1.23)$$

де $\dot{S}_{\text{БП}}$ – потужність балансуєчого пункту електричної системи; $\dot{S}_{\text{ні}}$ – потужність навантаження i -го пункту розрахункової схеми.

Саме такий спосіб визначення сумарних втрат потужності рекомендовано використовувати у разі застосування розрахункових моделей, заснованих на неявному уточненні втрат потужності. Тут потужність балансуєчого пункту визначають за виразом

$$\dot{S}_{\text{БП}} = U_{\text{БП}} \sum_{j=1}^n \dot{I}_{\text{БП}-j}, \quad (1.24)$$

де $U_{\text{БП}}$ – напруга на шинах балансуєчого пункту; $\dot{I}_{\text{БП}-j}$ – струми головних ділянок розрахункової схеми.

Аналіз виразу (1.23) свідчить про те, що контроль збіжності ітераційного процесу можна успішно здійснювати за зміною величини потужності балансуєчого пункту. Дійсно, з виразу (1.23) випливає, що потужність балансуєчого пункту складається із суми потужностей навантажень всіх вузлів розрахункової схеми і сумарних втрат потужності в електричній системі. У класичній постановці режимної задачі першу складову потужності навантаження можна вважати фіксованою, такою, що не змінюється в процесі розв'язання задачі. Це означає, що ітераційне уточнення втрат потужності в електричній системі рівноцінно уточненню потужності балансуєчого пункту. Таким чином, критерій збіжності ітераційного процесу можна представити у вигляді

$$\left| \Delta \dot{S}_{\text{БП}}^{(n)} - \Delta \dot{S}_{\text{БП}}^{(n-1)} \right| \leq \varepsilon. \quad (1.25)$$

Аналіз виразу (1.24) свідчить про те, що в класичній постановці режимної задачі, коли балансуєчий пункт суміщають з опорним за напругою, ітераційне уточнення потужності балансуєчого пункту пов'язане лише з уточненням струмів головних ділянок розрахункової схеми. Таким чином, як критерій збіжності можна розглядати максимальну різницю струмів головних ділянок на поточній та попередній ітераціях за виразом

$$\max_j \left\{ \left| \dot{I}_{\text{БП}-j}^{(n)} - \dot{I}_{\text{БП}-j}^{(n-1)} \right| \right\} \leq \varepsilon. \quad (1.26)$$

Зазначимо, що значення інженерної точності ϵ під час контролю збіжності за показниками потужності, струму і напруги у виразах (1.20)–(1.26) відрізняються і визначаються фізичним змістом відповідних порівнюваних величин.

Під час використання ітераційних методів розв'язання нелінійних задач оцінювання режимних параметрів електричних систем крім вибору критерію збіжності ітераційного процесу важливу увагу слід приділяти вибору початкових наближень шуканих параметрів. Справа в тому, що ітераційні методи розв'язання систем алгебраїчних рівнянь усталених режимів електричних систем є дуже чутливими до вибору початкових наближень невідомих параметрів і невдалий їх вибір може призвести до розбіжного ітераційного процесу навіть у тому разі, коли розв'язок існує. Це особливо важливо у разі аналізу режимів, які лежать поблизу або на границі області існування режимів електроенергетичних систем.

Для отримання надійного ітераційного процесу уточнення режимних характеристик усталених режимів електричних систем необхідно, щоб початкові наближення невідомих були якомога ближче до своїх фактичних значень. У більшості практичних випадків як початкові наближення достатньо приймати номінальні значення невідомих, наприклад, номінальну напругу у вузлах розрахункової схеми. Під час уточнення режиму реактивної потужності і струмів перемичок на початку розрахунків, зазвичай, приймають нульові значення цих параметрів.

Якщо розв'язання режимної задачі передбачає багаторазове повторення розрахунків систем тих самих рівнянь усталеного режиму, як початкові наближення можна приймати значення, отримані після виконання попереднього розрахунку. Це слід робити, наприклад, під час розрахунку серії робочих режимів еквівалентної розімкнутої схеми електричної системи з уточненими значеннями струмів перемичок в методі розрізання контурів, або у разі виконання послідовного обважнення режиму електричної системи і розрахунку серії усталених режимів з метою визначення границі області існування режимів.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Поясніть необхідність застосування ітераційних числових методів розв'язання алгебраїчних рівнянь усталених режимів електричних систем.
2. Дайте визначення інженерної точності моделювання усталених режимів електричних систем.
3. Поясніть урахування вимог інженерної точності на трьох етапах моделювання усталених режимів електричних систем.
4. Поясніть практичну неможливість «абсолютно точних» розрахунків під час моделювання усталених режимів електричних систем.

5. Охарактеризуйте основну проблему, пов'язану із визначенням критеріїв збіжності ітераційних розрахунків під час моделювання усталених режимів електричних систем.
6. Наведіть вирази для контролю збіжності ітераційного процесу за явною та неявною уточнення втрат потужності. Доведіть еквівалентність цих критеріїв.
7. Наведіть вирази для контролю збіжності ітераційного процесу за умови використання вузлової розрахункової моделі усталеного режиму електричних систем.
8. Наведіть вираз для контролю збіжності ітераційного процесу за режимом напруги. Поясніть використання даного способу лише як додатковий критерій збіжності.
9. Поясніть важливість правильного вибору початкових наближень невідомих параметрів в ітераційних моделях усталених режимів електричних систем.
10. Перелічіть та поясніть підходи, які використовують під час вибору початкових наближень невідомих параметрів.

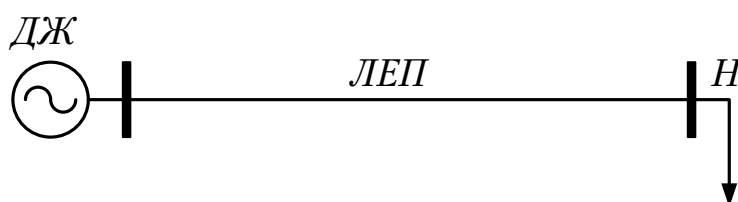


ЛІТЕРАТУРА

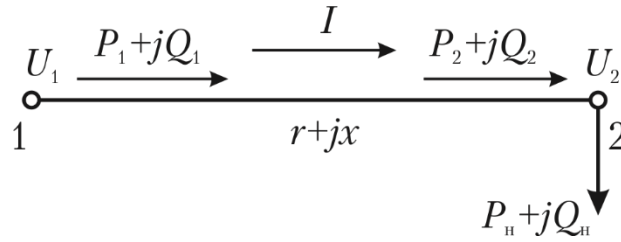
[40], стор. 16-22; [81], стор. 224-226

1.8 СПАД ТА ВТРАТИ НАПРУГИ НА ДІЛЯНЦІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розглянемо задачу моделювання найпростішої електричної системи, схема якої представлена на рис. 1.16 а. Така система складається із джерела живлення (ДЖ), яке через лінію електропередавання (ЛЕП) живить зосереджене навантаження (Н). Розрахункова схема найпростішої електричної системи наведена на рис. 1.16 б, де r , x – активний та індуктивний опори прямої послідовності схеми заміщення лінії електропередавання; U_1 , U_2 – лінійні напруги на початку та наприкінці ділянки відповідно; P_n , Q_n – активна та реактивна розрахункові потужності навантаження наприкінці лінії електропередавання; P_1 , P_2 , Q_1 , Q_2 – потоки активної та реактивної потужності на початку та наприкінці ділянки розрахункової схеми відповідно; I – лінійний струм ділянки.



а) схема найпростішої електричної системи



б) розрахункова схема найпростішої електричної системи

Рис. 1.16. Найпростіша електрична система

Розглянемо розв'язання режимної задачі найпростішої електричної системи за умовами початку. Відповідно до умов задачі, вихідними даними є напруга, потоки активної та реактивної потужності на початку лінії. Мета моделювання лінії електропередавання полягає у визначенні напруги та потоків активної і реактивної потужності наприкінці лінії, струму в лінії, втрат активної та реактивної потужності на передавання електричної енергії.

Сумістимо вектор напруги на початку лінії з віссю дійсних чисел

$$\psi_{U_1} = 0.$$

Відповідно до закону Ома, для поздовжньої ділянки розрахункової схеми можна записати вираз для визначення вектору напруги наприкінці лінії:

$$\dot{U}_2 = U_1 - \Delta \dot{U} = U_1 - \dot{I} \underline{z}, \quad (1.27)$$

де $\underline{z} = r + jx$ – поздовжній повний опір електропередачі; $\Delta \dot{U}$ – вектор спаду напруги на ділянці.

Робочий струм лінії можна визначити за потоком потужності та напругою на початку електропередачі

$$\dot{I} = \frac{P_1 + jQ_1}{U_1}. \quad (1.28)$$

В результаті вираз (1.27) для визначення вектору напруги на шинах пункту навантаження набуває вигляду

$$\dot{U}_2 = U_1 - \frac{P_1 + jQ_1}{U_1} (r + jx) = U_1 - \frac{P_1 r - Q_1 x}{U_1} - j \frac{P_1 x + Q_1 r}{U_1}. \quad (1.29)$$

Потік потужності наприкінці електропередачі визначають за виразом

$$\dot{S}_2 = \dot{I} \hat{U}_2 = \dot{I} (U_1 - \hat{I} \hat{z}) = \dot{S}_1 - I^2 \hat{z} = \dot{S}_1 - \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} (r - jx). \quad (1.30)$$

Складова $\frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2}(r - jx)$ у виразі (1.30) визначає навантажувальні втрати потужності в лінії

$$\Delta \dot{S} = \dot{S}_1 - \dot{S}_2 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2}(r - jx), \quad (1.31)$$

або

$$\Delta \dot{S} = I^2 \hat{z} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2}(r - jx).$$

Модуль вектору напруги наприкінці електропередачі, відповідно до виразу (1.29), становить

$$\begin{aligned} |U_2| &= \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_1 r - Q_1 x}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_1 x + Q_1 r}{U_1}\right)^2} = \\ &= \sqrt{U_1^2 - 2(P_1 r - Q_1 x) + \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2}(r^2 + x^2)} = \\ &= \sqrt{U_1^2 - 2(P_1 r - Q_1 x) + \Delta P r - \Delta Q x} = \sqrt{U_1^2 - 2(P r - Q x)}, \end{aligned} \quad (1.32)$$

де $P = P_1 - 0,5\Delta P$, $Q = Q_1 - 0,5\Delta Q$ – середні лінійні активна та реактивна потужності на ділянці.

Фазовий кут вектору напруги на шинах навантаження дорівнює

$$\psi_{U_2} = -\arctan\left(\frac{\frac{P_1 x + Q_1 r}{U_1}}{U_1 - \frac{P_1 r - Q_1 x}{U_1}}\right) = -\arctan\left(\frac{P_1 x + Q_1 r}{U_1^2 - (P_1 r - Q_1 x)}\right).$$

Розв'язання даної режимної задачі можна проілюструвати векторною діаграмою напруг та струмів, наведеною на рис. 1.17. Таку векторну діаграму побудовано виходячи з наступних припущень. Вектор напруги на початку електропередачі суміщено з віссю дійсних чисел. Типове електричне навантаження носить активно-індуктивний характер. Це визначає відставання вектору струму на початку електропередачі від вектору напруги.

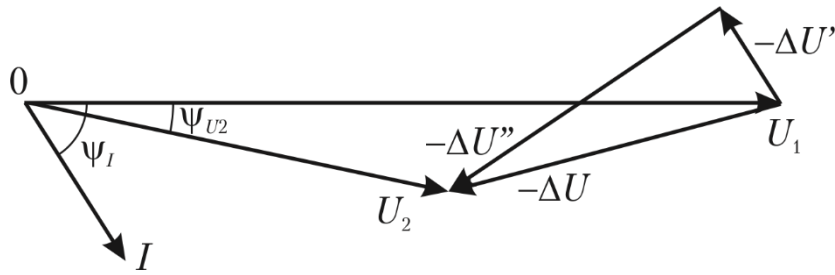


Рис. 1.17. Векторна діаграма напруг та струмів електропередачі за умовами початку

Такий струм визначають за виразом (1.28), він містить дійсну та уявну складові, причому уявна складова відстає від вектору напруги на кут 90° . А фазовий кут вектору струму лінії визначається коефіцієнтом потужності на початку електропередачі

$$\psi_I = -\arccos(PF_1),$$

де PF_1 – коефіцієнт потужності на початку лінії електропередавання.

Спад напруги на поздовжній ділянці схеми заміщення лінії електропередачі визначають за законом Ома за виразом

$$\Delta \dot{U} = \dot{I}(r + jx). \quad (1.33)$$

Відповідно до виразу (1.33) спад напруги на поздовжній ділянці має дві складові

$$\begin{aligned} \Delta U' &= \dot{I}r; \quad \Delta U'' = \dot{I}x; \\ \Delta \dot{U} &= \Delta U' + j\Delta U'', \end{aligned}$$

де $\Delta U'$ – спад напруги на активному опорі схеми заміщення (поздовжня складова вектору спаду напруги, яка збігається за фазою із вектором струму на ділянці електропередачі); $\Delta U''$ – спад напруги на індуктивному опорі (поперечна складова вектору спаду напруги, яка випереджає вектор струму на 90°); $\Delta \dot{U}$ – повний вектор спаду напруги.

Напругу наприкінці електропередачі визначають за виразом

$$\dot{U}_2 = U_1 - \Delta \dot{U}. \quad (1.34)$$

Для отримання вектору напруги наприкінці лінії, відповідно до виразу (1.34), необхідно знайти геометричну різницю векторів напруги на початку електропередачі та спаду напруги на поздовжній ділянці розрахункової схеми. Для цього на векторній діаграмі необхідно з кінця вектору напруги на початку лінії побудувати складові вектору спаду напруги із від'ємними знаками, тобто тієї самої довжини, але протилежні за напрямом. Вектор між точкою початку координат і кінцем вектору спаду напруги являє собою вектор напруги наприкінці електропередачі, тобто на шинах навантаження.

В аналогічний спосіб виконують розв'язання зворотної задачі моделювання режиму лінії електропередавання за умовами кінця. Тут розрахунки проводять за наведеною вище схемою, але у протилежному напрямку. Так, із віссю дійсних чисел суміщають вектор напруги наприкінці електропередачі, а струм лінії визначають за розрахунковою потужністю навантаження

$$\dot{I} = \frac{P_2 + jQ_2}{U_2} = \frac{P_H + jQ_H}{U_2}.$$

Напругу на початку електропередачі знаходять шляхом додавання до вектору напруги наприкінці електропередачі вектору спаду напруги

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{P_2 + jQ_2}{U_2} (r + jx) = U_2 + \frac{P_2 r - Q_2 x}{U_2} + j \frac{P_2 x + Q_2 r}{U_2}, \quad (1.35)$$

або

$$|U_1| = \sqrt{U_2^2 + 2(Pr - Qx)};$$

$$\psi_{U1} = \arctan \left(\frac{P_2 x + Q_2 r}{U_2^2 + (P_2 r - Q_2 x)} \right).$$

Потік потужності на початку лінії знаходять шляхом додавання до потужності наприкінці електропередачі втрат

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_2 + \Delta \dot{S} = \dot{S}_2 + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} (r - jx).$$

Відповідну векторну діаграму напруг та струмів наведено на рис. 1.18. Зазначимо, що векторна діаграма на рис. 1.18 повністю ідентична діаграмі за умовами початку електропередачі (див. рис. 1.17) і отримана шляхом повороту такої діаграми проти годинникової стрілки на різницевий кут між векторами напруги на початку та наприкінці лінії.

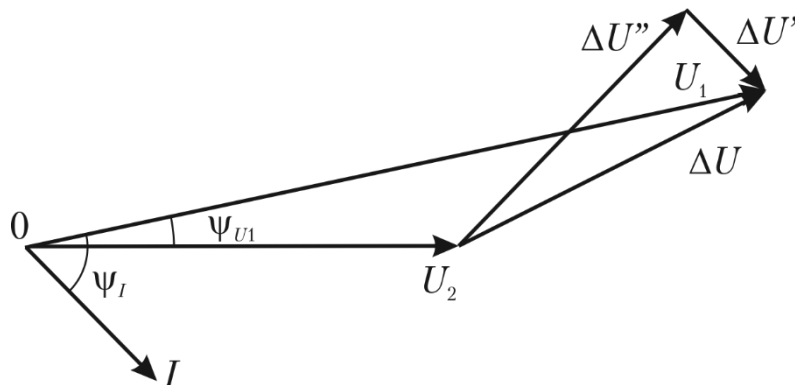


Рис. 1.18. Векторна діаграма напруг та струмів електропередачі за умовами кінця

Розглянемо детальніше визначення спаду напруги на ділянці електричної мережі. Відомо, що спад напруги являє собою векторну величину, яка визначається різницею векторів напруги на початку та наприкінці електропередачі

$$\Delta \dot{U} = \dot{U}_1 - \dot{U}_2,$$

де \dot{U}_1, \dot{U}_2 – вектори напруги на початку та наприкінці ділянки відповідно.

Відповідно до закону Ома вектор спаду напруги можна визначити як добуток робочого струму лінії на її поздовжній повний опір

$$\Delta \dot{U} = \dot{I}z = \dot{I}r + j\dot{I}x = \Delta \dot{U}' + j\Delta \dot{U}'' . \quad (1.36)$$

За виразом (1.36) вектор спаду напруги містить дві складові – поздовжню, яка збігається за фазою з вектором робочого струму електропередачі та поперечну, яка випереджає вектор робочого струму на 90° (таке положення справедливо для активно-індуктивного поздовжнього опору ділянки електричної мережі). Зазначимо, що саме таке визначення вектору спаду напруги було задіяне під час формування векторних діаграм напруг та струмів, представлених на рис. 1.17 та 1.18.

Водночас, вирази (1.29) та (1.35) визначають вектор спаду напруги відносно векторів напруги на початку та наприкінці електропередачі відповідно. Так, відповідно до виразу (1.29) вектор спаду напруги на ділянці електричної мережі містить дві складові – поздовжню та поперечну. Поздовжня складова спаду напруги збігається за фазою з вектором напруги на початку електропередачі. Таку величину розраховують за виразом

$$\Delta U'' = \frac{P_1 r - Q_1 x}{U_1}$$

у разі, коли вектор напруги на початку електропередачі суміщено із віссю дійсних чисел, або

$$\Delta \dot{U}'' = \frac{P_1 r - Q_1 x}{\dot{U}_1}$$

у загальному випадку.

Поперечна складова вектору спаду напруги випереджає (або відстає) вектор напруги на початку електропередачі на 90° та в загальному випадку визначається виразом

$$\Delta \dot{U}'' = \frac{P_1 x + Q_1 r}{\dot{U}_1} . \quad (1.37)$$

В аналогічний спосіб визначають складові вектору спаду напруги за умовами кінця електропередачі відповідно до виразу (1.35)

$$\begin{aligned}\Delta \dot{U}'_{\kappa} &= \frac{P_2 r - Q_2 x}{\hat{U}_2}; \\ \Delta \dot{U}''_{\kappa} &= \frac{P_2 x + Q_2 r}{\hat{U}_2}.\end{aligned}\tag{1.38}$$

Представлені підходи до визначення вектору спаду напруги проілюстровано на рис. 1.19, де φ_1 та φ_2 – кути зсуву фаз між напругою та струмом на початку та наприкінці електропередачі; складові Ir та Ix представляють поздовжню та поперечну складові вектору спаду напруги за робочим струмом електропередачі; $\Delta U'_{\text{п}}$ та $\Delta U''_{\text{п}}$ – поздовжню та поперечну складові вектору спаду напруги за умовами початку електропередачі; $\Delta U'_{\kappa}$ та $\Delta U''_{\kappa}$ – поздовжню та поперечну складові вектору спаду напруги за умовами кінця електропередачі.

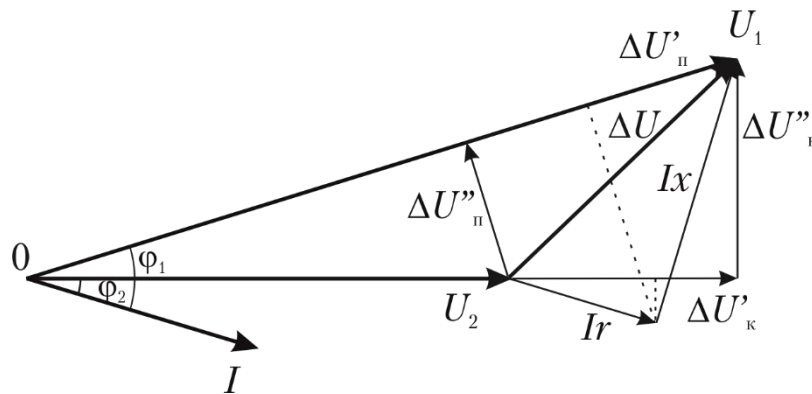


Рис. 1.19. Ілюстрація визначення спаду напруги на ділянці електричної мережі

Таким чином, можна розглядати три різні способи розрахунку вектору спаду напруги:

- 1) за робочим струмом електропередачі;
- 2) за умовами початку електропередачі (напруга та потік потужності на початку ділянки);
- 3) за умовами кінця електропередачі (напруга та потік потужності наприкінці ділянки).

Кожний з цих способів визначає поздовжню та поперечну складові вектору спаду напруги по відношенню до відповідних параметрів режиму електропередачі, тобто поздовжні та поперечні складові вектору спаду напруги, визначені відповідно до кожного з перелічених способів не є тотожними ні за абсолютною величиною, ні за фазовим кутом, що підтверджує векторна діаграма, наведена на рис. 1.19:

$$\begin{aligned} [\Delta \dot{U}' = \dot{I}r] &\neq \left[\Delta \dot{U}'_{\text{II}} = \frac{P_1 r - Q_1 x}{\hat{U}_1} \right] \neq \left[\Delta \dot{U}'_{\text{K}} = \frac{P_2 r - Q_2 x}{\hat{U}_2} \right]; \\ [\Delta \dot{U}'' = \dot{I}x] &\neq \left[\Delta \dot{U}''_{\text{II}} = \frac{P_1 x + Q_1 r}{\hat{U}_1} \right] \neq \left[\Delta \dot{U}''_{\text{K}} = \frac{P_2 x + Q_2 r}{\hat{U}_2} \right]. \end{aligned} \quad (1.39)$$

Зазначимо, що другий та третій способи визначення вектору спаду напруги є більш інформативним, оскільки дозволяють реалізувати розрахунок режиму напруги в електричній мережі без необхідності розрахунку робочих струмів на ділянках розрахункової схеми електричної системи.

З векторної діаграми на рис. 1.9 випливає, що між складовими вектору спаду напруги за струмом та умовами початку (кінця) електропередачі існує тісний взаємний зв'язок:

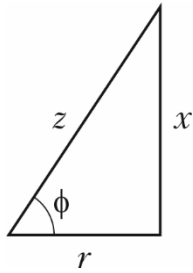
$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}'_{\text{II}} &= \dot{I}r \cos \varphi_1 + \dot{I}x \sin \varphi_1; \\ \Delta \dot{U}''_{\text{II}} &= -\dot{I}r \sin \varphi_1 + \dot{I}x \cos \varphi_1; \\ \Delta \dot{U}'_{\text{K}} &= \dot{I}r \cos \varphi_2 + \dot{I}x \sin \varphi_2; \\ \Delta \dot{U}''_{\text{K}} &= -\dot{I}r \sin \varphi_2 + \dot{I}x \cos \varphi_2. \end{aligned}$$

Відстаючий або випереджальний характер поперечної складової вектору спаду напруги за умовами початку або кінця електропередачі визначається співвідношенням складових Px та Qr , наприклад, у виразах (1.39) Тут слід пам'ятати, що навантаження електропередачі, зазвичай, носить активно-індуктивний характер, тобто реактивна потужність, наприклад, на початку електропередачі у виразах (1.39) представлена від'ємною величиною.

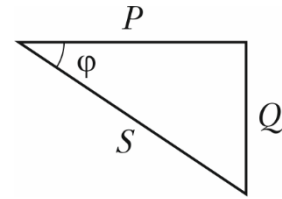
Визначимо співвідношення між поперечною та поздовжньою складовими вектору спаду напруги, наприклад, за умовами початку електропередачі

$$\frac{\Delta U''_{\text{II}}}{\Delta U'_{\text{II}}} = \frac{P_1 x + Q_1 r}{P_1 r - Q_1 x} = \frac{P_1 r (\operatorname{tg} \phi - \operatorname{tg} \varphi_1)}{P_1 r (1 + \operatorname{tg} \phi \operatorname{tg} \varphi_1)} = \operatorname{tg}(\phi - \varphi_1), \quad (1.40)$$

де ϕ – імпедансний кут поздовжньої ділянки схеми заміщення електропередачі (див. рис. 1.20 а); φ_1 – кут зсуву фаз між напругою та струмом на початку електропередачі, який визначає коефіцієнт потужності навантаження електропередачі (див. рис. 1.20 б). Зазначимо, що для активно-індуктивного навантаження струм лінії відстає від напруги, що визначає додатне значення кута зсуву фаз.



а) трикутник опорів



б) трикутник потужностей

Рис. 1.20. Електротехнічні трикутники

Аналогічний вираз можна сформулювати і для співвідношення поперечної та поздовжньої складових вектору спаду напруги за умовами кінця електропередачі

$$\frac{\Delta U''_{\kappa}}{\Delta U'_{\kappa}} = \operatorname{tg}(\phi - \phi_2),$$

де ϕ_2 – кут зсуву фаз між напругою та струмом наприкінці електропередачі. Зазначимо, що співвідношення між поперечною та поздовжньою складовими векторів спаду напруги на ділянках розрахункової схеми визначає розворот векторів напруги у фазовому просторі режиму електричної системи.

Аналіз виразу (1.40) свідчить про те, що співвідношення між поперечною та поздовжньою складовими вектору спаду напруги не залежить від навантаження електропередачі, та визначається конструкцією лінії електропередавання, яка обумовлює співвідношення між активними та реактивними поздовжніми опорами розрахункової схеми електропередачі, а також коефіцієнтом потужності навантаження. На рис. 1.21 наведено діаграму, яка ілюструє співвідношення між поперечною та поздовжньою складовими вектору спаду напруги для типових конструкцій повітряних ліній з номінальною напругою 35–750 кВ, які несуть навантаження з коефіцієнтом потужності 0,8.

З аналізу даних діаграми на рис. 1.21 випливає, що в електропередачах високої та надвисокої номінальної напруги (110 кВ та вище) поперечна складова вектору спаду напруги характеризується вагомою величиною, яка складає, наприклад, близько 45% поздовжньої складової для електропередач з напругою 110 кВ, майже дорівнює поздовжній складовій в електропередачах з напругою 330 кВ та перевищує поздовжню складову в електропередачах з номінальною напругою 750 кВ. Це визначає істотний різницевий кут між векторами напруг на початку та наприкінці ділянки для таких електропередач.

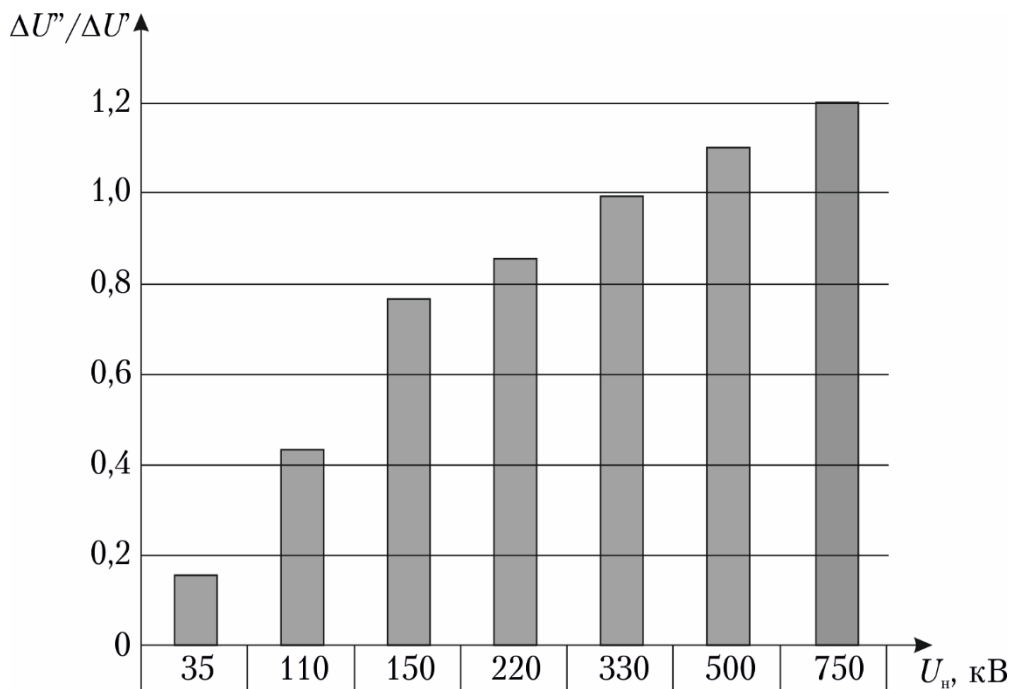


Рис. 1.21. Співвідношення між поперечною та поздовжньою складовими вектору спаду напруги для типових конструкцій повітряної лінії

Для ліній електропередавання розподільних електричних мереж з номінальною напругою 35 кВ та нижче поперечна складова вектору спаду напруги не перевищує 15% поздовжньої складової. Це означає, що для розподільних електричних мереж виконується співвідношення

$$Pr + Qr \approx 0$$

і аналіз режимів таких мереж допустимо виконувати тільки за поздовжньою складовою вектору спаду напруги, нехтуючи розворотом вектору напруги у фазовому просторі на ділянках електричної мережі. Для таких електричних мереж допустимо визначати спад напруги на ділянках схеми за номінальною напругою електричної системи відповідно до виразу

$$\Delta U \approx \frac{Pr - Qx}{U_n} 10^{-3},$$

де U_n – номінальна напруга електричної системи; множник 10^{-3} обумовлений поданням активної та реактивної потужностей навантаження в кіловатах та кіловольт-амперах відповідно, що характерно для розподільних електричних мереж.

У такій ситуації рівняння закону Ома для ділянки схеми розподільної електричної мережі за умовами початку набуває вигляду

$$U_2 = U_1 - \frac{P_1 r - Q_1 x}{U_n} 10^{-3},$$

або

$$U_1 = U_2 + \frac{P_2 r - Q_2 x}{U_n} 10^{-3},$$

за умовами кінця електропередачі.

Відомо, що через стохастичний характер споживання електричної енергії потужності (струми) навантажень споживачів електроенергетичних систем не є сталими у часі та змінюються відповідно до складу та поточного режиму приєднаних споживачів. Це визначає зміну робочих струмів, а, отже, спаду напруги на ділянках робочої схеми електричної мережі і, як наслідок, зміну режиму напруги на затискачах електроприймачів. Різницю між поточним значенням напруги в певній точці електричній мережі і її номінальним значенням називають відхиленням напруги. Зазвичай, відхилення напруги визначають у відсотках по відношенню до номінальної напруги відповідного устаткування

$$\delta U = \frac{U - U_n}{U_n} 100\%,$$

де U , U_n – фактична робоча та номінальна напруга в певній точці електричної мережі.

Чинні нормативні документи щодо якості електричної енергії, зокрема ДСТУ EN 50160-2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» визначають нормально допустимі відхилення напруги в межах $\pm 10\%$ (в окремих випадках – $+10\%$ – -18%) від номінальної напруги устаткування.

З відхиленням напруги тісно пов'язано поняття втрати напруги. Під втратами напруги розуміють різницю модулів векторів напруги на початку та наприкінці ділянки розрахункової схеми, тобто алгебраїчну різницю векторів напруги (на відміну від спаду напруги, яке визначається геометричною різницею відповідних векторів). Поняття втрат напруги проілюстровано на рис. 1.22, де $\Delta U'$, $|\Delta U|$ – поздовжня складова та модуль вектору спаду напруги відповідно; δU – втрата напруги.

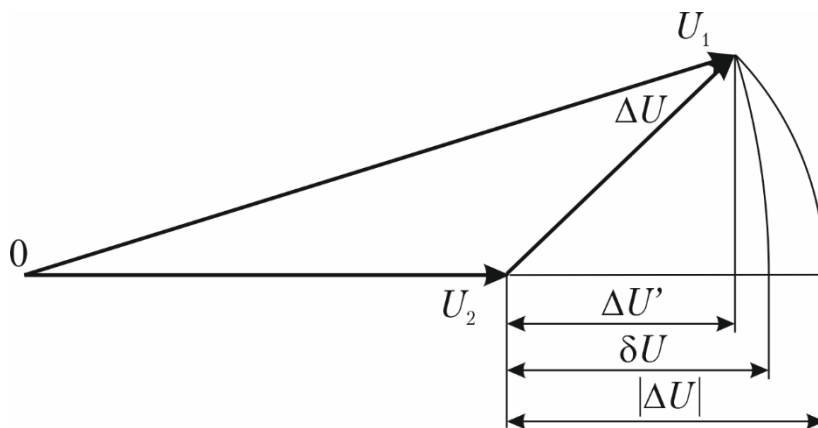


Рис. 1.22. Ілюстрація поняття втрат напруги

З рис. 1.22 випливає, що втрати напруги перевищують поздовжню складову вектору спаду напруги, але менші за модуль вектору спаду напруги

$$\Delta U' < \delta U < |\Delta \dot{U}|.$$

Разом з тим, виходячи з особливостей режимів розподільних електричних мереж умовно можна вважати, що для таких електричних систем справедливо співвідношення

$$\delta U \approx \Delta U' \approx \Delta U,$$

що визначає можливість розрахунку режиму напруги в розподільних електричних мережах за втратами напруги.

Втрати напруги на ділянках розподільної електричної мережі часто визначають у відсотках від номінальної напруги електричної системи за виразом

$$\delta U_{\%} \approx \frac{Pr - Qx}{10U_{\text{н}}^2}.$$

Очевидно, що втрата напруги на ділянці електричної мережі, виражена у відсотках до номінальної напруги, дорівнює різниці відхилень напруги на початку та наприкінці ділянки

$$\delta U_{ij} = \delta U_i - \delta U_j,$$

де індексами i, j позначено пункти на початку та наприкінці ділянки електричної мережі.

Таким чином, відповідно до чинних нормативів, гранично допустимі втрати напруги в нормальних режимах розподільних електричних мереж складають

$$\delta U_{\text{доп}} = +10\% - (-10\%) = 20\%$$

за умови забезпечення відхилення напруги на початку розподільної електричної мережі $+10\%$ від свого номінального значення.

Очевидно, що найбільші втрати напруги мають місце між шинами джерела живлення та затискачами найбільш віддалених споживачів розподільної електричної мережі, яку експлуатують за розімкненою схемою. Такі втрати дорівнюють сумі втрат напруги на всіх ділянках робочої схеми відповідно до виразу

$$\delta U_{\Sigma} = \sum \delta U_{ij},$$

або, відповідно до міркувань, наведених вище

$$\delta U_{\Sigma} = \sum \frac{P_{ij}r_{ij} - Q_{ij}x_{ij}}{U_{\text{н}}}, \quad (1.41)$$

де P_{ij} , Q_{ij} – потоки активної та реактивної потужності на ділянці $i-j$ розподільної електричної мережі відповідно; r_{ij} , x_{ij} – активний та реактивний опори ділянки $i-j$ відповідно; δU_{ij} – втрата напруги на ділянці $i-j$; U_n – номінальна напруга електричної системи.

Очевидно, що наведений вираз (1.41) є наближеним, але відповідним до вимог інженерної точності до моделювання усталених режимів розподільних електричних систем.

Вираз (1.41) можна переписати у вигляді

$$\delta U_{\Sigma} = \sum \frac{P_i r_{0-i} - Q_i x_{0-i}}{U_n},$$

де P_i , Q_i – розрахункові активна та реактивна потужності навантаження i -го пункту розрахункової схеми відповідно; r_{0-i} , x_{0-i} – сумарні активний та індуктивний опори ділянок розрахункової схеми між джерелом живлення та i -м пунктом розрахункової схеми відповідно.

Таким чином, розрахунок усталеного режиму розподільної електричної мережі можна звести до визначення найбільшої втрати напруги та порівняння її з гранично допустимим значенням.

Розглянемо далі моделювання передавання електричної енергії по лінії за умовами кінця у разі, коли коефіцієнт потужності дорівнює одиниці, тобто навантаження електропередачі носить чисто активний характер. Це означає, що повна потужність наприкінці електропередачі містить лише активну складову, а вектор струму збігається за фазою з вектором напруги.

У цьому разі рівняння закону Ома для поздовжньої ділянки електропередачі (1.35) набуває вигляду

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{P_2 r}{U_2} + j \frac{P_2 x}{U_2}, \quad (1.42)$$

що проілюстровано векторною діаграмою напруг та струмів, представленою на рис. 1.23.

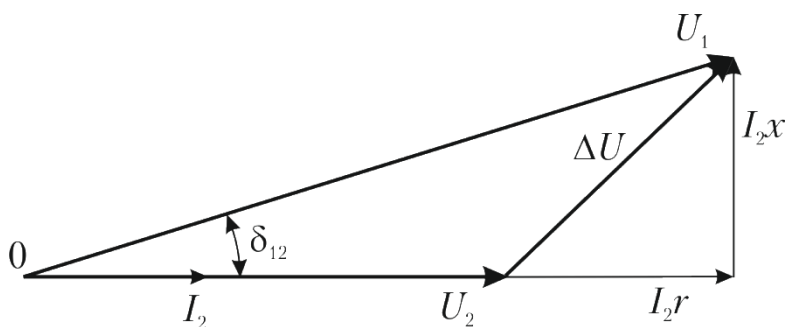


Рис. 1.23. Ілюстрація поняття електричної відстані

Аналіз виразу (1.42) та векторної діаграми на рис. 1.23 свідчить про те, що поперечна складова вектору спаду напруги, тобто розворот вектору напруги наприкінці електропередачі по відношенню до її початку (різницевий кут δ_{12} на рис. 1.23) визначається індуктивним опором електропередачі. Такий параметр часто називають електричною довжиною електропередачі, або електричною відстанню між початком та кінцем електропередачі. Електрична відстань вимірюється в Омах, дорівнює індуктивному опору електропередачі та визначає поперечну складову вектору спаду напруги у разі, коли коефіцієнт потужності навантаження лінії дорівнює одиниці.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Охарактеризуйте та наведіть основні вирази для моделювання усталеного режиму найпростішої електричної системи за умовами початку та кінця електропередачі.
2. Поясніть послідовність побудови векторної діаграми напруг та струмів для розв'язання режимної задачі найпростішої електричної системи за умовами початку та кінця електропередачі.
3. Дайте визначення спаду напруги на ділянці електричної мережі.
4. Поясніть виокремлення у складі вектору спаду напруги поздовжньої та поперечної складових.
5. Дайте визначення поняття втрат напруги.
6. У чому полягає різниця між спадом та втратами напруги?
7. За яких умов режим напруги можна визначати за втратами напруги?
8. Оцініть похибку визначення режиму напруги за втратами напруги.
9. Дайте визначення та поясніть сутність поняття електричної довжини електропередачі.
10. У чому полягає схожість та відмінність понять хвильової та електричної довжини лінії електропередавання?



ЛІТЕРАТУРА

[7], стор 107-115; [18], стор. 122-129, 132-135, 144-147; [26], стор 15-24; [27], стор. 99-110; [28], стор. 64-67, 93-96; [36], стор. 65-66; [37], стор. 91-92; [38], стор. 235-236; [43], стор 106-112; [49], стор 178-191; [56], стор. 178-186, 266-283; [58], стор 89-98; [59], стор. 60-69; [63], стор. 10-11, 13-15; [74], стор 171-173; [83], стор 86-97.

1.9 ЕЛЕКТРИЧНИЙ РОЗРАХУНОК РАДІАЛЬНОЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, ЯКА ЖИВИТЬ ДЕКІЛЬКА НАВАНТАЖЕНЬ

Електричний розрахунок радіальної лінії електропередавання, яка живить кілька навантажень, базується на тих самих принципах, що і розглянутий в підрозділі 1.8 розрахунок найпростішої електричної системи. Розглянемо, наприклад, електричний розрахунок радіальної лінії електропередавання, яка живить два зосереджених навантаження. Розрахункова схема досліджуваної мережі наведена на рис. 1.24, де індексом «0» позначено джерело живлення, а індексами «1» та «2» – пункти навантаження, представлені відповідними векторами струмів \dot{J}_1 та \dot{J}_2 .

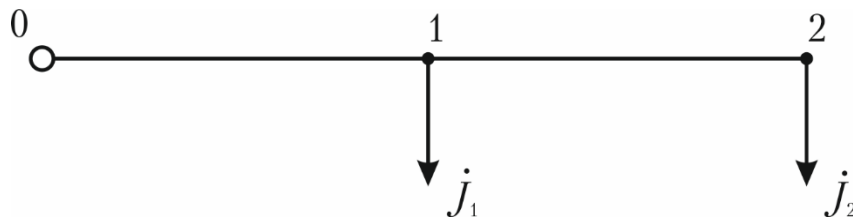


Рис. 1.24. Розрахункова схема радіальної електропередачі з двома навантаженнями

Припустимо, що напруга на шинах пункту 2 наприкінці електропередачі відома, що відповідає електричному розрахунку радіальної лінії за умовами кінця. Будемо вважати, що фазовий кут вектору напруги наприкінці електропередачі дорівнює нулю, тобто вектор цієї напруги суміщено з віссю дійсних чисел векторної діаграми напруг та струмів, представлений на рис. 1.25.

В загальному випадку стуми навантажень носять активно-індуктивний характер, що обумовлює відставання векторів струму від відповідних векторів напруги у пунктах схеми. Так, вектор вузлового струму \dot{J}_2 відстає від вектору напруги \dot{U}_2 на кут φ_2 .

За першим законом Кірхгофа струм на ділянці 1–2 дорівнює вузлово-му струму 2-го пункту розрахункової схеми

$$\dot{I}_{12} = \dot{J}_2.$$

Такий струм обумовлює спад напруги на активно-індуктивному опорі ділянки 1–2, який містить поздовжню складову $\dot{I}_{12}r_{12}$, що збігається за фазою з вектором струму на ділянці, та поперечну складову $\dot{I}_{12}x_{12}$, що випереджає вектором струму на ділянці на 90°

$$\Delta\dot{U}_{12} = \dot{I}_{12}z_{12} = \dot{I}_{12}(r_{12} + jx_{12}) = \Delta\dot{U}'_{12} + j\Delta\dot{U}''_{12},$$

де $\underline{z}_{12} = r_{12} + jx_{12}$ – опір ділянки 1–2; $\Delta\dot{U}'_{12}, \Delta\dot{U}''_{12}$ – поздовжня та поперечна складові вектору спаду напруги відповідно.

Геометрична сума векторів напруги наприкінці розрахункової схеми та спаду напруги на ділянці 1–2 визначає вектор напруги у пункті 1 розрахункової схеми

$$\dot{U}_1 = U_2 + \Delta\dot{U}_{12} = U_2 + \dot{I}_{12}\underline{z}_{12} = U_2 + \dot{J}_2\underline{z}_{12}.$$

Таким чином, процедури формування векторної діаграми напруг та струмів для останньої ділянки розрахункової схеми радіальної електропередачі повністю збігаються із відповідними процедурами дослідження усталеного режиму найпростішої електричної системи, розглянутими в підрозділі 1.8.

В аналогічний спосіб визначаємо вектори спаду напруги на ділянці 0–1 та напруги на шинах джерела живлення. Тут слід зважати на те, що вектор струму на ділянці 0–1 визначається геометричною сумою векторів вузлових струмів 1-го та 2-го пунктів розрахункової схеми

$$\dot{I}_{01} = \dot{I}_{12} + \dot{J}_1 = \dot{J}_2 + \dot{J}_1,$$

де \dot{J}_1 – вектор вузлового струму навантаження у пункті 1 схеми, що відстає від вектору напруги \dot{U}_1 на кут ϕ_1 .

Такий струм обумовлює спад напруги на активно-індуктивному опорі ділянки 0–1, який містить поздовжню складову $\dot{I}_{01}r_{01}$, що збігається за фазою з вектором струму на ділянці, та поперечну складову $\dot{I}_{01}x_{01}$, що випереджає вектором струму на ділянці на 90°

$$\Delta\dot{U}_{01} = \dot{I}_{01}\underline{z}_{01} = \dot{I}_{01}(r_{01} + jx_{01}) = \Delta\dot{U}'_{01} + j\Delta\dot{U}''_{01},$$

де $\underline{z}_{01} = r_{01} + jx_{01}$ – опір ділянки 0–1; $\Delta\dot{U}'_{01}, \Delta\dot{U}''_{01}$ – поздовжня та поперечна складові вектору спаду напруги відповідно.

Геометрична сума векторів напруги у пункті 1 схеми та спаду напруги на ділянці 0–1 визначає вектор напруги на шинах джерела живлення

$$\dot{U}_0 = \dot{U}_1 + \Delta\dot{U}_{01} = \dot{U}_1 + \dot{I}_{01}\underline{z}_{01}.$$

Векторна діаграма напруг та струмів усталеного режиму радіальної електропередачі, яка живить два зосереджені навантаження, побудована на підставі розглянутих міркувань, представлена на рис. 1.25. Проекції векторів спаду напруги на вісь дійсних чисел визначає поздовжні складові відповідних векторів за умовами кінця електропередачі, а перетин дуги радіусом U_0 з віссю дійсних чисел – сумарні втрати напруги в радіальній електропередачі.

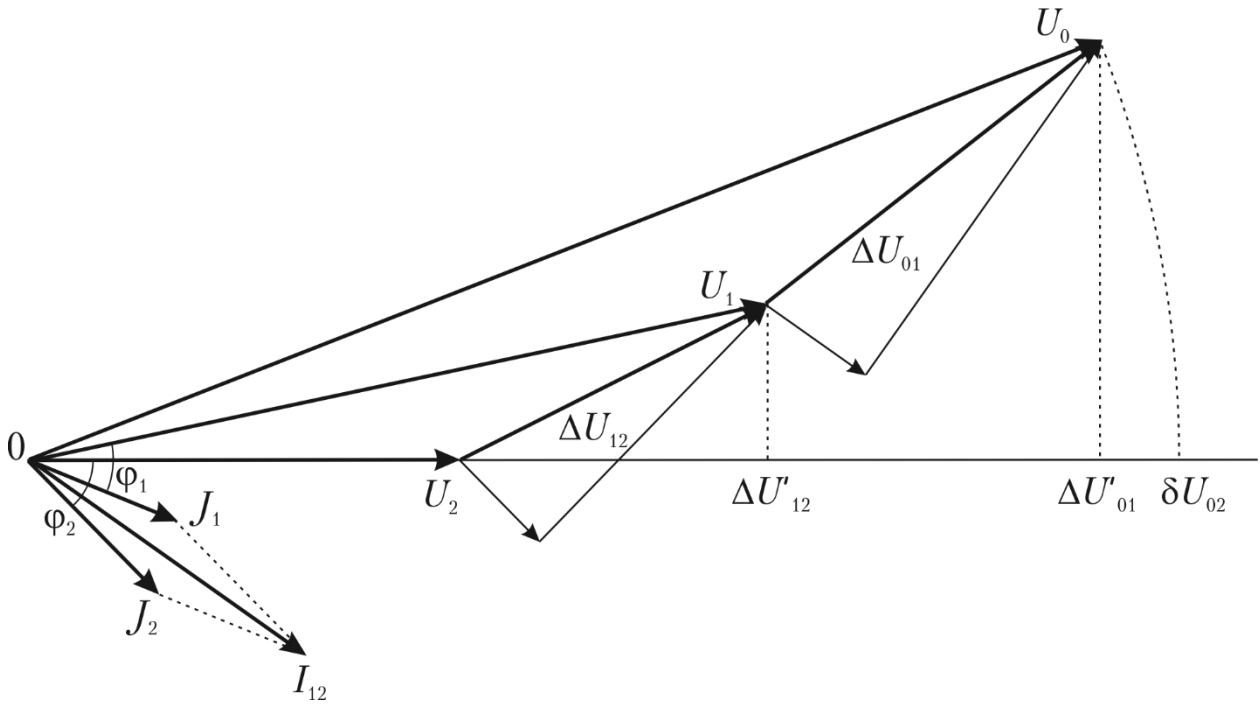


Рис. 1.25. Векторна діаграма напруг та струмів радіальної лінії електропередавання із двома навантаженнями

Сумарний спад напруги на ділянках розрахункової схеми визначається геометричною сумою векторів спаду напруги на кожній ділянці

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_{02} &= \Delta \dot{U}_{01} + \Delta \dot{U}_{12} = \dot{I}_{01} \underline{z}_{01} + \dot{I}_{12} \underline{z}_{12} = \\ &= (\dot{J}_1 + \dot{J}_2) \underline{z}_{01} + \dot{J}_2 \underline{z}_{12} = \dot{J}_1 \underline{z}_{01} + \dot{J}_2 (\underline{z}_{01} + \underline{z}_{12}). \end{aligned} \quad (1.43)$$

Вираз (1.43) можна розширити на довільну кількість ділянок розрахункової схеми радіальної електричної мережі:

$$\Delta \dot{U}_{\Sigma} = \sum \dot{J}_i \underline{z}_{0i},$$

де \underline{z}_{0i} – сумарний опір всіх ділянок схеми від джерела живлення до поточного вузла.

В аналогічний спосіб, але в зворотному порядку, здійснюють моделювання усталеного режиму радіальної електричної мережі за умовами початку. Відповідну векторну діаграму напруг та струмів можна отримати шляхом повороту діаграми на рис. 1.25 за годинниковою стрілкою на різницевий кут між векторами напруги на початку та наприкінці радіальної електропередачі.

Розглянемо розв'язання режимної задачі радіальної лінії електропередавання, що живить декілька навантажень, представлених нелінійними джерелами струмів у формі потужностей за умовами кінця електропередачі. Розрахункова схема електропередачі з двома навантаженнями представлена на рис. 1.26.

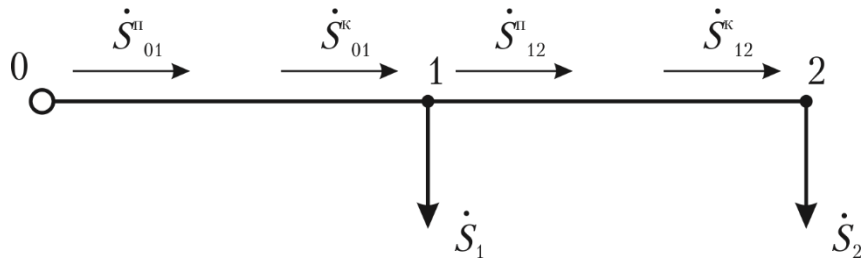


Рис. 1.26. Розрахункова схема радіальної лінії електропередавання з навантаженнями у формі потужностей

Розглянемо послідовно всі ділянки схеми, починаючи з найбільш віддаленого пункту 2. Потік потужності наприкінці ділянки 1–2 дорівнює розрахунковій потужності навантаження пункту 2 схеми

$$\dot{S}_{12}^k = \dot{S}_2,$$

де \dot{S}_2 – розрахункова потужність навантаження пункту 2 схеми.

Потік потужності на ділянці 1–2 радіальної лінії визначають втрати активної та реактивної потужності

$$\Delta \dot{S}_{12} = \frac{S_{12}^{k2}}{U_2^2} \hat{z}_{12} = \frac{P_{12}^{k2} + Q_{12}^{k2}}{U_2^2} (r_{12} - jx_{12}).$$

Потік потужності на початку ділянки 1–2 відрізняється від потоку наприкінці ділянки на величину втрат

$$\dot{S}_{12}^n = \dot{S}_{12}^k + \Delta \dot{S}_{12}.$$

За законом Ома визначають напругу на шинах пункту 1 розрахункової схеми електропередачі

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{S_{12}^k}{U_2} z_{12} = U_2 + \frac{P_{12}^k r_{12} - Q_{12}^k x_{12}}{U_2} + j \frac{P_{12}^k x_{12} + Q_{12}^k r_{12}}{U_2}. \quad (1.44)$$

У виразі (1.44) передбачено, що фазовий кут вектору напруги на шинах пункту 2 електропередачі дорівнює нулю.

Модуль вектору напруги на шинах пункту 1 дорівнює

$$|U_1| = \sqrt{U_2^2 + 2(P_{12}^k r_{12} - Q_{12}^k x_{12})},$$

де P_{12} , Q_{12} – середні лінійні активна та реактивна потужності на ділянці 1–2.

Фазовий кут вектору напруги на шинах пункту 1 складає

$$\psi_{U_1} = \arctan \left(\frac{P_{12}^k x_{12} + Q_{12}^k r_{12}}{U_2^2 + P_{12}^k r_{12} - Q_{12}^k x_{12}} \right).$$

За наведеною схемою розглянемо далі ділянку 0–1 розрахункової схеми.

Відповідно до першого закону Кірхгофа потік потужності наприкінці ділянки 0–1 дорівнює сумі потоку потужності на початку ділянки 1–2 та розрахункової потужності навантаження пункту 1 схеми

$$\dot{S}_{01}^{\kappa} = \dot{S}_{12}^{\pi} + \dot{S}_1.$$

Втрати потужності на ділянці 0–1 визначають за виразом

$$\Delta \dot{S}_{01} = \frac{S_{01}^{\kappa 2}}{U_1^2} \hat{z}_{01} = \frac{P_{01}^{\kappa 2} + Q_{01}^{\kappa 2}}{U_1^2} (r_{01} - jx_{01}).$$

Потік потужності на початку ділянки 0–1 визначають сумою потоку потужності наприкінці ділянки та втрат потужності

$$\dot{S}_{01}^{\pi} = \dot{S}_{01}^{\kappa} + \Delta \dot{S}_{01}.$$

Очевидно, що для радіальної електропередачі, представленої на рис. 1.26 потік потужності на початку ділянки 0–1 визначає розрахункову потужність джерела живлення

$$\dot{S}_0 = \dot{S}_{01}^{\pi}.$$

За законом Ома напруга на шинах джерела живлення дорівнює

$$\begin{aligned} \dot{U}_0 &= \dot{U}_1 + \frac{P_{01}^{\kappa} r_{01} - Q_{01}^{\kappa} x_{01}}{\hat{U}_1} + j \frac{P_{01}^{\kappa} x_{01} + Q_{01}^{\kappa} r_{01}}{\hat{U}_1} = \\ &= U_2 + \frac{P_{12}^{\kappa} r_{12} - Q_{12}^{\kappa} x_{12}}{U_2} + \frac{P_{01}^{\kappa} r_{01} - Q_{01}^{\kappa} x_{01}}{\hat{U}_1} + j \left(\frac{P_{12}^{\kappa} x_{12} + Q_{12}^{\kappa} r_{12}}{U_2} + \frac{P_{01}^{\kappa} x_{01} + Q_{01}^{\kappa} r_{01}}{\hat{U}_1} \right). \end{aligned}$$

Модуль вектору напруги на шинах джерела живлення дорівнює

$$|U_0| = \sqrt{U_1^2 + 2(P_{12} r_{12} - Q_{12} x_{12})} = \sqrt{U_2^2 + 2(P_{01} r_{01} - Q_{01} x_{01} + P_{12} r_{12} - Q_{12} x_{12})},$$

де P_{01} , Q_{01} – середні лінійні активна та реактивна потужності на ділянці 0–1.

Фазовий кут вектору напруги на шинах пункту джерела живлення складає

$$\begin{aligned} \psi_{U_0} &= \psi_{U_1} + \arctan \left(\frac{P_{01}^{\kappa} x_{01} + Q_{01}^{\kappa} r_{01}}{U_1^2 + P_{01}^{\kappa} r_{01} - Q_{01}^{\kappa} x_{01}} \right) = \\ &= \arctan \left(\frac{P_{12}^{\kappa} x_{12} + Q_{12}^{\kappa} r_{12}}{U_2^2 + P_{12}^{\kappa} r_{12} - Q_{12}^{\kappa} x_{12}} \right) + \arctan \left(\frac{P_{01}^{\kappa} x_{01} + Q_{01}^{\kappa} r_{01}}{U_1^2 + P_{01}^{\kappa} r_{01} - Q_{01}^{\kappa} x_{01}} \right), \end{aligned}$$

де U_1^2 , U_2^2 – квадрати модулів векторів напруги на шинах пунктів 1 та 2 відповідно.

Сумарні втрати потужності на передавання енергії споживачам магістральної електропередачі можна визначити як різницю розрахункової

потужності джерела живлення та суми розрахункових потужностей навантажень споживачів

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_0 - \dot{S}_1 - \dot{S}_2, \quad (1.45)$$

або як суму втрат потужності на ділянках радіальної лінії електропередавання

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \Delta \dot{S}_{01} + \Delta \dot{S}_{12}. \quad (1.46)$$

Зазначимо, що визначені за виразами (1.45) або (1.46) сумарні втрати потужності являють собою лише навантажувальні втрати, тобто втрати потужності в поздовжніх елементах схеми заміщення радіальної лінії.

Наведену схему моделювання усталеного режиму радіальної лінії електропередавання можна розповсюдити на будь-яку кількість ділянок розрахункової схеми. У цьому разі режим напруги визначають за загальним виразом закону Ома

$$\dot{U}_i = \dot{U}_j + \frac{S_{ij}^K}{\dot{U}_j} z_{ij} = \dot{U}_j + \frac{P_{ij}^K r_{ij} - Q_{ij}^K x_{ij}}{\dot{U}_j} + j \frac{P_{ij}^K x_{ij} + Q_{ij}^K r_{ij}}{\dot{U}_j},$$

або

$$\dot{U}_k = U_n + \sum_{i=k+1}^n \left(\frac{P_{i-1,i}^K r_{i-1,i} - Q_{i-1,i}^K x_{i-1,i}}{\dot{U}_i} + j \frac{P_{i-1,i}^K x_{i-1,i} + Q_{i-1,i}^K r_{i-1,i}}{\dot{U}_i} \right), \quad (1.47)$$

де n – індекс пункту наприкінці магістральної лінії електропередавання.

У виразі (1.47) прийнята послідовна індексація пунктів розрахункової схеми починаючи від джерела живлення.

Модуль вектору напруги на шинах довільного пункту розрахункової схеми магістральної електропередачі можна визначити за виразом

$$|U_k| = \sqrt{U_n^2 + 2 \sum_{i=k+1}^n (P_{i-1,i} r_{i-1,i} - Q_{i-1,i} x_{i-1,i})},$$

де $P_{i-1,i}$, $Q_{i-1,i}$ – середні лінійні активна та реактивна потужності на ділянці $i-1,i$.

Фазовий кут вектору напруги на шинах довільного пункту дорівнює

$$\psi_{U_k} = \sum_{i=k+1}^n \left(\frac{P_{i-1,i}^K x_{i-1,i} + Q_{i-1,i}^K r_{i-1,i}}{U_i^2 + P_{i-1,i}^K r_{i-1,i} - Q_{i-1,i}^K x_{i-1,i}} \right),$$

де U_i^2 – квадрат модуля вектору напруги на шинах i -го пункту розрахункової схеми.

Сумарні втрати потужності визначають за виразом

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_0 - \sum_{i=1}^n \dot{S}_i,$$

або

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \sum \Delta \dot{S}_{ij}.$$

Під час моделювання ustalених режимів розподільних електричних мереж вимоги інженерної точності дозволяють визначати струми ділянок електропередачі за потоком потужності та номінальною напругою

$$\dot{I}_{ij} = \frac{P_{ij} + jQ_{ij}}{U_n},$$

де U_n – номінальна напруга електропередачі.

У цьому разі вираз (1.47) набуває вигляду

$$\dot{U}_k = U_n + \frac{1}{U_n} \sum_{i=k+1}^n \left((P_{i-1,i}^k r_{i-1,i} - Q_{i-1,i}^k x_{i-1,i}) + j(P_{i-1,i}^k x_{i-1,i} + Q_{i-1,i}^k r_{i-1,i}) \right).$$

Аналіз наведених розрахункових моделей ustalених режимів радіальних електропередач свідчить про те, що вони складаються з послідовного виконання двох типових операцій:

- 1) розрахунок за першим законом Кірхгофа струморозподілу або потокорозподілу потужностей по ділянках розрахункової схеми;
- 2) розрахунок за законом Ома режиму напруги в пунктах розрахункової схеми.

Зазначимо, що такі операції є загальними та визначають метод електричного розрахунку електричних мереж, які експлуатують за розімкненою схемою.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Наведіть послідовність моделювання ustalеного режиму радіальної електропередачі, яка живить декілька навантажень.
2. Наведіть послідовність побудови векторної діаграми напруг та струмів ustalеного режиму радіальної електропередачі, яка живить декілька навантажень за умовами кінця.
3. Наведіть вирази для визначення потокорозподілу потужностей по ділянках радіальної електропередачі, яка живить декілька навантажень, виражених потужностями.
4. Наведіть вирази для визначення режиму напруги в пунктах радіальної електропередачі, яка живить декілька навантажень, виражених потужностями.
5. Наведіть послідовність моделювання ustalеного режиму радіальної електропередачі, яка живить декілька навантажень, виражених потужностями.



ЛІТЕРАТУРА

[8], стор. 121-125; [27], стор. 110-113; [28], стор. 67-68; [56], стор. 186-191; [57], стор. 128-132; [64], стор. 11-19; [83], стор. 157-166.

1.10 РОЗРАХУНОК ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ З РІВНОМІРНО РОЗПОДІЛЕНИМ НАВАНТАЖЕННЯМ

Розглянемо лінію електропередавання, до якої на однакових відстанях підключено однакові навантаження. За таким принципом організовано, наприклад, вуличне освітлення міст та селищ. За певних умов таку лінію можна розглядати як лінію з рівномірно розподіленим навантаженням. На рис. 1.27 представлено розрахункову схему такої лінії електропередавання, де i – струм питомого навантаження; dl – елементарна ділянка лінії; l – відстань від початку лінії; L – загальна довжина лінії електропередавання.

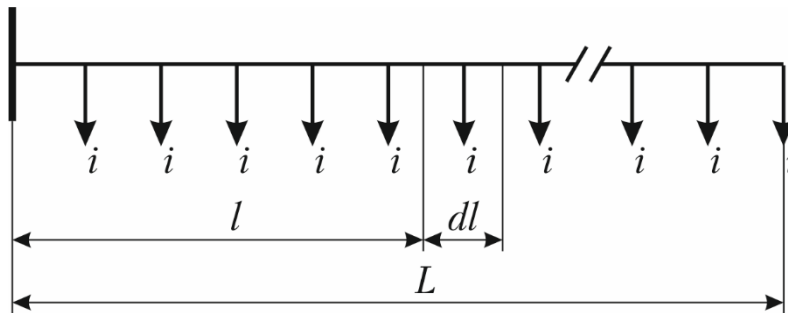


Рис. 1.27. Розрахункова схема лінії з рівномірно розподіленим навантаженням

Очевидно, що кожна елементарна ділянка лінії електропередавання характеризується струмовим навантаженням idl . Для всієї лінії сумарний струм навантаження дорівнює

$$I = \int_0^L idl = iL.$$

Таким чином, через першу елементарну ділянку лінії тече повний сумарний струм навантаження лінії. Із віддаленням від початку лінії струм зменшується і на певній відстані від початку дорівнює

$$I_l = i(L - l),$$

де l – відстань від початку лінії електропередавання.

Розглянемо задачу визначення втрат активної потужності в лінії з рівномірно розподіленим навантаженням. Для кожної елементарної ділянки лінії втрати активної потужності складають

$$d\Delta P = (i(L-l))^2 r_0 dl.$$

Для визначення сумарних втрат активної потужності в лінії електропередавання слід розрахувати інтеграл вигляду

$$\Delta P = \int_0^L (i(L-l))^2 r_0 dl = \frac{1}{3} i^2 r_0 L^3 = \frac{1}{3} I^2 R, \quad (1.48)$$

де r_0 – питомий активний опір лінії електропередавання; $R = r_0 L$ – сумарний активний опір лінії.

Аналіз виразу (1.48) свідчить про те, що втрати активної потужності в лінії електропередавання з рівномірно розподіленим навантаженням у три рази менші, ніж у такій самій лінії з зосередженим навантаженням, прикладеним наприкінці електропередачі. Це означає, що для еквівалентного заміщення лінії електропередавання з рівномірно розподіленим навантаженням лінією із зосередженим навантаженням необхідно сумарне навантаження електропередачі прикласти на відстані $1/3$ від початку лінії. Можливий, також інший підхід, який полягає в поділенні сумарного навантаження електропередачі таким чином, щоб струм зосередженого навантаження наприкінці електропередачі складав $1/\sqrt{3}$ від сумарного навантаження електропередачі. Решту частину навантаження прикладають на початку розрахункової схеми ліній. В результаті таких дій втрати активної потужності в еквівалентній лінії електропередавання будуть такими самими, що й в лінії із рівномірно розподіленим навантаженням. Очевидно, що перший з розглянутих підходів відповідає принципам формування несиметричної «Т»-подібної схеми заміщення лінії, а другий – несиметричної «П»-подібної, представлених на рис. 1.28.

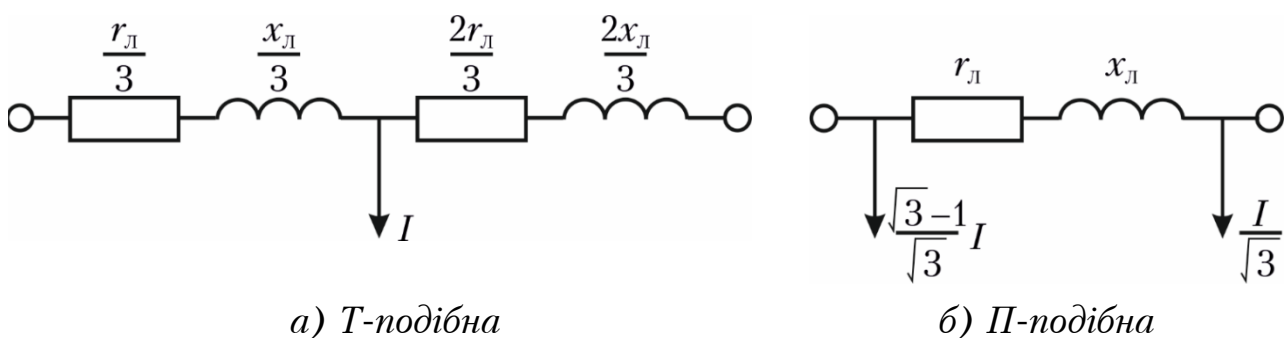


Рис. 1.28. Еквівалентні за критерієм втрат потужності несиметричні розрахункові схеми лінії з рівномірно розподіленим навантаженням

Розглянемо далі визначення спаду напруги в лінії електропередавання з рівномірно розподіленим навантаженням. Спад напруги на кожній елементарній ділянці лінії визначається законом Ома, записаним у вигляді

$$d\Delta U = i(L-l)r_0 dl.$$

Своєю чергою сумарний спад напруги дорівнює

$$\Delta U = \int_0^L i(L-l)r_0 dl = \frac{1}{2} ir_0 L^2 = \frac{1}{2} IR. \quad (1.49)$$

Аналіз виразу (1.49) свідчить про те, що спад напруги в лінії електропередавання з рівномірно розподіленим навантаженням у два рази менше, ніж у такій самій лінії з зосередженим навантаженням, прикладеним наприкінці електропередачі. Це означає, що для еквівалентного заміщення лінії електропередавання з рівномірно розподіленим навантаженням лінією із зосередженим навантаженням необхідно сумарне навантаження електропередачі прикласти в середині лінії. Можливий, також інший підхід, який полягає в поділенні сумарного навантаження електропередачі навпіл та прикладення його на початку та наприкінці розрахункової схеми лінії. Очевидно, що перший з розглянутих підходів відповідає принципам формування симетричної «Т»-подібної схеми заміщення лінії, а другий – симетричної «П»-подібної, що проілюстровано на рис. 1.29.

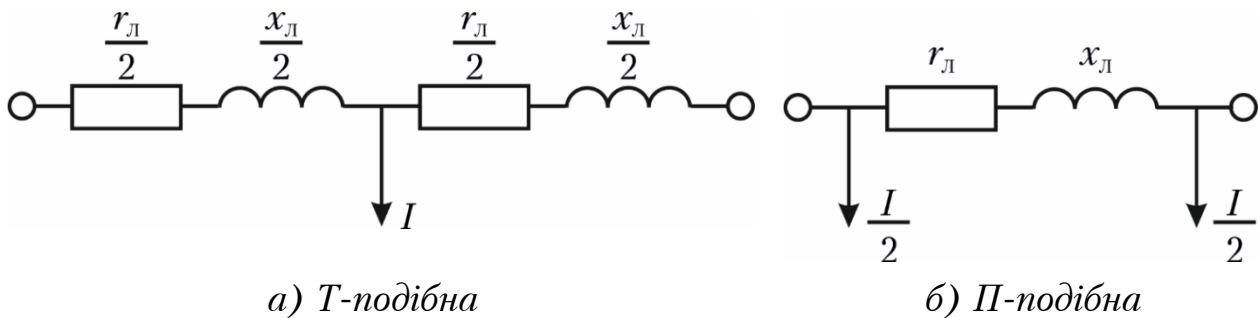


Рис. 1.29. Еквівалентні за критерієм режиму напруги симетричні розрахункові схеми лінії з рівномірно розподіленим навантаженням

З наведених міркувань випливає неможливість абсолютно точного еквівалентного заміщення лінії з рівномірно розподіленим навантаженням лінією з зосередженим навантаженням. Дійсно, зосередження навантаження на відстані $1/3$ від загальної довжини лінії визначає однакові значення втрат активної потужності, але призводить до викривлення режиму напруги в еквівалентній схемі. Інакше, зосередження навантаження в середині лінії визначає еквівалентність режиму напруги, проте визначає похибку в розрахунку втрат активної потужності. Аналогічна ситуація спостерігається у разі застосування принципів формування несиметричних та симетричних «П»-подібних схем заміщення ліній електропередавання.

Зазначимо, що під час дослідження та аналізу режимів електричних систем пріоритет віддають забезпеченню еквівалентності розрахункової

схеми за критерієм режиму напруги. Це обумовлено тим, що саме режим напруги визначає якість електричної енергії, яку постачають споживачам електричної системи. До того ж відомо, що втрати активної потужності в лініях електропередавання незначні, набагато менші, наприклад, ніж в трансформаторах, і незначне їх викривлення не призведе до істотної похибки моделювання режиму електричної системи, яка містить лінії з рівномірно розподіленим навантаженням.

Оцінимо похибку у визначенні втрат активної потужності у разі застосування принципів формування симетричних «Т»- або «П»-подібних схем заміщення ліній електропередавання. У разі застосування симетричної «Т»-подібної схеми заміщення лінії електропередавання розрахункові втрати активної потужності дорівнюють

$$\Delta P_T = \frac{1}{2} I^2 R,$$

що визначає похибку

$$\Delta = \frac{1}{2} I^2 R - \frac{1}{3} I^2 R = \frac{1}{6} I^2 R = 0,5 \Delta P.$$

Таким чином, застосування принципів формування симетричних «Т»-подібних схем заміщення ліній електропередавання призводить до завищення на 50% результатів розрахунку втрат активної потужності.

У разі застосування симетричної «П»-подібної схеми заміщення лінії електропередавання розрахункові втрати активної потужності дорівнюють

$$\Delta P_{II} = \left(\frac{I}{2}\right)^2 R = \frac{1}{4} I^2 R,$$

що визначає похибку

$$\Delta = \frac{1}{4} I^2 R - \frac{1}{3} I^2 R = -\frac{1}{12} I^2 R = -0,25 \Delta P.$$

Тобто застосування принципів формування симетричних «П»-подібних схем заміщення ліній електропередавання призводить до заниження на 25% результатів розрахунку втрат активної потужності.

Аналіз отриманих результатів свідчить про те, що застосування «П»-подібних схем заміщення ліній електропередавання призводить до викривлення результатів визначення втрат активної потужності меншою мірою, ніж у разі застосування «Т»-подібних схем заміщення. Це є однією з причин того, що в практиці моделювання режимів електричних систем найбільшого поширення набули саме симетричні «П»-подібні схеми заміщення ліній електропередавання. Водночас, очевидно, що загальноприйняті симетричні «П»-подібні схеми заміщення ліній електропереда-

вання не забезпечують абсолютно точного моделювання процесу передавання електричної енергії по лінії.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Дайте визначення та наведіть приклади ліній електропередавання з рівномірно розподіленими параметрами.
2. Наведіть вирази для визначення розподілу струму, втрат активної потужності та режиму напруги в лінії електропередавання з рівномірно розподіленими параметрами.
3. Порівняйте втрати потужності та спад напруги в лініях з рівномірно розподіленим та зосередженим навантаженням.
4. Поясніть принципову неможливість еквівалентного заміщення лінії електропередавання з рівномірно розподіленим навантаженням лінією із зосередженим навантаженням.
5. Поясніть широке застосування «П»-подібних схем заміщення ліній електропередавання.
6. Поясніть природу похибки у моделюванні ліній електропередавання симетричними «П»-подібними схемами заміщення.



ЛІТЕРАТУРА

[8], стор. 129-130; [20], стор. 70-71; [27], стор. 135-137; [31], стор. 111-113; [37], стор. 113-114; [56], стор. 192-194.

1.11 ДОСЛІДЖЕННЯ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ СКЛАДНОРОЗГАЛУЖЕНИХ РОЗІМКНЕНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

Розглянемо задачу моделювання усталеного режиму електричної системи, розрахункова схема якої є розіmkненою та складнорозгалуженою, як показано, наприклад, на рис. 1.30. Для однозначного визначення режиму напруги в електричній мережі будемо вважати, що вузол, на який опирається дерево розрахункової схеми є опорним за напругою.

Відповідно до загального закону збереження енергії, сумарний потік потужності на кожній ділянці розрахункової схеми містить дві складові, обумовлені покриттям навантажень незалежних вузлів схеми та покриттям втрат потужності на передавання електричної енергії по мережі

$$\dot{S}_{ij} = \dot{S}'_{ij} + \dot{S}''_{ij},$$

де \dot{S}'_{ij} – складова потоку потужності, обумовлена навантаженнями пунктів розрахункової схеми; \dot{S}''_{ij} – складова потоку потужності, обумовлена втратами.

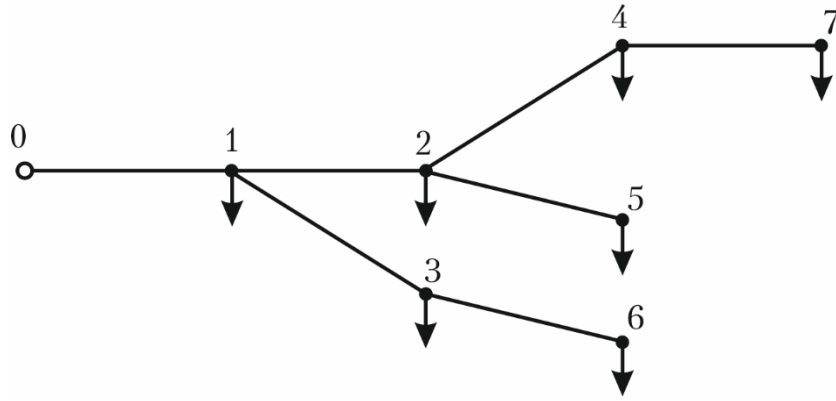


Рис. 1.30. Розрахункова схема складнорозгалуженої розімкненої електричної мережі

Першу складову сумарного потоку потужності визначають навантаження пунктів, які отримують живлення від поточної ділянки схеми. Таку складову можна визначити за першим законом Кірхгофа, записаним у вигляді

$$\dot{S}'_{ij} = \sum_{k \geq j} \dot{S}_k,$$

де \dot{S}_k – повна потужність навантаження у k -му пункті розрахункової схеми; запис $k \geq j$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма пунктами схеми, розташованими за j -м відносно опорного пункту, включаючи j -й пункт.

Друга складова потоку потужності на кожній ділянці схеми визначається сумою умовно постійних втрат потужності у гілках поперечних провідностей та навантажувальних втрат в на поздовжніх ділянках розрахункової схеми

$$\dot{S}''_{ij} = \sum_{k \geq j} U_k^2 (g_k + jb_k) + \sum_{m, k \geq j} \frac{P_{mk}^2 + Q_{mk}^2}{U_k^2} (r_{mk} - jx_{mk}), \quad (1.50)$$

де U_k – модуль вектору напруги k -го пункту схеми; P_{mk}^k , Q_{mk}^k – потоки активної та реактивної потужності наприкінці ділянки $m-k$; g_k , b_k – еквівалентні активна та реактивна поперечні провідності k -го пункту схеми; r_{mk} , x_{mk} – активний та реактивний поздовжні опори ділянки $m-k$; запис $k \geq j$ під першим знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма пунктами схеми, розташованими за j -м відносно опорного пункту, включаючи еквівалентну поперечну провідність j -го пункту; запис $m, k \geq j$ під другим знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма ділянками, розташованими за j -м пунктом розрахункової схеми відносно опорного пункту, включаючи ділянку $i-j$.

Аналіз виразу (1.50) свідчить про те, що визначення другої складової сумарного потоку потужності на кожній ділянці розрахункової схеми ба-

зується на даних режиму напруги, який наразі є невідомим та може бути визначений лише на підставі даних про результуючий поточкорозподіл потужностей. Це визначає принципову неможливість застосування прямих методів розв'язання рівнянь усталеного режиму розімкненої електричної системи та вимагає залучення наближених ітераційних методів.

Тут на кожній ітерації обчислювального процесу використовують метод, який полягає в послідовному виконанні двох основних процедур. Перша процедура полягає в послідовному перегляданні ділянок схеми, починаючи з найбільш віддалених від балансуєчого пункту, та визначенні поточкорозподілу потужності на підставі рівнянь першого закону Кірхгофа. Далі, під час виконання другої процедури, здійснюють прохід за схемою в напрямку від опорного за напругою пункту до найбільш віддалених вузлів. У результаті за законом Ома здійснюють розрахунок уточнених значень напруги в незалежних вузлах розрахункової схеми. Розглянуті процедури повторюють циклічно аж до досягнення необхідної інженерної точності.

Зазначимо, що вимоги інженерної точності, зазвичай, дозволяють визначати умовно постійні втрати потужності в гілках поперечних провідностей розрахункової схеми наближено за номінальною напругою електричної системи і враховувати такі втрати у складі розрахункових навантажень пунктів. У цьому разі ітераційному уточненню підлягають режим напруги в пунктах розрахункової схеми та навантажувальні втрати потужності на її ділянках.

Загальний алгоритм моделювання усталеного режиму розімкненої електричної мережі, що базується на явному уточненні втрат потужності, складається із послідовного виконання наступних процедур.

1. Призначають початкові наближення невідомих напруг в незалежних вузлах розрахункової схеми.

2. Проглядаючи всі ділянки схеми, починаючи з найбільш віддалених від балансуєчого пункту, на підставі першого закону Кірхгофа визначають поточкорозподіл потужності по ділянках схеми електричної мережі. При цьому потік потужності наприкінці кожної ділянки являє собою суму потоків потужностей на початках всіх ділянок, які отримують живлення від даної ділянки і розрахункової потужності пункту наприкінці цієї ж ділянки

$$\dot{S}_{ij}^k = \sum_{\substack{k \in j, \\ k \neq j}} \dot{S}_{jk}^n + \dot{S}_j,$$

де \dot{S}_j – розрахункова потужність j -го пункту схеми; \dot{S}_{jk}^n – потік повної потужності на початку ділянки $j-k$; запис $k \in j, k \neq j$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма ділянками, суміжними з j -м пунктом, крім ділянки $i-j$.

Потік потужності на початку ділянки відрізняється від потоку наприкінці на величину втрат потужності

$$\dot{S}_{ij}^n = \dot{S}_{ij}^k + \Delta\dot{S}_{ij} = \dot{S}_{ij}^k + \frac{P_{ij}^{k2} + Q_{ij}^{k2}}{U_j^2} (r_{ij} - jx_{ij}).$$

3. Проглядаючи всі ділянки схеми, починаючи з головної, яка приймає к опорному за напругою пункту, на підставі закону Ома уточнюють режим напруги у всіх незалежних пунктах схеми за наступним виразом

$$\dot{U}_j = \dot{U}_i - \Delta\dot{U}_{ij} = \dot{U}_i - \frac{P_{ij}^n r_{ij} - Q_{ij}^n x_{ij}}{\dot{U}_i} - j \frac{P_{ij}^n x_{ij} + Q_{ij}^n r_{ij}}{\dot{U}_i},$$

де P_{ij}^n , Q_{ij}^n – потоки активної та реактивної потужності на початку ділянки $i-j$.

4. Визначають сумарні навантажувальні втрати потужності в розрахунковій схемі електричної мережі. Такі втрати можна розрахувати шляхом підсумовування втрат потужності на всіх ділянках розрахункової схеми

$$\Delta\dot{S}_\Sigma = \sum \Delta\dot{S}_{ij},$$

або як різницю між потужністю балансуємого пункту та сумарних розрахункових потужностей незалежних пунктів схеми

$$\Delta\dot{S}_\Sigma = \dot{S}_0 - \sum \dot{S}_k, \quad (1.51)$$

де \dot{S}_0 – розрахункова потужність балансуємого пункту схеми, яка, очевидно, дорівнює потоку потужності на початку головної ділянки схеми.

За зміною сумарних втрат потужності в ітераційному процесі здійснюють контроль збіжності обчислень. Якщо зміна сумарних втрат потужності щодо даних попередньої ітерації за абсолютною величиною не перевищує інженерної точності

$$\left| \Delta\dot{S}_\Sigma^{(n)} - \Delta\dot{S}_\Sigma^{(n-1)} \right| \leq \varepsilon,$$

де ε – інженерна точність розрахунків; n – індекс поточної ітерації, то мету ітераційних розрахунків слід вважати досягнутою. Інакше обчислення повторюють за наведеним алгоритмом починаючи з процедури 2.

Вираз (1.51) дає підставу для контролю збіжності ітераційного процесу за зміною потужності балансуємого пункту або зміною потоку потужності на початку головної ділянки схеми:

$$\left| \dot{S}_0^{(n)} - \dot{S}_0^{(n-1)} \right| \leq \varepsilon,$$

або

$$\left| \dot{S}_{01}^{n(n)} - \dot{S}_{01}^{n(n-1)} \right| \leq \varepsilon,$$

де \dot{S}_{01}^n – потік повної потужності на початку головної ділянки розрахункової схеми.

Аналіз алгоритму моделювання усталеного режиму розімкнутої електричної мережі дозволяє зробити висновок про те, що метою ітераційного розрахунку є уточнення втрат потужності в електричній системі. Такий висновок можна поширити на електричні системи будь-якого ступеня складності та замкнутості.

Очевидно, що нелінійність розрахункової моделі визначають навантаження споживачів, представлені фіксованими значеннями їх активної та реактивної потужностей. Процес розрахунку можна дещо спростити, якщо застосувати метод лінеаризації навантажень. Останній полягає в тому, що на кожній ітерації обчислювального процесу нелінійні джерела струму, які моделюють навантаження споживачів, умовно лінеаризують, подаючи їх фіксованими значеннями струмів навантажень. В результаті на кожному кроці обчислювального процесу виконують розрахунки за лінеаризованою моделлю усталеного режиму електричної системи в струмовій формі, яка є простішою, ніж розрахунки в формі потужностей. Разом з тим, зрозуміло, що лінеаризація навантажень не дозволяє уникнути ітераційного уточнення режиму напруги та втрат потужності. Ітераційний розрахунок складається із послідовного уточнення струмів навантажень незалежних пунктів розрахункової схеми.

Алгоритм розрахунку параметрів усталеного режиму за лінеаризованою моделлю складається із послідовного виконання наступних процедур.

1. Призначають початкові наближення невідомих напруг в незалежних вузлах розрахункової схеми.
2. За поточним режимом напруги уточнюють значення вузлових струмів

$$\dot{J}_k = \frac{\dot{S}_k}{\hat{U}_k},$$

де \dot{S}_k – розрахункова потужність навантаження k -го пункту схеми; \hat{U}_k – спряжений комплекс вектору напруги k -го пункту розрахункової схеми.

3. Проглядаючи всі ділянки схеми, починаючи з найбільш віддалених від балансуєчого пункту, на підставі першого закону Кірхгофа визначають струморозподіл по ділянках схеми електричної мережі

$$\dot{I}_{ij} = \dot{J}_j + \sum_{\substack{k \in j, \\ k \neq j}} \dot{I}_{jk},$$

де \dot{J}_j – струм навантаження j -го пункту схеми; \dot{I}_{jk} – струм на ділянці $j-k$; запис $k \in j, k \neq j$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма ділянками, суміжними з j -м пунктом, крім ділянки $i-j$.

4. Проглядаючи всі ділянки схеми, починаючи з головної, яка приймає к опорному за напругою пункту, на підставі закону Ома уточнюють режим напруги у всіх незалежних пунктах схеми

$$\dot{U}_j = \dot{U}_i - \Delta \dot{U}_{ij} = \dot{U}_i - \dot{I}_{ij} (r_{ij} + jx_{ij}).$$

5. Визначають поточну потужність балансуєчого пункту схеми

$$\dot{S}_0 = U_0 \dot{I}_{01}, \quad (1.52)$$

де \dot{I}_{01} – струм головної ділянки схеми.

6. Здійснюють контроль збіжності ітераційного обчислювального процесу за виразом

$$|\dot{S}_0^{(n)} - \dot{S}_0^{(n-1)}| \leq \varepsilon. \quad (1.53)$$

Вираз (1.52) надає підставу здійснювати контроль збіжності ітераційного процесу за зміною струму головної ділянки розрахункової схеми

$$|\dot{I}_{01}^{(n)} - \dot{I}_{01}^{(n-1)}| \leq \varepsilon_I, \quad (1.54)$$

де ε_I – значення необхідної інженерної точності за струмом.

Якщо умови збіжності (1.53) або (1.54) не задовольняються, виконують наступний цикл обчислень за наведеним алгоритмом починаючи з процедури 2.

Аналіз наведеного алгоритму свідчить про відсутність необхідності обчислення втрат потужності на ділянках схеми та сумарних втрат потужності на кожній ітерації обчислювального процесу. Разом з тим сумарні втрати потужності під час виконання розрахунків в неявному вигляді присутні у складі повної потужності балансуєчого пункту або в струмі головної ділянки. Сама тому наведений підхід до моделювання усталених режимів електричних систем часто називають методом неявного уточнення втрат потужності.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Перелічіть та охарактеризуйте складові потоку потужності на ділянках розімкненої схеми електричної системи
2. Поясніть принципову неможливість застосування прямих методів розв'язання рівнянь усталених режимів нелінійних електричних систем.

3. Наведіть та охарактеризуйте основні етапи моделювання усталених режимів електричних систем, які експлуатують за розімкненою схемою.
4. Наведіть загальний алгоритм моделювання усталеного режиму розімкненої електричної мережі.
5. Наведіть критерії збіжності ітераційного процесу розрахунку параметрів усталеного режиму розімкненої електричної системи. Поясніть еквівалентність цих критеріїв.
6. У чому полягає основна ідея методу лінеаризації навантажень?
7. Поясніть необхідність циклічного ітераційного повторення обчислень за методом лінеаризації навантажень.
8. Наведіть загальний алгоритм моделювання усталеного режиму розімкненої електричної мережі за методом лінеаризації навантажень.
9. Наведіть критерії збіжності ітераційного процесу розрахунку параметрів усталеного режиму розімкненої електричної системи за методом лінеаризації навантажень. Поясніть еквівалентність цих критеріїв.
10. Поясніть сутність терміну «метод неявного уточнення втрат потужності».



ЛІТЕРАТУРА

- [12], стор. 137-143; [18], стор. 150-151; [26], стор. 20-22; [27], стор. 113-114; [31], стор. 109-113, 130-136; [37], стор. 100-102; [40], стор. 40-44, 167-170; [43], стор. 157-166, 170-171, 187-188; [56], стор. 194-195; [57], стор. 154-155, 274-281; [58], стор. 136-138; [59], стор. 78-79; [63], стор. 17-19, 29-31; [68], стор. 19-22; [74], стор. 186-188; [81], стор. 25-29.

1.12 ЕЛЕКТРИЧНИЙ РОЗРАХУНОК ЛІНІЇ З ДВОБІЧНИМ ЖИВЛЕННЯМ

Лінія з двобічним живленням є найпростішим видом замкненої електричної мережі. Тут електрична енергія передається споживачам з двох боків по радіальній лінії від двох джерел живлення, як показано на рис. 1.31 а, або від одного джерела живлення за кільцевою схемою, представленою на рис. 1.31 б.

Розглянемо лінію, яка отримує живлення від двох джерел I і II з однаковими напругами на шинах (див. рис. 1.31 а). Будемо вирішувати лінійну режимну задачу, для якої електричні навантаження в пунктах розрахункової схеми представлені фіксованими значеннями струмів.

Припустимо, що струм головної ділянки з боку першого джерела живлення відомий заздалегідь. Тоді, за першим законом Кірхгофа можна визначити струморозподіл по всіх ділянках розрахункової схеми:

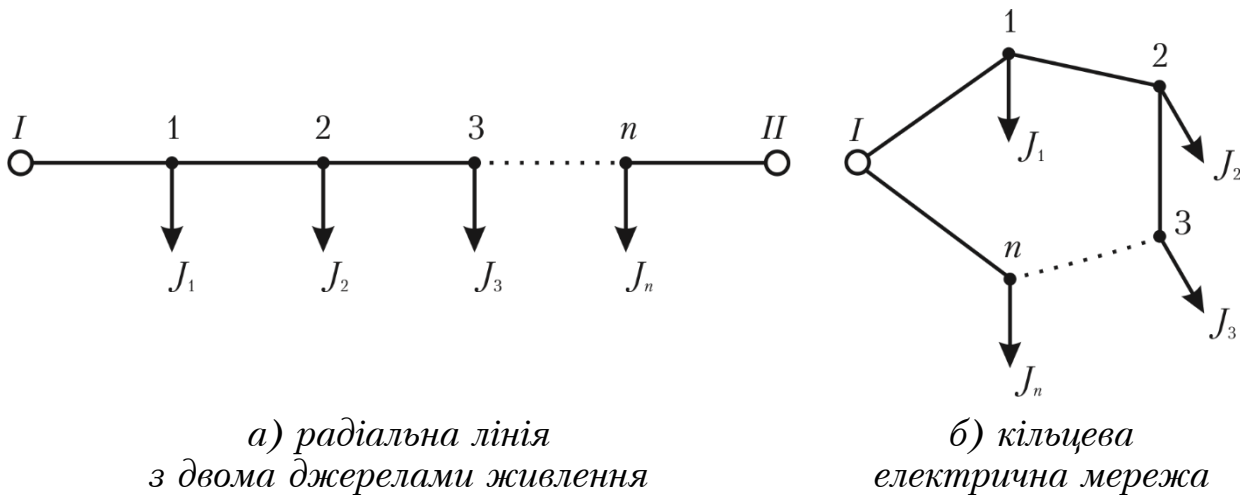


Рис. 1.31. Розрахункові схеми ліній з двобічним живленням

$$\begin{aligned}
 \dot{I}_{12} &= \dot{I}_{11} - \dot{J}_1; \\
 \dot{I}_{23} &= \dot{I}_{12} - \dot{J}_2 = \dot{I}_{11} - \dot{J}_1 - \dot{J}_2; \\
 &\dots \\
 \dot{I}_{n\Pi} &= \dot{I}_{11} - \dot{J}_1 - \dot{J}_2 - \dots - \dot{J}_n,
 \end{aligned}
 \tag{1.55}$$

де \dot{I}_{11} – струм головної ділянки з боку джерела живлення I; $\dot{J}_1, \dot{J}_2, \dots, \dot{J}_n$ – струми навантажень в пунктах розрахункової схеми; n – загальна кількість пунктів навантаження у складі розрахункової схеми.

Запишемо рівняння закону Ома для розрахункової схеми

$$\begin{aligned}
 \dot{U}_{\Pi} &= \dot{U}_1 - \Delta\dot{U}_{11} - \Delta\dot{U}_{12} - \Delta\dot{U}_{23} - \dots - \Delta\dot{U}_{n\Pi} = \\
 &= \dot{U}_1 - \dot{I}_{11}z_{11} - (\dot{I}_{11} - \dot{J}_1)z_{12} - (\dot{I}_{11} - \dot{J}_1 - \dot{J}_2)z_{23} - \\
 &\dots - (\dot{I}_{11} - \dot{J}_1 - \dot{J}_2 - \dots - \dot{J}_n)z_{n\Pi},
 \end{aligned}
 \tag{1.56}$$

де \dot{U}_1, \dot{U}_{Π} – вектори напруги на початку та наприкінці лінії з двостороннім живленням відповідно; z_{11}, z_{12}, \dots – опори ділянок розрахункової схеми.

Зазначимо, що вираз (1.56) по суті представляє рівняння другого закону Кірхгофа для замкненого контуру, утвореного лінією з двобічним живленням. Після елементарних перетворень вираз (1.56) набуває вигляду

$$\dot{U}_1 - \dot{U}_{\Pi} = \dot{I}_{11}z_{1-\Pi} - \sum_{i=1}^n \dot{J}_i z_{i\Pi},
 \tag{1.57}$$

де \underline{z}_{1-II} – сума опорів всіх ділянок розрахункової схеми між джерелами живлення; \underline{z}_{iII} – сума опорів всіх ділянок схеми між i -м пунктом та джерелом живлення II.

З виразу (1.57) можна визначити струм головної ділянки

$$\dot{I}_{II} = \frac{\dot{U}_I - \dot{U}_{II}}{\underline{z}_{1-II}} + \frac{\sum \dot{J}_i \underline{z}_{iII}}{\underline{z}_{1-II}} = \dot{I}'_{II} + \dot{I}''_{II}. \quad (1.58)$$

Аналіз виразу (1.58) свідчить про те, що струм головної ділянки містить дві складові. Складова $\dot{I}'_{II} = \frac{\dot{U}_I - \dot{U}_{II}}{\underline{z}_{1-II}}$ являє собою зрівняльний струм, обумовлений розбіжністю векторів напруги на шинах джерел живлення. Складова $\dot{I}''_{II} = \frac{\sum \dot{J}_i \underline{z}_{iII}}{\underline{z}_{1-II}}$ обумовлена впливом навантажень всіх пунктів мережі та має назву навантажувального струму.

Аналогічно можна визначити струм протилежної головної ділянки електропередачі:

$$\dot{I}_{II'n} = \frac{\dot{U}_{II} - \dot{U}_I}{\underline{z}_{1-II}} + \frac{\sum \dot{J}_i \underline{z}_{iI}}{\underline{z}_{1-II}},$$

де \underline{z}_{iI} – сума опорів всіх ділянок схеми між джерелом живлення I та i -м пунктом мережі.

Очевидно, що сума струмів головних ділянок дорівнює сумі струмів навантажень всіх пунктів розрахункової схеми:

$$\dot{I}_{II} + \dot{I}_{II'n} = \sum \dot{J}_i.$$

Якщо в лінії з двобічним живленням вектори напруги на шинах джерел живлення збігаються між собою за модулем і за фазою, наприклад, для кільцевої схеми, вираз (1.58) не містить складової зрівнювального струму

$$\dot{I}_{II} = \frac{\sum \dot{J}_i \underline{z}_{iII}}{\underline{z}_{1-II}}.$$

В аналогічний спосіб можна сформулювати розрахункову модель лінії з двобічним живленням у разі подання навантажень пунктів схеми розрахунковими потужностями. У цьому разі потік потужності на головній ділянці з боку джерел живлення наближено визначають за виразами

$$\begin{aligned}\dot{S}_{II} &= \frac{\dot{U}_I - \dot{U}_{II}}{Z_{I-II}} U_n + \frac{\sum \dot{S}_i z_{iII}}{Z_{I-II}}; \\ \dot{S}_{II_n} &= \frac{\dot{U}_{II} - \dot{U}_I}{Z_{I-II}} U_n + \frac{\sum \dot{S}_i z_{iI}}{Z_{I-II}},\end{aligned}\quad (1.59)$$

де \dot{S}_i – розрахункова потужність навантаження i -го пункту схеми; U_n – номінальна напруга електричної системи.

Тут так само, як і у разі подання навантаження у струмовій формі потік потужності містить дві складові, обумовлені розбіжністю векторів напруги джерел живлення та навантаженнями проміжних пунктів. Для лінії з двобічним живленням, в якій напруги на шинах джерел живлення збігаються, зрівняльна потужність дорівнює нулю, а потоки потужності головних ділянок визначають за виразами:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{II} &= \frac{\sum \dot{S}_i z_{iII}}{Z_{I-II}}; \\ \dot{S}_{II_n} &= \frac{\sum \dot{S}_i z_{iI}}{Z_{I-II}}.\end{aligned}$$

Правильність виконаних розрахунків перевіряють шляхом контролю дотримання закону збереження енергії за співвідношенням

$$\dot{S}_{II} + \dot{S}_{II_n} = \sum \dot{S}_i.$$

Потокорозподіл потужностей інших ділянок схеми визначають за виразами першого закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{12} &= \dot{S}_{II} - \dot{S}_1; \\ \dot{S}_{23} &= \dot{S}_{II} - \dot{S}_1 - \dot{S}_2; \\ &\dots \\ \dot{S}_{nII} &= \dot{S}_{II} - \dot{S}_1 - \dot{S}_2 - \dots - \dot{S}_n.\end{aligned}\quad (1.60)$$

Зазначимо, що розглянутий підхід до визначення потокорозподілу потужностей по ділянках лінії з двобічним живленням не враховує втрати потужності від протікання навантажувальних струмів та обумовлює похибку моделювання. Це допустимо тільки в оціночних розрахунках, які не вимагають високої точності. Для здійснення точних розрахунків параметрів усталеного режиму лінії електропередавання з двобічним живленням слід застосовувати ітераційні методи, наприклад, метод лінеаризації навантажень.

Під час аналізу усталених режимів ліній з двобічним живленням у складі розрахункової схеми можна виділити вузол, до якого стікаються струми або потоки потужностей від обох джерел живлення (див.

рис. 1.32). Такі вузли називають **точками струморозділу** або **потокорозділу**. На рис. 1.32 точка потокорозділу показана перегорнутим чорним трикутником.

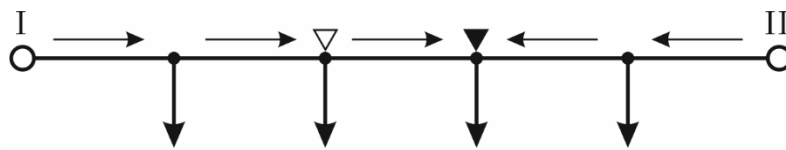


Рис. 1.32. Точка потокорозділу лінії з двостороннім живленням

З виразів (1.59) та (1.60) витікає, що положення точки потокорозділу у складі розрахункової схеми визначається різницею напруг на шинах джерел живлення та електричними навантаженнями в пунктах розрахункової схеми. Це означає, що зміна режимів джерел живлення та споживання електричної енергії може призводити до зміни положення точки потокорозділу в розрахунковій схемі електричної системи. Зазначимо, що можливі випадки, коли точки потокорозділу за активною та реактивною потужностями не співпадають. Так, наприклад, на рис. 1.32 незафарбований перегорнутий трикутник вказує на точку потокорозділу за реактивною потужністю. Зазначимо, що поняття точки струмо- або потокорозділу стосується будь-яких замкнених електричних мереж.

Очевидно, що точки потокорозділу є електрично найвіддаленішими від джерел живлення з найнижчою напругою на своїх шинах. Очевидно, що у разі, коли режим напруги в точках потокорозділу задовольняє вимогам якості електричної енергії за напругою, у всіх інших пунктах розрахункової схеми режим напруги гарантовано допустимий.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Дайте визначення та наведіть приклади ліній з двостороннім живленням.
2. Наведіть послідовність моделювання усталеного режиму ліній з двостороннім живленням.
3. Поясніть наявність зрівнювального струму у виразі (1.58) для визначення струму головної ділянки.
4. Дайте визначення точок струморозділу та потокорозділу.
5. Поясніть можливість неспівпадіння точок потокорозділу за активною та реактивною потужностями.
6. Поясніть положення про те, що точки потокорозділу є електрично найвіддаленішими від джерел живлення ліній з двостороннім живленням.



ЛІТЕРАТУРА

[7], стор. 121-129; [8], стор. 165-178, 248-255; [18], стор. 167-172; [20], стор. 163-175; [27], стор. 137-152; [28], стор. 83-88; [31], стор. 144-149 [37], стор. 123-132; [43], стор. 166-178; [56], стор. 229-235, 297-298; [57], стор. 166-176, 281-282; [58], стор. 141-161, 176-177; [59], стор. 73-76; [63], стор. 36-38; [74], стор. 189-196; [83], стор. 169-174, 179-190.

1.13 КОНТУРНА РОЗРАХУНКОВА МОДЕЛЬ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ

В основу контурної розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи покладені рівняння другого закону Кірхгофа, які визначають співвідношення між спадами напруги на ділянках замкненого контуру електричної мережі. Реалізація контурної розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи передбачає виділення у складі розрахункової схеми дерева, хорд та незалежних контурів. Принципи формування контурної розрахункової моделі розглянемо на прикладі двоконтурної схеми, представленої на рис. 1.33. Будемо розглядати лінійну розрахункову модель усталеного режиму системи, в якій електричні навантаження представлені фіксованими значеннями вузлових струмів. Нехай до складу хорд (перемичок) входять ділянки 1–2 та 2–3, позначені на рис. 1.33 пунктирними лініями. Такі перемички визначають два незалежні контури у складі розрахункової схеми «0–1–2–0» та «0–1–3–2–0». Виключення перемичок із складу розрахункової схеми призводить до формування двопроменевої розімкненої схеми дерева, представленої на рис. 1.33 суцільними лініями.

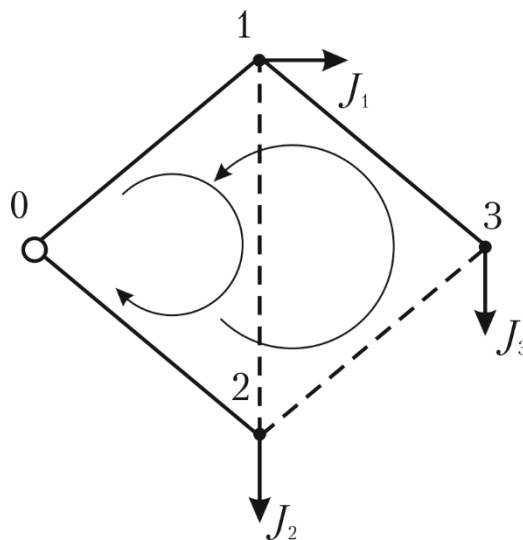


Рис. 1.33. Двоконтурна розрахункова схема електричної системи

Припустимо, що струми перемичок відомі заздалегідь. Тоді за першим законом Кірхгофа можна визначити струморозподіл по всіх гілках розрахункової схеми:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{13} &= \dot{J}_3 - \dot{I}_{II}; \\ \dot{I}_{01} &= \dot{J}_1 + \dot{I}_1 + \dot{I}_{13} = \dot{J}_1 + \dot{J}_3 + \dot{I}_1 - \dot{I}_{II}; \\ \dot{I}_{02} &= \dot{J}_2 - \dot{I}_1 + \dot{I}_{II}, \end{aligned} \quad (1.61)$$

де \dot{I}_1, \dot{I}_{II} – струми перемичок 1–2 та 2–3 відповідно.

Аналіз виразів (1.61) свідчить, що струморозподіл у будь як завгодно складної замкнутої електричної мережі можна розглядати як результат накладення двох незалежних режимів:

1) режиму навантажувальних струмів в розімкненій схемі дерева, де мають задовольнятися вимоги першого закону Кірхгофа;

2) режиму зрівняльних (контурних) струмів, які забезпечують виконання другого закону Кірхгофа у вихідній замкнутій схемі не порушуючи виконання першого закону Кірхгофа.

Таким чином, розрахунок струморозподілу по ділянках схеми на підставі контурної розрахункової моделі складається з двох етапів. На першому етапі визначають струморозподіл по гілках розімкненої схеми дерева. На другому етапі здійснюють розрахунок контурних зрівняльних струмів, які накладають на знайдений на першому етапі струморозподіл.

Для визначення зрівняльних контурних струмів запишемо рівняння другого закону Кірхгофа, які для незалежних контурів розрахункової схеми на рис. 1.33 мають вигляд

$$\begin{cases} \dot{I}_{01}z_{01} + \dot{I}_{12}z_{42} - \dot{I}_{02}z_{02} = 0; \\ \dot{I}_{01}z_{01} + \dot{I}_{13}z_{43} - \dot{I}_{23}z_{23} - \dot{I}_{02}z_{02} = 0, \end{cases}$$

або

$$\begin{cases} (\dot{J}_1 + \dot{J}_3 + \dot{I}_1 - \dot{I}_{II})z_{01} + \dot{I}_1z_{42} - (\dot{J}_2 - \dot{I}_1 + \dot{I}_{II})z_{02} = 0; \\ (\dot{J}_1 + \dot{J}_3 + \dot{I}_1 - \dot{I}_{II})z_{01} + (\dot{J}_3 - \dot{I}_{II})z_{43} - \dot{I}_{23}z_{23} - (\dot{J}_2 - \dot{I}_1 + \dot{I}_{II})z_{02} = 0. \end{cases} \quad (1.62)$$

Перетворення системи рівнянь (1.62) призводить до формування системи контурних рівнянь

$$\begin{cases} \dot{I}_I z_{I} + \dot{I}_{II} z_{I,II} = E_I; \\ \dot{I}_I z_{I,II} + \dot{I}_{II} z_{II} = E_{II}, \end{cases}$$

де $\dot{I}_I = \dot{I}_{12}, \dot{I}_{II} = \dot{I}_{23}$ – контурні (зрівнювальні) струми (струми перемичок); $z_I = z_{01} + z_{42} + z_{02}, z_{II} = z_{01} + z_{43} + z_{23} + z_{02}$ – власні опори незалежних контурів схеми (суми опорів ділянок розрахункової схеми, які входять до

складу відповідного контуру); $\underline{Z}_{I,II} = -(\underline{z}_{01} + \underline{z}_{02})$ – взаємний опір не залежних контурів схеми (сума опорів ділянок, які одночасно входять до складу обох контурів з урахуванням «правила знаків»); $\dot{E}_I = -\dot{J}_1 \underline{z}_{01} + \dot{J}_2 \underline{z}_{02} - \dot{J}_3 \underline{z}_{01}$, $\dot{E}_{II} = \dot{J}_1 \underline{z}_{01} - \dot{J}_2 \underline{z}_{02} + \dot{J}_3 (\underline{z}_{01} + \underline{z}_{13})$ – зрівняльні контурні ЕРС (дорівнюють різниці напруг у пунктах, які обмежують перемички в усталеному режимі розімкненої схеми дерева електричної мережі).

В загальному випадку контурна розрахункова модель формується з рівнянь вигляду

$$\dot{I}_k \underline{Z}_k + \sum \dot{I}_d \underline{Z}_{dk} = -\sum \dot{J}_i \underline{Z}_{ik}, \quad (1.63)$$

де \dot{I}_k , \dot{I}_d – струми перемичок, замикання яких призводить до формування k -го та d -го незалежних контурів відповідно; \underline{Z}_k – власний опір k -го контуру, який чисельно дорівнює сумі опорів всіх ділянок, що входять до складу k -го контуру; \underline{Z}_{dk} – взаємний опір k -го та d -го контурів схеми, який чисельно дорівнює сумі опорів всіх ділянок, які одночасно входять до складу k -го та d -го контурів, причому у разі, коли додатні напрями обходу k -го та d -го контурів відносно ділянки співпадають, опір такої ділянки враховують із додатнім знаком, і, навпаки, за зустрічної орієнтації обходу контурів відносно ділянки, її опір враховують із від'ємним знаком; \dot{J}_i – вузловий струм i -го пункту електричної мережі; \underline{Z}_{ik} – опір частини шляху покриття навантаження i -го пункту по ділянках дерева, що входить до складу k -го контуру. Під час визначення суми правої частини рівняння (1.63) знак доданку приймають додатнім у разі, коли розрахункові напрями обходу контуру та шляху покриття навантаження i -го пункту співпадають і від'ємним в іншому разі.

Рівняння (1.63) записують для всіх незалежних контурів розрахункової схеми. В результаті отримують систему лінійних алгебраїчних рівнянь, кількість яких дорівнює числу незалежних контурів схеми електричної мережі. Невідомими в цих рівняннях є струми перемичок, тобто кількість невідомих строго дорівнює числу рівнянь. Розв'язання системи рівнянь контурної моделі дозволяють визначити значення зрівнювальних контурних струмів, які протікають в перемичках розрахункової схеми. Струморозподіл по решті ділянок схеми визначають на підставі виразів першого закону Кирхгофа, записаних для всіх незалежних вузлів схеми. Далі, за законом Ома можна визначити режим напруги в усіх незалежних вузлах розрахункової схеми.

Контурну розрахункову модель усталеного режиму електричної системи інколи записують у матричній формі

$$\mathbf{Z}_k \mathbf{I}_k = \mathbf{E}_k,$$

де \mathbf{Z}_k – квадратна матриця контурних опорів; \mathbf{I}_k – вектор-стовпець контурних (зрівняльних) струмів; \mathbf{E}_k – вектор-стовпець контурних зрівняльних ЕРС.

Розглянемо формування контурної розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи у формі потужностей. Рівняння другого закону Кірхгофа для замкненого контуру можна записати у вигляді

$$\sum_{i \in k} \frac{\dot{S}_i}{\sqrt{3}\hat{U}_i} z_i = 0,$$

де S_i – потік потужності на i -й ділянці розрахункової схеми; U_i – середня квадратична напруга i -ї ділянки схеми; запис $i \in k$ означає, що підсумовування слід здійснювати по всіх i -х ділянках, які входять до складу k -го контуру схеми.

Оскільки режим напруги в пунктах розрахункової схеми електричної системи в нормальних режимах відрізняються від номінального значення не більш, ніж на $\pm 10\%$, с достатньою інженерною точністю можна визначати спад напруги на ділянках розрахункової схеми за номінальною напругою електричної мережі

$$\sum_{i \in k} \frac{\dot{S}_i}{\sqrt{3}U_H} z_i = 0 \quad (1.64)$$

В отриманому виразі (1.64) множник $\frac{1}{\sqrt{3}U_H}$ є константою, яку можна винести за знак суми та скоротити з нулем:

$$\frac{1}{\sqrt{3}U_H} \sum_{i \in k} \dot{S}_i z_i = 0, \quad \text{або} \quad \sum_{i \in k} \dot{S}_i z_i = 0.$$

Таким чином рівняння контурної моделі усталеного режиму електричної системи у формі потужностей в загальному вигляді мають вигляд

$$\dot{S}_k z_k + \sum \dot{S}_d z_{dk} = -\sum \dot{S}_i z_{ik}, \quad (1.65)$$

де \dot{S}_k , \dot{S}_d – перетоки потужності по перемичках, замикання яких призводить до утворення k -го та d -го незалежних контурів відповідно (контурні або зрівняльні потужності); \dot{S}_i – потужність навантаження i -го пункту розрахункової схеми електричної мережі, шлях покриття якого по ділянках дерева проходить через k -й контур. Суму $-\sum \dot{S}_i z_{ik}$ називають зрівняльною потокорушівною силою, яка діє в контурі.

Рівняння (1.65) записують для всіх незалежних контурів розрахункової схеми. В результаті отримують систему лінійних алгебраїчних рівнянь відносно зрівнювальних контурних потужностей, які відповідають перетокам потужностей по перемичках.

Зазначимо, що припущення, які дозволили отримати систему рівнянь (1.65) визначають певну похибку моделювання усталеного режиму електричної системи. Дійсно, нелінійні джерела струму, за допомогою яких моделюють навантаження споживачів електричної системи визначають не лінійність розрахункової моделі. Проте, визначення струмів ділянок розрахункової схеми за номінальною напругою дозволило отримати систему лінійних контурних рівнянь. Таким чином, безпосереднє розв'язання систем контурних рівнянь (1.65) допустиме лише в наближених оціночних розрахунках параметрів усталених режимів електричної системи. Для достатньо точного моделювання усталеного режиму електричної системи слід організувати ітераційний процес, наприклад, неявного уточнення втрат потужності за методом лінеаризації навантажень. Тут обчислення слід виконувати в наступному порядку.

1. У складі розрахункової схеми електричної мережі виділяють дерево і хорди, замикання яких призводить до формування замкнених контурів. Для кожного незалежного контуру схеми розраховують власні та взаємні опори

$$\underline{Z}_k = \sum_{ij \in k} \underline{z}_{ij},$$

$$\underline{Z}_{dk} = \sum_{ij \in k, d} \underline{z}_{ij},$$

де запис $ij \in k$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма ділянками розрахункової схеми, які входять до складу k -го контуру розрахункової схеми; запис $ij \in k, d$ означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма ділянками розрахункової схеми, які входять до складу k -го та d -го контурів розрахункової схеми одночасно.

2. Призначають початкові наближення невідомих напруг в незалежних вузлах розрахункової схеми.

3. За поточним режимом напруги визначають вузлові струми навантажень

$$J_i = \frac{\dot{S}_i}{\dot{U}_i}.$$

4. Переглядаючи всі ділянки розімкненої схеми дерева, починаючи з найбільш віддалених від балансуючого пункту, на підставі першого закону Кірхгофа визначають струморозподіл по ділянках схеми електричної мережі

$$\dot{I}'_{ij} = J_j + \sum_{\substack{k \in j, \\ k \neq j}} \dot{I}_{jk},$$

де \dot{J}_j – струм навантаження j -го пункту схеми; \dot{I}_{jk} – струм на ділянці $j-k$; запис $k \in j, k \neq j$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма ділянками, суміжними з j -м пунктом, крім ділянки $i-j$.

5. Формують та розв'язують систему контурних рівнянь вигляду (1.63) відносно зрівнювальних контурних струмів. Режим зрівнювальних струмів накладають на струморозподіл в розімкненій схемі, який було визначено під час виконання процедури 4 алгоритму.

$$\dot{I}_{ij} = \dot{I}'_{ij} + \sum_{k \in ij} \dot{I}_k,$$

де \dot{I}'_{ij} – струм на ділянці $i-j$, визначений на етапі розрахунку струморозподілу в розімкненій схемі дерева; \dot{I}_k – зрівнювальний контурний струм k -го незалежного контуру; запис $k \in ij$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма незалежними контурами, до складу яких входить поточна ділянка розрахункової схеми.

6. Переглядаючи всі ділянки схеми, починаючи з головної, яка приймає к опорному за напругою пункту, на підставі закону Ома уточнюють режим напруги у всіх незалежних пунктах схеми

$$\dot{U}_j = \dot{U}_i - \Delta \dot{U}_{ij} = \dot{U}_i - \dot{I}_{ij} (r_{ij} + jx_{ij}).$$

7. Визначають потужність балансуєчого пункту як добуток суми струмів головних ділянок на напругу на шинах балансуєчого пункту

$$\dot{S}_0 = U_0 \sum_{i \in 0} \dot{I}_{0i},$$

де U_0 – напруга на шинах балансуєчого пункту; \dot{I}_{0i} – струми головних ділянок схеми; запис $i \in 0$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма ділянками, суміжними з балансуєчим пунктом.

8. За зміною потужності балансуєчого пункту в ітераційному процесі здійснюють контроль збіжності ітераційного процесу.

$$\left| \dot{S}_0^{(n)} - \dot{S}_0^{(n-1)} \right| \leq \varepsilon,$$

де ε визначається інженерною точністю розрахунків; n – індекс поточної ітерації обчислювального процесу.

Якщо зміна потужності балансуєчого пункту по відношенню до даних попередньої ітерації не перевищує інженерної точності, мету ітераційного процесу слід вважати досягнутою. В іншому разі виконують наступний цикл обчислювального процесу починаючи з процедури 3 алгоритму.

Аналіз наведеного алгоритму свідчить про те, що реалізація контурній розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи передбачає на певних етапах розрахунок поточкорозподілу потужностей (струморозподілу) по ділянках розімкненої схеми дерева електричної мережі. Це підтверджує положення про те, що розрахункові моделі розімкнутих схем є модифікаціями контурної моделі для електричних систем, розрахункові схеми яких не містять жодного замкненого контуру. Дійсно, виключення з наведеного алгоритму процедур, пов'язаних з формуванням і розв'язанням систем контурних рівнянь призводить до трансформації алгоритму до аналізу режимних характеристик розімкненої схеми.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Поясніть принципи поділення розрахункової схеми електричної мережі на дерево та хорди. Дайте визначення дерева та хорд (перемичок) розрахункової схеми.
2. Дайте визначення незалежних контурів розрахункової схеми електричної мережі. Поясніть зв'язок між перемичками та незалежними контурами схеми.
3. Поясніть висновок про те, що струморозподіл в замкненій схемі є результатом накладання двох режимів – навантажувальних струмів в розімкненій схемі дерева та зрівнювальних контурних струмів.
4. Поясніть формування контурної розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи.
5. Поясніть складові виразу (1.63) загального рівняння контурної розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи. Наведіть правила знаків для визначення параметрів контурної розрахункової моделі.
6. Доведіть, що розрахункова модель усталеного режиму лінії з двостороннім живленням, розглянута в підрозділі 8.2, по суті є контурною розрахунковою моделлю.
7. Поясніть допущення, які використовують для отримання контурної розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи у формі потужностей. Які наслідки для точності моделювання мають такі допущення?
8. Поясніть складові виразу (1.65) загального рівняння контурної розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи у формі потужностей. Дайте визначення поточкорозподілу потужностей незалежного контуру.
9. Наведіть послідовність операцій з моделювання усталеного режиму електричної системи за контурною розрахунковою моделлю та методом лінеаризації навантажень.



ЛІТЕРАТУРА

[7], стор. 130-134; [18], стор. 193-199; [20], стор. 208-211; [40], стор. 50-55; [43], стор. 150-153; [57], стор. 177-179; [58], стор. 165-175, 199-207; [63], стор. 38-42; [74], стор. 206-208, 244-248; [83], стор. 199-202, 225-228.

1.14 ВУЗЛОВА РОЗРАХУНКОВА МОДЕЛЬ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ

В основу вузлової розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи покладено рівняння першого закону Кірхгофа, які відбивають умови балансу енергії (струму або потужності) в незалежних вузлах розрахункової схеми електричної системи. Розглянемо базові принципи формування вузлової моделі на прикладі довільного вузла розрахункової схеми електричної системи, суміжні з досліджуваним i -м вузлом; n – загальна кількість суміжних вузлів у складі розрахункової схеми; $y_{i1}, y_{i2}, \dots, y_{in}$ – поздовжні провідності ділянок, суміжних з i -м вузлом схеми (взаємні провідності вузлів); y_{i0} – поперечна провідність еквівалентного шунта на землю, віднесеного до i -го вузла схеми; \dot{J}_i – вузловий струм i -го вузла.

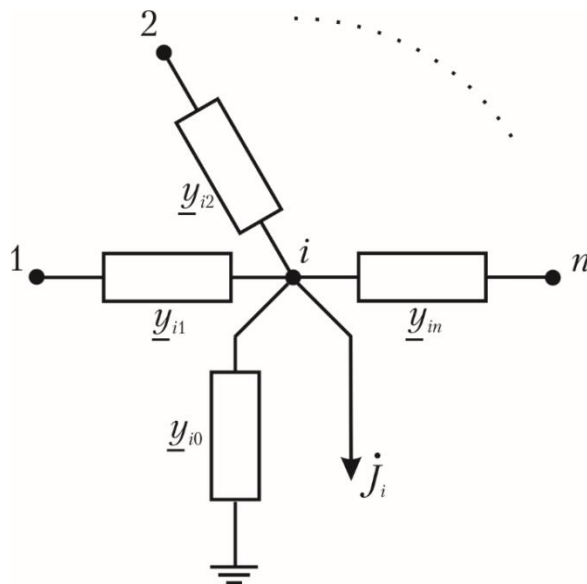


Рис. 1.34. Ілюстрація формування вузлової розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи

Для досліджуваного вузла розрахункової схеми рівняння першого закону Кірхгофа можна записати у вигляді

$$\sum_{j \in i} (\dot{U}_j - \dot{U}_i) \underline{y}_{ij} - \dot{U}_i \underline{y}_{i0} = \dot{J}_i, \quad (1.66)$$

де запис $j \in i$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати по всіх j -х вузлах розрахункової схеми, суміжних с досліджуваним i -м вузлом.

У виразі (1.66) прийнятий напрям струму по ділянках схеми до досліджуваного вузла, а струму витоку через шунт на землю – від вузла.

Перегрупування складових виразу (1.66) дозволяє переписати його у вигляді

$$\dot{U}_i \underline{y}_{ii} + \sum_{i \in j} \dot{U}_j \underline{y}_{ij} = \dot{J}_i, \quad (1.67)$$

де $\underline{y}_{ii} = - \left(\underline{y}_{i0} + \sum_{j \in i} \underline{y}_{ij} \right)$ – власна провідність i -го вузла розрахункової схеми, яка дорівнює від'ємній сумі провідностей всіх ділянок, суміжних с поточним вузлом, включаючи провідність шунта на землю.

Якщо рівняння (1.67) записати для всіх незалежних вузлів розрахункової схеми, то отримана система алгебраїчних рівнянь зафіксує співвідношення між параметрами розрахункової схеми електричної системи та режимом напруги незалежних вузлів. Тобто розв'язання такої системи рівнянь дозволяє визначити напруги всіх незалежних вузлів розрахункової схеми. Далі, за законом Ома можна визначити струморозподіл та (або) потокорозподіл потужностей по ділянках схеми, навантажувальні втрати потужностей на ділянках, втрати потужностей в поперечних шунтах схеми, сумарні втрати потужності та потужність балансуєчого пункту, тобто повністю розв'язати задачу моделювання усталеного режиму електричної системи.

Вузлову розрахункову модель усталеного режиму електричної системи інколи записують у матричній формі

$$\mathbf{Y}_\Sigma \mathbf{U}_\Sigma = \mathbf{J},$$

де \mathbf{Y}_Σ – повна матриця вузлових провідностей, яка включає інформацію про зв'язки опорного пункту з рештою схеми; \mathbf{U}_Σ – вектор-стовпець вузлових напруг, який включає напругу опорного пункту; \mathbf{J} – вектор-стовпець вузлових струмів.

Повна матриця вузлових провідностей є прямокутною, кількість стовпчиків матриці дорівнює кількості всіх вузлів розрахункової схеми, а кількість рядків – кількості незалежних вузлів.

Вузлові рівняння (1.67) можна представити у вигляді

$$\dot{U}_i \underline{y}_{ii} + \sum_{\substack{i \in j \\ j \neq 0}} \dot{U}_j \underline{y}_{ij} = \dot{J}_i - U_0 \underline{y}_{0i}, \quad (1.68)$$

де індексом «0» позначено опорний вузол; U_0 – напруга опорного вузла; y_{0i} – взаємна провідність опорного та поточного i -го вузлів розрахункової схеми.

В матричній формі рівняння (1.68) мають вигляд

$$\mathbf{Y}\mathbf{U} = \mathbf{J} - \mathbf{Y}_0U_0, \quad (1.69)$$

де \mathbf{Y} – квадратна неповна матриця вузлових провідностей, зі складу якої виключено стовпчик зв'язків опорного за напругою вузла схеми з рештою схеми; \mathbf{U} – вектор-стовпець вузлових напруг незалежних вузлів схеми; \mathbf{Y}_0 – вектор-стовпець провідностей ділянок, суміжних з опорним за напругою вузлом (відповідає стовпчику, виключеному зі складу повної матриці вузлових провідностей); U_0 – напруга на шинах опорного вузла розрахункової схеми.

Зазначимо, що система рівнянь (1.67) є лінійною, що відповідає положенню про лінійність навантажень вузлів розрахункової схеми. У разі розв'язання нелінійної режимної задачі, в якій електричні навантаження подають фіксованими значеннями активної та реактивної потужностей, вузлові рівняння набувають вигляду

$$\dot{U}_i \underline{y}_{ii} + \sum_{i \in j} \dot{U}_j \underline{y}_{ij} = \frac{\dot{S}_i}{\dot{U}_i}, \quad (1.70)$$

де \dot{S}_i – вузлова потужність i -го вузла розрахункової схеми.

Зазначимо, що система рівнянь (1.70) є нелінійною, записаною у явному вигляді. При чому ліві частини рівнянь (1.70) є лінійними, а праві – нелійними. Фізично ця особливість вузлових рівнянь визначається тим, що всі параметри розрахункової схеми електричних систем є лінійними за виключенням вузлових струмів, які відповідають нелінійним джерелам струму

$$J_i(U) = \frac{\dot{S}_i}{\dot{U}_i}.$$

Інколи використовують запис рівнянь вузлової розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи у формі балансу потужностей. Такий запис можна отримати в результаті множення рівнянь (1.70) на спряжений комплекс вектору напруги поточного вузла схеми

$$U_i^2 \underline{y}_{ii} + \hat{U}_i \sum_{j \in i} \dot{U}_j \underline{y}_{ij} = \dot{S}_i, \quad (1.71)$$

де U_i^2 – квадрат модуля вектору напруги i -го вузла розрахункової схеми.

Відомо, що прямих методів розв'язання систем нелінійних алгебраїчних рівнянь не існує і під час розв'язання режимних задач можливе лише застосування наближених ітераційних методів. При цьому слід розгляда-

ти два альтернативні підходи до розв'язання нелінійних алгебраїчних рівнянь вузлової моделі усталеного режиму електричної системи. Перший підхід базується на формальному розв'язанні систем алгебраїчних рівнянь числовими методами, наприклад, методами Зейделя або Ньютона. Другий підхід передбачає лінеаризацію навантажень на кожному циклі ітераційного розрахункового процесу.

Розглянемо спочатку підхід, який базується на формальному розв'язанні систем алгебраїчних рівнянь вузлової моделі. Тут алгоритм реалізації вузлової розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи складається з послідовного виконання наступних основних процедур.

1. Для розрахункової схеми електричної системи визначають власні та взаємні вузлові провідності

$$\underline{y}_{ij} = \frac{1}{z_{ij}}; \underline{y}_{ii} = -\left(\underline{y}_{i0} + \sum_{j \in i} \underline{y}_{ij} \right).$$

2. Формують та розв'язують систему лінійних алгебраїчних рівнянь (1.67) для лінійної режимної задачі, або систему нелінійних алгебраїчних рівнянь (1.70) або (1.71) у разі розв'язання нелінійної режимної задачі. Під час виконання даної процедури в результаті використання прямих або числових ітераційних методів розв'язання систем алгебраїчних рівнянь визначають режим напруги всіх незалежних вузлів розрахункової схеми.

3. За законом Ома визначають струми ділянок

$$\dot{I}_{ij} = (\dot{U}_i - \dot{U}_j) \underline{y}_{ij},$$

потоки потужностей

$$\dot{S}_{ij}^n = \dot{I}_{ij} \hat{U}_i; \quad \dot{S}_{ij}^k = \dot{I}_{ij} \hat{U}_j$$

та навантажувальні втрати потужностей

$$\Delta \dot{S}_{ij} = \dot{S}_{ij}^n - \dot{S}_{ij}^k = I_{ij}^2 z_{ij}.$$

4. Визначають потужність балансуєчого пункту як суму потоків потужностей на початках всіх головних ділянок розрахункової схеми

$$\dot{S}_0 = \sum_{i \in 0} \dot{S}_{0i}^n,$$

де запис $i \in 0$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма ділянками, суміжними з балансуєчим пунктом.

Також на даному етапі визначають сумарні втрати потужності

$$\Delta \dot{S}_\Sigma = \dot{S}_0 - \sum \dot{S}_i,$$

де \dot{S}_0 – потужність балансуєчого пункту; \dot{S}_i – вузлова потужність i -го вузла розрахункової схеми.

Зазначимо, що наведений алгоритм є базовим шаблоном та може змінюватися відповідно до прийнятого методу числового розв'язання вузлових рівнянь на етапі виконання процедури 2 алгоритму.

Вище зазначалось, що нелінійність вузлової моделі пов'язана з наявністю у складі розрахункової схеми електричної системи нелінійних джерел струму, за допомогою яких моделюють вузлові навантаження, представлені фіксованими значеннями активної та реактивної потужностей споживачів. Очевидно, що якщо нелінійні джерела струму замінити лінійними, наприклад, визначивши вузлові струми за номінальною напругою електричної системи, то вузлова розрахункова модель набуде лінійного вигляду (1.67) і для її реалізації необхідно залучати прямі або числові методи розв'язання систем лінійних алгебраїчних рівнянь.

Отриманий в такий спосіб розв'язок режимної задачі, очевидно, є неточним, оскільки вузлові струми було визначено не за фактичною, а за номінальною напругою, що призвело до викривлення результатів моделювання. Проте, представлений підхід дозволяє організувати покрокове уточнення вузлових струмів, визначаючи їх за поточним режимом напруги, а сам режим напруги визначати шляхом розв'язання системи лінійних алгебраїчних рівнянь вузлової моделі за умовно фіксованих значень вузлових струмів на кожному циклі обчислювального процесу. В результаті отримують швидкозбіжний ітераційний процес, за допомогою якого з необхідною інженерною точністю можна реалізувати моделювання усталеного режиму електричної системи.

Алгоритм таких обчислень складається з послідовного виконання наступних процедур.

1. Для розрахункової схеми електричної системи визначають власні та взаємні вузлові провідності

$$\underline{y}_{ij} = \frac{1}{z_{ij}}; \quad \underline{y}_{ii} = -\left(\underline{y}_{i0} + \sum_{j \in i} \underline{y}_{ij} \right).$$

2. Призначають початкові наближення невідомих напруг незалежних вузлів розрахункової схеми.

3. За поточним режимом напруги визначають уточнені значення вузлових струмів

$$J_i = \frac{\dot{S}_i}{\hat{U}_i^{(n)}},$$

де n – індекс поточної ітерації обчислювального процесу.

4. Формують та розв'язують систему лінійних алгебраїчних рівнянь (1.67) для лінеаризованої режимної задачі. Під час виконання даної про-

цедури в результаті використання прямих або числових ітераційних методів розв'язання систем алгебраїчних рівнянь визначають уточнений режим напруги всіх незалежних вузлів розрахункової схеми.

5. Здійснюють контроль збіжності ітераційного розрахункового процесу. Якщо найбільша за модулем нев'язка потужності в незалежних вузлах розрахункової схеми не перевищує інженерної точності

$$\max \left\{ \left| U_i^2 \underline{y}_{ii} + \hat{U}_i \sum_{j \in i} \dot{U}_j \underline{y}_{ij} - \dot{S}_i \right| \right\} \leq \varepsilon, \quad (1.72)$$

то мету ітераційного процесу вважають досягнутою і управління передають процедурі 6 алгоритму. В іншому разі виконують наступний цикл обчислень, починаючи з процедури 3.

Як додатковий критерій збіжності ітераційного процесу можна використовувати контроль зміни напруги незалежних вузлів схеми по відношенню до даних попередньої ітерації

$$\max \left\{ \left| \dot{U}_i^{(n)} - \dot{U}_i^{(n-1)} \right| \right\} \leq \varepsilon. \quad (1.73)$$

Зазначимо, що такий критерій є непрямим і не гарантує досягнення необхідної інженерної точності під час розв'язання режимної задачі.

6. За законом Ома визначають струми ділянок

$$\dot{I}_{ij} = (\dot{U}_i - \dot{U}_j) \underline{y}_{ij},$$

потоки потужностей

$$\dot{S}_{ij}^n = \dot{I}_{ij} \hat{U}_i; \quad \dot{S}_{ij}^k = \dot{I}_{ij} \hat{U}_i$$

та навантажувальні втрати потужностей

$$\Delta \dot{S}_{ij} = \dot{S}_{ij}^n - \dot{S}_{ij}^k = I_{ij}^2 \hat{z}_{ij}.$$

7. Визначають потужність балансуєчого пункту як суму потоків потужностей на початках всіх головних ділянок розрахункової схеми

$$\dot{S}_0 = \sum_{i \in 0} \dot{S}_{0i}^n,$$

де запис $i \in 0$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма ділянками, суміжними з балансуєчим пунктом.

Також на даному етапі визначають сумарні втрати потужності

$$\Delta \dot{S}_\Sigma = \dot{S}_0 - \sum \dot{S}_i,$$

де \dot{S}_0 – потужність балансуєчого пункту; \dot{S}_i – вузлова потужність i -го вузла розрахункової схеми.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Поясніть загальні принципи формування вузлової розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи.
2. Наведіть основні рівняння вузлової розрахункової моделі в лінійній та нелінійній формах балансу струмі та у формі балансу потужностей.
3. Поясніть фізичну природу нелінійності рівнянь вузлової моделі усталеного режиму електричної системи.
4. Дайте визначення власної та взаємної провідностей вузлів розрахункової схеми електричної системи.
5. Наведіть базовий алгоритм реалізації вузлової розрахункової моделі. Поясніть, чому такий алгоритм називають шаблоном для математичних методів розв'язання систем вузлових рівнянь усталеного режиму електричної системи.
6. Сформулюйте основну ідею методу лінеаризації навантажень.
7. Наведіть алгоритм реалізації вузлової розрахункової моделі за методом лінеаризації навантажень.



ЛІТЕРАТУРА

[7], стор. 134-143, 147-149; [26], стор. 27-35, 43-50, 57-67; [27], стор. 385-394, 410-419, 414-417; [40], стор. 55-58, 75-87; [57], стор. 179-183; [58], стор. 188-197; [63], стор. 67-71; [74], стор. 211-219, 222-227, 229-231; [78], стор. 40; [83], стор. 221-224.

1.15 РОЗРАХУНКОВА МОДЕЛЬ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ ЗА МЕТОДОМ ПЕРЕРІЗІВ

Відомо, що рівняння першого закону Кірхгофа можна записати не тільки для окремих вузлів розрахункової схеми, але й для узагальнених вузлів, які об'єднують у своєму складі один, два або більше незалежних вузлів схеми. Тут групу ділянок розрахункової схеми, яка обмежує кожний узагальнений вузол називають перерізом. Тому розрахункову модель усталеного режиму електричної системи, побудовану на рівняннях першого закону Кірхгофа для узагальнених вузлів схеми називають методом перерізів.

Реалізація метода перерізів передбачає виділення у складі розрахункової схеми системи базисних перерізів, які поділяють розрахункову схему на незв'язані підсистеми. Визначення складу базисних перерізів передбачає попереднє виділення у складі розрахункової схеми мережі дерева та хорд. До складу базисного перерізу може входити тільки одна ділянка дерева розрахункової схеми та довільна кількість хорд.

Формування розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи за методом перерізів розглянемо на прикладі двоконтурної схеми, представленої на рис. 1.35.

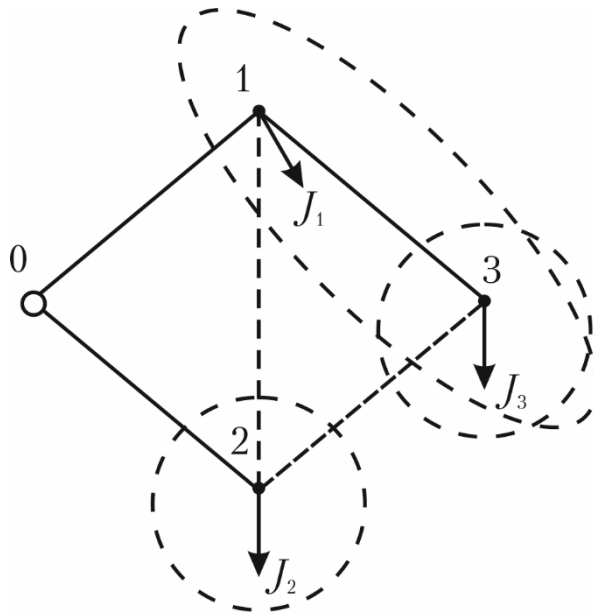


Рис. 6.1.

Рис. 1.35. Формування узагальнених вузлів двоконтурної розрахункової схеми електричної системи

Нехай дерево розрахункової схеми утворюють ділянки «0-1», «0-2» та «1-3». Ці ділянки разом із хордами «1-2» та «2-3» формують систему базисних перерізів та визначають таким чином узагальнені вузли у складі розрахункової схеми. Так, ділянка дерева «0-1» разом із хордами «1-2» та «2-3» формують узагальнений вузол, який складається із незалежних вузлів «1» та «3» розрахункової схеми, які зв'язані між собою ділянкою «1-3». Ділянка дерева «0-2» разом із хордами «1-2» та «2-3» формує узагальнений вузол, який складається із єдиного незалежного вузла «2». Своєю чергою, узагальнений вузол, який складається із єдиного незалежного вузла «3» визначає переріз, який складається із ділянки дерева «1-3» та хорди «2-3». Виділення системи базисних перерізів та узагальнених вузлів розрахункової схеми проілюстровано на рис. 6.12. Зазначимо, що ускладнення розрахункової схеми електричної системи збільшує варіативність поділу схеми на дерево та хорди і, отже, збільшує варіативність виділення у складі схеми системи базисних перерізів та відповідних узагальнених вузлів.

Запишемо рівняння першого закону Кірхгофа для виокремлених узагальнених вузлів

$$\begin{cases} \dot{I}_{01} - \dot{I}_{12} + \dot{I}_{23} = \dot{J}_1 + \dot{J}_3; \\ \dot{I}_{02} + \dot{I}_{12} - \dot{I}_{23} = \dot{J}_2; \\ \dot{I}_{13} + \dot{I}_{23} = \dot{J}_3, \end{cases} \quad (1.74)$$

де \dot{I}_{ij} – струми ділянок схеми; \dot{J}_i – вузлові струми навантажень. Тут, відповідно до принципу ярусності, за додатні напрями струмів прийняті напрями від вузла з меншим індексом до вузла з більшим індексом.

Аналіз системи рівнянь (1.74) свідчить про те, що така система містить три рівняння з п'ятьма невідомими, що обумовлює неможливість безпосереднього використання системи (1.74) для розв'язання задач моделювання усталеного режиму електричної системи.

Струми ділянок розрахункової схеми можна виразити через спади напруги за типовим виразом закону Ома

$$\dot{I}_{ij} = \Delta \dot{U}_{ij} \underline{y}_{ij}.$$

Таким чином, систему рівнянь (1.74) можна подати у вигляді

$$\begin{cases} \Delta \dot{U}_{01} \underline{y}_{01} - \Delta \dot{U}_{12} \underline{y}_{12} + \Delta \dot{U}_{23} \underline{y}_{23} = \dot{J}_1 + \dot{J}_3; \\ \Delta \dot{U}_{02} \underline{y}_{02} + \Delta \dot{U}_{12} \underline{y}_{12} - \Delta \dot{U}_{23} \underline{y}_{23} = \dot{J}_2; \\ \Delta \dot{U}_{13} \underline{y}_{13} + \Delta \dot{U}_{23} \underline{y}_{23} = \dot{J}_3. \end{cases} \quad (1.75)$$

Другий закон Кірхгофа дозволяє виразити спади напруг на хордах розрахункової схеми через спади напруги на ділянках дерева відповідних контурів. Так, хорда «1-2» визначає незалежний контур «0-1-2-0» (див. рис. 6.4), для якого другий закон Кірхгофа можна записати у вигляді

$$\Delta \dot{U}_{12} = -\Delta \dot{U}_{01} + \Delta \dot{U}_{02}. \quad (1.76)$$

Аналогічно для контура «0-2-3-1-0», утвореного хордою «2-3», отримуємо запис другого закону Кірхгофа у вигляді

$$\Delta \dot{U}_{23} = \Delta \dot{U}_{01} - \Delta \dot{U}_{02} + \Delta \dot{U}_{13}. \quad (1.77)$$

Підставимо вирази (1.76) та (1.77) в систему рівнянь (1.75)

$$\begin{cases} \Delta \dot{U}_{01} \underline{y}_{01} - (-\Delta \dot{U}_{01} + \Delta \dot{U}_{02}) \underline{y}_{12} + (\Delta \dot{U}_{01} - \Delta \dot{U}_{02} + \Delta \dot{U}_{13}) \underline{y}_{23} = \dot{J}_1 + \dot{J}_3; \\ \Delta \dot{U}_{02} \underline{y}_{02} + (-\Delta \dot{U}_{01} + \Delta \dot{U}_{02}) \underline{y}_{12} - (\Delta \dot{U}_{01} - \Delta \dot{U}_{02} + \Delta \dot{U}_{13}) \underline{y}_{23} = \dot{J}_2; \\ \Delta \dot{U}_{13} \underline{y}_{13} + (\Delta \dot{U}_{01} - \Delta \dot{U}_{02} + \Delta \dot{U}_{13}) \underline{y}_{23} = \dot{J}_3. \end{cases} \quad (1.78)$$

Розкриття дужок та перегрупування доданків визначає наступний вигляд системи (1.78)

$$\begin{cases} \Delta\dot{U}_{01}(\underline{y}_{01} + \underline{y}_{12} + \underline{y}_{23}) - \Delta\dot{U}_{02}\underline{y}_{12} + \Delta\dot{U}_{13}\underline{y}_{23} = \dot{J}_1 + \dot{J}_3; \\ \Delta\dot{U}_{01}\underline{y}_{12} + \Delta\dot{U}_{02}(\underline{y}_{02} + \underline{y}_{12} + \underline{y}_{23}) - \Delta\dot{U}_{13}\underline{y}_{23} = \dot{J}_2; \\ \Delta\dot{U}_{01}\underline{y}_{23} - \Delta\dot{U}_{02}\underline{y}_{23} + \Delta\dot{U}_{13}(\underline{y}_{13} + \underline{y}_{23}) = \dot{J}_3, \end{cases}$$

або

$$\begin{cases} \Delta\dot{U}_I \underline{Y}_I + \Delta\dot{U}_{II} \underline{Y}_{I,II} + \Delta\dot{U}_{III} \underline{Y}_{I,III} = \dot{J}_I; \\ \Delta\dot{U}_I \underline{Y}_{I,II} + \Delta\dot{U}_{II} \underline{Y}_{II} + \Delta\dot{U}_{III} \underline{Y}_{II,III} = \dot{J}_{II}; \\ \Delta\dot{U}_I \underline{Y}_{I,III} + \Delta\dot{U}_{II} \underline{Y}_{II,III} + \Delta\dot{U}_{III} \underline{Y}_{III} = \dot{J}_{III}, \end{cases}$$

де $\Delta\dot{U}_I = \Delta\dot{U}_{01}$, $\Delta\dot{U}_{II} = \Delta\dot{U}_{02}$, $\Delta\dot{U}_{III} = \Delta\dot{U}_{13}$ – спади напруги на ділянках дерева розрахункової схеми, які утворюють відповідні базисні перерізи; $\underline{Y}_I = \underline{y}_{01} + \underline{y}_{12} + \underline{y}_{23}$, $\underline{Y}_{II} = \underline{y}_{02} + \underline{y}_{12} + \underline{y}_{23}$, $\underline{Y}_{III} = \underline{y}_{13} + \underline{y}_{23}$ – власні провідності базисних перерізів – суми провідностей ділянок схеми, які утворюють відповідні перерізи; $\underline{Y}_{I,II} = -\underline{y}_{12}$, $\underline{Y}_{I,III} = \underline{y}_{23}$, $\underline{Y}_{II,III} = -\underline{y}_{23}$ – взаємні провідності базисних перерізів – провідності ділянок, які входять до складу обох відповідних перерізів одночасно; $\dot{J}_I = \dot{J}_1 + \dot{J}_3$, $\dot{J}_{II} = \dot{J}_2$, $\dot{J}_{III} = \dot{J}_3$ – вузлові струми узагальнених вузлів схеми – суми вузлових струмів незалежних вузлів, які входять до складу відповідних узагальнених вузлів.

В загальному випадку розрахункову модель метода перерізів формують рівняння вигляду

$$\Delta\dot{U}_s \underline{Y}_s + \sum_{i \in s} \Delta\dot{U}_m \underline{Y}_{ms} = \sum_{i \in s} \dot{J}_i, \quad (1.79)$$

де $\Delta\dot{U}_s$, $\Delta\dot{U}_m$ – спади напруги на ділянках дерева, які утворюють s -й та m -й базисні перерізи відповідно; \underline{Y}_s – власна провідність s -го перерізу, яка дорівнює сумі провідностей всіх ділянок, які утворюють s -й переріз; \underline{Y}_{ms} – взаємна провідність s -го та m -го перерізів, яка дорівнює сумі провідностей ділянок, які одночасно входять до складу s -го та m -го перерізів, причому у разі збігу напрямів перерізів провідність такої ділянки враховують із додатнім знаком, а за зустрічної орієнтації – з від'ємним знаком; $\sum_{i \in s} \dot{J}_i$ – сума вузлових струмів незалежних вузлів, які утворюють s -й узагальнений вузол; запис $i \in s$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма незалежними вузлами, які входять до складу s -го узагальненого вузла.

Рівняння (1.79) записують для всіх базисних перерізів розрахункової схеми. В результаті отримують систему лінійних алгебраїчних рівнянь, кількість яких визначають узагальнені вузли, обмежені системою базисних перерізів, тобто збігається із кількістю ділянок дерева розрахункової

схеми. Невідомими в цих рівняннях є спади напруги на ділянках дерева, що свідчить про можливість розв'язання системи рівнянь (1.79). Такі параметри, своєю чергою, визначають режим напруги незалежних вузлів схеми, струми, потоки та втрати потужностей на ділянках, тобто повний спектр параметрів досліджуваного усталеного режиму електричної системи.

Математичну модель усталеного режиму електричної системи за методом перерізів можна записати в матричній формі

$$\mathbf{Y}_Q \Delta \mathbf{U} = \mathbf{J}_Q,$$

де \mathbf{Y}_Q – матриця власних та взаємних провідностей базисних перерізів; $\Delta \mathbf{U}$ – вектор-стовпець спадів напруги на ділянках дерева схеми; \mathbf{J}_Q – вектор-стовпець струмів узагальнених вузлів.

Для нелінійних електричних систем, вузлові навантаження яких подають фіксованими значеннями активних та реактивних потужностей, рівняння за методом перерізів набувають вигляду

$$\Delta \dot{U}_{s\bar{s}} \mathbf{Y}_{\bar{s}} + \sum \Delta \dot{U}_{m\bar{m}s} \mathbf{Y}_{\bar{m}s} = \sum_{i \in s} \frac{\dot{S}_i}{\dot{U}_i}. \quad (1.80)$$

Зазначимо, що розрахункова модель за методом перерізів схожа з традиційною вузловою моделлю. Можна показати, що у разі формування розрахункової моделі таким чином, щоб кожний узагальнений вузол схеми містив тільки по одному незалежному вузлу, розрахункова модель за методом перерізів вироджується в традиційну вузлову модель. Дійсно, у цьому разі, систему базисних перерізів утворюють ділянки, суміжні з незалежними вузлами схеми. Власні провідності базисних перерізів тут дорівнюють власним провідностям незалежних вузлів, а взаємні провідності перерізів – взаємним вузловим провідностям.

Загальний алгоритм реалізації розрахункової моделі за методом перерізів складається із послідовного виконання наступних процедур.

1. У складі розрахункової схеми виділяють дерево та хорди, визначають склад базисних перерізів та відповідних узагальнених вузлів. Розраховують власні та взаємні провідності базисних перерізів.

2. Формують та розв'язують систему лінійних алгебраїчних рівнянь (1.79) для електричних систем, навантаження яких подані фіксованими значеннями вузлових струмів, або систему нелінійних алгебраїчних рівнянь (1.80) для електричних систем, навантаження яких подані фіксованими значеннями активних та реактивних потужностей.

3. Послідовно проглядаючи всі ділянки дерева схеми, починаючи від опорного за напругою, визначають режим напруги незалежних вузлів схеми

$$\dot{U}_j = \dot{U}_i - \Delta \dot{U}_{ij}.$$

4. Проглядаючи всі ділянки розрахункової схеми за законом Ома визначають струми, потоки та втрати потужностей на ділянках розрахункової схеми

$$\begin{aligned} \dot{I}_{ij} &= \Delta \dot{U}_{ij} y_{ij} = (\dot{U}_i - \dot{U}_j) y_{ij}; \\ \dot{S}_{ij}^n &= \hat{U}_i \dot{I}_{ij} = \hat{U}_i (\dot{U}_i - \dot{U}_j) y_{ij}; \\ \dot{S}_{ij}^k &= \hat{U}_j \dot{I}_{ij} = \hat{U}_j (\dot{U}_i - \dot{U}_j) y_{ij}; \\ \Delta \dot{S}_{ij} &= \dot{S}_{ij}^k - \dot{S}_{ij}^n = \Delta \hat{U}_{ij} \dot{I}_{ij}. \end{aligned}$$

5. Визначають сумарні втрати потужності та потужність балансуючого пункту

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_\Sigma &= \sum \Delta \dot{S}_{ij}; \\ \dot{S}_0 &= \sum \dot{S}_i + \Delta \dot{S}_\Sigma, \end{aligned}$$

де \dot{S}_i – розрахункова потужність навантаження i -го незалежного вузла розрахункової схеми; 0 – індекс балансуючого пункту, суміщеного з опорним на напругою.

Сумарні втрати потужності та потужність балансуючого пункту можна розрахувати також в інший спосіб

$$\begin{aligned} \dot{S}_0 &= U_0 \sum \dot{I}_{0i}; \\ \Delta \dot{S}_\Sigma &= S_0 - \sum \dot{S}_i, \end{aligned}$$

де U_0 – напруга на шинах опорного за напругою вузла; \dot{I}_{0i} – струми головних ділянок розрахункової схеми.

Для нелінійної електричної системи можливо також формування розрахункової моделі за методом перерізів, що базується на лінеаризації навантажень на кожному кроці розрахункового процесу. Алгоритм реалізації такої моделі складається із послідовного виконання наступних процедур.

1. У складі розрахункової схеми виділяють дерево та хорди, визначають склад базисних перерізів та відповідних узагальнених вузлів. Розраховують власні та взаємні провідності базисних перерізів.

2. Призначають початкові наближення невідомих напруг в незалежних вузлах розрахункової схеми.

3. За поточним режимом напруги незалежних вузлів схеми визначають вузлові струми та струми узагальнених вузлів:

$$J_i = \frac{\dot{S}_i}{\dot{U}_i};$$

$$J_s = \sum_{i \in s} J_i.$$

де запис $i \in s$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма незалежними вузлами, які входять до складу s -го узагальненого вузла.

4. Формують та розв'язують систему лінійних алгебраїчних рівнянь (1.79).

5. За законом Ома визначають струми головних ділянок та потужність балансуєчого пункту схеми

$$\dot{I}_{0i} = \Delta \dot{U}_{0i} \underline{y}_{0i} = (U_0 - \dot{U}_i) \underline{y}_{0i};$$

$$\dot{S}_0 = U_0 \sum \dot{I}_{0i}.$$

6. Перевіряють умови збіжності розрахункового процесу. Якщо зміна потужності балансуєчого пункту по відношенню до результатів виконання попередньої ітерації не перевищує інженерної точності

$$|\dot{S}_0^{(n)} - \dot{S}_0^{(n-1)}| \leq \varepsilon,$$

де n – індекс поточної ітерації, управління передають процедурі 7. В іншому разі виконують наступний цикл ітераційних розрахунків починаючи з процедури 3 алгоритму.

7. Послідовно проглядаючи всі ділянки дерева схеми, починаючи від опорного за напругою, визначають режим напруги незалежних вузлів схеми

$$\dot{U}_j = \dot{U}_i - \Delta \dot{U}_{ij}.$$

8. Проглядаючи всі ділянки розрахункової схеми за законом Ома визначають струми, потоки та втрати потужностей на ділянках розрахункової схеми

$$\dot{I}_{ij} = \Delta \dot{U}_{ij} \underline{y}_{ij} = (\dot{U}_i - \dot{U}_j) \underline{y}_{ij};$$

$$\dot{S}_{ij}^n = \hat{U}_i \dot{I}_{ij} = \hat{U}_i (\dot{U}_i - \dot{U}_j) \underline{y}_{ij};$$

$$\dot{S}_{ij}^k = \hat{U}_j \dot{I}_{ij} = \hat{U}_j (\dot{U}_i - \dot{U}_j) \underline{y}_{ij};$$

$$\Delta \dot{S}_{ij} = \dot{S}_{ij}^k - \dot{S}_{ij}^n = \Delta \hat{U}_{ij} \dot{I}_{ij}.$$

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Наведіть основні положення математичного апарату методу перерізів.

2. Наведіть загальний вигляд алгебраїчних рівнянь усталеного режиму електричної системи за методом перерізів для лінійної та нелінійної розрахункових схем.
3. Доведіть, що метод перерізів по суті є модифікацією вузлової розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи.
4. Наведіть загальний алгоритм розв'язання режимної задачі за методом перерізів.
5. Наведіть алгоритм розв'язання режимної задачі за методом перерізів на базі лінеаризації вузлових навантажень.

1.16 МОДЕЛЮВАННЯ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ З ТРАНСФОРМАТОРНИМИ ЗВ'ЯЗКАМИ

Сучасні електричні системи містять у своєму складі мережі ліній електропередавання різних класів номінальної напруги, поєднані на паралельну роботу за допомогою силових трансформаторів та автотрансформаторів. Моделювання усталених режимів таких електричних систем потребує корегування відомих розрахункових моделей.

Рівняння закону Ома для трансформаторної ділянки

Під час моделювання передавання електричної енергії через силові трансформатори розрахункові схеми останніх умовно поділяють на дві частини – лінійну та активну. Лінійну частину утворюють поздовжні опори обмоток та поперечні контури намагнічення силових трансформаторів, призначені для моделювання втрат потужності на передавання енергії через трансформатор та спад напруги на його обмотках. Активну частину розрахункової схеми складає ідеальний трансформатор, в якому здійснюється перетворення електричної енергії від одного ступеню напруги на інший.

Ідеальний трансформатор характеризується коефіцієнтом трансформації, який визначається відношенням кількості витків обмотки вищої напруги до кількості витків обмотки нижчої напруги

$$k_T = \frac{W_{\text{ВН}}}{W_{\text{НН}}},$$

де $W_{\text{ВН}}$ та $W_{\text{НН}}$ – кількості витків обмоток вищої та нижчої напруг відповідно.

Очевидно, що для ідеального трансформатора, в якому відсутні спади напруги в обмотках, коефіцієнт трансформації дорівнює відношенню напруги на затискачах обмотки вищої напруги до напруги на затискачах обмотки нижчої напруги

$$\underline{k}_T = \frac{\dot{U}_{\text{BH}}}{\dot{U}_{\text{BH}}} \quad (1.81)$$

Відомо, що відповідно до схеми з'єднання обмоток силового трансформатора перетворення напруги може відбуватися не тільки за модулем, але й за фазою. Тому у виразі (1.81) коефіцієнт трансформації силового трансформатора представлено комплексною величиною. Очевидно, що модулі таких комплексних коефіцієнтів трансформації завжди більші за одиницю.

Ще одна особливість моделювання трансформаторних зв'язків полягає в тому, що параметри схем заміщення силових трансформаторів, зазвичай, зведені до номінальної напруги обмотки вищої напруги трансформатора. Це визначає різні розрахункові схеми для понижуючих та підвищувальних силових трансформаторів. Такі розрахункові схеми представлені, наприклад, на рис. 1.36. Тут вважається, що передача електричної енергії здійснюється від пункту 1 до пункту 2, тобто відмінності розрахункових схем полягають у взаємному розташуванні лінійної та активної частин розрахункової схеми. На рис. 1.36 контури поперечних провідностей схем заміщення силових трансформаторів враховано у вигляді додаткових фіктивних навантажень у складі розрахункових навантажень на початку трансформаторних ділянок.



а) понижуючий трансформатор б) підвищувальний трансформатор

Рис. 1.36. Розрахункові схеми двообмоткових силових трансформаторів

Розглянемо розрахункову схему понижуючого силового трансформатора, наведену на рис. 1.36 а, де лінійна та активна частини розрахункової схеми розділені фіктивною точкою 2'. Закон Ома, записаний для трансформаторної ділянки, параметри якої зведено до номінальної напруги первинної обмотки має вигляд

$$\begin{aligned} \dot{U}_2 &= U_{2'}/\underline{k}_T = (U_1 - \Delta\dot{U})/\underline{k}_T = (U_1 - \dot{I}_1 z_T)/\underline{k}_T = \\ &= \left(\dot{U}_1 - \frac{P_1 r_T - Q_1 x_T}{\hat{U}_1} - j \frac{P_1 x_T + Q_1 r_T}{\hat{U}_1} \right) / \underline{k}_T = \\ &= \frac{\dot{U}_1}{\underline{k}_T} - \frac{P_1 r_T - Q_1 x_T}{\hat{U}_1 \underline{k}_T} - j \frac{P_1 x_T + Q_1 r_T}{\hat{U}_1 \underline{k}_T} \end{aligned} \quad (1.82)$$

де \dot{U}_1 та \dot{I}_1 – вектори напруги та струму на початку трансформаторної ділянки; $\Delta\dot{U}$ – вектор спаду напруги в обмотках трансформатора; P_1 , Q_1 – активна та реактивна потужності на початку трансформаторної ділянки.

Струм наприкінці трансформаторної ділянки визначають виходячи з принципу інваріантності потужності на початку та наприкінці ідеального трансформатора

$$\dot{S}'_2 = \dot{S}_2, \text{ або } \hat{U}_2 \dot{I}'_2 = \hat{U}_2 \dot{I}_2.$$

Звідки

$$\dot{I}_2 = \dot{I}'_2 \frac{\hat{U}'_2}{\hat{U}_2} = \dot{I}'_2 \hat{k}_T = \dot{I}_1 \hat{k}_T. \quad (1.83)$$

В практичних розрахунках, наприклад, під час визначення струморозподілу по ділянках розімкненої схеми, зазвичай, здійснюють зворотне перетворення

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 / \hat{k}_T. \quad (1.84)$$

Для трансформаторної ділянки, параметри якої зведено до номінальної напруги вторинної обмотки (підвищувальний трансформатор на рис. 1.36 б) рівняння закону Ома має вигляд

$$\dot{U}_2 = \dot{U}'_1 - \Delta U = \dot{U}'_1 \hat{k}_T - \dot{I}'_1 z_T = \dot{U}'_1 \hat{k}_T - \frac{P_1 r_T - Q_1 x_T}{\hat{U}'_1 \hat{k}_T} - j \frac{P_1 x_T + Q_1 r_T}{\hat{U}'_1 \hat{k}_T}. \quad (1.85)$$

У виразі (1.85) струм після ідеального трансформатора визначають виходячи з інваріантності потужності за виразом

$$\dot{I}'_1 = \dot{I}_2 = \dot{I}_1 / \hat{k}_T, \quad (1.86)$$

або

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 \hat{k}_T. \quad (1.87)$$

Таким чином, для моделювання усталених режимів електричних систем, які містять трансформаторні ділянки, необхідно використовувати типові алгоритми відповідно до способу постановки режимної задачі. Разом з тим закон Ома для таких систем необхідно моделювати виразами (1.82) або (1.85) для понижуючих та підвищувальних трансформаторів відповідно. Водночас, за необхідності, слід використовувати вирази (1.83) або (1.86) для розрахунку струмів трансформаторної ділянки.

Так, наприклад, моделювання усталеного режиму розімкненої електричної мережі декількох класів номінальної напруги здійснюють за традиційною схемою – проходячи від найбільш віддалених пунктів схеми до опорного пункту та визначаючи за першим законом Кірхгофа потужності або струморозподіл з урахуванням перетворення

струмів ідеальними трансформаторами за виразами (1.84) або (1.87) для понижуючих та підвищувальних трансформаторів відповідно у разі виконання розрахунків в струмовій формі. А потім – проходячи схему від опорного за напругою пункту до найбільш віддалених вузлів схеми та визначаючи за законом Ома режим напруги з урахуванням запису закону Ома для трансформаторних ділянок за виразами (1.82) або (1.85) для понижуючих та підвищувальних трансформаторів.

Урахування трансформаторних зв'язків в контурних моделях усталених режимів електричних систем

Під час застосування контурних розрахункових моделей усталених режимів електричних систем слід зважати на те, що розрахункові моделі розімкнених електричних мереж по суті є контурними моделями електричних систем, розрахункові схеми яких не містять жодного замкненого контуру, що визначає можливість застосування принципів моделювання режимів розімкнених електричних мереж з трансформаторними зв'язками до контурних розрахункових моделей.

Водночас існують певні особливості формування контурної розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи, яка містить трансформаторні ділянки. Зокрема, розглянемо задачу визначення власних та взаємних опорів незалежних контурів розрахункової схеми електричної системи, до складу яких входять каскади трансформацій. Тут розрахунок контурних опорів з урахуванням фактичних значень коефіцієнтів трансформації здійснюють на підставі наступних міркувань.

З метою спрощення режимних розрахунків перемичками слід обирати лінійні ділянки розрахункової схеми електричної системи, які не містять трансформаторних зв'язків. Тоді для визначення власного контурного опору натуральні опори всіх ділянок кожного незалежного контуру мають бути зведені до номінальної напруги перемички з урахуванням фактичних значень коефіцієнтів трансформації. Тут власний опір замкненого контуру можна розглядати як суму вхідного опору розімкненої схеми дерева електричної мережі відносно пунктів, що обмежують перемичку і власного опору перемички. Для визначення вхідного опору розімкненої схеми виконують наступний розрахунковий експеримент.

Зі складу розрахункової схеми електричної системи вилучають всі перемички, які утворюють замкнені контури, отримуючи таким чином розімкнену схему дерева. Один з пунктів, що належить поточному контуру, призначають за опорний із нулевою напругою. За опорний можна обрати один з вузлів, до якого примикає перемичка поточного контуру, або будь-який інший вузол схеми, як показано на рис. 1.37. Тут прийняті наступні позначення: $z_{v1}, z_{v2}, \dots, z_{vn}, k_{v1}, k_{v2}, \dots, k_{vn}$ – натуральні опори та коефіцієнти трансформації ділянок, які входять до складу «верхньої» гілки штучно розімкненої схеми (у разі відсутності трансформації на ділянці відповідний коефіцієнт трансформації дорівнює одиниці); n – кількість

ділянок «верхньої» гілки дерева; $z_{н1}, z_{н2}, \dots, z_{нm}, k_{н1}, k_{н2}, \dots, k_{нm}$ – натуральні опори та коефіцієнти трансформації ділянок, які входять до складу «нижньої» гілки дерева; m – кількість ділянок «нижньої» гілки дерева; z_k – опір перемички, яка утворює незалежний k -й контур розрахункової схеми; ± 1 – пара одиничних струмів, прикладених до кінцевих пунктів розімкненої схеми». Розімкненість розрахункової схеми дозволяє застосувати узгоджену індексацію вузлів та ділянок розрахункової схеми таким чином, щоб індекс ділянки співпадав з індексом пункту наприкінці цієї ділянки.

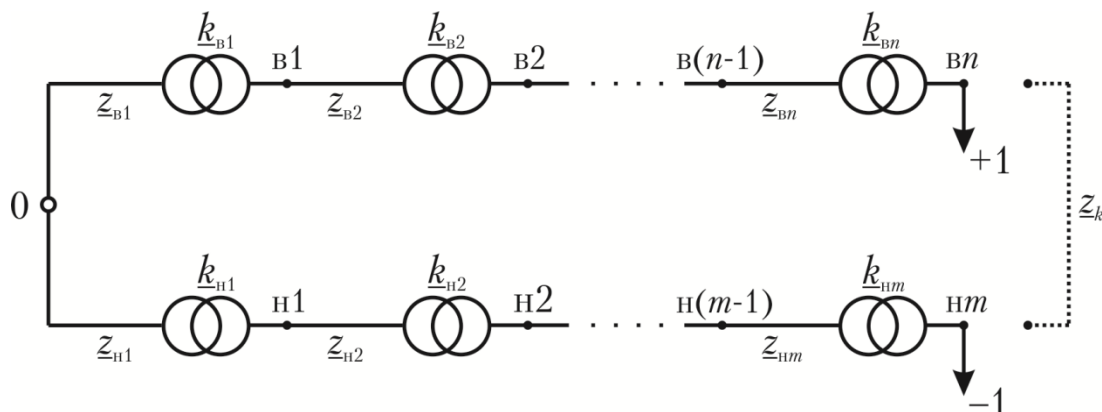


Рис. 1.37. Схема визначення опору замкненого контуру, який містить каскад трансформацій

Будемо вважати, що коефіцієнт трансформації силового трансформатора дорівнює відношенню кількості витків первинної обмотки до кількості витків вторинної обмотки з урахуванням можливості зміни напруги за фазою, де первинна обмотка завжди знаходиться з боку опорного за напругою пункту.

До кінцевих пунктів розімкненої схеми дерева електричної мережі по чергово прикладають пари одиничних струмів з протилежними знаками, а решту навантажень обнулюють. Для розімкненої схеми здійснюють розрахунок струморозподілу по ділянках схеми і режим напруги пунктів, зумовлені кожною парою одиничних струмів. За цих умов вхідний опір розімкненої схеми дерева електричної мережі чисельно дорівнює різниці напруг пунктів, що обмежують перемичку, оскільки за умовами задачі для розімкненої схеми приймають одиничний вхідний струм.

Визначимо струморозподіл по ділянках розімкненої схеми електричної системи, «верхня» та «нижня» гілка якої опирається на опорний за напругою пункт (див. рис. 1.37). Розглянемо спочатку «верхню» гілку дерева. Струм наприкінці ділянки « $вn$ » дорівнює струму навантаження тобто

$$\dot{I}_{вn}^k = 1,$$

а на початку цієї ділянки

$$\dot{I}_{Bn}^n = \hat{k}_{Bn}.$$

Для ділянки «в(n-1)» маємо

$$\begin{aligned}\dot{I}_{B(n-1)}^k &= \hat{k}_{Bn}; \\ \dot{I}_{B(n-1)}^n &= \hat{k}_{B(n-1)} \hat{k}_{Bn}.\end{aligned}$$

І так далі. На початку головної ділянки «верхньої» гілки дерева струм дорівнює добутку спряжених комплексних коефіцієнтів трансформації всіх трансформаторних зв'язків «верхньої» гілки дерева

$$\dot{I}_{B1}^n = \prod_{i=1}^n \hat{k}_{Bi}.$$

В аналогічний спосіб можна визначити струморозподіл по ділянках «нижньої» гілки розімкненої схеми. Так, струм на початку головної ділянки нижньої гілки дерева дорівнює

$$\dot{I}_{n1}^n = -\prod_{i=1}^m \hat{k}_{ni}.$$

Від'ємне значення струму на початку головної ділянки «нижньої» гілки схеми визначається від'ємним одиничним струмом наприкінці гілки.

За законом Ома визначимо режим напруги незалежних пунктів розрахункової схеми. Для «верхньої» гілки маємо

$$\begin{aligned}U_0 &= 0; \\ \dot{U}_{B1} &= (U_0 - \dot{I}_{B1} z_{B1}) \underline{k}_{B1} = \left(0 - z_{B1} \prod_{i=1}^n \hat{k}_{Bi} \right) \underline{k}_{B1} = -z_{B1} k_{B1}^2 \prod_{i=2}^n \hat{k}_{Bi}; \\ \dot{U}_{B2} &= (\dot{U}_{B1} - \dot{I}_{B2} z_{B2}) \underline{k}_{B2} = \left(-z_{B1} k_{B1}^2 \prod_{i=2}^n \hat{k}_{Bi} - z_{B2} \prod_{i=2}^n \hat{k}_{Bi} \right) \underline{k}_{B2} = \\ &= -z_{B1} k_{B1}^2 k_{B2}^2 \prod_{i=3}^n \hat{k}_{Bi} - z_{B2} k_{B2}^2 \prod_{i=3}^n \hat{k}_{Bi}; \\ &\dots \\ \dot{U}_{Bn} &= -\sum_{j=1}^n z_{Bj} \prod_{i=j}^n k_{Bi}^2,\end{aligned}$$

де k_i^2 – квадрат модуля відповідного коефіцієнта трансформації.

Тобто напруга наприкінці «верхньої» гілки розімкненої схеми дорівнює взятій з від'ємним знаком сумі добутків натуральних опорів ділянок на добутки коефіцієнтів трансформації всіх трансформаторних зв'язків, розташованих між даною ділянкою та кінцем «верхньої» гілки.

В аналогічний спосіб визначають режим напруги пунктів «нижньої» гілки схеми. Тут напруга наприкінці «нижньої» гілки розімкненої схеми дорівнює сумі добутків натуральних опорів ділянок на добутки коефіцієнтів трансформації всіх трансформаторних зв'язків, розташованих між даною ділянкою та кінцем «нижньої» гілки

$$\dot{U}_{nm} = \sum_{j=1}^m z_{nj} \prod_{i=j}^m k_{ni}^2.$$

Таким чином, власний опір замкненого контуру дорівнює

$$\underline{Z}_k = \frac{\dot{U}_{nm} - \dot{U}_{bn}}{\dot{I}_{bx}} + z_k = \sum_{j=1}^n z_{bj} \prod_{i=j}^n k_{bi}^2 + \sum_{j=1}^m z_{nj} \prod_{i=j}^m k_{ni}^2 + z_k,$$

де \dot{I}_{bx} – одиничний вхідний струм розімкненої схеми дерева; z_k – опір перемички, яка утворює k -й незалежний контур.

В аналогічний спосіб визначають взаємні опори незалежних контурів розрахункової схеми електричної системи. Для цього використовують наведений вище розрахунковий експеримент, попередньо обнуливши опори всіх ділянок схеми, крім тих, що одночасно входять до складу обох порівнюваних контурів, включаючи опори перемичок. Водночас у складі розрахункової схеми слід залишити всі ідеальні трансформатори. Таким чином, вираз для визначення взаємного контурного опору має вигляд

$$\underline{Z}_{kd} = \sum_{\substack{j=1, \\ vj \in k \cap d}}^n z_{vj} \prod_{i=j}^n k_{vi}^2 + \sum_{\substack{j=1, \\ nj \in k \cap d}}^m z_{nj} \prod_{i=j}^m k_{ni}^2,$$

де записи $vj \in k \cap d$ та $nj \in k \cap d$ під знаками суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма ділянками розрахункової схеми, які одночасно входять до складу k -го та d -го незалежних контурів.

Зазначимо, що матриця власних та взаємних опорів розрахункової схеми електричної системи, яка містить трансформаторні ділянки є несиметричною відносно головної діагоналі, тобто

$$\underline{Z}_{kd} \neq \underline{Z}_{dk}.$$

Дійсно, наведений підхід до формування контурної розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи передбачає зведення параметрів розрахункової схеми до номінальної напруги відповідної перемички з урахуванням фактичних значень коефіцієнтів трансформації. Очевидно, що у складі складнозамкнених електричних мереж номінальні напруги перемичок суміжних контурів можуть відрізнятися, що визначає різні зведені значення однакових фактичних опорів ділянок схеми.

Формування вузлової розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи з трансформаторними зв'язками.

Застосування вузлової розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи передбачає формування системи рівнянь балансу струмів або балансу потужностей для всіх незалежних вузлів розрахункової схеми. Під час моделювання усталених режимів електричних систем з трансформаторними зв'язками для кожного рівняння системи здійснюються зведення параметрів розрахункової схеми до номінальної напруги відповідного вузла з урахуванням фактичних значень коефіцієнтів трансформації суміжних трансформаторних ділянок. Такому зведенню підлягають провідності ділянок розрахункової схеми, суміжні з поточним вузлом та вузлові напруги на протилежному кінці цих ділянок.

Тут слід пам'ятати, що параметри схем заміщення силових трансформаторів, зазвичай, зведено до номінальної напруги обмотки вищої напруги трансформатора. Таким чином під час формування вузлової розрахункової моделі для кожного незалежного вузла схеми можна виділити три типи ділянок, представлені на рис. 1.38.

До першої групи відносять ділянки, які не містять трансформацій, тобто відповідають лініям електропередавання. Формально такі ділянки можна представити трансформаторними зв'язками з одиничним коефіцієнтом трансформації. Очевидно, що для ділянок першої групи зведення параметрів розрахункової схеми проводити не потрібно:

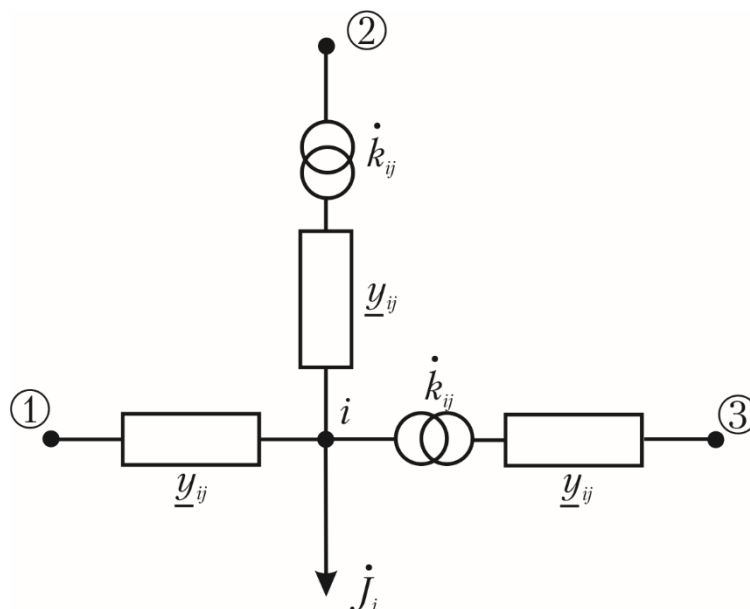


Рис. 1.38. Ілюстрація формування вузлової розрахункової моделі електричної системи з трансформаторними ділянками

$$\dot{U}'_j = \dot{U}_j;$$

$$\underline{y}'_{ij} = \underline{y}_{ij}.$$

Другу групу ділянок утворюють трансформаторні зв'язки, обмотка вищої напруги яких знаходиться з боку поточного вузла розрахункової схеми, для якого формують вузлове рівняння. Розрахункові схеми цих ділянок містять ідеальні трансформації з боку суміжних вузлів. Для таких ділянок зведенню підлягає тільки напруга вузлів, суміжних з поточним:

$$\dot{U}'_j = \dot{U}_j k_{ij};$$

$$\underline{y}'_{ij} = \underline{y}_{ij}.$$

Тут і далі за тексом під коефіцієнтом трансформації розуміється відношення кількостей витків обмоток вищої та нижчої напруги, тобто коефіцієнт трансформації за модулем завжди більший за одиницю.

Третю групу ділянок утворюють трансформаторні зв'язки, обмотка вищої напруги яких знаходиться з боку вузлів, суміжних з поточним вузлом розрахункової схеми, для якого формують вузлове рівняння. Розрахункові схеми цих ділянок містять ідеальні трансформації з боку поточно вузла. Для таких ділянок зведенню підлягає напруга вузлів, суміжних з поточним та провідність відповідної ділянки:

$$\dot{U}'_j = \dot{U}_j / k_{ij};$$

$$\underline{y}'_{ij} = \underline{y}_{ij} k_{ij}^2.$$

Очевидно, що для електричних мереж з трансформаторними зв'язками матриця вузлових провідностей буде несиметричною відносно головної діагоналі. Дійсно, виходячи з наведених правил зведення параметрів розрахункової схеми до умов відповідних вузлів в загальному випадку отримуємо

$$\underline{y}'_{ij} \neq \underline{y}'_{ji}.$$

Власну вузлову провідність для таких схем слід визначати за виразом

$$\underline{y}'_{ii} = -\sum \underline{y}'_{ij} = -\sum_{U_{ni} \geq U_{nj}} \underline{y}_{ij} - \sum_{U_{ni} < U_{nj}} \underline{y}_{ij} k_{ij}^2, \quad (1.88)$$

де U_{ni} – номінальна напруга i -го вузла схеми.

У виразі (1.88) перша складова відповідає ділянкам, які не містять трансформації ($U_{ni} = U_{nj}$) та трансформаторним ділянкам, обмотка вищої напруги яких розташована з боку поточного вузла схеми ($U_{ni} > U_{nj}$); дру-

га складова відповідає трансформаторним ділянкам, обмотка вищої напруги яких знаходиться з боку протилежного, суміжного вузла ($U_{ni} < U_{nj}$)

Загальне рівняння вузлової моделі усталеного режиму електричної системи з трансформаторними зв'язками набуває вигляду

$$\dot{U}_i \underline{y}_{ii} + \sum_{U_{ni}=U_{nj}} \dot{U}_j \underline{y}_{ij} + \sum_{U_{ni}>U_{nj}} \dot{U}_j \underline{k}_{ij} \underline{y}_{ij} + \sum_{U_{ni}<U_{nj}} \dot{U}_j \underline{y}_{ij} \hat{k}_{ij} = \frac{S_i}{\hat{U}_i},$$

або

$$\dot{U}_i \underline{y}_{ii} + \sum_{U_{ni} \geq U_{nj}} \dot{U}_j \underline{y}_{ij} \underline{k}_{ij} + \sum_{U_{ni} < U_{nj}} \dot{U}_j \underline{y}_{ij} \hat{k}_{ij} = \frac{S_i}{\hat{U}_i}. \quad (1.89)$$

У виразі (1.89) для складової, яка відповідає ділянкам без трансформацій формально прийнято одиничне значення коефіцієнта трансформації фіктивного трансформатора.

У разі, коли під час трансформації напруги та струми не змінюють свій фазовий кут, тобто коефіцієнти трансформації являють собою дійсні числа вираз (1.89) спрощується та набуває вигляду

$$\dot{U}_i \underline{y}_{ii} + \sum \dot{U}_j \underline{y}_{ij} k_{ij} = \frac{S_i}{U_i}.$$

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Перелічіть основні особливості моделювання трансформаторних зв'язків в задачах аналізу усталених режимів електричних систем.
2. Дайте визначення коефіцієнту трансформації ідеального трансформатора. Поясніть подання коефіцієнта трансформації комплексним числом.
3. Наведіть розрахункові схеми понижуючого та підвищувального трансформатора.
4. Дайте характеристику та наведіть послідовність моделювання усталених режимів розімкнених електричних мереж декількох класів номінальної напруги із використанням запису закону Ома для трансформаторних ділянок.
5. Сформулюйте загальний принцип, покладений у визначення власних та взаємних контурних опорів розрахункових схем складнозамкнених електричних мереж, які містять трансформаторні зв'язки.
6. Наведіть вирази для розрахунку власних та взаємних контурних опорів розрахункових схем електричних систем з трансформаторними зв'язками.
7. Поясніть несиметрію матриці власних та взаємних контурних опорів розрахункових схем електричних систем з трансформаторними зв'язками.

8. *Охарактеризуйте загальний підхід до формування вузлової розрахункової моделі електричної системи, яка містить трансформаторні ділянки.*
9. *Наведіть загальний вираз рівнянь вузлової розрахункової моделі електричної системи з трансформаторними зв'язками.*



ЛІТЕРАТУРА

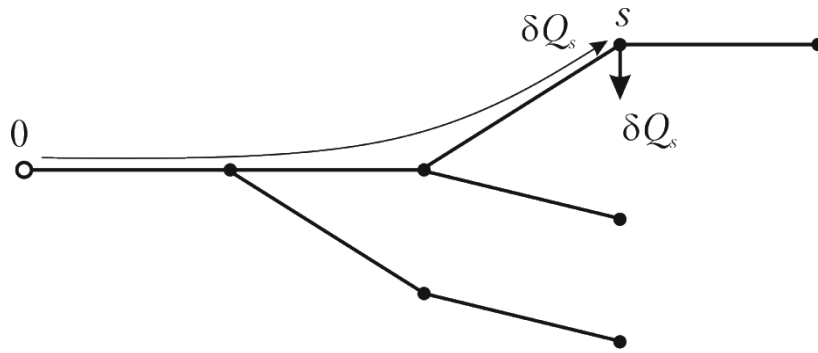
[37], стор. 102-105, 142-146; [41], стор. 176-181; [64], стор. 88-91; [69], стор. 209-215, 222-225; [74], стор. 235-241.

1.17 МОДЕЛЮВАННЯ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ, ЯКІ МІСТЯТЬ ВУЗЛИ З ФІКСАЦІЄЮ МОДУЛЯ НАПРУГИ

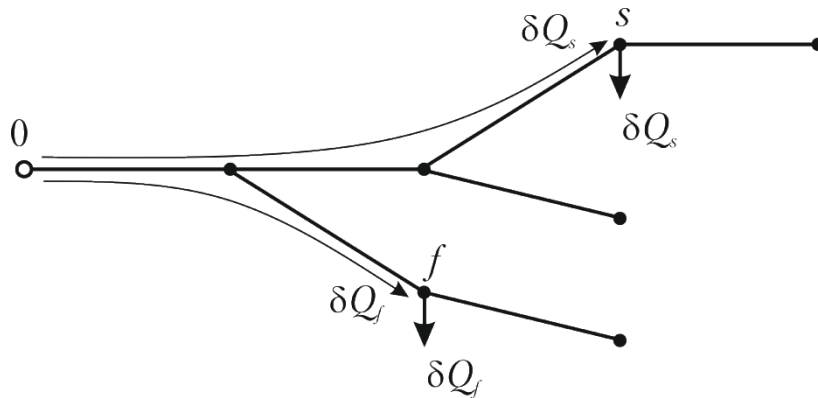
Більшість сучасних потужних синхронних генераторів, встановлених на електричних станціях електроенергетичних систем обладнані пристроями автоматичного регулювання збудження сильної дії. Такі пристрої призначені для регулювання струму в обмотці збудження синхронної машини з метою підтримки заданого режиму напруги на шинах розподільного пристрою електричної станції в широкому діапазоні навантажувальних режимів генераторів, тобто незалежно від поточного режиму електроенергетичної системи.

Формально дію автоматики регулювання збудження можна подати як регулювання режиму напруги шляхом зміни режиму реактивної потужності синхронного генератора. Таким чином, в задачах моделювання усталених режимів електричних систем відповідні вузли розрахункової схеми моделюють балансуєчими за реактивною потужністю пунктами, або пунктами з фіксацією модуля напруги та подають у вигляді *PV*-моделі з фіксованими значеннями активної потужності та модуля вектора напруги. Очевидно, що наявність у складі розрахункової схеми електричної системи вузлів з фіксацією модуля напруги потребує коригування розрахункових моделей усталених режимів, зокрема розрахункової моделі розімкненої електричної мережі.

Розглянемо розв'язання режимної задачі для електричної системи, розрахункова схема якої є розімкненою та містить єдиний вузол з фіксацією модуля напруги. Для такого пункту заздалегідь відомі модуль вектору напруги та активна потужність. Мета розрахунку полягає у визначенні фазового кута вектору напруги та реактивної потужності пункту. На рис. 1.39 *a* представлена розрахункова схема розімкненої електричної мережі, в *s*-му пункті якої зафіксовано модуль вектору напруги.



а) у разі наявності одного пункту з фіксацією модуля напруги



б) у разі наявності двох пунктів з фіксацією модуля напруги

Рис. 1.39. Ілюстрація розв'язання задачі моделювання усталеного режиму розімкненої електричної мережі, яка містить балансувачі за реактивною потужністю вузли

Припустимо, що відоме деяке наближене значення реактивної потужності пункту з фіксацією модуля напруги. Очевидно, що такому значенню відповідає певне розрахункове значення напруги на шинах цього пункту, яке можна визначити шляхом розв'язання режимної задачі за відомими алгоритмами моделювання усталеного режиму розімкненої електричної мережі. Природно, що модуль вектору такої напруги відрізняється від свого фіксованого значення

$$U_s^p \neq U_s,$$

де U_s^p – розрахункове значення напруги в s -му пункті електричної мережі за поточного наближення реактивної потужності; U_s – фіксована напруга в s -му пункті електричної мережі, яку мають підтримувати засоби автоматичного регулювання напруги; s – індекс пункту з фіксацією модуля напруги.

Очевидно, що для забезпечення заданого режиму напруги, в даному пункті електричної мережі необхідно прикласти додаткове реактивне навантаження таке, щоб покриття його по всіх ділянках від опорного за на-

пругою пункту викликало додатковий спад напруги та задовольнить умову

$$U_s^p = U_s.$$

Розглянутий підхід до розв'язання режимної задачі проілюстровано на рис. 1.39 *a*.

Таким чином, можна записати

$$U_s = \sqrt{U_0^2 - 2 \sum_{i \in 0-s} (P_i r_i - (Q_i + \delta Q_s) x_i)},$$

або

$$U_s = \sqrt{U_0^2 - 2 \sum_{i \in 0-s} (P_i r_i - Q_i x_i) + 2\delta Q_s \sum_{i \in 0-s} x_i}, \quad (1.90)$$

де U_0 – напруга на шинах опорного вузла; P_i , Q_i – середні лінійні потужності ділянок розрахункової схеми; r_i , x_i – активні та реактивні опори ділянок; запис $i \in 0-s$ означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма ділянками, які входять до шляху покриття навантаження s -го пункту схеми від опорного пункту.

Аналіз виразу (1.90) свідчить про те, що під коренем він містить квадрат розрахункового значення напруги балансуємого за реактивною потужністю пункту схеми. Дійсно

$$U_0^2 - 2 \sum_{i \in 0-s} (P_i r_i - Q_i x_i) = U_s^{p2}.$$

Таким чином, після низки нескладних перетворень вираз (1.90) набуває вигляду

$$U_s^2 = U_s^{p2} + 2\delta Q_s x_{0-s},$$

де $x_{0-s} = \sum_{i \in 0-s} x_i$ – сумарний індуктивний опір всіх ділянок, які входять до шляху покриття навантаження s -го пункту електричної мережі від опорного пункту.

В результаті отримуємо вираз для визначення поправки до реактивної потужності пункту з фіксацією модуля напруги

$$\delta Q_s = \frac{U_s^{p2} - U_s^2}{2x_{0-s}}. \quad (1.91)$$

Зазначимо, що наведені міркування щодо визначення реактивної потужності вузла з фіксацією модуля напруги не враховують навантажувальні втрати потужності від потоку поправки реактивної потужності на ділянках розрахункової схеми електричної мережі. Це визначає похибку, яка вноситься у розрахунок. Таку похибку можна нівелювати та звести до меж інженерної точності, якщо організувати ітераційний розрахунко-

вий процес за наведеною схемою, тобто організувати цикл з уточнення режиму реактивної потужності вузла з фіксацією модуля напруги.

У разі, якщо розрахункова схема електричної мережі містить декілька пунктів з фіксацією модуля напруги під час уточнення реактивної потужності цих пунктів необхідно враховувати взаємний вплив поправок до реактивної потужності, що проілюстровано на рис. 1.39 б. Дійсно, наявність загальних ділянок для покриття навантажень s -го та f -го пунктів розрахункової схеми на рис. 1.39 б визначає вплив поправки до реактивної потужності s -го пункту на режим напруги в f -му пункті і навпаки – вплив поправки до реактивної потужності f -го пункту на режим напруги в s -му пункті. Таким чином, для визначення поправок до реактивних потужностей вузлів з фіксацією модуля напруги необхідно розв'язати систему лінійних алгебраїчних рівнянь виду

$$\delta Q_s x_{0-s} + \sum \delta Q_f x_{0-f,s} = \frac{U_s^{p2} - U_s^2}{2}, \quad (1.92)$$

де $x_{0-f,s}$ – сума реактивних опорів ділянок розрахункової схеми, які одночасно входять до шляхів покриття навантажень s -го та f -го пунктів від опорного пункту.

Легко показати, що вираз (1.91) є окремим випадком загального виразу (1.92).

Загальний алгоритм розв'язання розглянутої режимної задачі складається з послідовного виконання наступних процедур.

1. Для пунктів з фіксацією модуля напруги приймають початкові наближення реактивної потужності. Для спрощення розрахунків, за відсутності інших міркувань, рекомендовано приймати нульові значення реактивної потужності цих пунктів

$$Q_s^{(0)} = 0.$$

2. З алгоритмами розрахунку усталених режимів розімкнених електричних мереж визначають поточний режим напруги на шинах балансуєчих за реактивною потужністю пунктів.

3. За виразом (1.92) складають та розв'язують систему лінійних алгебраїчних рівнянь відносно поправок до реактивних потужностей пунктів з фіксацією модуля напруги. Якщо розрахункова схема електричної мережі містить єдиний пункт з фіксацією модуля напруги, поправку до значення реактивної потужності визначають за виразом (1.91).

4. Перевіряють умови збіжності ітераційного процесу. Якщо максимальна за модулем поправка до реактивної потужності не перевищує інженерної точності

$$\max_s \{|\delta Q_s|\} \leq \varepsilon,$$

то мету ітераційного процесу слід вважати досягнутою. В іншому разі визначають нові уточненні значення реактивних потужностей пунктів з фіксацією модуля напруги

$$Q_s^{(n)} = Q_s^{(n-1)} + \delta Q_s^{(n)},$$

де n – індекс поточної ітерації текущей ітерации розрахункового процесу та виконують наступний ітераційний цикл, починаючи з процедури 2 алгоритму.

Аналіз запропонованого алгоритму свідчить про те, що він містить два вкладених ітераційних цикли. На зовнішньому ітераційному циклі здійснюють уточнення реактивної потужності в пунктах з фіксацією модуля напруги, а на внутрішньому ітераційному циклі здійснюють уточнення втрат потужності за поточного наближення реактивної потужності балансуєчих за реактивною потужністю пунктів.

Наведений підхід до моделювання розімкнених електричних мереж, які містять вузли з фіксацією модуля напруги, може бути з успіхом розповсюджений на моделювання усталених режимів замкнених електричних мереж контурними методами. Дійсно, відповідно до методу розрізання контурів, будь-яка замкнена електрична мережа шляхом видалення перемичок може бути еквівалентно заміщена розімкненою, для якої можна застосувати наведений вище підхід.

У разі застосування вузлових розрахункових моделей електричних систем, які містять вузли з фіксацією модуля напруги для таких вузлів записують тільки рівняння балансу активної потужності навіть у тому разі, коли використовують загальну розрахункову модель у вигляді балансу струмів.

Таким чином, кількість дійсних рівнянь у складі розрахункової моделі зменшується на кількість балансуєчих за реактивною потужністю вузлів порівняно з традиційною вузловою моделлю. Невідомими в такій системі рівнянь є модулі та фазову кути векторів напруги вузлів навантаження, а також фазові кути вузлів з фіксацією модуля напруги. Очевидно, що така ситуація відповідає поданню векторів напруги на комплексній площині у полярній системі координат.

У разі застосування декартової системи координат для подання векторів вузлових напруг систему рівнянь вузлової моделі слід доповнити рівняннями виду

$$U_j'^2 + U_j''^2 = U_j^2, \quad (1.93)$$

записаними для всіх балансуєчих за реактивною потужністю вузлів. У виразі (1.93) U_j' та U_j'' – дійсна та уявна складові вектора напруги j -го вузла з фіксацією модуля напруги.

Таким чином, кількість рівнянь вузлової моделі становить подвоєній кількості незалежних вузлів схеми. Невідомими в такій системі є дійсні

та уявні складові векторів напруг незалежних вузлів. Тобто наявність у складі розрахункової схеми вузлів з фіксацією модуля напруги не впливає на розмірність системи вузлових рівнянь усталеного режиму.

Зазначимо, що наявність у складі розрахункової схеми балансуєчих за реактивною потужністю вузлів сприятливо впливає на розрахункову надійність та збіжність ітераційної розрахункової моделі.

Реактивну потужність вузлів з фіксацією модуля напруги визначають після розв'язання систем нелінійних алгебраїчних рівнянь усталеного режиму на підставі виразів першого закону Кірхгофа, записаних для таких вузлів.

В більшості практичних випадків після визначення реактивної потужності вузлів з фіксацією модуля напруги необхідно додатково враховувати обмеження, які накладають на режим реактивної потужності генераторів електричних станцій та іншого устаткування балансуєчих за реактивною потужністю пунктів відповідно до виразу

$$Q_{s\min} \leq Q_s \leq Q_{s\max}. \quad (1.94)$$

де $Q_{s\min}$, $Q_{s\max}$ – нижня та верхня границі допустимого діапазону реактивної потужності s -го вузла з фіксацією модуля напруги.

У разі, коли після визначення реактивної потужності пункту з фіксацією модуля напруги умова (1.94) порушується, то це свідчить про нездатність пристроїв автоматичного регулювання підтримувати заданий режим напруги на шинах відповідних вузлів розрахункової схеми. У цьому разі реактивну потужність генераторного вузла фіксують на порушеній межі, і повторюють моделювання усталеного режиму електроенергетичної системи з використанням PQ -моделі для такого вузла розрахункової схеми.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Сформулюйте основну ідею моделювання усталених режимів розімкнених електричних мереж, які містять балансуєчі за реактивною потужністю пункти.
2. Наведіть вирази для уточнення реактивної потужності пунктів з фіксацією модуля напруги.
3. Поясніть необхідність організації циклічного ітераційного процесу уточнення реактивної потужності пунктів з фіксацією модуля напруги.
4. Наведіть загальний алгоритм моделювання усталеного режиму розімкненої електричної мережі, яка містить балансуєчі за реактивною потужністю пункти.
5. Поясніть положення про те, що розрахункові методи моделювання усталених режимів розімкнених електричних мереж можна успішно розповсюдити на контурні моделі замкнених мереж.

6. *Охарактеризуйте підходи, які використовують для урахування вузлів з фіксацією модуля напруги під час застосування вузлових розрахункових моделей ustalених режимів електричних систем.*
7. *Поясніть фізичний зміст обмежень, які накладають на розрахункові значення реактивної потужності пунктів з фіксацією модуля напруги.*
8. *Поясніть дії, які необхідно виконати у разі, коли під час моделювання ustalеного режиму електричної системи порушуються обмеження щодо режиму реактивної потужності.*

МЕТОДИ ТА МОДЕЛІ РОЗРАХУНКІВ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

2.1 ФОРМАЛЬНІ МЕТОДИ РОЗВ'ЯЗАННЯ СИСТЕМ НЕЛІНІЙНИХ АЛГЕБРАЇЧНИХ РІВНЯНЬ ВУЗЛОВОЇ МОДЕЛІ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ

Відомо, що нелінійність вузлової розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи вимагає залучення спеціальних числових методів розв'язання систем нелінійних алгебраїчних рівнянь, які базуються на ітераційному уточненні невідомих напруг незалежних вузлів розрахункової схеми.

Метод Зейделя

Рівняння вузлової розрахункової моделі (1.70) можна подати у рекурентній формі

$$\dot{U}_i = \frac{1}{\underline{y}_{ii}} \left(\frac{\dot{S}_i}{\dot{U}_i} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m \dot{U}_j \underline{y}_{ij} \right), \quad (2.1)$$

де m – кількість незалежних вузлів у складі розрахункової схеми.

Очевидно, що вираз (2.1) є узагальненням ітераційного виразу (А) для розрахункової схеми електричної системи довільної складності.

Вираз (2.1) дозволяє організувати ітераційне уточнення режиму напруги незалежних вузлів розрахункової схеми за методом простої ітерації та за методом прискореної ітерації Зейделя. Такий ітераційний процес характеризується простотою реалізації, але вельми повільною збіжністю.

Метод простої ітерації передбачає безпосереднє використання рекурентних виразів (2.1), записаних для всіх незалежних вузлів розрахункової схеми. Особливість метода Зейделя полягає в тому, що уточнені значення невідомих напруг використовують для уточнення решти невідомих вже на поточній ітерації. Схема методу Зейделя передбачає використання рекурентного виразу (2.1) у вигляді

$$\dot{U}_i^{(n)} = \frac{1}{\underline{y}_{ii}} \left(\frac{\dot{S}_i}{\dot{U}_i} - \sum_{j=1}^{i-1} \dot{U}_j^{(n)} \underline{y}_{ij} - \sum_{j=i+1}^m \dot{U}_j^{(n-1)} \underline{y}_{ij} \right), \quad (2.2)$$

де n – індекс поточної ітерації.

Збіжність ітераційного процесу контролюють за максимальною нев'язкою потужності в незалежних вузлах розрахункової схеми. Якщо такий параметр не перевищує інженерної точності, то мету ітераційного процесу вважають досягнутою. В іншому разі виконують наступний цикл обчислень за виразами (2.2), записаними для всіх незалежних вузлів розрахункової схеми.

Метод Ньютона

В практиці розв'язання режимних задач, оснований на вузловій моделі усталеного режиму електричної системи, найбільшого поширення набуло розв'язання систем нелінійних вузлових рівнянь методом Ньютона. Основна ідея методу Ньютона полягає в розкладанні нелінійної вектор-функції нев'язок потужностей або струмів в незалежних вузлах розрахункової схеми в ряд Тейлора. У разі, якщо обмежитися тільки лінійними членами розкладання, розв'язання систем нелінійних алгебраїчних рівнянь заміщується послідовним багатократним розв'язанням систем лінійних рівнянь з подальшим уточненням режиму напруги незалежних вузлів розрахункової схеми.

$$[\mathbf{W}(\mathbf{X})] \approx [\mathbf{W}(\mathbf{X}_0)] + \left[\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{U}} \right]_{\mathbf{X}=\mathbf{X}_0} [\Delta \mathbf{U}], \quad (2.3)$$

де $[\mathbf{W}(\mathbf{X}_0)]$ – вектор-стовпець нев'язок потужностей або струмів за поточного наближення режиму напруги незалежних вузлів розрахункової схеми; $\left[\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{U}} \right]_{\mathbf{X}=\mathbf{X}_0}$ – матриця частинних похідних від нев'язок по складових векторів напруги (матриця Якобі); $[\Delta \mathbf{U}]$ – вектор-стовпець поправок до складових векторів напруги.

В загальному випадку схема методу полягає у розв'язанні системи лінійних алгебраїчних рівнянь вигляду

$$\left[\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{U}} \right]_{\mathbf{X}=\mathbf{X}_0} [\Delta \mathbf{U}] = -[\mathbf{W}(\mathbf{X}_0)]. \quad (2.4)$$

Визначені в такий спосіб поправки до векторів напруги визначають нове наближення режиму напруги незалежних вузлів розрахункової схеми

$$\mathbf{U}^{(n)} = \mathbf{U}^{(n-1)} + \Delta \mathbf{U}, \quad (2.5)$$

де n – індекс поточної ітерації.

Оскільки розкладання в ряд Тейлора вектор-функції нев'язок обмежене тільки лінійними членами, отримані нові уточнені значення напруг незалежних вузлів розрахункової схеми не відповідають точному

розв'язку системи вузлових рівнянь. Проте циклічне повторення обчислень визначає швидкозбіжний ітераційний процес, точність якого квадратично залежить від кількості ітерації.

Для формування вузлової розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи за методом Ньютона рівняння (1.71) слід представити у формі нев'язок потужності

$$\dot{\omega}_i = U_i^2 \underline{y}_{ii} + \hat{U}_i \dot{I}_{0i} - \dot{S}_i = 0, \quad (2.6)$$

де U_i^2 – квадрат модуля вектору напруги i -го вузла розрахункової схеми;
 $\dot{I}_{0i} = \sum_{j \in i} \dot{U}_j \underline{y}_{ij}$.

Аналіз виразу (2.6) свідчить про те, що до складу функції нев'язок потужностей входять операції визначення модуля та спряження комплексного числа, який представляє вектор напруги поточного вузла розрахункової схеми. Це визначає неможливість розрахунку елементів матриці Якобі як частинних похідних функції комплексної змінної. Тому комплексні рівняння (2.6) слід поділити на дійсні та уявні складові та записати по два дійсних рівняння нев'язок активної та реактивної потужностей для кожного незалежного вузла розрахункової схеми

$$\begin{aligned} \omega_{P_i} &= g_{ii} U_i^2 + U_i' I_{0i}' + U_i'' I_{0i}'' - P_i = 0; \\ \omega_{Q_i} &= b_{ii} U_i^2 + U_i' I_{0i}'' - U_i'' I_{0i}' - Q_i = 0, \end{aligned} \quad (2.7)$$

де U_i' , U_i'' – дійсна та уявна складова вектора напруги i -го вузла схеми;
 $I_{0i}' = \sum_{j \in i} (g_{ij} U_j' - b_{ij} U_j'')$; $I_{0i}'' = \sum_{j \in i} (g_{ij} U_j'' + b_{ij} U_j')$. Очевидно, що складові I_{0i}' та I_{0i}'' являють собою складові фіктивного вузлового струму i -го вузла схеми за умови нульового значення напруги в цьому вузлі, тобто являють собою дійсну та уявну складові фіктивного струму короткого замикання i -го пункту розрахункової схеми.

Зазначимо, що вектори напруги на комплексній площині можна подати в декартовій або в полярній системі координат. В задачах моделювання усталених режимів електричних систем найбільшого поширення набуло використання полярної системи координат як більш інформативний спосіб подання інформації про режим напруги.

$$\dot{U} = U' + jU'' = U e^{j\delta} = U (\cos \delta + j \sin \delta).$$

За умови подання векторів напруги в полярній системі координат рівняння (2.7) набувають вигляду

$$\begin{aligned} \omega_{P_i} &= g_{ii} U_i^2 + U_i \cos \delta_i I_{0i}' + U_i \sin \delta_i I_{0i}'' - P_i = 0; \\ \omega_{Q_i} &= b_{ii} U_i^2 + U_i \cos \delta_i I_{0i}'' - U_i \sin \delta_i I_{0i}' - Q_i = 0, \end{aligned}$$

де $I'_{0i} = \sum_{j \in i} U_j (g_{ij} \cos \delta_j - b_{ij} \sin \delta_j)$; $I''_{0i} = \sum_{j \in i} U_j (g_{ij} \sin \delta_j + b_{ij} \cos \delta_j)$, або

$$\begin{aligned} \omega_{P_i} &= g_{ii} U_i^2 + U_i \sum_{j \in i} U_j (g_{ij} \cos \delta_{ij} + b_{ij} \sin \delta_{ij}) - P_i = 0; \\ \omega_{Q_i} &= b_{ii} U_i^2 - U_i \sum_{j \in i} U_j (g_{ij} \sin \delta_{ij} - b_{ij} \cos \delta_{ij}) - Q_i = 0, \end{aligned} \quad (2.8)$$

де $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$.

Елементи матриці Якобі визначають як частинні похідні виразів (2.8) за складовими векторів напруг. При цьому матриця Якобі характеризується клітинною структурою вигляду

$$\begin{bmatrix} \left. \frac{\partial \omega_P}{\partial U} \right| & \left. \frac{\partial \omega_P}{\partial \delta} \right| \\ \left. \frac{\partial \omega_Q}{\partial U} \right| & \left. \frac{\partial \omega_Q}{\partial \delta} \right| \end{bmatrix},$$

де кожна з клітин має структуру, аналогічну матриці власних та взаємних вузлових провідностей.

Для подання векторів напруг в полярній системі координат діагональні елементи клітин матриці Якобі слід визначати за виразами:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \omega_{P_i}}{\partial U_i} &= 2g_{ii} U_i + \sum_{j \in i} U_j (g_{ij} \cos \delta_{ij} + b_{ij} \sin \delta_{ij}); \\ \frac{\partial \omega_{Q_i}}{\partial U_i} &= 2b_{ii} U_i + \sum_{j \in i} U_j (-g_{ij} \sin \delta_{ij} + b_{ij} \cos \delta_{ij}) \\ \frac{\partial \omega_{P_i}}{\partial \delta_i} &= -U_i \sum_{j \in i} U_j (g_{ij} \sin \delta_{ij} - b_{ij} \cos \delta_{ij}); \\ \frac{\partial \omega_{Q_i}}{\partial \delta_i} &= -U_i \sum_{j \in i} U_j (g_{ij} \cos \delta_{ij} + b_{ij} \sin \delta_{ij}). \end{aligned} \quad (2.9)$$

Своєю чергою, недіагональні елементи матриці Якобі дорівнюють:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \omega_{P_i}}{\partial U_j} &= U_i (g_{ij} \cos \delta_{ij} + b_{ij} \sin \delta_{ij}); \\ \frac{\partial \omega_{Q_i}}{\partial U_j} &= -U_i (g_{ij} \sin \delta_{ij} - b_{ij} \cos \delta_{ij}); \\ \frac{\partial \omega_{P_i}}{\partial \delta_j} &= -U_i U_j (g_{ij} \sin \delta_{ij} + b_{ij} \cos \delta_{ij}); \\ \frac{\partial \omega_{Q_i}}{\partial \delta_j} &= U_i U_j (g_{ij} \cos \delta_{ij} + b_{ij} \sin \delta_{ij}). \end{aligned} \quad (2.10)$$

Загальний алгоритм розв'язання систем нелінійних алгебраїчних рівнянь вузлової розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи складається з послідовного виконання наступних процедур.

1. Умовно вважають, що напруги всіх незалежних вузлів розрахункової схеми дорівнюють номінальній напрузі електричної системи.

2. За виразами (2.7) визначають нев'язки потужностей за поточних наближень невідомих напруг та перевіряють умови збіжності ітераційного процесу. Якщо максимальна за модулем нев'язка потужності не перевищує інженерної точності

$$\max \left\{ \left| \omega_i \left(U^{(n)} \right) \right| \right\} \leq \varepsilon,$$

де n – індекс поточної ітерації, то це свідчить про досягнення мети ітераційного розрахунку і виконання алгоритму зупиняють. В іншому разі управління передають процедурі 3.

3. За виразами (2.9) та (2.10) визначають елементи матриці Якобі за поточних наближень невідомих напруг.

4. Реалізують розв'язання системи лінійних алгебраїчних рівнянь вигляду (2.4) та визначають поправки до невідомих напруг. За виразами (2.5) розраховують нові наближення невідомих напруг та передають управління процедурі 2 для виконання наступного циклу ітераційного обчислювального процесу.

Зазначимо, що математичний апарат метода Ньютона може бути реалізований і для інших способів подання вузлових нев'язок та невідомих напруг. Так, наприклад, подання невідомих векторів напруг за допомогою декартової системи координат визначає використання виразів (2.7) для визначення нев'язок потужностей незалежних вузлів схеми. Це, своєю чергою, визначає відповідні зміни розрахункових виразів для визначення елементів матриці Якобі. Також можливе представлення вузлових нев'язок у струмовій формі за подання векторів напруг в полярній або декартовій системі координат. Таким чином, можливі чотири способи реалізації метода Ньютона для розв'язання систем нелінійних алгебраїчних рівнянь вузлової моделі усталеного режиму електричної системи у формі балансу потужностей або струмів за подання векторів напруги в полярній або декартовій системах координат відповідно, як показано в табл. 2.1.

До основних недоліків розв'язання системи нелінійних алгебраїчних рівнянь усталеного режиму електричної системи методом Ньютона слід віднести великий обсяг обчислень на кожній ітерації розрахункового процесу, а також високу чутливість методу до вибору початкових наближень невідомих.

Таблиця 2.1. Розрахункові моделі методу Ньютона

		Форма подання векторів напруг			
		в декартовій системі координат		в полярній системі координат	
		Рівняння балансу	Матриця Якобі	Рівняння балансу	Матриця Якобі
Форма подання рівнянь нев'язок	баланс потужностей	$\begin{cases} \omega_p(U', U'') = 0; \\ \omega_q(U', U'') = 0. \end{cases}$	$\begin{bmatrix} \frac{\partial \omega_p}{\partial U'} & \frac{\partial \omega_p}{\partial U''} \\ \frac{\partial \omega_q}{\partial U'} & \frac{\partial \omega_q}{\partial U''} \end{bmatrix}$	$\begin{cases} \omega_p(U, \delta) = 0; \\ \omega_q(U, \delta) = 0. \end{cases}$	$\begin{bmatrix} \frac{\partial \omega_p}{\partial U} & \frac{\partial \omega_p}{\partial \delta} \\ \frac{\partial \omega_q}{\partial U} & \frac{\partial \omega_q}{\partial \delta} \end{bmatrix}$
	баланс струмів	$\begin{cases} \omega_{I'}(U', U'') = 0; \\ \omega_{I''}(U', U'') = 0. \end{cases}$	$\begin{bmatrix} \frac{\partial \omega_{I'}}{\partial U'} & \frac{\partial \omega_{I'}}{\partial U''} \\ \frac{\partial \omega_{I''}}{\partial U'} & \frac{\partial \omega_{I''}}{\partial U''} \end{bmatrix}$	$\begin{cases} \omega_{I'}(U, \delta) = 0; \\ \omega_{I''}(U, \delta) = 0. \end{cases}$	$\begin{bmatrix} \frac{\partial \omega_{I'}}{\partial U} & \frac{\partial \omega_{I'}}{\partial \delta} \\ \frac{\partial \omega_{I''}}{\partial U} & \frac{\partial \omega_{I''}}{\partial \delta} \end{bmatrix}$

До теперішнього часу розроблено велику кількість модифікацій методу Ньютона, спрямованих на ослаблення впливу зазначених негативних обставин. Тут слід зважати на те, що вимоги до зменшення обсягів обчислень на кожній ітерації і покращення збіжності обчислювального процесу є взаємовиключними. Очевидно, що зменшення обсягів обчислень на кожній ітерації призводить до збільшення загальної кількості ітерацій. Навпаки, зменшення загальної кількості ітерацій може бути досягнуто за рахунок додаткових обчислень на кожному кроці розрахункового процесу.

Модифікований метод Ньютона

Модифікований метод Ньютона заснований на властивості матриці Якобі, яка полягає в тому, що значення її елементів поблизу розв'язку системи нелінійних алгебраїчних рівнянь усталених режимів роботи електричної системи змінюються несуттєво. Ця обставина дозволяє використовувати ту саму матрицю Якобі в ітераційному процесі розв'язання системи нелінійних вузлових рівнянь вузловий усталеного режиму електричної системи.

На рис. 2.1 наведена геометрична інтерпретація класичного та модифікованого метода Ньютона в одновимірному фазовому просторі станів,

де x^* позначено точний розв'язок нелінійного рівняння $f(x) = 0$; x_0 – початкове наближення невідомого параметра; x_1, x_2, \dots – послідовні наближення невідомого параметру в процесі ітераційного уточнення; $\omega_0, \omega_1, \omega_2, \dots$ – значення функції $f(x)$ за відповідних наближень невідомих.

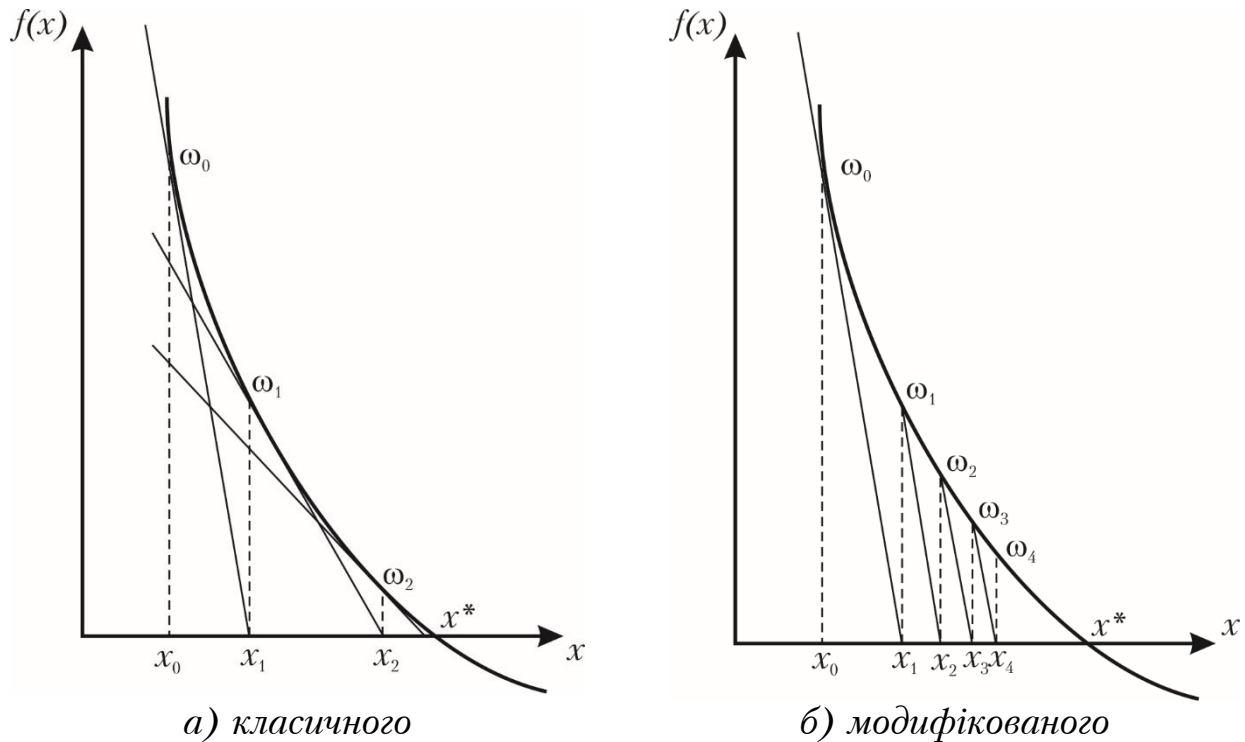


Рис. 2.1. Геометрична інтерпретація метода Ньютона

На рис. 2.1 *а* проілюстроване ітераційне уточнення невідомого параметру за класичним методом Ньютона, де для кожного наближення невідомого визначають положення дотичної до функції $f(x)$ та визначають точку перетину дотичної з віссю абсцис. Така точка визначає нове наближення невідомого параметру, для якого будують нову дотичну. Модифікований метод Ньютона (див. рис. 2.1 *б*) передбачає перенесення дотичної паралельно самій собі в точку наступного наближення невідомого параметру.

Використання незмінної матриці Якобі дозволяє додатково скоротити обсяги обчислень, якщо під час розв'язання системи лінійних алгебраїчних рівнянь щодо поправок до невідомих використовувати LU -розкладання матриці коефіцієнтів. Обсяг розрахунків на одній ітерації зменшується приблизно в 5 разів порівняно з класичним методом Ньютона. Кількість ітерацій при цьому збільшується, а надійність обчислювального процесу (збіжність) падає. Особливо погана збіжність ітерацій в модифікованому методі Ньютона за великого видалення початкових наближень від точного розв'язку, що зазвичай має місце під час моделювання переобтяжених за навантаженням післяаварійних режимів.

Метод Стотта

Характерною ознакою електричних мереж вищих класів напруг (330 кВ і вище) є істотне перевищення реактивних опорів ділянок розрахункових схем над активними. Наслідком цього є незначна залежність режиму напруги від активних потужностей навантаження у вузлах, а також малий вплив реактивних вузлових потужностей на фазові кути векторів напруг, що виражається в наступних співвідношеннях між елементами матриці Якобі

$$\frac{\partial \omega_P}{\partial \delta} \gg \frac{\partial \omega_P}{\partial U}; \quad \frac{\partial \omega_Q}{\partial U} \gg \frac{\partial \omega_Q}{\partial \delta}.$$

Зазначені особливості електричних мереж надвисокої номінальної напруги дозволяють умовно дорівняти нулю блоки матриці Якобі

$$\frac{\partial \omega_P}{\partial U} = 0; \quad \frac{\partial \omega_Q}{\partial \delta} = 0.$$

В результаті система лінійних алгебраїчних рівнянь щодо поправок напруги розпадається на дві незалежні системи меншого порядку

$$\begin{aligned} \left[\frac{\partial \omega_P}{\partial \delta} \right]_i \Delta \delta^{(i)} &= \omega_P(U^{(i)}, \delta^{(i)}); \\ \left[\frac{\partial \omega_Q}{\partial U} \right]_i \Delta U^{(i)} &= \omega_Q(U^{(i)}, \delta^{(i)}). \end{aligned}$$

Даний підхід отримав назву розділеного методу Ньютона або методу Стотта. Цей метод вимагає в два рази меншого обсягу пам'яті для зберігання матриці Якобі. Економія пам'яті в цілому становить 35-40%, а обсяг обчислень зменшується приблизно на 10%.

Оптимізаційні методи розв'язання нелінійних вузлових рівнянь

Для розв'язання систем нелінійних вузлових рівнянь можна залучати оптимізаційні методи, наприклад, метод найскорішого спуску. Для реалізації даного методу використовують допоміжну функцію, яка визначається сумою квадратів нев'язок потужностей або струмів в незалежних вузлах розрахункової схеми

$$\psi = \sum_{i=1}^n \omega_i^2(x_1, x_2, \dots, x_n), \quad (2.11)$$

де x_1, x_2, \dots – невідомі параметри усталеного режиму електричної системи, наприклад, модулі та фазові кути векторів напруги.

Вираз (2.11) можна подати у матричній формі

$$\psi = \mathbf{W} \cdot \mathbf{W}, \quad (2.12)$$

де \mathbf{W} – вектор-стовпець нев'язок потужностей або струмів; знак множення визначає операцію обчислення скалярного добутку векторів.

Очевидно, що допоміжна функція (2.11) є невід'ємною та має мінімум, який дорівнює нулю та відповідає розв'язку системи нелінійних алгебраїчних рівнянь вузлової моделі усталеного режиму електричної системи. Таким чином, задачу пошуку невідомих, які забезпечують нульові значення нев'язок ($\omega_i \rightarrow 0$) можна замінити на оптимізаційну задачу пошуку мінімуму допоміжної функції ($\psi \rightarrow \min$).

Відповідно до методу найскорішого спуску для реалізації ітераційного уточнення невідомих слід використовувати вираз

$$\mathbf{x}^{(n)} = \mathbf{x}^{(n-1)} - \rho \nabla \psi(\mathbf{x}^{(n)}), \quad (2.13)$$

де $\nabla \psi(\mathbf{x}^{(n)})$ – вектор градієнту допоміжної функції в точці $\mathbf{x}^{(n)}$; ρ – коефіцієнт довжини кроку; від'ємний знак у виразі (2.13) означає, що рух слід здійснювати в напрямку антиградієнту.

Елементи вектору градієнту визначають за виразом

$$\frac{\partial \psi}{\partial x_k} = 2 \sum_{i=1}^n \frac{\partial \omega_i}{\partial x_k} \omega_i,$$

де похідні $\frac{\partial \omega_i}{\partial x_k}$ утворюють матрицю Якобі.

В матричній формі вираз для визначення вектору градієнту має вигляд

$$\nabla \psi = 2 \mathbf{J}^T \mathbf{W}, \quad (2.14)$$

де \mathbf{J}^T – транспонована матриця Якобі.

Тоді матричний вираз (2.13) набуває вигляду

$$\mathbf{x}^{(n)} = \mathbf{x}^{(n-1)} - 2\rho \mathbf{J}^T \mathbf{W}. \quad (2.15)$$

У вираз (2.15) слід підставити коефіцієнт довжини кроку, який забезпечує мінімум допоміжної функції (2.11). Для визначення такого коефіцієнту виконаємо розкладання вектор-функції нев'язок $\mathbf{W}(\mathbf{x} + \Delta \mathbf{x})$, де $\Delta \mathbf{x} = -2\rho \mathbf{J}^T \mathbf{W}$ в ряд Тейлора, обмежене лінійними членами. В результаті вираз (2.12) набуває вигляду

$$\psi = [\mathbf{W} - 2\rho \mathbf{J}^T \mathbf{W}]^2 \quad (2.16)$$

У виразі (2.16) операція зведення в квадрат означає скалярний добуток відповідного вектор-стовпця на самого себе.

Розглянемо вираз (2.16) як функцію від коефіцієнта довжини кроку та визначимо її мінімум. Для цього слід розв'язати матричне рівняння

$$\frac{\partial \Psi}{\partial \rho} = -2[\mathbf{W} - 2\rho \mathbf{J}\mathbf{J}^T \mathbf{W}] 2\mathbf{J}\mathbf{J}^T \mathbf{W} = 0,$$

звідки

$$\rho = \frac{1}{2} \frac{\mathbf{W}\mathbf{J}\mathbf{J}^T \mathbf{W}}{[\mathbf{J}\mathbf{J}^T \mathbf{W}]^2} = \frac{1}{2} \frac{\mathbf{W}\mathbf{B}}{\mathbf{B}^2},$$

де $\mathbf{B} = \mathbf{J}\mathbf{J}^T \mathbf{W}$.

Таким чином, рекурентний вираз ітераційного уточнення невідомих параметрів (2.15) набуває вигляду

$$\mathbf{x}^{(n)} = \mathbf{x}^{(n-1)} - \frac{\mathbf{W}\mathbf{B}}{\mathbf{B}^2} \mathbf{J}^T \mathbf{W}.$$

Зазначимо, що розрахунки за наведеною схемою вимагають організації ітераційного уточнення невідомих параметрів. Це пояснюється двома факторами. По-перше, вектор антиградієнту, за яким виконують уточнення невідомих, визначає напрям найскорішого зменшення допоміжної функції, але не напрям у бік її мінімального значення. По-друге, розкладання в ряд Тейлора вектор-функції нев'язок було обмежене тільки лінійними членами (див. вираз (2.16)), що обумовлює похибку моделювання.

Розв'язання системи нелінійних алгебраїчних рівнянь градієнтним методом вимагає розрахунків нев'язок і елементів матриці Якобі. Тому в обчислювальній практиці такий метод часто розглядають як модифікацію методу Ньютона.

Метод Ньютона другого порядку

Застосування обчислювальної схеми розв'язання системи нелінійних алгебраїчних рівнянь вузлової моделі методом Ньютона пов'язано із загубленням математичної моделі усталеного режиму електричної системи через обмеження розкладання вектор-функції нев'язок у ряд Тейлора (див. вираз (2.3)). За певних обставин, наприклад, у разі моделювання переобтяжених за навантаженням післяаварійних режимів, зображуюча точка яких лежить поблизу межі існування режиму, таке загублення математичної моделі не дозволить реалізувати розрахунок параметрів усталеного режиму електричної системи (ітераційний процес виявляється розбіжним). За цих обставин корисним може виявитися розширення розкладання вектор-функції нев'язок у ряд Тейлора до трьох членів

$$[\mathbf{W}(\mathbf{X})] \approx [\mathbf{W}(\mathbf{X}_0)] + \left[\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{U}} \right]_{\mathbf{X}=\mathbf{X}_0} [\Delta \mathbf{U}] + \frac{1}{2} [\Delta \mathbf{U}]^T \left[\frac{\partial^2 \mathbf{W}}{\partial \mathbf{U}^2} \right]_{\mathbf{X}=\mathbf{X}_0} [\Delta \mathbf{U}],$$

де $\left[\frac{\partial^2 \mathbf{W}}{\partial \mathbf{U}^2} \right]_{\mathbf{X}=\mathbf{X}_0}$ – кубічна матриця других похідних (матриця Гессе).

Таким чином, визначення поправок до невідомих параметрів усталеного режиму електричної системи зводиться до розв'язання системи квадратичних рівнянь виду

$$[\mathbf{W}(\mathbf{X}_0)] + \left[\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{U}} \right]_{\mathbf{X}=\mathbf{X}_0} [\Delta \mathbf{U}] + \frac{1}{2} [\Delta \mathbf{U}]^T \left[\frac{\partial^2 \mathbf{W}}{\partial \mathbf{U}^2} \right]_{\mathbf{X}=\mathbf{X}_0} [\Delta \mathbf{U}] = 0. \quad (2.17)$$

Зазначимо, що розв'язання квадратичних рівнянь (2.17) можливо лише ітераційними методами. На першому етапі за класичним методом Ньютона визначають прогнозовані значення поправок до невідомих параметрів. Далі, з використанням матриці Гессе, організують ітераційне уточнення поправок за однією з трьох можливих схем.

1-ша схема

$$\left(\left[\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{U}} \right]_{\mathbf{X}=\mathbf{X}_0} + 0,5 [\Delta \mathbf{U}_1]^T \left[\frac{\partial^2 \mathbf{W}}{\partial \mathbf{U}^2} \right]_{\mathbf{X}=\mathbf{X}_0} \right) [\Delta \mathbf{U}] = -[\mathbf{W}(\mathbf{X}_0)], \quad (2.18)$$

де $[\Delta \mathbf{U}_1]$ – вектор-стовпець прогнозованих значень поправок.

Очевидно, що така схема базується на використанні матриці Гессе для корекції елементів матриці Якобі.

2-га схема

$$\left[\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{U}} \right]_{\mathbf{X}=\mathbf{X}_0} [\Delta \mathbf{U}] = -[\mathbf{W}(\mathbf{X}_0)] - 0,5 [\Delta \mathbf{U}_1]^T \left[\frac{\partial^2 \mathbf{W}}{\partial \mathbf{U}^2} \right]_{\mathbf{X}=\mathbf{X}_0} [\Delta \mathbf{U}_1]. \quad (2.19)$$

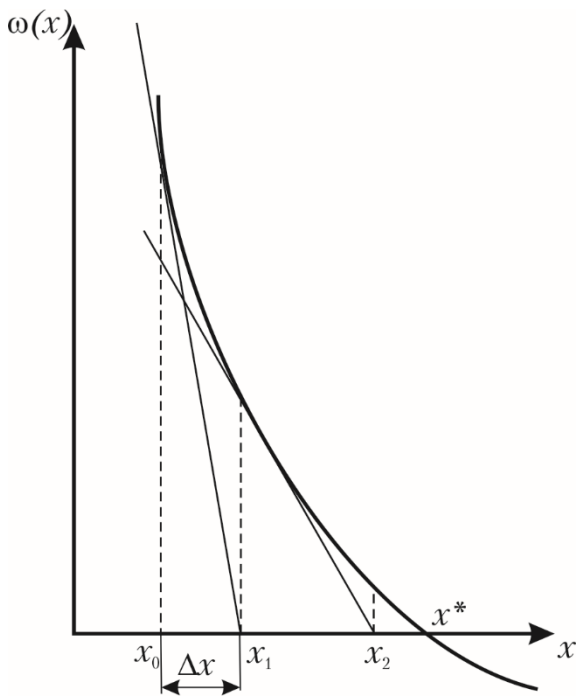
Така схема базується на корекції елементів вектор-стовпця нев'язок.

3-тя схема

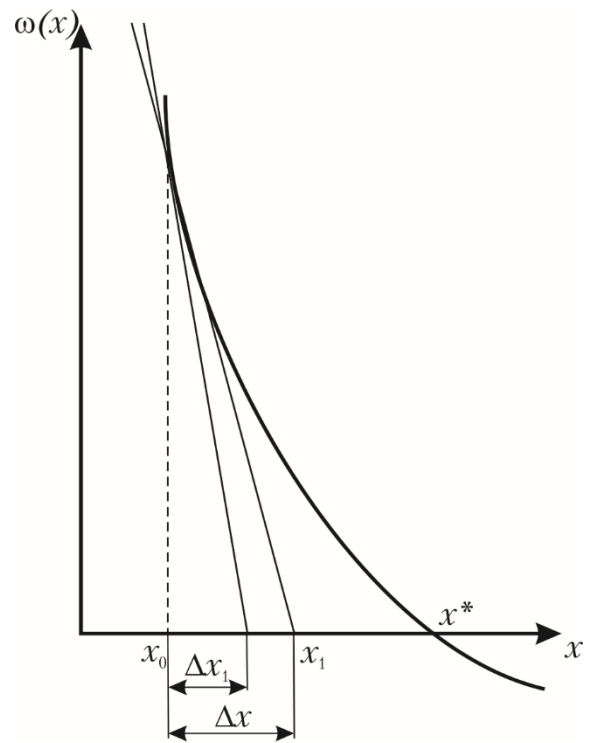
$$\begin{aligned} & \left(\left[\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{U}} \right]_{\mathbf{X}=\mathbf{X}_0} + 0,5(1-\alpha) [\Delta \mathbf{U}]^T \left[\frac{\partial^2 \mathbf{W}}{\partial \mathbf{U}^2} \right]_{\mathbf{X}=\mathbf{X}_0} \right) [\Delta \mathbf{U}] = \\ & = -[\mathbf{W}(\mathbf{X}_0)] - 0,5\alpha [\Delta \mathbf{U}_1]^T \left[\frac{\partial^2 \mathbf{W}}{\partial \mathbf{U}^2} \right]_{\mathbf{X}=\mathbf{X}_0} [\Delta \mathbf{U}_1], \end{aligned} \quad (2.20)$$

де α – певний параметр, значення якого лежить в межах від 0 до 1. Очевидно, що за нульового значення параметру α математична модель (2.20) вироджується в (2.18), а за одиничного – в (2.19). Таким чином, третя схема уточнення поправок поєднує в собі корекцію матриці Якобі та вектору нев'язок в пропорції, яка визначається параметром α .

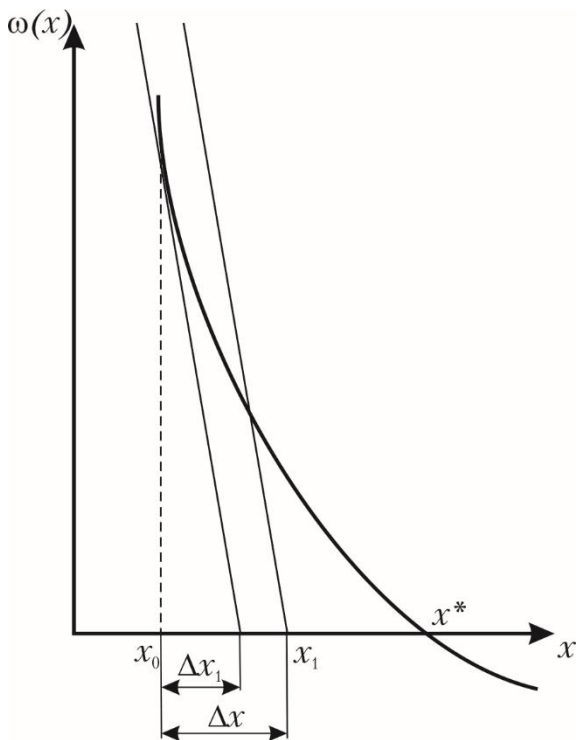
Визначення поправок до невідомих параметрів усталеного режиму за методом Ньютона другого порядку проілюстровано на рис. 2.2.



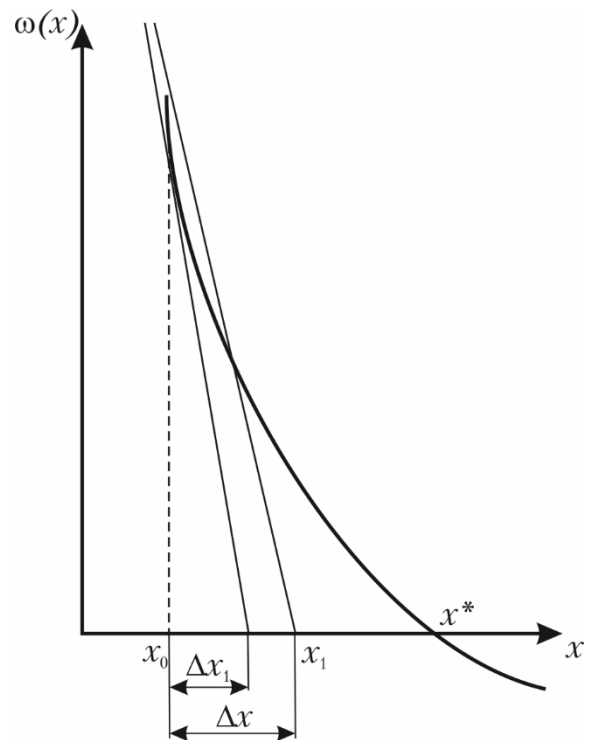
а) класичний метод Ньютона



б) корекція матриці Якобі



в) корекція вектор-стовпця
нев'язок



г) корекція матриці Якобі
та вектор-стовпця невязок

Рис. 2.2. Ілюстрація уточнення поправок до невідомих параметрів за методом Ньютона другого порядку

Обчислення за схемами (2.18)–(2.20) повторюють багаторазово аж до досягнення необхідної точності. Результат виконання чергової ітерації тут використовують як прогнозовані значення поправок для виконання наступної ітерації.

Параметричні методи

До параметричних відносять групу методів розв'язання систем нелінійних алгебраїчних рівнянь усталених режимів електричної системи, засновані на методі Ньютона. Основна ідея параметричних методів полягає в тому, що поправки до невідомих, визначені в процесі розв'язання системи лінійних алгебраїчних рівнянь (2.4) на кожній ітерації обчислювального процесу за алгоритмом методу Ньютона вносять в вектор невідомих з урахуванням поправкового коефіцієнту (параметру)

$$\mathbf{U}^{(n)} = \mathbf{U}^{(n-1)} + \alpha \Delta \mathbf{U}, \quad (2.21)$$

де n – індекс поточної ітерації; α – параметр, який визначають за певною методикою.

Додаткові витрати обчислювальних ресурсів, пов'язані з визначенням на кожному кроці ітераційного обчислювального процесу параметру спрямовані на підвищення обчислювальної надійності методу. В результаті вдається отримати розв'язок системи вузлових рівнянь усталеного режиму навіть для переобтяжених за навантаженням режимів, зображуюча точка яких в просторі станів лежить поблизу межі області існування режимів.

Відповідно до методики, яку покладено в основу визначення параметру розрізняють різні модифікації методу. Розглянемо найбільш поширені методи визначення параметру.

Аналітичний метод передбачає використання норм матриці других похідних нев'язок – матриці Гессе за виразом

$$\alpha = \frac{2 \max \omega_j^{(n)}}{\max a_j^{(n)}} \leq 1,$$

де $\max \omega_j^{(n)} = \left\| \mathbf{W}(\mathbf{X}^{(n)}) \right\|$ – максимальний за модулем елемент вектор-

стовпця нев'язок; $\max a_j^{(n)} = \left\| \Delta \mathbf{X}^T \left[\frac{\partial^2 \mathbf{W}(\mathbf{X})}{\partial \mathbf{X}^2} \right]_{(n)} \Delta \mathbf{X} \right\|$ – максимальний за мо-

дулем елемент вектор-стовпця, отриманого в результаті двократного множення матриці Якобі на вектор-стовпець поправок невідомих; n – індекс поточної ітерації.

Використання аналітичного методу визначення параметру дозволяє отримати надійну стійку збіжність обчислювального процесу за методом

Ньютона для граничних за умовами існування режимів, для яких якобіан близький до нуля. Тому такий спосіб визначення параметру виявляється досить ефективним під час дослідження режимних параметрів граничних за аперіодичної стійкості і нестійких режимів роботи електричної системи.

Метод ділення навпіл базується на контролі динаміки зміни значень допоміжної функції (2.11) з метою недопущення їх зростання після уточнення невідомих параметрів. Якщо на черговому етапі обчислень виконується умова

$$\psi(\mathbf{x}^{(n)}) \leq \psi(\mathbf{x}^{(n-1)}), \quad (2.22)$$

тобто допоміжна функція зменшується, то приймають одиничне значення параметру, а сам параметричний метод вироджується в класичний метод Ньютона (див. вираз (2.21) за умови $\alpha = 1$). В іншому разі, тобто якщо умова (2.22) не виконується, параметр ділять навпіл та розраховують нові уточнені значення невідомих. Ділення параметру навпіл виконують доки не буде задовільнена умова (2.22), або величина параметру не стане зневажливо малою.

Таким чином, один цикл розв'язання задачі передбачає один крок метода Ньютона та $(N+1)$ -кратний розрахунок допоміжної функції та вектор-стовпця невідомих. При чому вектор невідомих визначають за виразом

$$\mathbf{x}^{(n)} = \mathbf{x}^{(n-1)} + \frac{1}{2^N} \Delta \mathbf{x}^{(n-1)},$$

де N послідовно набуває значення 0, 1, 2 і так далі. Число N має бути таким, щоб виконувалась умова (2.22).

Застосування даного методу дозволяє гарантовано зупинити ітераційний розрахунковий процес навіть у тому разі, коли система вузлових рівнянь не має розв'язку або ітераційний процес виявляє локальний мінімум гіперповерхні допоміжної функції (2.11). Для цього використовують додатковий критерій завершення ітераційного процесу, який полягає в контролі поточного значення параметру. Обчислювальний процес слід завершити за умови

$$\alpha \leq \varepsilon.$$

Метод оптимізації кроку базується на визначенні такого значення параметру, за якого допоміжна функція (2.11) після виконання наступного кроку набуває свого найменшого значення.

Нехай після виконання попередньої ітерації значення допоміжної функції дорівнює ψ_0 . Виконаємо пробний крок одиничної довжини за традиційною схемою метода Ньютона. Для нових значень невідомих параметрів $\mathbf{x}^{(1)} = \mathbf{x}^{(0)} - \Delta \mathbf{x}$ розрахуємо нове значення допоміжної функції та

позначимо його ψ_1 . Далі виконаємо ще один пробний крок одиничної довжини $\mathbf{x}^{(2)} = \mathbf{x}^{(1)} - \Delta\mathbf{x} = \mathbf{x}^{(0)} - 2\Delta\mathbf{x}$, розрахуємо відповідне значення допоміжної функції та позначимо його ψ_2 .

Припустимо, що залежність значень допоміжної функції від довжини кроку апроксимується кривою другого порядку, як показано на рис. 2.3

$$\psi(\alpha) = a + b\alpha + c\alpha^2. \quad (2.23)$$

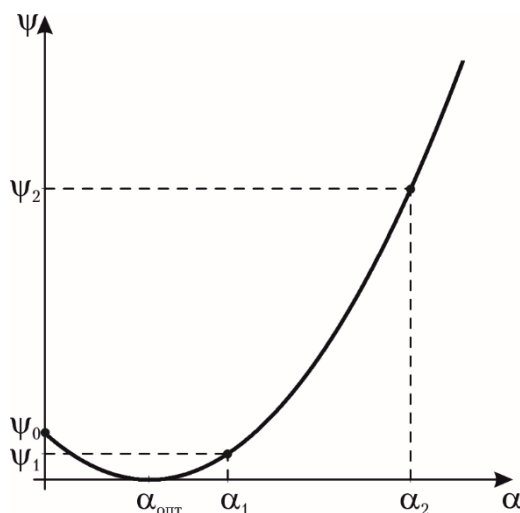


Рис. 2.3. Ілюстрація вибору оптимального кроку

За наявними трьома точками ψ_0 , ψ_1 та ψ_2 (див. рис. 2.3) можна визначити коефіцієнти апроксимуючої функції

$$\begin{cases} \psi(0) = \psi_0 = a; \\ \psi(1) = \psi_1 = a + b + c; \\ \psi(2) = \psi_2 = a + 2b + 4c; \end{cases} \quad \text{та} \quad \begin{cases} a = \psi_0; \\ b = \frac{1}{2}(4\psi_1 - \psi_2 - 3\psi_0); \\ c = \frac{1}{2}(\psi_2 - 2\psi_1 + \psi_0). \end{cases}$$

Для визначення довжини кроку, за якого допоміжна функція набуває мінімального значення необхідно знайти екстремум функції (2.23), тобто розв'язати рівняння $b + 2c\alpha_{\text{опт}} = 0$:

$$\alpha_{\text{опт}} = -\frac{b}{2c} = \frac{\psi_2 - 4\psi_1 + 3\psi_0}{2(\psi_2 - 2\psi_1 + \psi_0)}. \quad (2.24)$$

Після цього виконують уточнення невідомих параметрів за виразом

$$\mathbf{x}^{(n)} = \mathbf{x}^{(n-1)} - \alpha_{\text{опт}}\Delta\mathbf{x},$$

де n – індекс поточної ітерації.

Метод послідовних інтервалів

Висока чутливість методу Ньютона до початкових наближень невідомих визначає складнощі розв'язання задачі моделювання усталених режимів електричних систем, зображуючи точка яких лежить на межі або поблизу межі існування режимів. Тут близькість до нуля визначника матриці Якобі обумовлює розбіжний ітераційний процес навіть у разі існування розв'язку режимної задачі. За таких умов можна використовувати підхід, який отримав назву метод послідовних інтервалів. Суть методу полягає в наступному.

Нехай спроби розв'язання режимної задачі для деякої електричної системи класичними методами не мали успіху. Водночас відоме розв'язання іншої режимної задачі для тієї самої електричної системи але за інших, очевидно, менших навантажень. Позначимо \mathbf{S}_0 вектор-стовпець вузлових навантажень відомого режиму електричної системи, а \mathbf{S} – в режимі, який необхідно змоделювати. Очевидно, що вектори \mathbf{S}_0 та \mathbf{S} визначають дві зображуючі точки в гіперпросторі вузлових навантажень електричної системи. Розіб'ємо відрізок $[\mathbf{S}_0; \mathbf{S}]$ на декілька однакових ділянок з кроком Δ та організуємо розрахунок серії режимних задач за вузлових навантажень

$$\mathbf{S}_\alpha = \mathbf{S}_0 + \alpha(\mathbf{S} - \mathbf{S}_0),$$

де $\alpha = 0, \Delta, 2\Delta, \dots, 1$ – індекс, який визначає поточний інтервал завантаження електричної системи.

Очевидно, що за умови $\alpha = 0$ результати моделювання вже відомі, а якщо $\alpha = 1$ моделюванню підлягає шуканий режим за заданих навантажень.

Таким чином, метод послідовних інтервалів полягає у послідовному розв'язанні серії режимних задач за поступового завантаження електричної системи. При чому на кожному черговому кроці моделювання як початкові наближення слід використовувати результати розрахунку режимних параметрів на попередньому інтервалі завантаження. Отже, метод послідовних інтервалів дозволяє організувати моделювання будь-яких переобтяжених за навантаженням режимів електричних систем, а у разі відсутності існування шуканого режиму – впритул наблизитись до межі існування режимів.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Наведіть рекурентні вирази для уточнення режиму напруги за методом простої ітерації та за методом Зейделя.
2. Дайте коротку характеристику використання методу Зейделя для розв'язання вузлових рівнянь розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи.

3. Наведіть критерій збіжності ітераційного процесу за методом Зейделя.
4. У чому полягає основна ідея розв'язання систем нелінійних алгебраїчних рівнянь методом Ньютона?
5. Поясніть клітинну структуру матриці Якобі.
6. Наведіть загальний алгоритм розв'язання систем нелінійних алгебраїчних рівнянь вузлової розрахункової моделі методом Ньютона.
7. Наведіть класифікацію розрахункових моделей методу Ньютона за способами запису нелінійних алгебраїчних рівнянь та за поданням векторів невідомих напруг.
8. Наведіть вирази для визначення нев'язок потужностей (струмів) та елементів матриці Якобі за подання векторів напруги в декартовій та полярній системах координат.
9. У чому полягає основна ідея модифікованого методу Ньютона?
10. Сформулюйте основні положення методу Стотта.
11. Поясніть можливості застосування оптимізаційних методів для розв'язання систем нелінійних алгебраїчних рівнянь вузлової моделі усталеного режиму електричної системи.
12. Чому градієнтні методи розв'язання систем вузлових рівнянь відносять до модифікації методу Ньютона.
13. Сформулюйте основні положення методу Ньютона другого порядку.
14. Дайте визначення матриці Гессе.
15. Охарактеризуйте можливі схеми ітераційного уточнення поправок в методі Ньютона другого порядку.
16. Охарактеризуйте параметричні методи розв'язання задач моделювання усталених режимів електричних систем.
17. Наведіть основні положення методу послідовних інтервалів.



ЛІТЕРАТУРА

[7], стор. 147-149; [12], стор. 47-65, 82-89, 103-137; [26], стор. 67-76; [27], стор. 398-401, 417-426; [40], стор. 87-106; [64], стор. 79-85; [74], стор. 231-234; [78], стор. 42-43, 165-171.

2.2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ ЗА СЕРЕДНІМИ ЛІНІЙНИМИ ПОТУЖНОСТЯМИ ДІЛЯНОК СХЕМИ

Розрахунок усталених режимів електричних систем інколи виконують за середніми лінійними потужностями ділянок розрахункової схеми. Для кожної ділянки схеми середню лінійну потужність визначають за виразами

$$\begin{aligned}\dot{S}_{ij} &= \dot{S}_{ij}^n - 0,5\Delta\dot{S}_{ij}; \\ \dot{S}_{ij} &= \dot{S}_{ij}^k + 0,5\Delta\dot{S}_{ij},\end{aligned}$$

де \dot{S}_{ij}^n , \dot{S}_{ij}^k – потоки повної потужності на початку та наприкінці ділянки $i-j$ відповідно; $\Delta\dot{S}_{ij}$ – повні навантажувальні втрати потужності на ділянці $i-j$.

Очевидно, середні лінійні потужності ділянок розрахункової схеми являють собою середні арифметичні значення потоків потужності на початку та наприкінці ділянки.

В підрозділах 1.8 та 1.9 показано, що середні лінійні потужності ділянок розрахункової схеми дозволяють визначити режим напруги в електричній мережі. Так для окремої ділянки схеми справедливі відношення

$$\begin{aligned} U_j &= \sqrt{U_i^2 - 2(P_{ij}r_{ij} - Q_{ij}x_{ij})}; \\ U_i &= \sqrt{U_j^2 + 2(P_{ij}r_{ij} - Q_{ij}x_{ij})}, \end{aligned} \quad (2.25)$$

де U_i , U_j – модулі векторів напруги на початку та наприкінці ділянки; P_{ij} , Q_{ij} – активна та реактивна середні лінійні потужності на ділянці $i-j$. Перший з виразів (2.25) відповідає розв'язанню режимної задачі за умовами початку, а другий – за умовами кінця ділянки розрахункової схеми.

Під час моделювання режиму електричної системи за середніми лінійними потужностями ділянок схеми відсутня необхідність послідовного розрахунку режиму напруги від пункту до пункту електричної мережі. Модуль напруги в будь-якому пункті розрахункової схеми можна визначити за виразом

$$U_k = \sqrt{U_0^2 - 2 \sum_{i \in 0-k} (P_i r_i - Q_i x_i)}, \quad (2.26)$$

де U_0 – напруга на шинах опорного за напругою пункту; i – індекс поточної ділянки розрахункової схеми; запис $i \in 0-k$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма ділянками, які належать до тракту між опорним за напругою та k -м пунктами електричної мережі.

Розглянемо векторну діаграму напруг окремої ділянки розрахункової схеми електричної мережі, наведену на рис. 2.4, де U_i , U_j – вектори напруги на початку та наприкінці ділянки $i-j$; $\Delta U_i'$, $\Delta U_i''$ – поздовжня та поперечна складові вектору спаду напруги, визначеного за умовами початку електропередачі; $\Delta U_j'$, $\Delta U_j''$ – поздовжня та поперечна складові вектору спаду напруги, визначеного за умовами кінця електропередачі; δ_{ij} – різницевий кут векторів напруги на початку та наприкінці ділянки електричної мережі.

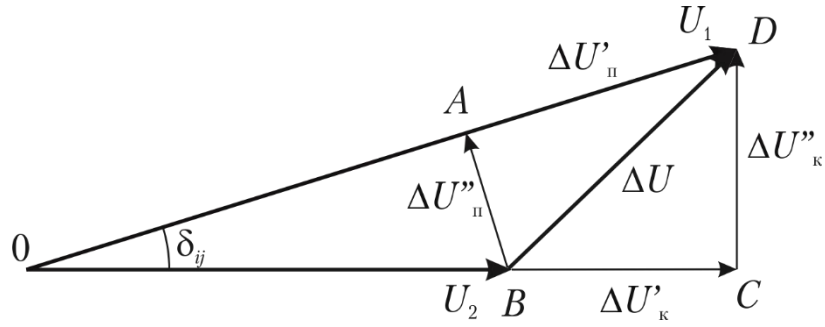


Рис. 2.4. Векторна діаграма напруг ділянки електричної мережі

З прямокутних трикутників OAB та OBC на рис. 2.1 випливають співвідношення

$$\sin \delta_{ij} = \frac{\Delta U''_i}{U_j} = \frac{\Delta U''_j}{U_i}. \quad (2.27)$$

З урахуванням виразів (1.37) та (1.38) для поперечних складових вектору спаду напруги за умовами початку та кінця співвідношення (2.27) набуває вигляду

$$\sin \delta_{ij} = \frac{P_{ij}^n x_{ij} + Q_{ij}^n r_{ij}}{U_i U_j} = \frac{P_{ij}^k x_{ij} + Q_{ij}^k r_{ij}}{U_i U_j}. \quad (2.28)$$

Похідна пропорція від виразу (2.28) має вигляд

$$\sin \delta_{ij} = \frac{(P_{ij}^n + P_{ij}^k) x_{ij} + (Q_{ij}^n + Q_{ij}^k) r_{ij}}{2U_i U_j}. \quad (2.29)$$

Чисельник отриманого виразу (2.29) містить подвоєні середні лінійні значення активної та реактивної потужностей ділянок:

$$\begin{aligned} P_{ij}^n + P_{ij}^k &= 2P_{ij}; \\ Q_{ij}^n + Q_{ij}^k &= 2Q_{ij}. \end{aligned}$$

В результаті отримуємо вираз для визначення розвороту фазового кута вектору напруги на ділянці розрахункової схеми електричної системи

$$\delta_{ij} = \arcsin \frac{P_{ij} x_{ij} + Q_{ij} r_{ij}}{U_i U_j}.$$

Фазовий кут вектору напруги у будь-якому пункті розрахункової схеми визначають за виразом

$$\delta_k = \sum_{i \in 0-k} \delta_i, \quad (2.30)$$

де запис $i \in 0 - k$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма ділянками, які належать до тракту між опорним за напругою та k -м пунктами електричної мережі.

Зазначимо, що вираз (2.30) передбачає нульове значення фазового кута вектору напруги опорного за напругою пункту, що відповідає загальному випадку постановки задачі моделювання усталеного режиму електричної системи.

Для визначення навантажувальних втрат потужностей на ділянках розрахункової схеми використовують середню квадратичну напругу на ділянці

$$U_{ij}^c = \sqrt{0,5(U_i^2 + U_j^2)}. \quad (2.31)$$

Поєднання розрахунків за середніми лінійними потужностями та середніми квадратичними напругами ділянок зручно через наявність простого зв'язку між цими параметрами

$$U_{ij}^c = \sqrt{U_i^2 - (P_{ij}r_{ij} + Q_{ij}x_{ij})} = \sqrt{U_j^2 + (P_{ij}r_{ij} + Q_{ij}x_{ij})},$$

що впливає з підстановки виразів (2.25) в формулу (2.31).

Таким чином, втрати потужності на ділянці електричної мережі можна оцінити за виразом

$$\Delta \dot{S}_{ij} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_{ij}^{c2}} (r_{ij} - jx_{ij}) = \frac{2(P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)}{U_i^2 + U_j^2} (r_{ij} - jx_{ij}). \quad (2.32)$$

Слід зважати на те, що поєднання розрахунків за середніми лінійними потужностями та середніми квадратичними напругами ділянок схеми пов'язано з неминучим викривленням результатів моделювання.

Точні значення втрат потужності на ділянці електричної мережі дорівнюють

$$\Delta \dot{S}_{ij}^{\tau} = \frac{P_{ij}^{n2} + Q_{ij}^{n2}}{U_i^2} (r_{ij} - jx_{ij}) = \frac{P_{ij}^{k2} + Q_{ij}^{k2}}{U_j^2} (r_{ij} - jx_{ij}). \quad (2.33)$$

Переходячи до похідної пропорції та поділивши чисельник та знаменник отриманого дробу навпіл вираз (2.33) набуває вигляду

$$\Delta \dot{S}_{ij}^{\tau} = \frac{0,5((P_{ij}^{n2} + P_{ij}^{k2}) + (Q_{ij}^{n2} + Q_{ij}^{k2}))}{0,5(U_i^2 + U_j^2)} (r_{ij} - jx_{ij}). \quad (2.34)$$

Знаменник отриманого виразу (2.34) являє собою квадрат середньої квадратичної напруги на ділянці $i-j$, а чисельник містить квадрат середньої квадратичної потужності цієї ж ділянки

$$S_{ij}^c = \sqrt{0,5 \left((P_{ij}^{n2} + Q_{ij}^{n2}) + (P_{ij}^{k2} + Q_{ij}^{k2}) \right)}.$$

Таким чином, точні значення навантажувальних втрат потужності на ділянці визначає вираз

$$\Delta \dot{S}_{ij}^T = \frac{S_{ij}^{c2}}{U_{ij}^{c2}} (r_{ij} - jx_{ij}).$$

У разі здійснення наближених розрахунків втрат потужності за середніми лінійними потужностями ділянок вираз (2.32) можна записати у вигляді

$$\Delta \dot{S}_{ij} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_{ij}^{c2}} (r_{ij} - jx_{ij}) = \frac{0,25 \left((P_{ij}^n + P_{ij}^k)^2 + (Q_{ij}^n + Q_{ij}^k)^2 \right)}{0,5 (U_i^2 + U_j^2)} (r_{ij} - jx_{ij}). \quad (2.35)$$

Порівняння виразів (2.34) та (2.35) дозволяє визначити похибку моделювання

$$\begin{aligned} \Delta_s &= \frac{\Delta \dot{S}_{ij} - \Delta \dot{S}_{ij}^T}{\Delta \dot{S}_{ij}^T} = \frac{0,5 \left((P_{ij}^n + P_{ij}^k)^2 + (Q_{ij}^n + Q_{ij}^k)^2 \right) - \left((P_{ij}^{n2} + P_{ij}^{k2}) + (Q_{ij}^{n2} + Q_{ij}^{k2}) \right)}{\left((P_{ij}^{n2} + P_{ij}^{k2}) + (Q_{ij}^{n2} + Q_{ij}^{k2}) \right)} = \\ &= \frac{-0,5 \left((P_{ij}^n - P_{ij}^k)^2 + (Q_{ij}^n - Q_{ij}^k)^2 \right)}{\left((P_{ij}^{n2} + P_{ij}^{k2}) + (Q_{ij}^{n2} + Q_{ij}^{k2}) \right)} = \frac{-0,5 (\Delta P_{ij}^2 + \Delta Q_{ij}^2)}{\left((P_{ij}^{n2} + P_{ij}^{k2}) + (Q_{ij}^{n2} + Q_{ij}^{k2}) \right)}. \end{aligned}$$

Оцінімо похибку моделювання для типових задач аналізу усталених режимів електричних систем. Розглянемо електропередачу, яка функціонує з коефіцієнтом потужності 0,8 ($\text{tg } \varphi = -0,75$), а втрати активної та реактивної потужності складають 10% транзиту активної потужності. Таким чином, похибка у визначенні втрат потужності складає

$$\Delta_s = \frac{-0,5 (0,1^2 + 0,1^2)}{\left((1^2 + 0,9^2) + (0,75^2 + 0,65^2) \right)} = -0,0036 = -0,36\%,$$

тобто менше за пів відсотка.

Отриманий результат свідчить про допустимість моделювання усталеного режиму електричної системи за середніми лінійними потужностями ділянок розрахункової схеми.

❗ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Дайте визначення середніх лінійних потужностей ділянок розрахункової схеми електричної мережі.

2. Наведіть вирази для визначення режиму напруги та фазових кутів векторів напруги за середніми лінійними потужностями ділянок схеми.
3. Дайте визначення середньої квадратичної напруги ділянки розрахункової схеми.
4. Наведіть вирази для визначення середньої квадратичної напруги за середніми лінійними потужностями ділянок схеми.
5. Наведіть вираз для визначення навантажувальних втрат потужності на ділянках розрахункової схеми за середніми лінійними потужностями.
6. Поясніть природу похибки та доведіть допустимість моделювання режиму електричної системи за середніми лінійними потужностями ділянок розрахункової схеми.



ЛІТЕРАТУРА

[68], стор. 19-22

2.3 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ ЗА МЕТОДОМ «У ДВА ЕТАПИ»

Закон Ома для ділянки електропередачі можна записати у вигляді

$$\Delta \dot{U} = \dot{I} \underline{z} = \frac{\dot{S}_2}{\hat{U}_2} \underline{z}, \quad (2.36)$$

де \dot{S}_2 – розрахункова потужність навантаження в пункті наприкінці електропередачі; \hat{U}_2 – спряжений комплекс вектору напруги в пункті наприкінці електропередачі; \underline{z} – комплексний імпеданс електропередачі.

Вираз (2.36) можна переписати у вигляді

$$\Delta \dot{U} = \frac{\dot{S}_2}{U_1 - \Delta \hat{U}} \underline{z} = \frac{\dot{S}_2}{U_1} \underline{z} + \frac{\dot{S}_2 \Delta \hat{U}}{U_1 (U_1 - \Delta \hat{U})} \underline{z}. \quad (2.37)$$

Під час виконання оціночних розрахунків слід зважати на те, що спад напруги на ділянках розрахункової схеми набагато менше лінійної напруги електричної системи, зокрема на початку електропередачі

$$\Delta \dot{U} \ll U_1.$$

Це дозволяє знехтувати вектором спаду напруги в знаменнику другого доданку виразу (2.37). Крім того, оціночні розрахунки дозволяють реалізувати обчислення за номінальною напругою електричної системи. В результаті вираз (2.37) набуває вигляду

$$\Delta\dot{U} \approx \frac{\dot{S}_2}{U_n} \underline{z} + \frac{U_n \dot{I} \Delta\hat{U}}{U_n^2} \underline{z} = \frac{\dot{S}_2}{U_n} \underline{z} + \frac{\Delta\dot{S}}{U_n} \underline{z} = \Delta\dot{U}' + \Delta\dot{U}'' \quad (2.38)$$

Отриманий результат свідчить про те, що режим електричної системи умовно можна розглядати як результат накладання двох режимів – заданих розрахункових навантажень незалежних пунктів схеми та режиму втрат потужностей на ділянках розрахункової схеми. Зазначимо, що рівняння (2.38) можна поширити на електричну систему будь-якого ступеню складності.

Це дозволяє сформулювати принципи методу моделювання усталеного режиму електричної системи «у два етапи». Сутність методу полягає у послідовному виконанні обчислень за наступною схемою. На першому етапі визначають основний поточкорозподіл потужностей по ділянках розрахункової схеми від заданих розрахункових навантажень, нехтуючи втратами потужностей на передавання електричної енергії по електричній мережі.

Другий етап розрахунків полягає в обчисленні втрат потужностей на ділянках розрахункової схеми та визначенні поточкорозподілу потужностей від втрат. Для цього втрати потужності на окремих ділянках схеми умовно представляють у вигляді додаткових фіктивних навантажень, поділивши навпіл та рознісши в пункти, які обмежують кожен ділянку відповідно до принципів формування симетричних «П»-подібних схем заміщення устаткування електричних мереж. Така операція дозволяє визначити поточкорозподіл від втрат потужностей за тими самими алгоритмами, що й основний поточкорозподіл потужностей.

Накладання поточкорозподілу від втрат на основний поточкорозподіл дозволяє визначити результуючий поточкорозподіл потужностей та за законом Ома обчислити режим напруги.

Тут слід зважати на те, що втрати потужності на ділянках розрахункової схеми визначаються режимом напруги в мережі, який на початку розрахунків є невідомим. Ця обставина вимагає організації циклічних ітераційних розрахунків на другому етапі методу.

Крім того, наведені вище викладки визначають похибку в моделюванні усталених режимів електричних систем за методом «у два етапи». Таку похибку визначає нехтування додатковими втратами потужності на ділянках розрахункової схеми від протікання струмів на покриття основних втрат. Разом з тим відомо, що сумарні втрати потужності в сучасних електричних мережах, як правило, не перевищують 10% від встановленої потужності електричної системи та зменшуються із ростом номінальної напруги електричної системи. Це означає, що додаткові втрати потужності гарантовано не перевищують 1% встановленої потужності електричної системи, що цілком задовольняє вимогам інженерної точності. Це означає, що прийняті допущення не призводять до суттєвого викривлення результатів моделювання.

Оцінімо похибку моделювання режиму напруги за методом «у два етапи». Така похибка визначається різницею виразів (2.38) і (2.37) та у відносних одиницях дорівнює

$$\begin{aligned}
 \Delta_U &= \frac{1}{U_H} \left| \frac{\dot{S}_2}{U_H} \underline{z} + \frac{i\Delta\hat{U}}{U_H} \underline{z} - \frac{\dot{S}_2}{U_1} \underline{z} - \frac{\dot{S}_2\Delta\hat{U}}{U_1(U_1 - \Delta\hat{U})} \underline{z} \right| = \\
 &= \frac{1}{U_H} \left| \dot{S}_2 \underline{z} \left(\frac{1}{U_H} - \frac{1}{U_1} \right) + \frac{i\Delta\hat{U}}{U_H} \underline{z} - \frac{\hat{U}_2 I \Delta\hat{U}}{U_1 \hat{U}_2} \underline{z} \right| = \\
 &= \frac{1}{U_H} \left| \hat{U}_2 I \underline{z} \left(\frac{1}{U_H} - \frac{1}{U_1} \right) + i \underline{z} \Delta\hat{U} \left(\frac{1}{U_H} - \frac{1}{U_1} \right) \right| = \\
 &= \left| \frac{\Delta\hat{U}}{U_H} (\hat{U}_2 + \Delta\hat{U}) \frac{U_1 - U_H}{U_H U_1} \right| = \Delta U_* \delta U_1,
 \end{aligned} \tag{2.39}$$

де ΔU_* – відносне значення модуля вектору спаду напруги на ділянці електричної мережі; δU_1 – відносне відхилення напруги на початку електропередачі від номінального значення.

Очевидно, що похибка, визначена за виразом (2.39) є вкрай малою, проте має тенденцію накопичення, тобто стає тим більшою, чим більше розмірність розрахункової схеми електричної мережі.

Розглянемо застосування методу «у два етапи» до моделювання усталеного режиму електричної системи за контурною розрахунковою моделлю. В загальному випадку алгоритм розрахунків складається з послідовного виконання наступних процедур.

1. У складі розрахункової схеми електричної мережі виділяють дерево і хорди, замикання яких призводить до формування замкнених контурів. Для кожного незалежного контуру схеми розраховують власні та взаємні опори

$$\begin{aligned}
 \underline{Z}_k &= \sum_{ij \in k} \underline{z}_{ij}; \\
 \underline{Z}_{dk} &= \sum_{ij \in k, d} \underline{z}_{ij},
 \end{aligned}$$

де запис $ij \in k$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма ділянками розрахункової схеми, які входять до складу k -го контуру розрахункової схеми; запис $ij \in k, d$ означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма ділянками розрахункової схеми, які входять до складу k -го та d -го контурів розрахункової схеми одночасно.

2. Проглядаючи всі ділянки схеми дерева електричної мережі, починаючи з найбільш віддалених від балансуєчого пункту, на підставі пер-

шого закону Кірхгофа визначають потокорозподіл потужностей по ділянках схеми дерева

$$\dot{S}'_{ij} = \sum_{k \geq j} \dot{S}_k^p = \dot{S}_j^p + \sum_{\substack{l \in j \\ l \neq i}} \dot{S}'_{jl},$$

де \dot{S}_j^p , \dot{S}_k^p – розрахункові потужності j -го та k -го пунктів розрахункової схеми відповідно; \dot{S}'_{jl} – потік потужності на ділянці $j-l$; запис $k \geq j$ під знаком суми означає, що підсумовування слід проводити по всіх вузлах, розташованих за j -м відносно балансуєчого пункту, а запис $l \in j$, $l \neq i$ означає, що підсумовування слід проводити по ділянках, суміжних с j -м пунктом розрахункової схеми, крім ділянки $i-j$.

3. Формують та розв'язують систему контурних рівнянь вигляду (1.65) відносно зрівнювальних контурних потужностей. Режим зрівнювальних потужностей накладають на потокорозподіл в розімкненій схемі, який було визначено під час виконання процедури 2 алгоритму

$$\dot{S}_{ij}^o = \dot{S}'_{ij} + \sum_{k \in ij} \dot{S}_k,$$

де \dot{S}'_{ij} – потік потужності на ділянці $i-j$, визначений на етапі розрахунку потокорозподілу потужностей в розімкненій схемі дерева; \dot{S}_k – зрівнювальна контурна потужність k -го незалежного контуру; запис $k \in ij$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма незалежними контурами, до складу яких входить поточна ділянка розрахункової схеми.

Отриманий потокорозподіл потужностей від розрахункових навантажень без урахування втрат потужності називають основним потокорозподілом.

4. Призначають початкові наближення невідомих напруг в незалежних вузлах розрахункової схеми.

5. Для кожної з ділянок розрахункової схеми за поточним режимом напруги визначають наближені значення втрат потужності

$$\Delta \dot{S}_{ij} = \frac{P'_{ij}{}^2 + Q'_{ij}{}^2}{U_{скіj}^2} (r_{ij} - jx_{ij}) = \frac{2(P'_{ij}{}^2 + Q'_{ij}{}^2)}{U_i^2 + U_j^2} (r_{ij} - jx_{ij}),$$

де P'_{ij} , Q'_{ij} – потоки активної та реактивної потужності на ділянці $i-j$ без урахування втрат потужності; $U_{скіj} = \sqrt{0,5(U_i^2 + U_j^2)}$ – середня квадратична напруга на ділянці $i-j$.

6. Втрати потужностей на ділянках електричної мережі враховують у вигляді додаткових фіктивних навантажень пунктів, які обмежують діля-

нку, відповідно до принципів формування симетричної «П»-подібної схеми заміщення устаткування електричних мереж у вигляді половин втрат потужностей на ділянках, суміжних з даним пунктом

$$\dot{S}_j^{\Delta} = \frac{1}{2} \sum_{i \in j} \Delta \dot{S}_{ij}.$$

де запис $i \in j$ означає, що підсумовування слід здійснювати по ділянках, суміжним з j -м пунктом розрахункової схеми.

7. За першим законом Кірхгофа, так само, як і в процедурі 2 алгоритму, визначають потокорозподіл потужностей по ділянках розімкненої схеми дерева від додаткових фіктивних навантажень

$$\dot{S}_{ij}'' = \sum_{k \geq j} \dot{S}_k^{\Delta} = \dot{S}_j^{\Delta} + \sum_{\substack{l \in j \\ l \neq i}} \dot{S}_{jl}''.$$

8. Формують та розв'язують систему контурних рівнянь вигляду (1.65) відносно зрівнювальних контурних потужностей для розрахункової схеми з додатковими фіктивними навантаженнями від втрат потужностей. Режим зрівнювальних потужностей накладають на потокорозподіл в розімкненій схемі, який було визначено під час виконання процедури 7 алгоритму.

$$\dot{S}_{ij}^{\Delta} = \dot{S}_{ij}'' + \sum_{k \in ij} \dot{S}_k^{\Delta}.$$

9. Потокорозподіл додаткових фіктивних навантажень накладають на основний потокорозподіл потужностей, який було визначено під час виконання процедури 3 алгоритму

$$\dot{S}_{ij} = \dot{S}_{ij}^{\circ} + \dot{S}_{ij}^{\Delta}.$$

10. Проглядаючи всі ділянки схеми, починаючи з головних, які приймають до опорного за напругою пункту, на підставі закону Ома уточнюють режим напруги у всіх незалежних пунктах схеми

$$\dot{U}_j = \dot{U}_i - \Delta \dot{U}_{ij} = \dot{U}_i - \frac{P_{ij} r_{ij} - Q_{ij} x_{ij}}{\dot{U}_i} - j \frac{P_{ij} x_{ij} + Q_{ij} r_{ij}}{\dot{U}_i},$$

де P_{ij} , Q_{ij} – потоки активної та реактивної потужності результуючого потокорозподілу потужностей на ділянці $i-j$.

11. Визначають сумарні втрати потужностей та виконують контроль збіжності ітераційного процесу за виразом

$$\left| \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(n)} - \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{(n-1)} \right| \leq \varepsilon.$$

Якщо критерій збіжності розрахункового процесу не задовольняється, виконують наступний цикл обчислень за наведеним алгоритмом починаючи з процедури 5.

Як додатковий критерій завершення ітераційного процесу може виступати контроль нев'язки напруги в пунктах поточкорозділу потужностей, отримані за різними траєкторіями на графі розрахункової схеми електричної мережі.

Зазначимо, що визначені таким чином параметри усталеного режиму електричної системи не враховують втрати потужності на ділянках схеми від протікання втрат потужності по цих ділянках, що цілком припустимо з міркувань вимог інженерної точності.

Вимоги до інженерної точності моделювання усталених режимів електричних систем з номінальною напругою до 110 кВ включно часто дозволяють організувати безітераційні оціночні розрахунки параметрів усталених режимів електричних систем. Такі розрахунки полягають у послідовному виконанні наступних процедур.

1. Визначають зведені та розрахункові навантаження на шинах вищої напруги всіх підстанцій електричної системи.

2. Використовуючи будь-який метод моделювання визначають основний поточкорозподіл потужностей по ділянках розрахункової схеми електричної мережі від розрахункових навантажень пунктів без урахування навантажувальних втрат потужностей.

3. За номінальною напругою електричної системи визначають навантажувальні втрати потужності на ділянках розрахункової схеми електричної мережі.

4. Відповідно до принципів формування симетричних «П»-подібних схем заміщення устаткування електричних мереж навантажувальні втрати потужності представляють у вигляді додаткових фіктивних навантажень пунктів розрахункової схеми.

5. Визначають поточкорозподіл потужностей по ділянках розрахункової схеми від додаткових фіктивних навантажень.

6. Поточкорозподіл потужностей від додаткових фіктивних навантажень накладають на основний поточкорозподіл та визначають результуючий поточкорозподіл потужностей по ділянках розрахункової схеми електричної системи.

7. За законом Ома визначають режим напруги пунктів розрахункової схеми електричної системи.

Зазначимо, що наведений алгоритм є узагальненим і дозволяє організувати оціночне моделювання усталеного режиму електричної системи будь-якого ступеню складності та замкненості (у тому числі – розімкнених схем) із використанням будь-якого методу визначення поточкорозподілу потужностей по ділянках розрахункової схеми електричної мережі.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. У чому полягає основна ідея методу «у два етапи»?
2. Поясніть причину та допустимість похибки моделювання усталеного режиму електричної системи за методом «у два етапи».
3. Наведіть загальний алгоритм моделювання усталеного режиму електричної мережі за методом «у два етапи».
4. Наведіть умови застосування безітераційного алгоритму методу «у два етапи».



ЛІТЕРАТУРА

[40], стор. 167-170; [43], стор. 170-171, 187-188;

2.4 ЕКВІВАЛЕНТНЕ ПЕРЕТВОРЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ СХЕМ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

Моделювання усталених режимів сучасних електроенергетичних систем вимагає розв'язання систем лінійних або нелінійних алгебраїчних рівнянь великої розмірності, що пов'язано з необхідністю зберігання та обробки великих обсягів інформації. Вельми ефективним може виявитися підхід, який базується на спрощенні розрахункової схеми електричної системи шляхом виключення вузлів та ділянок зі складу розрахункової схеми, заміні одних елементів розрахункової схеми на інші тощо.

Заміна повної моделі електричної системи на спрощену базується на використанні математичного апарату теорії подібності та допустима лише у разі дотримання критеріїв еквівалентності. В загальному випадку критерії еквівалентності полягають у повному або близькому збігу зовнішніх характеристик вихідної та спрощеної моделей системи. Стосовно задач еквівалентування розрахункових схем електричних систем під час моделювання усталених режимів критеріїв еквівалентності можна формулювати як збіг режимних характеристик (напруг у вузлах, струмів на ділянках) незмінної частини вихідної і спрощеної розрахункових схем. Відзначимо, що деякі підходи до еквівалентування розрахункових схем електричних систем припускають нехтування певними фізичними явищами і процесами в електричній системі або побудовані на заміщенні одних процесів на інші, схожої фізичної природи. У цьому разі часто неможливо домогтися повного збігу зовнішніх характеристик вихідної і спрощеної моделей електричної системи. Тут необхідно, щоб такі режимні характеристики були досить близькі з необхідним ступенем інженерної точності.

В результаті еквівалентного перетворення розрахункові схеми електричних систем спрощуються, що призводить до спрощення математичних моделей і зменшення розмірності систем алгебраїчних рівнянь, які опи-

сують режим системи. Методи еквівалентування застосовують як на етапі формування розрахункових схем і розрахункових моделей ustalених режимів електричних систем, так і на етапі реалізації таких моделей.

У практиці електротехнічних розрахунків широкого використання набули такі методи еквівалентування, як заміщення струмів витоків і втрат потужності додатковими фіктивними навантаженнями; заміщення ліній електропередачі парою зосереджених навантажень; перетворення перетинів ділянок розрахункової схеми, зведення параметрів розрахункової схеми до одного ступеню номінальної напруги; заміщення трансформаторних ділянок джерелами напруги та струмів; еквівалентування послідовно і паралельно увімкнених ділянок розрахункової схеми електричної мережі; визначення параметрів еквівалентного генератора електростанції; перетворення трикутника опорів на еквівалентну зірку і навпаки; перенесення електричних навантажень в суміжні пункти електричної мережі тощо. В загальному випадку розглядають наступну класифікацію методів еквівалентного перетворення розрахункових схем електричних систем.

1. Методи, засновані на спрощенні математичних моделей елементів електричних систем. До цієї групи відносять такі методи, як перетворення перерізів ділянок електричних мереж, зведення параметрів розрахункової схеми до одного ступеню номінальної напруги тощо.

2. Методи, засновані на заміщенні одних фізичних явищ і процесів іншими, які здійснюють на електричну систему такий самий вплив, що й оригінальні явища і процеси, але характеризуються більш простими математичними моделями системи в цілому. До таких методів відносять, наприклад, заміщення втрат потужності в елементах електричної мережі додатковими фіктивними навантаженнями, заміщення ліній електропередачі парою зосереджених навантажень, заміщення трансформаторних ділянок фіктивними джерелами струму та напруги тощо.

3. Методи, засновані на спрощенні розрахункових схем шляхом зменшення кількості елементів електричних систем і розмірності їх моделей. До таких методів відносять перенесення електричних навантажень в суміжні пункти схеми, еквівалентування послідовно і паралельно увімкнених ділянок схеми, перетворення трикутника опорів в еквівалентну зірку і навпаки тощо.

Можна запропонувати також класифікацію методів еквівалентування за ознакою точності. Тут слід розглядати точні, наближені та умовно-точні або ітераційні методи еквівалентування.

До точних відносять методи, застосування яких забезпечує точний збіг режимних характеристик незмінної частини розрахункової схеми. Група цих методів включає, наприклад, еквівалентування паралельно і послідовно включених ділянок електричних мереж, перетворення трику-

тників опорів в еквівалентну зірку, визначення характеристик еквівалентного генератора електростанції.

До наближених відносять методи еквівалентування, застосування яких завжди пов'язане з огрубінням результатів обчислень внаслідок спрощення математичних моделей фізичних явищ і процесів. Група цих методів включає, наприклад, перетворення перетинів ділянок електричної мережі, зведення параметрів розрахункової схеми до одного ступеня номінальної напруги.

До умовно-точних або ітераційних відносять методи еквівалентування, застосування яких забезпечує точний збіг режимних характеристик в незмінній частині розрахункової схеми тільки за певних обмежень, накладених на математичні моделі, наприклад, у разі залучення лише лінійних моделей електричних систем, або у разі застосування ітераційних методів моделювання. Група цих методів включає, наприклад, перенесення навантажень в суміжні пункти розрахункової схеми, заміщення втрат потужності додатковими фіктивними навантаженнями, заміщення лінії електропередачі двома навантаженнями, заміщення трансформаторних ділянок фіктивними джерелами напруги та струму.

Під час дослідження методів еквівалентного перетворення розрахункових схем в окрему групу слід виділити методи, засновані на реалізації принципу суперпозиції та накладання, в яких складний режим електричної системи, викликаний сукупністю різнохарактерних впливів, розглядають як результат накладення окремих режимів, які визначаються кожним елементарним впливом окремо. Зазначимо, що метод накладання суворо справедливий для лінійних розрахункових моделей усталеного режиму електричних систем, розрахункові схеми яких не містять ділянок поперечних провідностей. Формально такі методи слід віднести до групи умовно-точних методів, оскільки вони забезпечують повний збіг результатів розрахунку з вихідною електричною системою тільки за зазначених вище обмежень.

Розглянемо деякі прийоми, які використовують для спрощення розрахункових моделей усталених режимів електроенергетичних систем.

Еквівалентне заміщення струмів витоку та втрат потужностей додатковими фіктивними навантаженнями

В задачах аналізу режимних параметрів складних електричних систем часто використовують підхід, заснований на еквівалентному заміщенні струмів витоків і втрат потужності додатковими фіктивними навантаженнями в пунктах розрахункової схеми. Цей підхід базується на положенні, що втрати потужності на передачу електричної енергії по мережах електричної системи в рівнянні балансу потужності мають схожу природу з споживаною потужністю. В результаті втрати потужності в поздовжніх і поперечних елементах розрахункових схем можна умовно замінити фіктивними додатковими навантаженнями, прикладеними у вуз-

лах розрахункової схеми. Тут навантажувальні втрати потужності, які моделюють поздовжніми елементами розрахункових схем, відповідно до принципів формування симетричних «П»-подібних схем заміщення ділять навпіл і розносять у вузли, які обмежують елемент у складі розрахункової схеми.

Такий підхід використовують для виключення зі складу розрахункових схем електричних систем трансформаторів споживацьких підстанцій (формування зведених навантажень), виключення зі складу розрахункових схем гілок поперечних провідностей (формування розрахункових навантажень), під час формування розрахункової моделі за методом «у два етапи» тощо.

Еквівалентне заміщення перерізів ділянок електричної мережі

В кабельних мережах нижчих класів номінальної напруги погонні активні опори істотно перевищують індуктивні. Ця обставина дозволяє знехтувати поздовжніми індуктивними опорами ділянок схеми і вести розрахунок тільки за активними опорами ділянок. Для таких електричних мереж доцільно використовувати підхід, який полягає у зведенні перерізів ділянок схеми до деякої базисної величини.

Активний опір довільної ділянки розрахункової схеми можна представити у вигляді

$$R_i = \rho \frac{l_i}{F_i},$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу; l_i – довжина ділянки; F_i – переріз кабельної лінії на ділянці.

Виходячи з умови інваріантності активних опорів у вихідній та еквівалентній схемах електричної мережі можна записати

$$R_i = \rho \frac{l_i}{F_i} = \rho \frac{l_{\text{ізв}}}{F}$$

або

$$l_{\text{ізв}} = l_i \frac{F}{F_i},$$

де $l_{\text{ізв}}$ – зведена довжина еквівалентної ділянки електричної мережі; F – базисний переріз кабельної лінії.

Як базисний рекомендовано обирати найбільш поширений переріз кабельних ліній в електричній мережі.

Після зведення перерізів всіх ділянок розрахункової схеми до базисного, розрахунок струморозподілу в замкнутій схемі електричної мережі можна здійснювати за значеннями зведених довжин ділянок схеми. Дійсно, у виразах другого закону Кірхгофа множник ρ/F можна винести за знак суми

$$\sum \dot{I}_i R_i = \frac{\rho}{F} \sum \dot{I}_i l_{i3B} = 0$$

або

$$\sum \dot{I}_i l_{i3B} = 0. \quad (2.40)$$

Аналіз виразу (2.40) свідчить, що струморозподіл по ділянках розрахункових схем замкнених електричних мереж, виконаних кабельними лініями однакового (зведеного) перерізу, визначається довжинами ділянок розрахункової схеми та може бути розрахований за L -схемою мережі, кожна ділянка якої характеризується тільки своєю довжиною (або зведеною довжиною).

Еквівалентне перетворення послідовно увімкнених ділянок розрахункових схем

Еквівалентне перетворення двох послідовно увімкнених ділянок розрахункової схеми електричної системи можна здійснити тільки в тому разі, коли в проміжному пункті відсутня гілка поперечної провідності або джерело струму (навантаження). Тоді дві послідовно увімкнених ділянки, які характеризуються поздовжніми опорами, можна замінити однією еквівалентною, як показано на рис. 2.5.

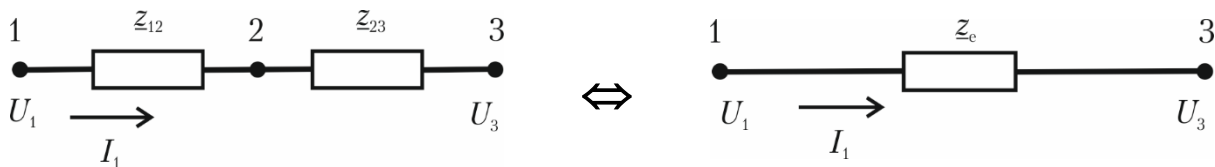


Рис. 2.5. Еквівалентне перетворення послідовно увімкнених ділянок розрахункової схеми

Критерієм еквівалентності є збіг векторів напруги в пунктах 1 і 3 вихідної і еквівалентної схеми, а також вхідного струму. Оскільки розрахункова схема не містить гілок поперечних провідностей і джерел струму, то вхідний струм протікає по всіх елементах вихідної схеми. Цей же струм має місце і в еквівалентній схемі.

Сумарний спад напруги на ділянках 1-2 і 2-3 вихідної схеми визначається векторною сумою спадів напруги на кожній ділянці вихідної схеми

$$\Delta \dot{U}_{13} = \Delta \dot{U}_{12} + \Delta \dot{U}_{23},$$

або за законом Ома

$$\Delta \dot{U}_{13} = \dot{I}_1 z_{12} + \dot{I}_1 z_{23} = \dot{I}_1 (z_{12} + z_{23}). \quad (2.41)$$

Для еквівалентної схеми спад напруги на ділянці 1-3 дорівнює

$$\Delta\dot{U}_{13} = \dot{I}_1 z_c. \quad (2.42)$$

Якщо дорівняти між собою спад напруги у вихідній та еквівалентній схемах, тобто вирази (2.41) та (2.42), отримуємо

$$z_c = z_{12} + z_{23}. \quad (2.43)$$

Даний принцип еквівалентування двох послідовно увімкнених ділянок розрахункової схеми можна поширити на довільну кількість послідовних ланок

$$z_c = \sum_{i=1}^n z_i,$$

де n – кількість послідовно увімкнених ділянок.

Еквівалентне перетворення паралельно увімкнених ділянок розрахункових схем

Дві паралельно увімкнених ділянки, які характеризуються поздовжніми опорами, можна замінити однією еквівалентною, як показано на рис. 2.6. Критерієм еквівалентності є збіг векторів напруги в пунктах 1 і 2 вихідної і еквівалентної схеми, а також вхідного струму.

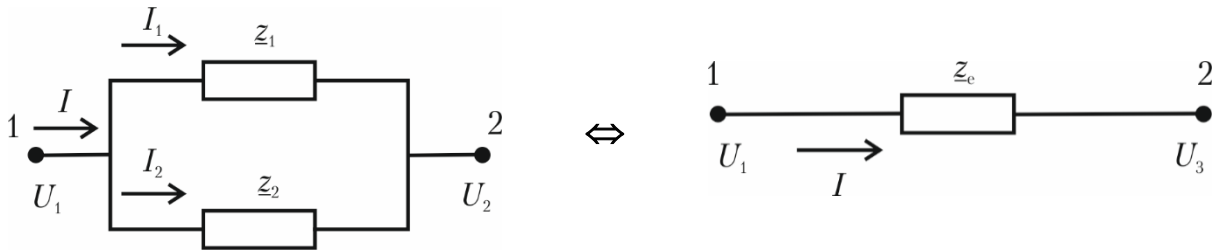


Рис. 2.6. Еквівалентне перетворення паралельно увімкнених ділянок розрахункової схеми

За першим законом Кірхгофа сума струмів паралельних ділянок дорівнює вхідному струму

$$\dot{I} = \dot{I}_1 + \dot{I}_2,$$

або за законом Ома

$$\dot{I} = \frac{\Delta\dot{U}_{12}}{z_1} + \frac{\Delta\dot{U}_{12}}{z_2} = \Delta\dot{U}_{12} \left(\frac{1}{z_1} + \frac{1}{z_2} \right). \quad (2.44)$$

Такий самий струм спостерігається в еквівалентній схемі

$$\dot{I} = \frac{\Delta\dot{U}_{12}}{z_c}. \quad (2.45)$$

Якщо дорівняти між собою вхідні струми вихідної та еквівалентної схем, тобто вирази (2.44) та (2.45), отримуємо

$$\underline{z}_c = \frac{\underline{z}_1 \underline{z}_2}{\underline{z}_1 + \underline{z}_2}.$$

На підставі аналогічних міркувань можна отримати вираз для визначення опору еквівалентної гілки трьох паралельних ділянок

$$\underline{z}_c = \frac{\underline{z}_1 \underline{z}_2 \underline{z}_3}{\underline{z}_1 \underline{z}_2 + \underline{z}_2 \underline{z}_3 + \underline{z}_3 \underline{z}_1}.$$

У практичних задачах еквівалентування паралельно увімкнених ділянок схеми електричної системи зручніше розрахунки проводити за провідностями ділянок. Так, для схеми, що містить дві паралельні гілки провідність еквівалентної ділянки можна визначити за виразом

$$\underline{y}_c = \underline{y}_1 + \underline{y}_2.$$

Отриманий принцип еквівалентування двох паралельно увімкнених ділянок розрахункової схеми можна поширити на довільну кількість ділянок

$$\underline{y}_c = \sum_{i=1}^n \underline{y}_i,$$

де n – кількість паралельно увімкнених ділянок розрахункової схеми.

Заміщення декількох джерел живлення одним еквівалентним

Розглянемо задачу заміщення групи генераторів електростанції, які видають потужність на загальні шини, еквівалентним генератором. Кожен генератор моделюється джерелом напруги, яке характеризується значенням ЕРС і струмом у відповідній гілці, як показано на рис. 2.7. Кожна з гілок характеризується поздовжньою провідністю. Завдання полягає у визначенні ЕРС еквівалентного генератора і провідності еквівалентної гілки. Критерієм еквівалентності тут є збіг векторів напруги на загальних шинах електростанції, а також сумарного струму, який видається електростанцією в мережу.

За першим законом Кірхгофа сумарний струм всіх генераторів вихідної схеми дорівнює

$$\dot{I} = \sum_{i=1}^n \dot{I}_i = \sum_{i=1}^n (\dot{E}_i - \dot{U}_0) \underline{y}_i, \quad (2.46)$$

де n – загальна кількість паралельно увімкнених генераторів.

Цей самий струм спостерігається в еквівалентній схемі

$$\dot{I} = (\dot{E}_c - \dot{U}_0) \underline{y}_c. \quad (2.47)$$

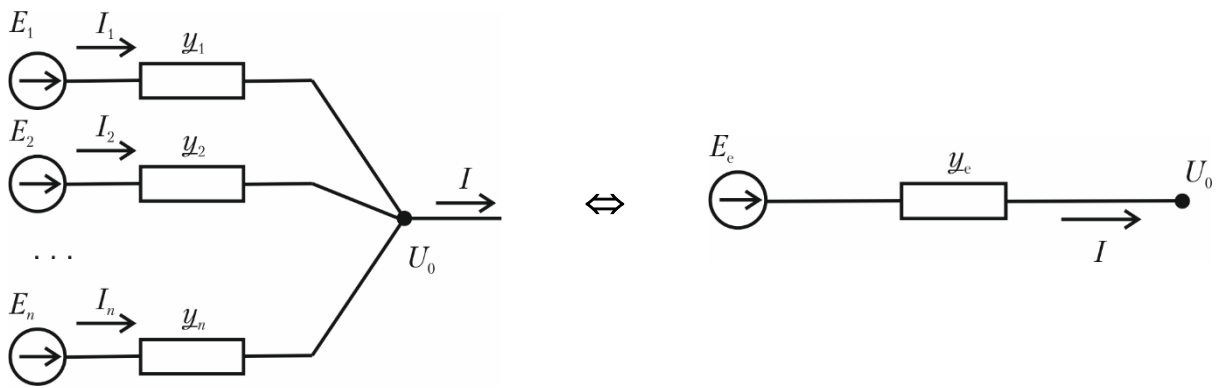


Рис. 2.7. Еквівалентне перетворення паралельно увімкнених генераторів електростанції

Якщо дорівняти сумарні струми вихідної та еквівалентної схем, тобто вирази (2.46) та (2.47), отримуємо

$$\sum_{i=1}^n (\dot{E}_i - \dot{U}_0) \underline{y}_i = (\dot{E}_c - \dot{U}_0) \underline{y}_c,$$

звідки

$$\dot{E}_c = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{E}_i \underline{y}_i + \dot{U}_0 \left(\underline{y}_c - \sum_{i=1}^n \underline{y}_i \right)}{\underline{y}_c}. \quad (2.48)$$

Якщо припустити, що провідність еквівалентної гілки дорівнює сумі провідностей ділянок паралельно увімкнених генераторів

$$\underline{y}_c = \sum_{i=1}^n \underline{y}_i,$$

то вираз (2.48) для визначення ЕРС еквівалентного генератора набуває вигляду

$$\dot{E}_c = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{E}_i \underline{y}_i}{\sum_{i=1}^n \underline{y}_i}.$$

Еквівалентне перетворення трикутника опорів в зірку та зірки в трикутник

Спрощення розрахункових схем електричних систем не завжди можна звести до еквівалентування послідовно та паралельно увімкнених ділянок розрахункової схеми електричної системи. Для більш складних способів з'єднання доцільним може виявитися перетворення трикутника опорів в еквівалентну зірку або навпаки – зірки в еквівалентний трикутник, як показано на рис. 2.8.

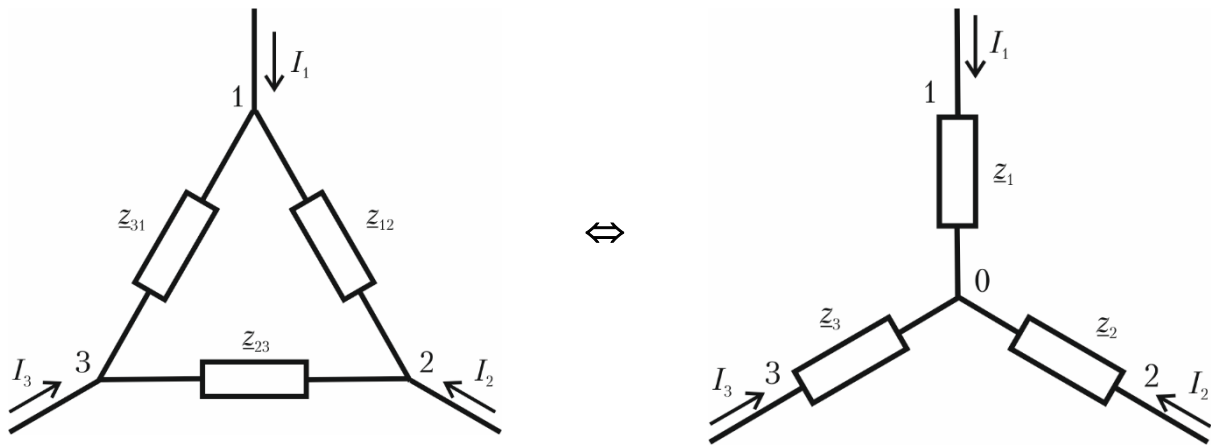


Рис. 2.8. Еквівалентне перетворення трикутника опорів у зірку

Зазначимо, що перший підхід завжди пов'язаний зі збільшенням кількості вузлових точок розрахункової схеми і, одночасно, зменшенням кількості незалежних контурів. Тому формальне застосування такого підходу рекомендовано у разі використання контурної розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи. Другий підхід, навпаки, пов'язаний зі зменшенням кількості вузлів і, одночасно, збільшенням кількості незалежних контурів розрахункової схеми. Тому формальне застосування такого підходу рекомендовано у разі використання вузлової розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи.

Критерієм еквівалентності розрахункових схем електричної системи, представлених на рис. 2.5 є збіг режимних характеристик незмінної частини схеми, тобто векторів напруги в пунктах 1, 2 і 3, а також відповідних вхідних струмів. Еквівалентні перетворення схем з'єднання ділянок розрахункових схем у «зірку» і у «трикутник» базуються на рівняннях першого і другого законів Кірхгофа. Так, для з'єднання в трикутник рівняння другого закону Кірхгофа для замкненого контуру має вигляд

$$\Delta\dot{U}_{12} + \Delta\dot{U}_{23} + \Delta\dot{U}_{31} = 0.$$

Для з'єднання ділянок розрахункової схеми у зірку рівняння першого закону Кірхгофа для центральної точки має вигляд

$$\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 = 0. \quad (2.49)$$

Зазначимо, що рівняння (2.49) справедливо лише у разі відсутності гілки поперечної провідності або джерела струму в центральній вузловій точці зірки. Ця умова є обов'язковою для реалізації перетворення зірки в еквівалентний трикутник.

Рівняння першого закону Кірхгофа (2.49) справедливі також і для узагальненого вузла, який містить групу вузлів 1, 2 та 3 схеми з'єднання ділянок у трикутник.

Для з'єднання ділянок схеми в зірку справедливі співвідношення

$$\Delta\dot{U}_{12} = \Delta\dot{U}_{10} - \Delta\dot{U}_{20} = \dot{I}_1 z_1 - \dot{I}_2 z_2,$$

або з урахуванням рівняння першого закону Кірхгофа

$$\Delta\dot{U}_{12} = \dot{I}_1 z_1 + (\dot{I}_1 + \dot{I}_3) z_2 = \dot{I}_1 (z_1 + z_2) + \dot{I}_3 z_2. \quad (2.50)$$

Для спаду напруги між точками 2 та 3 аналогічно отримуємо

$$\begin{aligned} \Delta\dot{U}_{23} &= \Delta\dot{U}_{20} - \Delta\dot{U}_{30} = \dot{I}_2 z_2 - \dot{I}_3 z_3 = \\ &= -(\dot{I}_1 + \dot{I}_3) z_2 - \dot{I}_3 z_3 = -\dot{I}_1 z_2 - \dot{I}_3 (z_2 + z_3). \end{aligned} \quad (2.51)$$

Сумісне розв'язання рівнянь (2.50) та (2.51) дає наступний результат

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= \Delta\dot{U}_{12} \frac{z_2 + z_3}{\underline{D}} + \Delta\dot{U}_{23} \frac{z_2}{\underline{D}}; \\ \dot{I}_3 &= -\Delta\dot{U}_{12} \frac{z_2}{\underline{D}} - \Delta\dot{U}_{23} \frac{z_1 + z_2}{\underline{D}}, \end{aligned} \quad (2.52)$$

де $\underline{D} = z_1 z_2 + z_2 z_3 + z_3 z_1$.

Для схеми з'єднання ділянок розрахункової схеми у трикутник рівняння першого закону Кірхгофа для вузла 1 має вигляд

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_{12} - \dot{I}_{31} = \frac{\Delta\dot{U}_{12}}{z_{12}} - \frac{\Delta\dot{U}_{31}}{z_{31}}$$

або з урахуванням рівнянь другого закону Кірхгофа

$$\dot{I}_1 = \frac{\Delta\dot{U}_{12}}{z_{12}} + \frac{(\Delta\dot{U}_{12} + \Delta\dot{U}_{23})}{z_{31}} = \Delta\dot{U}_{12} \left(\frac{1}{z_{12}} + \frac{1}{z_{31}} \right) + \Delta\dot{U}_{23} \left(\frac{1}{z_{31}} \right). \quad (2.53)$$

Для вузла 3 аналогічно отримуємо

$$\begin{aligned} \dot{I}_3 &= \dot{I}_{31} - \dot{I}_{23} = \frac{\Delta\dot{U}_{31}}{z_{31}} - \frac{\Delta\dot{U}_{23}}{z_{23}} = \\ &= -\frac{(\Delta\dot{U}_{12} + \Delta\dot{U}_{23})}{z_{31}} - \frac{\Delta\dot{U}_{23}}{z_{23}} = -\Delta\dot{U}_{12} \left(\frac{1}{z_{31}} \right) - \Delta\dot{U}_{23} \left(\frac{1}{z_{31}} + \frac{1}{z_{23}} \right). \end{aligned} \quad (2.54)$$

Зіставлення рівнянь (2.53) та (2.54) з (2.52) дозволяє отримати співвідношення

$$\frac{z_2 + z_3}{D} = \frac{1}{z_{12}} + \frac{1}{z_{31}};$$

$$\frac{z_2}{D} = \frac{1}{z_{31}};$$

$$\frac{z_1 + z_2}{D} = \frac{1}{z_{31}} + \frac{1}{z_{23}}.$$

Звідки, після елементарних перетворень, отримуємо вирази для обчислення опорів ділянок еквівалентного трикутника

$$z_{12} = \frac{D}{z_3} = z_1 + z_2 + \frac{z_1 z_2}{z_3};$$

$$z_{23} = \frac{D}{z_1} = z_2 + z_3 + \frac{z_2 z_3}{z_1};$$

$$z_{31} = \frac{D}{z_2} = z_1 + z_3 + \frac{z_1 z_3}{z_2}.$$

Для здійснення зворотного перетворення трикутника опорів на еквівалентну зірку проведемо наступні перетворення. Визначимо суму опорів трикутника

$$z_{12} + z_{23} + z_{31} = \frac{D}{z_3} + \frac{D}{z_1} + \frac{D}{z_2} = \frac{D^2}{z_1 z_2 z_3}. \quad (2.55)$$

Далі визначимо попарно добутки опорів ділянок трикутника

$$z_{12} z_{23} = \frac{D^2}{z_1 z_3};$$

$$z_{23} z_{31} = \frac{D^2}{z_1 z_2};$$

$$z_{31} z_{12} = \frac{D^2}{z_2 z_3}.$$

(2.56)

Поділивши вирази (2.56) на (2.55) отримуємо формули для визначення опорів еквівалентної зірки

$$\underline{z}_1 = \frac{\underline{z}_{12}\underline{z}_{31}}{\underline{z}_{12} + \underline{z}_{23} + \underline{z}_{31}};$$

$$\underline{z}_2 = \frac{\underline{z}_{12}\underline{z}_{23}}{\underline{z}_{12} + \underline{z}_{23} + \underline{z}_{31}};$$

$$\underline{z}_3 = \frac{\underline{z}_{23}\underline{z}_{31}}{\underline{z}_{12} + \underline{z}_{23} + \underline{z}_{31}}.$$

Зазначимо, що часто для перетворення трикутника опорів на зірку та навпаки зручніше використовувати провідності ділянок розрахункової схеми електричної системи. Так, для перетворення трикутника на еквівалентну зірку слід користатися виразами

$$\underline{y}_1 = \underline{y}_{12} + \underline{y}_{13} + \frac{\underline{y}_{12}\underline{y}_{13}}{\underline{y}_{23}};$$

$$\underline{y}_2 = \underline{y}_{12} + \underline{y}_{23} + \frac{\underline{y}_{12}\underline{y}_{23}}{\underline{y}_{31}};$$

$$\underline{y}_3 = \underline{y}_{31} + \underline{y}_{23} + \frac{\underline{y}_{31}\underline{y}_{23}}{\underline{y}_{12}}.$$

Для зворотного перетворення зірки на еквівалентний трикутник справедливі співвідношення

$$\underline{y}_{12} = \frac{\underline{y}_1\underline{y}_2}{\underline{y}_1 + \underline{y}_2 + \underline{y}_3};$$

$$\underline{y}_{23} = \frac{\underline{y}_2\underline{y}_3}{\underline{y}_1 + \underline{y}_2 + \underline{y}_3};$$

$$\underline{y}_{31} = \frac{\underline{y}_1\underline{y}_3}{\underline{y}_1 + \underline{y}_2 + \underline{y}_3}.$$

Розглянуті принципи перетворення зірки в еквівалентний трикутник можна поширити на багатопроменеву зірку з довільною кількістю гілок. Тут результатом перетворення є багатокутник з діагоналями, утворений кінцями променів зірки, вершини якого попарно з'єднані гілками. У загальному випадку провідності гілок багатокутника можна визначити за виразом

$$\underline{y}_{ij} = -\frac{\underline{y}_i\underline{y}_j}{\underline{y}_0}, \quad (2.57)$$

де \underline{y}_0 – власна провідність вузла в центрі багатопроменевої зірки (сума провідностей всіх променів зірки з оберненим знаком).

Зазначимо, що послідовне з'єднання двох ділянок розрахункової схеми електричної системи можна розглядати як двопроменеву зірку. Дійсно, вираз (2.57) для двопроменевої зірки має вигляд

$$\underline{y}_c = \frac{\underline{y}_1 \underline{y}_2}{\underline{y}_1 + \underline{y}_2},$$

що повністю відповідає виразу (2.43).

Перенесення електричних навантажень у суміжні пункти розрахункової схеми електричної системи

Еквівалентному перетворенню розрахункових схем електричних систем часто перешкоджає наявність електричних навантажень (джерел струму) в проміжних пунктах ділянок схеми. Для того щоб зробити необхідні перетворення розрахункової схеми, необхідно попередньо виконати перенесення таких навантажень в суміжні пункти. Розглянемо принципи такого еквівалентного перетворення на прикладі радіальної схеми, представленої на рис. 2.9.

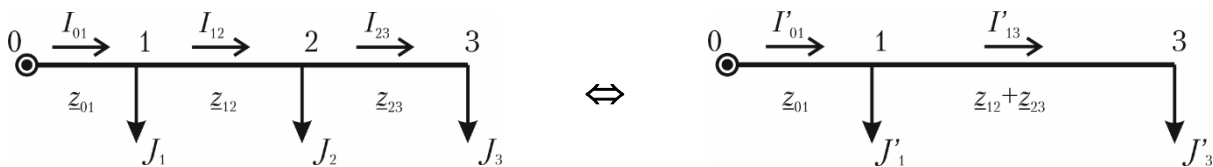


Рис. 2.9. Еквівалентне перенесення навантажень у суміжні пункти розрахункової схеми

Критерієм еквівалентності розрахункових схем, представлених на рис. 2.6 є збіг струмів головних ділянок та режиму напруги в пунктах 1 і 3 вихідної та еквівалентної розрахункових схем.

За відсутності гілок поперечних провідностей струми головних ділянок схеми визначаються за першим законом Кірхгофа сумою струмів навантажень всіх пунктів розрахункової схеми, тобто

$$\dot{J}_1 + \dot{J}_2 + \dot{J}_3 = \dot{J}'_1 + \dot{J}'_3. \quad (2.58)$$

За законом Ома напруга в пункті 3 визначається виразами

$$\dot{U}_3 = U_0 - (\dot{J}_1 + \dot{J}_2 + \dot{J}_3) z_{01} - (\dot{J}_2 + \dot{J}_3) z_{12} - \dot{J}_3 z_{23} \quad (2.59)$$

для вихідної схеми та

$$\dot{U}_3 = U_0 - (\dot{J}'_1 + \dot{J}'_3) z_{01} - \dot{J}'_3 (z_{12} + z_{23}) \quad (2.60)$$

для еквівалентної схеми. Якщо дорівняти між собою вирази (2.59) та (2.60) отримуємо

$$(\dot{J}_1 + \dot{J}_2 + \dot{J}_3) \underline{z}_{01} + (\dot{J}_2 + \dot{J}_3) \underline{z}_{12} + \dot{J}_3 \underline{z}_{23} = (\dot{J}'_1 + \dot{J}'_3) \underline{z}_{01} + \dot{J}'_3 (\underline{z}_{12} + \underline{z}_{23}). \quad (2.61)$$

Сумісне розв'язання рівнянь (2.58) та (2.61) визначає струми еквівалентних навантажень

$$\begin{aligned} \dot{J}'_1 &= \dot{J}_1 + \dot{J}_2 \frac{\underline{z}_{23}}{\underline{z}_{12} + \underline{z}_{23}}; \\ \dot{J}'_3 &= \dot{J}_3 + \dot{J}_2 \frac{\underline{z}_{12}}{\underline{z}_{12} + \underline{z}_{23}}. \end{aligned} \quad (2.62)$$

Аналіз виразів (2.62) свідчить, що струмові навантаження в пунктах 1 та 3 еквівалентної схеми можна розглядати як суму струмового навантаження у вихідній схемі та частки навантаження пункту 2:

$$\begin{aligned} \dot{J}'_1 &= \dot{J}_1 + \dot{J}_{2(1)}; \\ \dot{J}'_3 &= \dot{J}_3 + \dot{J}_{2(3)}. \end{aligned}$$

Тут $\dot{J}_{2(1)}$, $\dot{J}_{2(3)}$ – частки навантаження пункту 2, які переносяться у суміжні пункти розрахункової схеми:

$$\begin{aligned} \dot{J}_{2(1)} &= \dot{J}_2 \frac{\underline{z}_{23}}{\underline{z}_{12} + \underline{z}_{23}}; \\ \dot{J}_{2(3)} &= \dot{J}_2 \frac{\underline{z}_{12}}{\underline{z}_{12} + \underline{z}_{23}}, \end{aligned} \quad (2.63)$$

причому

$$\dot{J}_{2(1)} + \dot{J}_{2(3)} = \dot{J}_2.$$

З аналізу виразів (2.63) випливає, що частка струму навантаження, яка переноситься у суміжний пункт розрахункової схеми пропорційна опорі протилежної ділянки. В електротехніці даний принцип перетворення називають правилом «чужого плеча». У практичних розрахунках іноді зручніше використовувати значення провідностей ділянок розрахункової схеми для визначення часток струмів навантажень, які переносяться в суміжні пункти. Тут вирази (2.63) набувають вигляду

$$\begin{aligned} \dot{J}_{2(1)} &= \dot{J}_2 \frac{\underline{y}_{12}}{\underline{y}_{12} + \underline{y}_{23}}; \\ \dot{J}_{2(3)} &= \dot{J}_2 \frac{\underline{y}_{23}}{\underline{y}_{12} + \underline{y}_{23}}, \end{aligned}$$

тобто частки струмів пропорційні провідності відповідної ділянки розрахункової схеми.

Розглянутий принцип перенесення навантажень можна застосувати для еквівалентування багатопроменивих зірок, коли електричне навантаження необхідно перенести в три та більше суміжних пункту розрахункової схеми. Загальний вираз для визначення такої частки має вигляд

$$J_{i(j)} = -J_i \frac{y_{ij}}{y_{ii}},$$

де i – індекс вузла, навантаження якого переносять у суміжні пункти розрахункової схеми; j – індекс поточного суміжного вузла; y_{ii} – власна провідність i -го вузла розрахункової схеми.

Зазначимо, що розглянуті принципи перенесення електричних навантажень справедливі тільки для лінійних електричних систем, розрахункові схеми яких не містять гілок поперечних провідностей, а навантаження представлені фіксованими значеннями струмів. В іншому разі подібні еквівалентні перетворення неминуче пов'язані з похибкою моделювання і допустимі лише за умови дотримання вимог інженерної точності.

Еквівалентне заміщення електропередач фіктивними навантаженнями

В задачах моделювання усталених режимів складних електричних систем часто використовують підхід, який базується на еквівалентному заміщенні ліній електропередавання парою зосереджених навантажень у вузлах, які обмежують лінію електропередавання. Дійсно, під час формування рівнянь першого закону Кірхгофа для вузлів розрахункової схеми струми навантажень та струми суміжних ділянок підсумовують з урахуванням прийнятих умовно-додатних напрямів ділянок. Це дозволяє виключити довільну ділянку розрахункової схеми електричної системи та замінити її двома зосередженими фіктивними навантаженнями вузлів, суміжних із цією ділянкою, як показано на рис. 2.10.

Такі фіктивні навантаження характеризуються однаковими за модулем, але протилежними за знаком струмами. Причому струм ділянки, який відходить від вузла схеми, заміщують еквівалентним навантаженням, а струм, який поступає з лінії – еквівалентною генерацією.

Даний підхід використовують, наприклад, в методі розрізання контурів для виключення перемичок зі складу розрахункової схеми, а також в методах діакоптики для розбиття складної електричної системи на підсистеми.

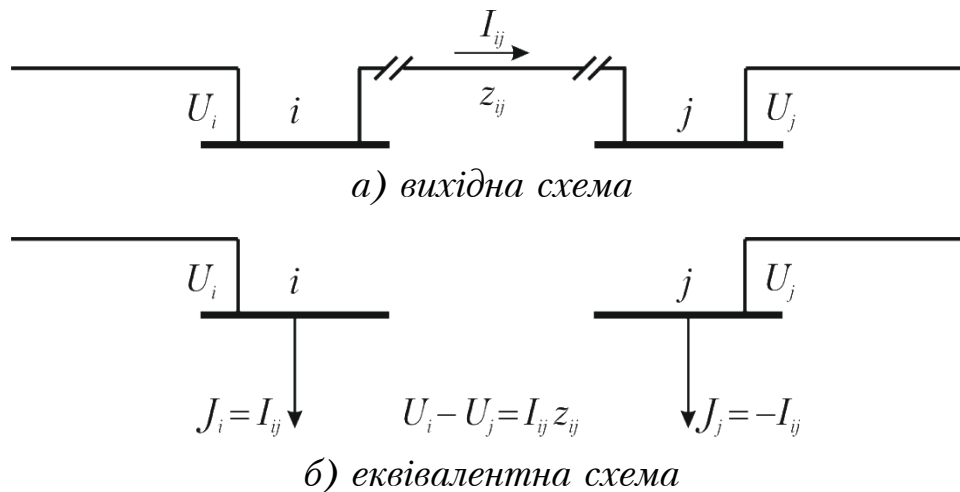


Рис. 2.10. Еквівалентне заміщення лінії електропередавання фіктивними навантаженнями

Еквівалентне заміщення трансформаторних ділянок фіктивними джерелами напруги та струму

Розглянемо поздовжню ділянку розрахункової схеми, наприклад, понижуючого силового трансформатора, представлену на рис. 2.11. Така трансформаторна ділянка за допомогою фіктивної точки 2' умовно поділена на лінійну та активну частини. Лінійна частина (між точками 1 та 2') містить активний та індуктивний опори, які моделюють втрати потужності та спад напруги в обмотках силового трансформатора та представлені на рис. 2.11 комплексним імпедансом \underline{z}_T . Активна частина представлена на рис. 2.11 ідеальним трансформатором, який характеризується комплексним коефіцієнтом трансформації \underline{k}_T . Будемо вважати, що електрична енергія передається через трансформатор від пункту 1 до пункту 2, параметри розрахункової схеми зведено до умов обмотки вищої напруги, а коефіцієнт трансформації визначається відношенням кількостей витків обмотки вищої напруги до витків обмотки нижчої напруги.

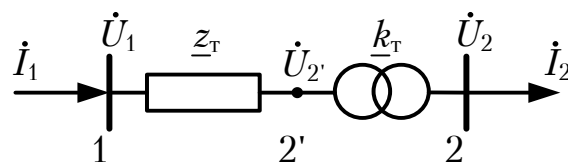


Рис. 2.11. Розрахункова схема понижуючого трансформатора

За цих умов для понижуючого трансформатора, представленого на рис. 2.11, справедливі співвідношення

$$\begin{cases} \dot{I}_1 = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_{2'}}{\underline{z}_T} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2 \hat{k}_T}{\underline{z}_T}; \\ \dot{I}_2 = \dot{I}_1 \hat{k}_T = \frac{\dot{U}_1 \hat{k}_T - \dot{U}_2 \hat{k}_T^2}{\underline{z}_T}, \end{cases} \quad (2.64)$$

де $\underline{z}_T = r_T + jx_T$ – повний опір (імпеданс) поздовжньої ділянки розрахункової схеми силового трансформатора; \hat{k}_T^2 – квадрат модуля коефіцієнта трансформації силового трансформатора.

Очевидно, що представлена виразами (2.64) математична модель силового трансформатора представляє мультиплікативний закон перетворення напруги та струму в силовому трансформаторі. Замість мультиплікативної можна запропонувати адитивну модель силового трансформатора, представлену на рис. 2.12. Замість мультиплікативної операції перетворення напруги та струму відповідно до коефіцієнта трансформації силового трансформатора у склад розрахункової моделі вносять фіктивне джерело напруги, яке задає відповідну добавку напруги (можливо від'ємну для понижуючих трансформаторів) наприкінці трансформаторної ділянки та фіктивне джерело струму наприкінці трансформаторної ділянки, яке моделює перетворення струму.

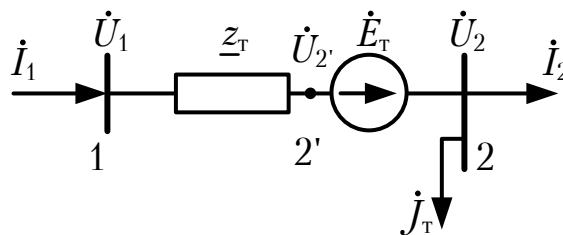


Рис. 2.12. Еквівалентна розрахункова схема силового трансформатора, яка містить фіктивні джерела напруги та струму

Для розрахункової схеми, представленої на рис. 2.12 справедливі співвідношення, які визначають еквівалентну адитивну модель силового трансформатора.

$$\begin{cases} \dot{I}_1 = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_{2'}}{\underline{z}_T} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2 + \dot{E}_T}{\underline{z}_T}; \\ \dot{I}_2 = \dot{I}_1 - \dot{J}_T = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2 + \dot{E}_T}{\underline{z}_T} - \dot{J}_T, \end{cases} \quad (2.65)$$

де \dot{E}_T – ЕРС поздовжнього фіктивного джерела напруги; \dot{J}_T – струм фіктивного поперечного джерела струму.

Дорівнявши між собою перші рівняння систем (2.64) та (2.65) отримуємо

$$\dot{I}_1 = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2 k_{\tau}}{\underline{z}_{\tau}} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2 + \dot{E}_{\tau}}{\underline{z}_{\tau}},$$

звідки

$$\dot{E}_{\tau} = \dot{U}_2 (1 - k_{\tau}). \quad (2.66)$$

Своєю чергою, з рівності других рівнянь систем (2.64) та (2.65) випливає

$$\dot{I}_2 = \frac{\dot{U}_1 \hat{k}_{\tau} - \dot{U}_2 k_{\tau}^2}{\underline{z}_{\tau}} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2 + \dot{E}_{\tau}}{\underline{z}_{\tau}} - \dot{J}_{\tau},$$

звідки

$$\dot{J}_{\tau} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2 k_{\tau}}{\underline{z}_{\tau}} (1 - \hat{k}_{\tau}). \quad (2.67)$$

Зазначимо, що застосування отриманої моделі силового трансформатора не задовольняє у повному обсязі вимогами простоти та зручності організації розрахункового обчислювального процесу. Дійсно, наявність фіктивного джерела напруги у складі еквівалентної розрахункової схеми вимагає відповідного корегування розрахункових моделей усталеного режиму електричних систем. Тут доцільно замінити фіктивне джерело напруги парою джерел струму на початку та наприкінці трансформаторної ділянки, такими, щоб додатковий фіктивний струм на поздовжній ділянці еквівалентної розрахункової схеми викликав додаткове фіктивне падіння напруги, яке дорівнює ЕРС фіктивного джерела струму розрахункової схеми на рис. 2.12. Відповідна розрахункова схема представлена на рис. 2.13, де J_E позначено додаткові фіктивні джерела струму на початку та наприкінці еквівалентної ділянки, які визначають додатковий фіктивний струм та необхідне падіння напруги на поздовжній ділянці розрахункової схеми.

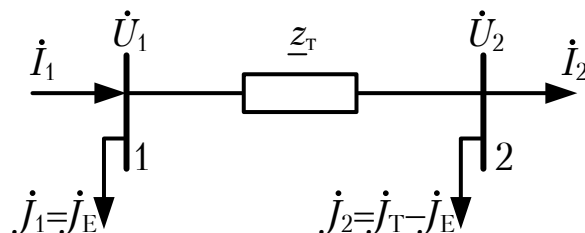


Рис. 2.13. Еквівалентна розрахункова схема силового трансформатора, яка містить фіктивні джерела струму

Очевидно, що для забезпечення еквівалентності на початку та наприкінці поздовжньої ділянки прикладають однакові за модулем та протилежні за напрямом фіктивні струми

$$j_E = \frac{\dot{E}_T}{z_T} = \frac{\dot{U}_2(1 - k_T)}{z_T}.$$

При чому струм на початку поздовжньої ділянки додатній

$$j_1 = j_E = \frac{\dot{U}_2(1 - k_T)}{z_T}. \quad (2.68)$$

Відповідно до розрахункової схеми на рис. 2.13 наприкінці поздовжньої ділянки під'єднані два фіктивних джерела струму – для моделювання фіктивного падіння напруги у парі з джерелом струму на початку ділянки (такий струм наприкінці ділянки є від'ємним) та для адитивного моделювання перетворення струму ідеальним трансформатором. Струм еквівалентного джерела струму наприкінці поздовжньої ділянки дорівнює

$$\begin{aligned} j_2 = -j_E + j_T &= -\frac{\dot{U}_2(1 - k_T)}{z_T} + \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2 k_T}{z_T} (1 - \hat{k}_T) = \\ &= \frac{\dot{U}_1}{z_T} (1 - \hat{k}_T) - \frac{\dot{U}_2}{z_T} (1 - k_T^2). \end{aligned} \quad (2.69)$$

Той самий результат можна отримати в інший спосіб, виходячи з наступних міркувань. Для еквівалентної розрахункової схеми на рис. 2.13 можна записати рівняння першого закону Кірхгофа для пунктів на початку та наприкінці ділянки

$$\begin{cases} \dot{I}_1 = j_1 + \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{z_T}; \\ \dot{I}_2 = -j_2 + \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{z_T}. \end{cases} \quad (2.70)$$

Якщо дорівняти попарно між собою рівняння (2.64) та (2.70) отримуємо

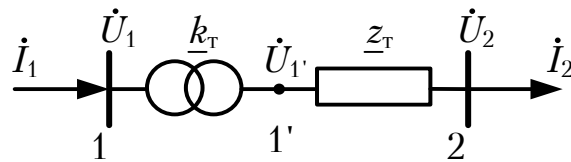
$$\begin{cases} \dot{I}_1 = j_1 + \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{z_T} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2 k_T}{z_T}; \\ \dot{I}_2 = -j_2 + \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{z_T} = \frac{\dot{U}_1 \hat{k}_T - \dot{U}_2 k_T^2}{z_T}. \end{cases}$$

Звідки

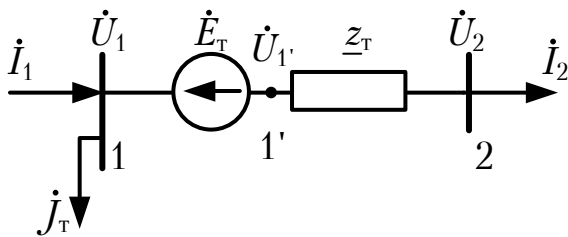
$$\begin{cases} \dot{J}_1 = \frac{\dot{U}_2}{z_T} (1 - \underline{k}_T); \\ \dot{J}_2 = \frac{\dot{U}_1}{z_T} (1 - \hat{k}_T) - \frac{\dot{U}_2}{z_T} (1 - k_T^2), \end{cases} \quad (2.71)$$

що повністю відповідає отриманим вище виразам (2.68) та (2.69).

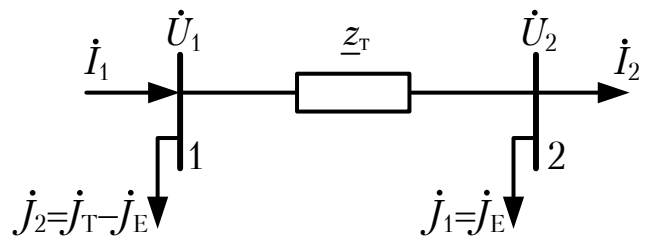
В аналогічний спосіб можна визначити правила еквівалентного заміщення трансформаторної ділянки підвищувального трансформатора фіктивними джерелами напруги та струму або тільки фіктивними джерелами напруги. Відповідні розрахункові схеми силового трансформатора та еквівалентні розрахункові схеми представлено на рис. 6.19. Зазначимо, що для підвищувальних трансформаторів параметри розрахункової схеми зведено до умов вторинної обмотки.



а) розрахункова схема підвищувального трансформатора



б) еквівалентна схема, яка містить фіктивні джерела напруги та струму



в) еквівалентна схема, яка містить фіктивні джерела струму

Рис. 2.14. Розрахункова та еквівалентні схеми підвищувального трансформатора

Тут для розрахункової схеми силового трансформатора на рис. 2.14 а справедливі співвідношення

$$\begin{cases} \dot{I}_2 = \frac{\dot{U}_{1'} - \dot{U}_2}{z_T} = \frac{\dot{U}_1 \underline{k}_T - \dot{U}_2}{z_T}; \\ \dot{I}_1 = \dot{I}_2 \hat{k}_T = \frac{\dot{U}_1 k_T^2 - \dot{U}_2 \hat{k}_T}{z_T}. \end{cases} \quad (2.72)$$

Для еквівалентної схеми, яка містить фіктивні джерела напруги та струму (див. рис. 2.14 б) аналогічні рівняння мають вигляд

$$\begin{cases} \dot{I}_2 = \frac{\dot{U}_1 - \dot{E}_T - \dot{U}_2}{z_T}; \\ \dot{I}_1 = \dot{I}_2 + \dot{J}_T = \frac{\dot{U}_1 - \dot{E}_T - \dot{U}_2}{z_T} + \dot{J}_T. \end{cases} \quad (2.73)$$

На підставі попарного прирівнювання рівнянь (2.72) та (2.73) отримуємо

$$\begin{cases} \dot{E}_T = \dot{U}_1 (1 - \underline{k}_T); \\ \dot{J}_T = \frac{\dot{U}_2 - \dot{U}_1 \underline{k}_T}{z_T} (1 - \hat{k}_T). \end{cases} \quad (2.74)$$

Для еквівалентної розрахункової схеми, яка містить джерела струму на початку та наприкінці поздовжньої ділянки (див. рис. 6.19 в) рівняння першого закону Кірхгофа мають вигляд (2.70). Відповідне прирівнювання рівнянь (2.72) та (2.70) визначає параметри фіктивних джерел струму

$$\begin{cases} \dot{J}_1 = \frac{\dot{U}_2}{z_T} (1 - \hat{k}_T) - \frac{\dot{U}_1}{z_T} (1 - k_T^2); \\ \dot{J}_2 = \frac{\dot{U}_1}{z_T} (1 - \underline{k}_T). \end{cases} \quad (2.75)$$

Зіставлення між собою виразів (2.74) та (2.66) і (2.67), а також виразів (2.75) та (2.71) дозволяє визначити узагальнені вирази для обчислення ЕРС та струмів фіктивних джерел напруги та струму, за допомогою яких здійснюється адитивне моделювання трансформації напруги та струму силовими трансформаторами:

$$\begin{cases} \dot{E}_T = \dot{U}_{\text{HH}} (1 - \underline{k}_T); \\ \dot{J}_T = \frac{\dot{U}_{\text{BH}} - \dot{U}_{\text{HH}} \underline{k}_T}{z_T} (1 - \hat{k}_T) \end{cases} \quad (2.76)$$

у разі заміщення ідеального трансформатора фіктивними джерелами напруги та струму та

$$\begin{cases} \dot{J}_{\text{HH}} = \frac{\dot{U}_{\text{BH}}}{z_T} (1 - \hat{k}_T) - \frac{\dot{U}_{\text{HH}}}{z_T} (1 - k_T^2); \\ \dot{J}_{\text{BH}} = \frac{\dot{U}_{\text{HH}}}{z_T} (1 - \underline{k}_T). \end{cases} \quad (2.77)$$

У виразах (2.76) та (2.77) $\dot{U}_{\text{вн}}$ та $\dot{U}_{\text{нн}}$ позначено робочі напруги на затискачах обмоток вищої та нижчої напруги трансформатора відповідно; $\dot{J}_{\text{вн}}$ та $\dot{J}_{\text{нн}}$ – струми фіктивних джерел струму, під'єднаних з боку обмоток вищої та нижчої напруги трансформатора відповідно. Зазначимо, що у разі використання еквівалентної розрахункової схеми яка містить додаткові фіктивні джерела напруги та струму, джерело струму розташовують з боку обмотки нижчої напруги силового трансформатора, а джерело напруги направляють з боку обмотки вищої напруги до обмотки нижчої напруги силового трансформатора (див. рис. 2.12 та 2.14 б).

Аналіз виразів (2.76) та (2.77) свідчить про те, що еквівалентне заміщення ідеального трансформатора фіктивними джерелами напруги та струму здійснюється на підставі даних про режим напруги, зокрема в пунктах, які обмежують трансформаторну ділянку. Це означає, що для адекватного моделювання усталених режимів електричних систем з трансформаторними зв'язками, необхідно організувати додатковий ітераційний процес, направлений на уточнення ЕРС та струмів фіктивних джерел напруги та струму відповідно до уточнення режиму напруги в електричній системі. Таким чином, алгоритм моделювання усталеного режиму електричної системи, яка містить трансформаторні зв'язки складається з двох вкладених циклів. Зовнішній ітераційний цикл направлений на уточнення параметрів фіктивних джерел напруги та струму відповідно до поточних характеристик режиму напруги пунктів, які обмежують трансформаторні ділянки. Внутрішній ітераційний цикл направлений на явне або неявне уточнення втрат потужності в електричній системі та визначення режиму напруги за поточних значень ЕРС та струмів фіктивних джерел напруги та струму.

Можна також запропонувати алгоритм спільного уточнення параметрів фіктивних джерел напруги та струму і втрат потужності електричній системі в єдиному ітераційному циклі. Такий алгоритм передбачає уточнення значень ЕРС та струмів фіктивних джерел напруги та струму одночасно з ітераційним уточненням режиму напруги на кожному кроці обчислювального процесу.

Еквівалентне зведення параметрів розрахункової схеми до базисної напруги

Підхід, оснований на зведенні параметрів розрахункової схеми електричної системи до базисної напруги полягає в еквівалентному виключенні трансформаторних ділянок зі складу розрахункової схеми. Загальні принципи моделювання усталених режимів електричних систем тут полягають в послідовному виконанні трьох етапів:

- 1) зведення параметрів розрахункової схеми до базисної напруги;
- 2) розрахунок параметрів усталеного режиму еквівалентної електричної системи одного класу номінальної напруги;

3) зворотний перерахунок параметрів усталеного режиму електричної системи до фактичних значень номінальної напруги елементів електричних систем.

Зведення параметрів розрахункової схеми електричної мережі до обраної базисної напруги, засноване на принципі інваріантності потоків потужності у вихідній та еквівалентній розрахункових схемах електричної мережі. Тут за основу беруть зведення напруги відповідно до виразу

$$\dot{U}' = \dot{U} k_{зв},$$

де \dot{U} , \dot{U}' – фактична та зведена напруга; $k_{зв}$ – коефіцієнт зведення напруги.

Інваріантність потоку потужності визначає правило зведення робочих струмів

$$\dot{S} = \hat{U}\dot{I} = \hat{U}'\dot{I}' = \dot{S}',$$

звідки

$$\dot{I}' = \dot{I} \frac{\hat{U}}{\hat{U}'} = \frac{\dot{I}}{k_{зв}},$$

де \dot{I} , \dot{I}' – фактичний та зведений струми ділянки розрахункової схеми.

Вирази для зведення параметрів розрахункових схем (опорів поздовжніх та провідностей поперечних ділянок) визначають виходячи із інваріантності втрат потужності в цих елементах:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_Z &= I^2 \hat{z} = I'^2 \hat{z}' = \Delta \dot{S}'_Z; & \Delta \dot{S}_Y &= U^2 \underline{y} = U'^2 \underline{y}' = \Delta \dot{S}'_Y; \\ \underline{z}' &= \underline{z} \frac{I^2}{I'^2} = \underline{z} k_{зв}^2; & \underline{y}' &= \underline{y} \frac{U^2}{U'^2} = \frac{\underline{y}}{k_{зв}^2}, \end{aligned}$$

де \underline{z} , \underline{y} та \underline{z}' , \underline{y}' – фактичні та зведені опори поздовжніх та провідності поперечних ділянок схеми; $\Delta \dot{S}_Z$, $\Delta \dot{S}_Y$ – втрати потужності на поздовжніх та поперечних ділянках розрахункової схеми; $k_{зв}^2$ – квадрат модулю коефіцієнта зведення.

Коефіцієнт зведення параметрів розрахункової схеми електричної системи відповідає номінальним значенням коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів та автотрансформаторів, які поєднують мережі різних класів номінальної напруги на паралельну роботу. У загальному випадку, такий коефіцієнт трансформації характеризується комплексним числом, оскільки відповідно до схем з'єднання обмоток трансформатора, напруга на вторинних обмотках може змінюватися не тільки за абсолютною величиною, але й по фазі.

Зведення параметрів розрахункової схеми до одного ступеня номінальної напруги можливо тільки в тому разі, коли коефіцієнти трансформації в кожному замкненому контурі врівноважені, тобто добуток коефіцієнтів трансформації всіх трансформаторів, що входять в кожен незалежний контур дорівнює одиниці. У реальних умовах через інтенсивне використання трансформаторного парку для регулювання режиму напруги, зазначена вимога зазвичай не дотримується. У цьому разі можлива реалізація тільки наближеного розрахунку параметрів усталеного режиму електричної системи. Тут коефіцієнт зведення приймають дорівнюючим відношенню відповідних значень номінальної напруги:

$$k_{зв} = \frac{U_6}{U_n},$$

де U_6 – базисна напруга; $U_{ном}$ – номінальна напруга устаткування електричної системи.

Після зведення параметрів розрахункової схеми до базисних умов, виконують розрахунки параметрів усталеного режиму електричної системи як для системи одного класу номінальної напруги. У заключній частині розрахунку здійснюють зворотне перетворення режимних параметрів електричної системи від базисних до натуральних умов режиму її роботи.

Зауважимо, що застосування даного підходу до моделювання усталених режимів замкнених електричних мереж завжди пов'язано з викривленням результатів та може бути здійснене лише в оціночних розрахунках, які не вимагають високої точності моделювання. Справа в тому, що в сучасних електроенергетичних системах трансформаторний парк приймає активну участь в регулюванні режиму напруги засобами автоматичної (засобами РПН) та неавтоматичної (засобами ПБЗ) зміни коефіцієнтів трансформації. В результаті коефіцієнти трансформації силових трансформаторів не дорівнюють своїм номінальним значенням, що ускладнює застосування зведення параметрів розрахункової схеми електричної системи до базисної напруги.

Тут можна запропонувати підхід, який базується на еквівалентному заміщенні регульованої частини ідеального трансформатора фіктивними джерелами напруги та струму. Пояснимо це наступними міркуваннями.

В загальному випадку коефіцієнт трансформації силового трансформатора можна визначити за виразом

$$k_t = \frac{W_{вн0} \pm W_{внр}}{W_{нн}}, \quad (2.78)$$

де $W_{вн0}$, $W_{внр}$ – кількості нерегульованих та регульованих витків обмотки вищої напруги; $W_{нн}$ – кількість витків в обмотці нижчої напруги силового трансформатора; знак \pm означає, що регулювання коефіцієнту транс-

формації силового трансформатора може здійснюватися як у бік збільшення, так і у бік зменшення коефіцієнта трансформації.

Вираз (2.78) можна подати у вигляді

$$k_{\text{т}} = \frac{W_{\text{вн0}} (1 + \omega_{\text{вн}})}{W_{\text{нн}}} = k_{\text{тн}} (1 + \omega_{\text{вн}}) = k_{\text{тн}} k_{\text{тр}}, \quad (2.79)$$

де $\omega_{\text{вн}} = \frac{W_{\text{внр}}}{W_{\text{вн0}}}$ – відносна кількість регулювальних витків силових трансформаторів (може бути від'ємною величиною); $k_{\text{тн}} = \frac{W_{\text{вн0}}}{W_{\text{нн}}}$ – номінальний коефіцієнт трансформації; $k_{\text{тр}} = (1 + \omega_{\text{вн}})$ – регулювальний коефіцієнт трансформації.

Зазначимо, що вираз (2.78) представляє застосування приладів регулювання напруги в обмотках вищої напруги силових трансформаторів. Водночас можливі випадки, коли регулювальні пристрої одночасно знаходяться в обмотках вищої та нижчої напруги трансформатора (наприклад, пристрій РПН в обмотці вищої напруги та пристрій ПБВ в обмотці нижчої або середньої напруги), або пристрій регулювання напруги знаходиться в загальній нейтралі силових автотрансформаторів. За цих умов вирази (2.78) та (2.79) слід скорегувати відповідно до прийнятої схеми регулювання напруги.

У будь-якому разі з виразу (2.79), або аналогічного виразу для прийнятої схеми регулювання, випливає, що перетворення напруги та струму в силовому трансформаторі можна умовно поділити на два етапи – перетворення відповідно до номінального коефіцієнта трансформації та перетворення відповідно до регулювального коефіцієнта трансформації, як проілюстровано розрахунковою схемою на рис. 2.15.

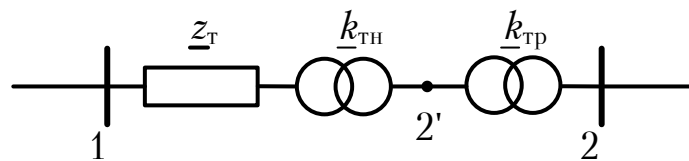


Рис. 2.15. Поділення трансформації силового трансформатора на номінальну та регулюючу частини

На рис. 2.15 позначено фіктивну точку 2', яка поділяє ідеальний трансформатор на номінальну та регулюючу частини. Таким чином, частина розрахункової схеми між точками 1 та 2' представляє схему силового трансформатора, який працює з номінальним коефіцієнтом трансформації. Для такої схеми позбавитися ідеальної трансформації без втрат точності моделювання можна шляхом зведення параметрів розрахункової

схеми до обраної базисної напруги. Друга частина схеми між точками 2' та 2 являє собою ідеальний регулювальний трансформатор, який можна еквівалентно замінити джерелом напруги та струму, яка показано на рис. 2.16.

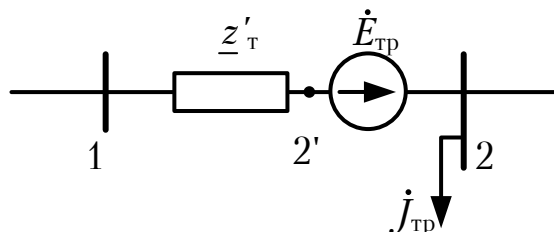


Рис. 2.16. Еквівалентна розрахункова схема силового трансформатора, з урахуванням регулювання коефіцієнту трансформації

На рис. 2.16 z'_T позначено зведений до базисної напруги опір поздовжньої ділянки схеми заміщення силового трансформатора; $\dot{E}_{тр}$, $\dot{J}_{тр}$ – ЕРС джерела напруги та струм джерела струму, які моделюють регулювальну частину трансформації напруги та струму.

На підставі міркувань, аналогічних наведеним вище, можна визначити параметри фіктивних джерел напруги та струму

$$\begin{cases} \dot{E}_{тр} = \dot{U}'_2 (1 - \underline{k}_{тр}); \\ \dot{J}_{тр} = \frac{\dot{U}'_1 - \dot{U}'_2 \underline{k}_{тр}}{\underline{z}'_T} (1 - \hat{k}_{тр}), \end{cases} \quad (2.80)$$

де \dot{U}'_1 , \dot{U}'_2 – зведені до базисної напруги на початку та наприкінці трансформаторної ділянки.

У разі розташування приладів регулювання коефіцієнтів трансформації в обмотці вищої напруги силового трансформатора вирази (2.80) набувають вигляду

$$\begin{cases} \dot{E}_{тр} = -\dot{U}'_2 \omega_{вн}; \\ \dot{J}_{тр} = \frac{\dot{U}'_2 (1 + \omega_{вн}) - \dot{U}'_1}{\underline{z}'_T} \omega_{вн}. \end{cases} \quad (2.81)$$

Аналіз виразів (2.80) та (2.81) свідчить про необхідність організації ітераційного уточнення параметрів фіктивних джерел напруги та струму відповідно до даних режиму напруги, зокрема в пунктах, які обмежують трансформаторну ділянку.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Обґрунтуйте необхідність спрощення розрахункових схем електричних систем.
2. Які умови визначають допустимість перетворення розрахункових схем електричних систем?
3. Наведіть та охарактеризуйте загальну класифікацію методів еквівалентного перетворення розрахункових схем електричних систем.
4. Обґрунтуйте допустимість еквівалентного заміщення струмів витоку та втрат потужності додатковими фіктивними навантаженнями.
5. За яких умов допустиме еквівалентне перетворення перерізів ділянок електричної мережі?
6. Назвіть умову допустимості перетворення послідовно увімкнених ділянок на одну еквівалентну.
7. Наведіть загальний вираз для визначення опору еквівалентної ділянки, яка заміщує довільну кількість послідовно увімкнених гілок розрахункової схеми електричної мережі.
8. Наведіть загальний вираз для визначення провідності еквівалентної ділянки, яка заміщує довільну кількість паралельно увімкнених гілок розрахункової схеми електричної мережі.
9. Наведіть вирази для визначення параметрів еквівалентного генератора електричної станції.
10. Наведіть вирази для еквівалентного перетворення трикутника опорів на зірку та зірки на трикутник.
11. Поясніть положення про те, що формальне перетворення трикутників опорів на зірку рекомендовано у разі застосування контурних розрахункових моделей, а формальне перетворення зірки опорів на багатокутник рекомендоване у разі застосування вузлових розрахункових моделей.
12. Наведіть вирази еквівалентного перенесення навантажень пунктів розрахункових схем у суміжні вузли.
13. Поясніть принципову неможливість точного еквівалентного перенесення навантажень, виражених потужностями, у суміжні пункти розрахункової схеми.
14. Охарактеризуйте еквівалентне заміщення мультиплікативного трансформаторного елемента адитивними фіктивними джерелами напруги та струму.
15. Дайте характеристику та наведіть послідовність моделювання установлених режимів електричних систем з трансформаторними зв'язками на базі зведення розрахункових параметрів розрахункової схеми до базисної напруги.
16. Сформулюйте принцип та наведіть вирази для зведення параметрів розрахункової схеми до базисної напруги.

17. Поясніть причину виникнення похибки моделювання усталеного режиму складнозамкненої мережі з трансформаторними зв'язками шляхом зведення її параметрів до базисної напруги.
18. Охарактеризуйте підхід, який дозволяє точно урахувати регульовальні можливості силових трансформаторів у разі зведення параметрів розрахункової схеми до базисної напруги.



ЛІТЕРАТУРА

[8], стор. 255-260; [18], стор. 181-187; [20], стор. 194-208; [27], стор. 454-462, 469-472; [28], стор. 89-91; [49], стор. 222-227; [56], стор. 250-256; [57], стор. 184-195; [63], стор. 42-48; [58], стор. 177-184; [74], стор. 199-204; [78], стор. 98-129; [84], стор. 190-199.

2.5 МЕТОД РОЗРІЗАННЯ КОНТУРІВ

У практиці моделювання усталених режимів замкнених електричних мереж широкого поширення набула модифікація контурної розрахункової моделі, яка отримала назву «метод розрізання контурів». Основна ідея методу полягає в еквівалентному заміщенні замкненої електричної мережі розімкненою, режим якої повністю відповідає режиму вихідної електричної системи. Тут можна розглядати два підходи до «розрізання» контурів «по вузлах» та «по гілках» розрахункової схеми.

Перший підхід полягає в тому, що один з вузлів, який примикає до кожної перемички розрахункової схеми електричної мережі, заміщують парою фіктивних вузлів, що не мають прямого електричного зв'язку, а їх сумарне навантаження дорівнює навантаженню вузла вихідної схеми. Дійсно, із загальної електротехніки відомо, що еквіпотенціальні вузли електричного кола можна об'єднати у складі одного фіктивного вузла схеми. В методі розрізання контурів виконують зворотне перетворення: певні вузли розрахункової схеми «розрізають» на два фіктивні вузли. Представлений підхід до «розрізання» контурів по вузлах схеми проілюстровано на рис. 2.17.

Умовами еквівалентності режимів замкненої та розімкненої схем виступають рівність сумарного навантаження фіктивних вузлів розімкненої схеми навантаженню вузла вихідної схеми та збіг векторів напруги для кожної пари фіктивних вузлів

$$\begin{aligned} \dot{J}_{f'} + \dot{J}_{f''} &= \dot{J}_f; \\ \dot{U}_{f'} &= \dot{U}_{f''} = \dot{U}_f, \end{aligned}$$

де f' , f'' – індекси фіктивних вузлів, якими заміщують f -й вузол вихідної схеми.

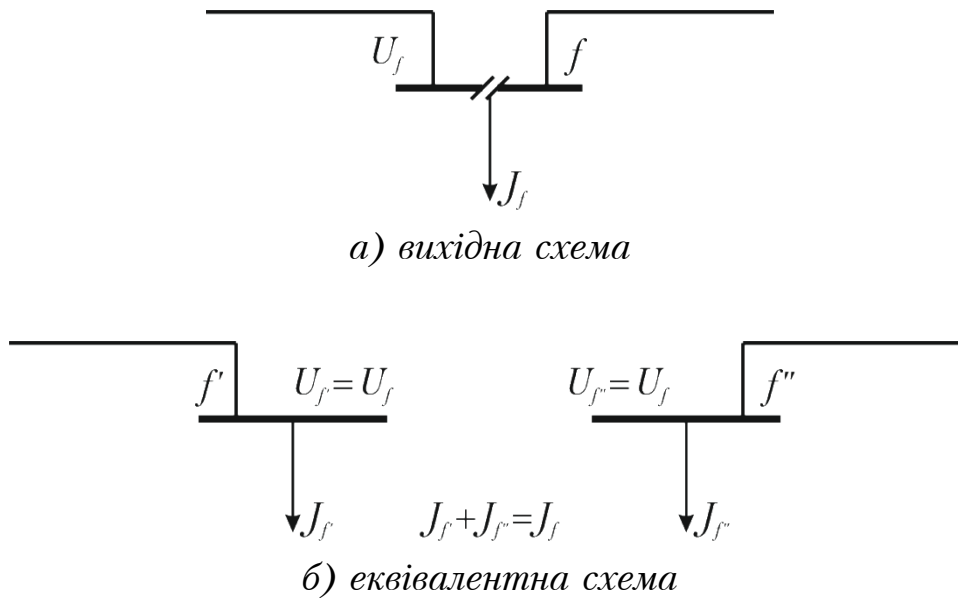


Рис. 2.17. Ілюстрація «розрізання» контурів по вузлах

Другий підхід до «розрізання» контурів полягає на еквівалентному заміщенні ділянок розрахункової схеми електричної системи парою фіктивних зосереджених навантажень, прикладених в пунктах, які обмежують відповідну ділянку схеми. Дійсно, під час формування рівнянь першого закону Кірхгофа для вузлів розрахункової схеми електричної системи струми навантаження та струми суміжних ділянок схеми підсумовують з урахуванням прийнятих напрямів передавання електричної енергії. Таким чином струми навантажень та струми ділянок розрахункової схеми мають схожу фізичну природу. Це дозволяє виключити довільну ділянку розрахункової схеми та замістити її парою фіктивних зосереджених навантажень в пунктах, до яких примикає ділянка, яку виключають зі складу розрахункової схеми. Таке еквівалентне перетворення представлено на рис. 2.10.

Очевидно, що такі фіктивні навантаження характеризуються однако-вими за модулем, але різними за знаками струмами. Струм ділянки, який відтікає від вузла схеми заміщують еквівалентним навантаженням, а струм, що поступає з електропередачі – еквівалентною генерацією. Таким чином, умовою еквівалентності вихідної замкненої та розімкненої розрахункових схем електричної системи є рівність струмів фіктивних навантажень струму перемички та рівність різниці напруг пунктів розімкненої схеми, до яких примикає видалена перемичка, спаду напруги на перемичці у вихідній схемі:

$$\begin{aligned} J'_i &= \dot{I}_{ij}; \\ J'_j &= -\dot{I}_{ij}; \\ \dot{U}_i - \dot{U}_j &= \dot{I}_{ij} z_{ij}, \end{aligned}$$

де i, j – пункти розрахункової схеми, до яких примикає видалена перемичка.

Зазначимо, що кількість «розрізів» у складі розрахункової схеми електричної системи за будь-якого підходу до «розрізання» контурів завжди дорівнює кількості перемичок, тобто дорівнює кількості незалежних контурів. Це означає, що для розв'язання задачі еквівалентного перетворення замкненої електричної мережі на розімкнену слід використовувати контурні розрахункові моделі усталеного режиму електричної системи, а сам метод розрізання контурів є модифікацією контурної розрахункової моделі.

Під час формування алгоритму розрахункової моделі за методом розрізання контурів слід також зважати на два можливих способи розв'язання режимної задачі для еквівалентної розімкненої схеми, що базуються на явному або неявному уточненні втрат потужності. Таким чином можливі чотири різних підходи до формування алгоритмів за методом розрізання контурів, що базуються на «розрізанні» контурів по вузлах та гілках за явного та неявного уточнення втрат потужності відповідно. Зазначимо, що в практиці моделювання усталених режимів електричних систем найбільшого поширення набув алгоритм, заснований на методі розрізання контурів по гілках за неявного уточнення втрат потужності в еквівалентній розімкнутій схемі електричної системи. Такий підхід відрізняється кращими обчислювальними властивостями і дозволяє створити швидкодіючі, надійні і прості обчислювальні алгоритми розрахунку струморозподілу та режиму напруги.

Розглянемо формування математичної моделі усталеного режиму електричної системи за методом розрізання контурів «по гілках» на прикладі одноконтурної електричної мережі, розрахункова схема якої представлена на рис. 2.18. Електричні навантаження пунктів схеми мережі покладемо заданими в потужностях. Для розрахунку характеристик робочого режиму мережі приймемо математичну модель мережі з неявною нелінійністю.

За номінальною напругою електричної системи визначимо початкові наближення навантажувальних струмів незалежних пунктів розрахункової схеми електричної мережі. На попередньому етапі приймемо нульове значення струму перемички $i-j$. В результаті видалення перемички зі складу розрахункової схеми отримуємо двопроменеву розімкнену схему, яка опирається на балансуєчий пункт.

Визначимо струморозподіл по ділянках штучно отриманої розімкненої схеми мережі переглядаючи розрахункову схему від найбільш віддалених пунктів до балансуєчого із дотриманням вимог першого закону Кірхгофа. За отриманою картиною струморозподілу в розімкненій схемі мережі на підставі рівнянь закону Ома уточнимо режим напруги всіх пунктів розрахункової схеми, включаючи пункти, до яких примикає видалена перемичка.

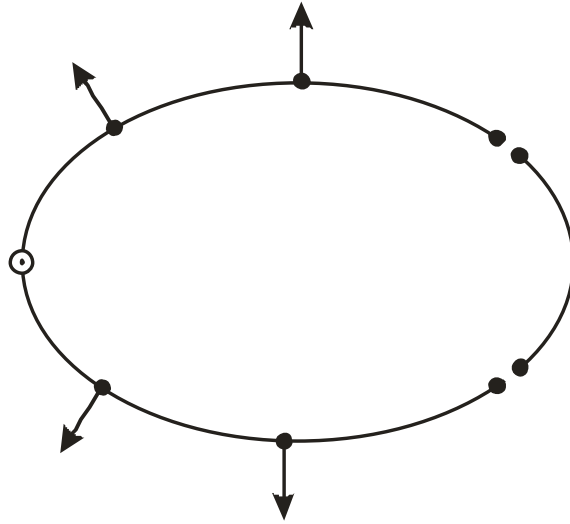


Рис. 2.18. Одноконтурна схема електричної мережі

Для видаленої перемички визначимо різницю напруг на її кінцях

$$\Delta \dot{U}_{ij} = \dot{U}_i - \dot{U}_j, \quad (2.82)$$

де \dot{U}_i, \dot{U}_j – уточнені значення напруг пунктів мережі, до яких примикає видалена перемичка.

Очевидно, що визначена за виразом (2.82) різниця напруг на кінцях перемички не відповідає спаду напруги на перемичці (нагадаємо, що на попередньому етапі струм перемички, а, отже, і спад напруги дорівнює нулю). Таким чином можна визначити нев'язку напруги у замкненому контурі.

$$\dot{e}_k = \dot{U}_i - \dot{U}_j - \dot{I}_{ij} z_{ij}, \quad (2.83)$$

де k – індекс незалежного замкненого контуру зі складу якого видалено перемичку.

Така нев'язка напруги визначає зрівняльний струм у замкненому контурі, а, отже, – поправку до струму перемички відповідно до виразу

$$\Delta \dot{I}_{ij} = \frac{\dot{e}_k}{Z_k},$$

де Z_k – власний опір k -го контуру, включаючи опір перемички $i-j$.

Для електричної системи, розрахункова схема якої містить більше одного замкненого контуру необхідно враховувати взаємний вплив зрівняльних струмів суміжних незалежних контурів. У цьому разі поправки до струмів перемичок визначають на підставі розв'язання системи контурних рівнянь вигляду

$$\Delta \dot{I}_k Z_k + \sum \Delta \dot{I}_d Z_{dk} = \dot{e}_k, \quad (2.84)$$

де $\Delta \dot{I}_k$, $\Delta \dot{I}_d$ – поправки до струмів перемичок k -го та d -го контурів відповідно; Z_k – власний опір k -го контуру; Z_{dk} – взаємний опір k -го та суміжного d -го контурів розрахункової схеми.

У разі залучення наближених методів визначення поправок до струмів перемичок використовують вираз вигляду

$$\Delta \dot{I}_{ij} = k_d \frac{\dot{e}_k}{Z_k}, \quad (2.85)$$

де k_d – коефіцієнт демпфування ітераційного процесу обумовлений взаємним впливом зрівнювальних струмів незалежних контурів розрахункової схеми.

Очевидно, що відсутність, тобто одиничне значення демпферного коефіцієнту у виразі (2.85), визначає використання методу простої ітерації для розв'язання системи лінійних алгебраїчних рівнянь контурної моделі (2.84) при обмеженні розрахунків однією ітерацією. Залучення демпферного коефіцієнту дозволяє збільшити точність таких розрахунків та скоротити кількість необхідних ітерацій.

Накопичений досвід моделювання усталених режимів електричних систем за методом розрізання контурів свідчить про коливний характер збіжності ітераційного процесу, організованого за виразом (2.85). Це визначає доцільність прискорення розрахункового процесу шляхом використання коефіцієнту демпфування для згладжування таких коливань. Очевидно, що коефіцієнт демпфування завжди менший за одиницю, причому збільшення складності та замкненості розрахункової схеми електричної системи визначає зменшення коефіцієнту демпфування. Так для електричних мереж середньої складності таких, що не містять трансформаторних зв'язків, рекомендовано обирати коефіцієнт демпфування в межах 0,5...0,65, а для мереж високого ступеню складності – в межах 0,05...0,1.

Уточнене значення струму перемички визначають за виразом

$$\dot{I}_{ij}^{(n)} = \dot{I}_{ij}^{(n-1)} + \Delta \dot{I}_{ij}, \quad (2.86)$$

де n – індекс поточної ітерації.

Отримане нове значення струму перемички, очевидно, робить вплив на струморозподіл по ділянках решти частини розрахункової схеми, а, отже, й на всі інші параметри усталеного режиму електричної системи. Такий вплив можна врахувати шляхом заміщення уточненого струму перемички парою фіктивних навантажень, прикладених до пунктів, до яких примикає видалена перемичка. Як зазначалося вище, струми фіктивних навантажень мають дорівнювати уточненому значенню струму перемички, але протилежні за знаком.

Уточнені характеристики режиму напруги в електричній системі дозволяють розрахувати нові значення навантажувальних струмів незалежних пунктів розрахункової схеми, визначити струморозподіл по ділянках

розімкненої схеми з урахуванням додаткових фіктивних навантажень та уточнити режим напруги в електричній мережі, у тому числі – на шинах пунктів, до яких примикає видалена перемичка.

Очевидно, що у цьому разі нев'язка напруги у контурі за абсолютною величиною виявиться меншою за своє попереднє значення, що свідчить про збіжність розрахункового процесу. Всі розглянуті вище розрахунки повторюють багатократно аж до досягнення необхідної інженерної точності. Критерієм завершення розрахунків є нульове значення (з певною інженерною точністю) нев'язки напруги на видаленій перемичці.

Наведений підхід до моделювання усталеного режиму електричної системи можна поширити на складнозамкнені електричні мережі, які містять будь яку кількість незалежних контурів у своєму складі. Загальний алгоритм моделювання усталеного режиму електричної системи за методом розрізання контурів складається з послідовного виконання наступних процедур.

1. У складі вихідної замкненої схеми електричної мережі намічають перемички, видалення яких призводить до формування розімкненої зв'язної схеми. Для кожної перемички призначають початкове наближення робочого струму. Призначають початкові наближення невідомих напруг незалежних вузлів схеми.

2. Для кожної перемички розрахункової схеми визначають струми додаткових фіктивних навантажень, за допомогою яких моделюють видалення перемички зі складу розрахункової схеми

$$\begin{aligned} J_i^{(n)} &= I_{ij}^{(n)}; \\ J_j^{(n)} &= -I_{ij}^{(n)}, \end{aligned}$$

де $I_{ij}^{(n)}$ – поточне значення струму перемички $i-j$; n – індекс поточної ітерації.

3. За поточним режимом напруги визначають струми навантажень незалежних вузлів розрахункової схеми

$$J_k = \frac{\dot{S}_k}{\hat{U}_k^{(n)}},$$

де \dot{S}_k – повна потужність розрахункового навантаження k -го пункту схеми; $\hat{U}_k^{(n)}$ – спряжений комплекс вектору поточного значення напруги на шинах k -го пункту.

Для вузлів, до яких примикають перемички у складі струму навантаження слід врахувати струми додаткових фіктивних навантажень відповідно до виразу

$$J_k = \frac{\dot{S}_k}{\dot{U}_k^{(n)}} + J_k^{l(n)}.$$

4. Проглядаючи всі ділянки розімкненої схеми електричної мережі, з якої видалені всі перемички, починаючи з найбільш віддалених від балансуєчого пункту, на підставі рівнянь першого закону Кірхгофа визначають струморозподіл по ділянках розімкненої схеми

$$\dot{I}_{ij} = \dot{J}_j + \sum_{\substack{k \in j, \\ k \neq i}} \dot{I}_{jk}.$$

5. Проглядаючи всі ділянки розімкненої схеми електричної мережі, починаючи від опорного за напругою пункту, на підставі рівнянь закону Ома визначають режим напруги незалежних вузлів розрахункової схеми

$$\dot{U}_j = \dot{U}_i - \dot{I}_{ij} z_{ij}.$$

6. За зміною струмів головних ділянок розрахункової схеми визначають умови збіжності ітераційного процесу визначення режимних характеристик розімкненої схеми, з якої видалені всі перемички. Якщо максимальна за модулем зміна струму не перевищує необхідної інженерної точності

$$\max \left\{ \left| \dot{I}_{0i}^{(m)} - \dot{I}_{0i}^{(m-1)} \right| \right\} \leq \varepsilon_I,$$

де m – індекс поточної ітерації розрахункового процесу неявного уточнення втрат потужності в розімкненій схемі електричної мережі; то управління передають процедурі 7. В іншому разі виконують наступний цикл розрахунків параметрів усталеного режиму розімкненої схеми починаючи з процедури 3 алгоритму.

7. Для кожної перемички за виразом (2.83) визначають нев'язки напруги. Якщо максимальна за модулем нев'язка напруги не перевищує необхідної інженерної точності

$$\max_k \left\{ \left| \dot{e}_k \right| \right\} \leq \varepsilon,$$

то усталений режим розімкненої схеми, визначений в результаті виконання операцій процедур 4, 5 та 6 алгоритму, повністю еквівалентний режиму вихідної замкненої схеми, що свідчить про завершення обчислень. В іншому разі управління передають процедурі 8.

8. В результаті розв'язання системи лінійних алгебраїчних рівнянь (2.84), або за виразом (2.85) визначають поправки до струмів перемичок, а за виразом (2.86) – нові уточнені значення струмів перемичок. Після виконання таких операцій управління передають процедурі 2 для виконання наступного циклу ітераційних розрахунків.

Аналіз наведеного алгоритму свідчить про наявність в його складі двох вкладених ітераційних циклів. Внутрішній ітераційний цикл полягає в розрахунку режимних параметрів усталеного режиму розімкненої схеми електричної системи та направлений на визначення нев'язок напруги на всіх перемичках. Зовнішній ітераційний цикл полягає в уточненні струмів перемичок.

Зауважимо, що в наведеному алгоритмі внутрішній ітераційний цикл побудовано на основі неявного уточнення втрат потужності в еквівалентній розімкненій схемі електричної системи. Такий підхід не є обов'язковим. Тут можливе розв'язання режимної задачі будь-яким відомим методом, наприклад, на підставі явного уточнення втрат потужності, або взагалі, з використанням вузлових розрахункових моделей усталених режимів.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Сформулюйте та поясніть загальну ідею методу розрізання контурів.
2. Охарактеризуйте можливі підходи до «розрізання» контурів розрахункової схеми електричної системи.
3. Поясніть зв'язок методу розрізання контурів з контурними розрахунковими моделями усталених режимів електричних систем.
4. Поясніть поширення модифікації методу розрізання контурів «по гілках» розрахункової схеми електричної системи.
5. Дайте визначення та поясніть особливості застосування демпферного коефіцієнту у виразі (2.85) для визначення поправок до струмів перемичок.
6. Наведіть загальний алгоритм методу розрізання контурів.
7. Поясніть та охарактеризуйте поділ алгоритму методу розрізання контурів на зовнішній та внутрішній ітераційний цикли.
8. Поясніть необов'язковість змісту внутрішнього ітераційного циклу методу розрізання контурів у викладеній у підрозділі редакції.



ЛІТЕРАТУРА

[64], стор. 85-89; [69], стор. 34-42; [78], стор. 146-150.

2.6 МЕТОД НАКЛАДАННЯ

Розглянемо рівняння контурної розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи для лінійної розрахункової схеми в матричній формі

$$\mathbf{Z}_k \mathbf{I}_k = \Delta \mathbf{E}_k, \quad (2.87)$$

де \mathbf{Z}_k – матриця контурних опорів; \mathbf{I}_k – вектор-стовпець контурних зрівняльних струмів; $\Delta \mathbf{E}_k$ – вектор-стовпець контурних зрівнювальних ЕРС.

Контурні зрівняльні ЕРС у виразі (2.87) визначають за виразом

$$\Delta \dot{E}_k = -\sum J_i z_{ik}, \quad (2.88)$$

де $\Delta \dot{E}_k$ – зрівнювальна ЕРС k -го незалежного контуру розрахункової схеми; J_i – струм навантаження i -го пункту схеми; z_{ik} – опір частини шляху покриття навантаження i -го пункту по ділянках дерева, що входить до складу k -го контуру.

Аналіз виразу (2.88) свідчить про те, що адитивний характер зрівняльної контурної ЕРС визначає незалежну частку струморозподілу по ділянках розрахункової схеми електричної системи, обумовлену навантаженням кожного пункту. Дійсно, рівняння (2.87) можна записати у вигляді

$$\mathbf{Z}_k \sum \mathbf{I}_{ki} = \sum \Delta \mathbf{E}_{ki},$$

де \mathbf{I}_{ki} , $\Delta \mathbf{E}_{ki}$ – вектор-стовпці зрівнювальних контурних струмів та ЕРС відповідно, обумовлених навантаженням i -го пункту схеми.

Представлені міркування ілюструють один з основоположних законів фізики – принцип суперпозиції, який полягає в тому, що результат впливу групи об'єктів (або результат складного процесу) можна представити у вигляді суми незалежних впливів кожного окремого об'єкту (або суми окремих простих процесів).

Стосовно задач електроенергетики принцип суперпозиції визначає метод накладання, згідно якого режим будь-якої електричної системи, обумовлений впливом навантажень всіх пунктів розрахункової схеми в цілому можна розглядати як результат накладання окремих режимів, обумовлених впливом кожного навантаження окремо. Так, наприклад, загальні положення методу накладання визначають розглянутий вище метод «у два етапи», згідно якого режим електричної системи представляють як результат накладання двох режимів – режиму струмів навантажень та режиму втрат потужності на ділянках розрахункової схеми.

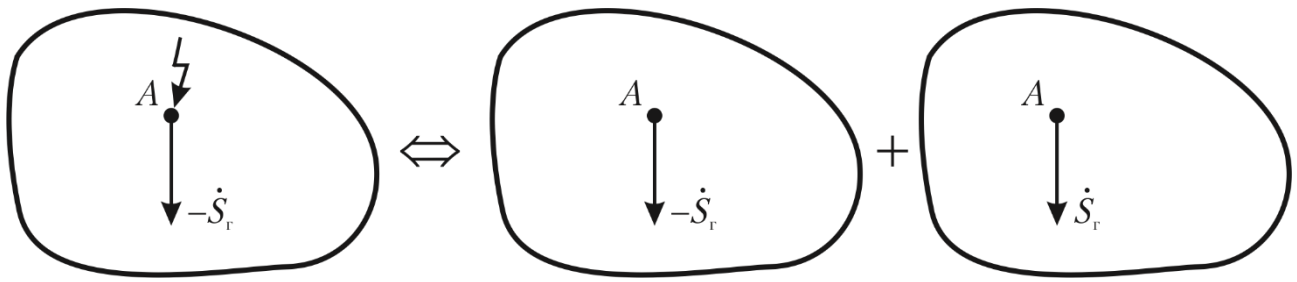
Суворо кажучи, таке положення є істинним тільки для лінійних електричних систем. Дійсно, для електричних систем, навантаження яких представлені фіксованими значеннями активних і реактивних потужнос-

тей, поточкорозподіл потужностей по ділянках розрахункової схеми визначається не тільки навантажувальними струмами, а й потоками потужностей на покриття втрат потужності в поздовжніх і поперечних елементах розрахункової схеми. Такі втрати потужності залежать від режиму напруги в електричній системі за нелінійним законом. Ця обставина не дозволяє використовувати підхід, заснований на методі накладення для точного визначення поточкорозподілу потужностей під час розв'язання нелінійної режимної задачі. Тут можливі лише оціночні наближені розрахунки режимних характеристик електричних систем.

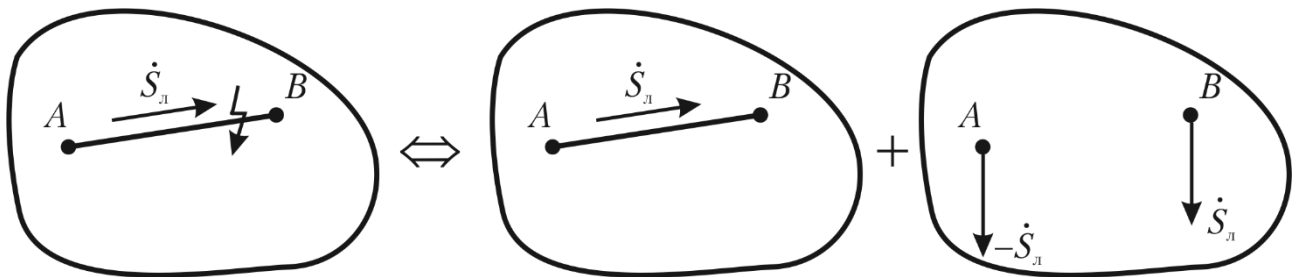
Метод накладання часто використовують для дослідження різних ремонтних, профілактичних та післяаварійних режимів електричної системи. Наприклад, для аналізу режимів електричної системи після аварійного відключення генераторів електричних станцій або ремонтних та аварійних відключень ліній електропередавання. Розглянемо типові задачі, для розв'язання яких ефективним може виявитися підхід, заснований на методі накладення, ілюстрації яких представлені на рис. 2.19.

Нехай в електричній системі внаслідок виникнення аварійної ситуації засоби автоматики вимикають з роботи генератор, який ніс певне навантаження. На рис. 2.19 *a* таке навантаження представлено від'ємною повною потужністю $-\dot{S}_r$ в пункті *A* схеми, що відповідає загальним принципам формування розрахункових схем електричних систем. Виведення зі складу розрахункової схеми джерела живлення певної потужності еквівалентно внесенню до складу вихідної розрахункової схеми додаткового фіктивного навантаження, потужність якого дорівнює потужності джерела живлення, але протилежне за знаком. Вносити додаткове фіктивне навантаження необхідно в той самий пункт розрахункової схеми, де знаходиться виведене з роботи джерело живлення. На рис. 2.19 *a* це показано внесенням в пункт *A* розрахункової схеми електричного навантаження з додатною потужністю \dot{S}_r . Дійсно, внесення такого навантаження повністю компенсує потужність джерела живлення, яке засоби автоматики вимикають в післяаварійному режимі.

Відповідно до методу накладання такий післяаварійний режим можна розглядати як суперпозицію двох незалежних режимів – вихідного доаварійного та додаткового, обумовленого фіктивним навантаженням. Тут розрахункова схема додаткового режиму містить єдине навантаження, яке компенсує виведене з роботи джерело живлення, потужності всіх інших навантажень та джерел живлення обнуляють. Отриманий поточкорозподіл потужностей накладають на поточкорозподіл вихідного доаварійного режиму. Очевидно, що результуючий поточкорозподіл відповідає досліджуваному після аварійному режиму електричної системи. Далі на підставі рівнянь закону Ома визначають режим напруги, втрати потужності та інші параметри досліджуваного режиму.



а) аварійне вимкнення генератора



б) аварійне вимкнення лінії електропередавання

Рис. 2.19. Ілюстрація застосування методу накладання

Такий самий підхід використовують і у разі розв'язання задачі моделювання усталеного режиму електричної системи, обумовленого вимкненням деякого електричного навантаження. Тут до складу розрахункової схеми електричної системи необхідно внести додаткове фіктивне джерело живлення, потужність якого повністю компенсує вимкнене навантаження, тобто потужність джерела живлення дорівнює потужності навантаження, але протилежне за знаком. Таке фіктивне джерело живлення визначає додаткову розрахункову схему, потекорозподіл якої накладають на дані вихідного до аварійного режиму.

Розглянемо далі застосування методу накладання для аналізу післяаварійних режимів, обумовлених відключенням ліній електропередавання. Припустимо, що у складі електричної системи внаслідок аварійної ситуації засоби автоматики вимикають лінії електропередавання, яка несе певне навантаження. На рис. 2.19 б $\dot{S}_л$ позначено транзит повної потужності по лінії А-В, яка виходить із ладу. Відомо, що лінію електропередавання можна еквівалентно замінити двома зосередженими навантаженнями, прикладеними в пунктах, обмежуючих електропередачу, потужності яких дорівнюють транзиту потужності по лінії, але протилежні за знаком. При чому потужність еквівалентного навантаження на початку лінії характеризується додатним знаком, що відповідає відбору потужності із системи, а потужність навантаження наприкінці лінії – від'ємним знаком, що відповідає знаходженню електричної енергії в систему. Нагадаємо, що такий підхід використовують, наприклад, для заміщення замкненої електричної мережі еквівалентною розімкненою в методі розрізання контурів.

Суворо кажучи, еквівалентне заміщення лінії електропередавання парою зосереджених навантажень вимагає урахування втрат потужності в лінії таким чином, що потужності зосереджених навантажень на початку та наприкінці електропередачі відрізняються на величину втрат потужності в лінії. Іншими словами, потужність зосередженого навантаження на початку електропередачі має дорівнювати потоку потужності на початку лінії, а потужність зосередженого навантаження наприкінці електропередачі – потоку потужності наприкінці лінії, взятому з від'ємним знаком. Слід зазначити, що вимоги інженерної точності до оціночних розрахунків усталених режимів електричних систем часто дозволяють знехтувати втратами потужності на передавання електричної енергії по лінії та заміщати її зосередженими навантаженнями з однаковими за модулем але протилежними за знаком потужностями.

У цьому разі виведення зі складу розрахункової схеми лінії електропередавання еквівалентне внесенню до складу схеми двох фіктивних навантажень, потужності яких компенсують зосереджені навантаження, еквівалентні лінії електропередавання. Таким чином потужність додаткового фіктивного навантаження на початку лінії має дорівнювати від'ємному значенню транзиту повної потужності по лінії (для схеми на рис. 2.19 б це показано внесенням до пункту *A* додаткового навантаження потужністю $-\dot{S}_n$), а потужність додаткового фіктивного навантаження наприкінці лінії – додатному значенню транзиту повної потужності по лінії (для схеми на рис. 2.19 б це показано внесенням до пункту *B* додаткового навантаження потужністю \dot{S}_n). Відповідно до методу накладання для моделювання після аварійного режиму, обумовленого вимкненням лінії електропередавання, розглядають додаткову схему, яка містить лише два зосереджених фіктивних навантаження на початку та наприкінці електропередачі, а потужності всіх інших навантажень обнулюють. Визначений поточкорозподіл потужностей в такій схемі накладають на поточкорозподіл потужностей в доаварійному режимі. Далі на підставі рівнянь закону Ома визначають режим напруги, втрати потужності та інші параметри досліджуваного післяаварійного режиму.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Поясніть основні положення методу накладання.
2. Поясніть причину похибки моделювання усталеного режиму нелінійної електричної системи методом накладання.
3. Проілюструйте застосування методу накладання до моделювання післяаварійного режиму, обумовленого вимкненням генераторів електричної станції.

4. Проілюструйте застосування методу накладання до моделювання післяаварійного режиму, обумовленого вимкненням лінії електропередавання.



ЛІТЕРАТУРА

[7], стор. 143-145; [18], стор. 201-202; [38], стор. 245-251; [40], стор. 171-174; [43], стор. 187-188; [63], стор. 48-50; [74], стор. 197-199.

2.7 МЕТОД КОЕФІЦІЄНТІВ РОЗПОДІЛУ

Метод коефіцієнтів розподілу базується на властивості електричних систем, яка полягає в тому, що частка покриття струмового навантаження кожного вузла розрахункової схеми від джерела живлення по кожній ділянці розрахункової схеми є сталою величиною і визначається лише конфігурацією та параметрами розрахункової схеми електричної мережі. Така властивість впливає з принципу суперпозиції, справедливого для лінійних розрахункових схем електричних систем.

Розглянемо гіпотетичну електричну систему, представлену умовно на рис. 2.20. Виділимо у складі розрахункової схеми довільні вузол та ділянку, позначені на рис. 2.20 індексами s та i відповідно. Прикладемо до шин обраного вузла одиничне навантаження, навантаження всіх інших вузлів схеми обнулимо. Одиничне навантаження розглянутого вузла обумовлює певний струморозподіл по ділянках розрахункової схеми, включаючи виділену. Такий струм відповідає частці покриття одиничного навантаження s -го пункту через i -ту ділянку схеми, позначений на рис. 2.20 α_{is} . Визначену частку навантажувального струму називають коефіцієнтом розподілу.

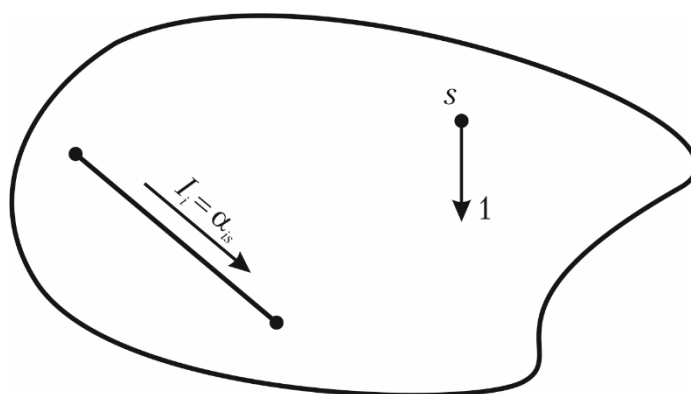


Рис. 2.20. Ілюстрація методу коефіцієнтів розподілу

В загальному випадку коефіцієнт розподілу являє собою безрозмірну комплексну величину вигляду

$$\underline{\alpha}_{is} = \alpha'_{is} + j\alpha''_{is},$$

де i – індекс ділянки, для якої визначають частку струму навантаженні s -го пункту розрахункової схеми.

Очевидно, що у разі прикладення до обраного пункту фактичного навантаження струм розглянутої ділянки визначається коефіцієнтом розподілу за виразом

$$\dot{I}_{is} = \underline{\alpha}_{is} \dot{J}_s = (\alpha'_{is} J'_s - \alpha''_{is} J''_s) + j(\alpha'_{is} J''_s + \alpha''_{is} J'_s),$$

де $\dot{J}_s = J'_s + jJ''_s$ – фактичний струм навантаження s -го пункту розрахункової схеми.

Під дією струмів навантажень всіх незалежних вузлів розрахункової схеми струм досліджуваної ділянки слід визначати за виразом

$$\dot{I}_i = \sum_{s=1}^M \dot{I}_{is} = \sum_{s=1}^M \underline{\alpha}_{is} \dot{J}_s = \sum_{s=1}^M (\alpha'_{is} J'_s - \alpha''_{is} J''_s) + j \sum_{s=1}^M (\alpha'_{is} J''_s + \alpha''_{is} J'_s), \quad (2.89)$$

де M – загальна кількість незалежних вузлів розрахункової схеми.

Вираз (2.89) можна записати у матричній формі

$$\mathbf{I} = \mathbf{CJ},$$

де \mathbf{C} – матриця коефіцієнтів розподілу; \mathbf{J} – вектор-стовпець вузлових струмів; \mathbf{I} – вектор-стовпець струмів ділянок розрахункової схеми.

Матриця коефіцієнтів розподілу є прямокутною, кількість рядків якої дорівнює кількості ділянок, а кількість стовпчиків – кількості незалежних вузлів розрахункової схеми. На перетині i -го рядка та s -го стовпчика матриці розташовують комплексний коефіцієнт $\underline{\alpha}_{is}$, який визначає частку покриття струму навантаження s -го вузла через i -ту ділянку розрахункової схеми.

Зазначимо, що застосування апарату коефіцієнтів розподілу суворо справедливо тільки для лінійних розрахункових схем електричних систем, навантаження яких представлено фіксованими значеннями струмів. Розв'язання нелінійних режимних задач можливо лише наближено за значеннями середніх лінійних потужностей ділянок розрахункової схеми.

Тут для оцінювання потокорозподілу потужностей по ділянках схеми справедливі співвідношення

$$\dot{S}_{is} = \underline{\alpha}_{is} \dot{S}_{HS} = (\alpha'_{is} P_{HS} - \alpha''_{is} Q_{HS}) + j(\alpha'_{is} Q_{HS} + \alpha''_{is} P_{HS})$$

та

$$\dot{S}_i = \sum_{s=1}^M \underline{\alpha}_{is} \dot{S}_{HS} = \sum_{s=1}^M (\alpha'_{is} P_{HS} - \alpha''_{is} Q_{HS}) + j \sum_{s=1}^M (\alpha'_{is} Q_{HS} + \alpha''_{is} P_{HS}), \quad (2.90)$$

де $\dot{S}_{HS} = P_{HS} + jQ_{HS}$ – потужність навантаження s -го пункту схеми; \dot{S}_i – потік середньої лінійної потужності по i -й ділянці схеми.

Безпосередній розрахунок коефіцієнтів розподілу можливий тільки для розімкнених та найпростіших замкнених електричних мереж. Визначення коефіцієнтів розподілу для розімкненої електричної мережі є тривіальним. Тут коефіцієнт розподілу дорівнює одиниці для всіх ділянок схеми, які входять до складу шляху покриття навантаження поточного вузла схеми від опорного пункту та дорівнює нулю для решти ділянок розрахункової схеми.

Розглянемо розв'язання задачі розрахунку коефіцієнтів розподілу для електричної мережі, яка утворює один замкнений контур, як показано на рис. 2.21.

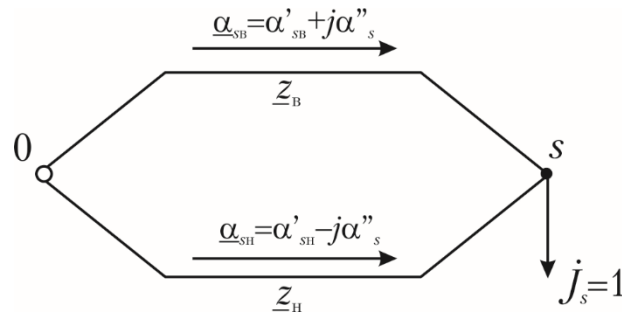


Рис. 2.21. Визначення коефіцієнтів розподілу для найпростішої замкненої мережі

Визначимо струморозподіл для верхньої та нижньої ділянок контуру, обумовлений одиничним навантаженням в s -му пункті схеми. Відповідно до правила «чужого плеча» такий струморозподіл визначається виразами:

$$\begin{aligned} \underline{\alpha}_{BS} &= \frac{1 \cdot \underline{z}_H}{\underline{z}_B + \underline{z}_H}; \\ \underline{\alpha}_{HS} &= \frac{1 \cdot \underline{z}_B}{\underline{z}_B + \underline{z}_H}, \end{aligned} \quad (2.91)$$

де $\underline{z}_B, \underline{z}_H$ – повні опори верхньої та нижньої ділянок контуру відповідно.

Елементарні перетворення виразів (2.91) дозволяють отримати

$$\begin{aligned} \alpha'_{BS} &= g_k r_H + b_k x_H; \\ \alpha''_{BS} &= g_k x_H - b_k r_H; \\ \alpha'_{HS} &= g_k r_B + b_k x_B; \\ \alpha''_{HS} &= -(g_k x_H - b_k r_H), \end{aligned} \quad (2.92)$$

де r_B, x_B, r_H, x_H – активні та реактивні опори верхньої та нижньої ділянок замкненого контуру; g_k, b_k – активна та реактивна сумарні провідності

замкненого контуру $g_k + jb_k = \underline{y}_k = \frac{1}{\underline{z}_B + \underline{z}_H}$.

З аналізу виразів (2.92) випливає, що уявні складові коефіцієнтів розподілу верхньої та нижньої ділянок контуру однакові за величиною, але протилежні за знаком. Це дозволяє записати

$$\begin{aligned}\underline{\alpha}_{BS} &= \alpha'_{BS} + j\alpha''_s; \\ \underline{\alpha}_{HS} &= \alpha'_{HS} - j\alpha''_s.\end{aligned}\tag{2.93}$$

Очевидно, що для складових коефіцієнтів розподілу з виразів (2.92) справедливі співвідношення

$$\begin{aligned}\alpha'_{BS} + \alpha'_{HS} &= (g_k r_H + b_k x_H) + (g_k r_B + b_k x_B) = 1; \\ \alpha''_{BS} + \alpha''_{HS} &= (g_k x_H - b_k r_H) - (g_k x_H - b_k r_H) = 0.\end{aligned}$$

Отриманий результат свідчить про те, що коефіцієнти розподілу по ділянках замкненого контуру містять дві складові – навантажувальні (α'_{BS} та α'_{HS}), які обумовлюють покриття одиничного навантаження s -го пункту схеми та зрівнювальну ($j\alpha''_s$), яка циркулює в замкненому контурі без заходу до споживача.

Особливо велике значення зрівнювальна складова має в замкнених неоднорідних електричних мережах. Водночас для однорідних електричних мереж зрівнювальна складова відсутня і коефіцієнт розподілу являє собою дійсне число. Така ситуація має місце у разі, коли імпедансні кути верхньої та нижньої ділянок однакові

$$\frac{x_B}{r_B} = \frac{x_H}{r_H} = \operatorname{tg} \phi_c = \operatorname{idem}.$$

Для складно замкнених електричних мереж коефіцієнти розподілу визначають непрямими методами, наприклад, шляхом еквівалентного перетворення розрахункових схем, або за допомогою контурної розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи. Загальний підхід до визначення коефіцієнтів розподілу полягає в почерговому прикладанні одиничного струмового навантаження до всіх незалежних вузлів розрахункової схеми та визначенні струморозподілу в розрахунковій схемі електричної мережі. Отримані значення струмів ділянок визначають числові значення відповідних коефіцієнтів розподілу.

Розглянемо розв'язання задачі визначення коефіцієнтів розподілу з використанням контурної моделі усталеного режиму електричної системи. Тут для визначення коефіцієнтів розподілу необхідно використовувати загальний алгоритм контурної моделі для лінійної електричної системи з струмовими навантаженнями в незалежних вузлах схеми. Разом з тим особливості розрахунку коефіцієнтів розподілу дозволяють дещо спростити такий алгоритм. Зокрема, на етапі визначення струморозподілу по ділянках розімкненої схеми, з якої вилучені перемички, струми мають місце тільки на ділянках між джерелом живлення і пунктом, до

якого прикладене одиничне навантаження. Причому такі струми дорівнюють одиничному навантаженню. Також спрощується система контурних рівнянь. Оскільки кожний розрахунок системи контурних рівнянь пов'язаний з визначенням струморозподілу від єдиного одиничного струмового навантаження в одному з пунктів схеми, зрівнювальна контурна ЕРС в правій частині контурних рівнянь визначається тільки цим одиничним навантаженням, числове значення якого дорівнює опорю частини шляху покриття одиничного навантаження від опорного пункту, який входить до складу кожного контуру, взятого з протилежним знаком.

Таким чином, для визначення зрівняльних струмів необхідно сформулювати та розв'язати систему контурних рівнянь виду

$$\dot{I}_k \underline{Z}_k + \sum \dot{I}_d \underline{Z}_{dk} = -\underline{Z}_{sk}, \quad (2.94)$$

де \underline{Z}_{sk} – сумарний опір частини шляху покриття навантаження s -го пункту схеми, який входить до складу k -го контуру. Тут слід враховувати правило «знаків». У разі збігу напрямку покриття навантаження s -го пункту з додатнім напрямом обходу k -го контуру опір відповідної ділянки враховують з додатнім знаком і з від'ємним у разі зустрічної орієнтації шляху покриття одиничного навантаження та додатного напрямку обходу контуру.

Своєю чергою коефіцієнти розподілу визначають за виразом

$$\underline{\alpha}_{is} = k_{is} + \sum_{i \in k} \dot{I}_k, \quad (2.95)$$

де k_{is} – сигнальний коефіцієнт, який приймає одне з трьох можливих значень: $k_{is} = 1$ у разі, коли i -та ділянка входить до складу шляху покриття одиничного навантаження s -го пункту через розімкнену схему дерева та їх взаємна орієнтація збігається; $k_{is} = -1$ у разі зустрічної орієнтації i -ї ділянки та шляху покриття одиничного навантаження s -го пункту через розімкнену схему дерева, $k_{is} = 0$ у разі, якщо i -та ділянка не входить до складу шляху покриття одиничного навантаження s -го пункту; \dot{I}_k – зрівнювальні контурні струми, визначені з системи контурних рівнянь (2.94); запис $i \in k$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма зрівнювальними струмами, які протікають через i -ту ділянку схеми. Тут також слід враховувати взаємну орієнтацію напрямів зрівнювальних струмів та поточної ділянки і у разі їх зустрічної орієнтації змінювати знак зрівнювального струму на протилежний.

Таким чином, загальний алгоритм розрахунку коефіцієнтів розподілу на базі контурної розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи складається з послідовного виконання наступних процедур.

1. У складі розрахункової схеми електричної системи виділяють дерево та хорди, замикання яких призводить до формування незалежних

замкнених контурів. Для системи незалежних контурів розраховують власні та взаємні контурні опори.

2. Послідовно до кожного незалежного вузла розрахункової схеми прикладають одиничне струмове навантаження.

3. Формують та розв'язують систему контурних рівнянь (2.94) відносно зрівняльних струмів.

4. За виразом (2.95) розраховують коефіцієнти розподілу для всіх ділянок розрахункової схеми від одиничного навантаження поточного вузла схеми. Така процедура визначає заповнення відповідного стовпчика матриці коефіцієнтів розподілу.

Процедури 2–4 повторюють циклічно, проглядаючи всі незалежні вузли розрахункової схеми та заповнюючи матрицю коефіцієнтів розподілу.

Вище зазначалось, що математичний апарат коефіцієнтів розподілу орієнтований на моделювання ustalених режимів лінійних електричних систем та не дозволяє точно визначити поточкорозподіл потужностей по ділянках розрахункової схеми, в якій навантаження представлено фіксованими значеннями активних та реактивних потужностей. Водночас тут можна запропонувати ітераційні алгоритми моделювання ustalених режимів нелінійних електричних систем, які базуються на явному або неявному уточненні втрат потужності.

Алгоритм розрахунку режимних характеристик ustalеного режиму електричної системи з використанням апарату коефіцієнтів розподілу за методом «у два етапи» складається з послідовного виконання наступних процедур.

1. За виразами (2.90) визначають основний поточкорозподіл потужностей по ділянках розрахункової схеми електричної системи.

2. Умовно вважають, що напруги всіх незалежних вузлів схеми дорівнюють номінальній напрузі електричної системи.

3. За поточним режимом напруги визначають втрати потужностей на ділянках розрахункової схеми.

4. Відповідно до принципів формування симетричних «П»-подібних схем заміщення ділянок розрахункової схеми втрати потужності поділяють навпіл, розносять по кінцях кожної ділянки та представляють у вигляді додаткових фіктивних навантажень у вузлах розрахункової схеми.

5. За виразами (2.90) визначають поточкорозподіл потужностей, обумовлених додатковими фіктивними навантаженнями від втрат потужності на ділянках розрахункової схеми електричної системи. Поточкорозподіл потужностей на покриття втрат накладають на основний поточкорозподіл потужностей.

6. За рівняннями закону Ома уточнюють режим напруги в незалежних вузлах розрахункової схеми.

7. Визначають сумарні втрати потужностей та перевіряють умови збіжності ітераційного процесу. У разі, якщо зміна сумарних втрат потужності на суміжних ітераціях не перевищує необхідної інженерної точності, мету ітераційного розрахунку слід вважати досягнутою. Інакше управління передають процедурі 3 для виконання наступного ітераційного циклу.

Зазначимо, що отриманий в результаті виконання алгоритму результат все ж не буде точним, оскільки метод «у два етапи» не враховує додаткові втрати потужності від струмів на покриття основних втрат. Проте вище зазначалось, що така похибка моделювання, зазвичай, задовольняє умовам необхідної інженерної точності.

Можливо також використання апарату коефіцієнтів розподілу в алгоритмах, побудованих на лінеаризації навантажень на кожному кроці обчислювального процесу. Такий алгоритм неявного уточнення втрат потужності складається з послідовного виконання наступних процедур.

1. Призначають початкові наближення невідомих напруг у вузлах розрахункової схеми..

2. За поточним режимом напруги уточнюють лінеаризовані вузлові струми.

3. За виразами (2.89) визначають струморозподіл по ділянках розрахункової схеми.

4. За рівняннями закону Ома уточнюють режим напруги в незалежних вузлах розрахункової схеми.

5. Визначають потужність балансуєчого пункту та перевіряють умови збіжності ітераційного процесу. У разі, якщо зміна потужності балансуєчого пункту на суміжних ітераціях не перевищує необхідної інженерної точності, мету ітераційного розрахунку слід вважати досягнутою. Інакше управління передають процедурі 2 для виконання наступного ітераційного циклу.

Зазначимо, що основна перевага апарату коефіцієнтів розподілу полягає в можливості організації серії розрахунків усталених режимів електричної системи за різних навантажень незалежних вузлів розрахункової схеми.

Водночас основний недолік методу полягає в залежності значень коефіцієнтів розподілу від конфігурації розрахункової схеми електричної системи. У реальних умовах експлуатації спостерігаються постійні зміни конфігурації робочої схеми, тому коефіцієнти розподілу необхідно перераховувати для кожної робочої схеми. Інший недолік апарату коефіцієнтів розподілу полягає в залежності кількості коефіцієнтів від розмірності системи. Матриця коефіцієнтів розподілу є сильно заповненою і практично не містить нульових елементів. Зазначені обставини викликають труднощі зберігання і обробки матриць коефіцієнтів розподілу для великих розрахункових схем електричних систем.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Охарактеризуйте основні положення математичного апарату коефіцієнтів розподілу.
2. Охарактеризуйте структуру матриці коефіцієнтів розподілу.
3. Поясніть причину виникнення похибки моделювання усталеного режиму нелінійної електричної системи методом коефіцієнтів розподілу.
4. Яким чином визначають коефіцієнти розподілу розімкнених схем електричних систем?
5. Наведіть розрахункові вирази та поясніть визначення коефіцієнтів розподілу для простої замкненої схеми електричної системи.
6. Перелічіть можливі способи визначення коефіцієнтів розподілу складно-замкнених схем електричних систем.
7. Поясніть особливості та наведіть послідовність визначення коефіцієнтів розподілу складно замкнених електричних систем з використанням контурної моделі усталеного режиму.
8. Наведіть послідовність процедур ітераційного розрахунку параметрів усталеного режиму електричної системи методом «у два етапи» з використанням апарату коефіцієнтів розподілу.
9. Наведіть послідовність процедур ітераційного розрахунку параметрів усталеного режиму електричної системи методом лінеаризації навантажень з використанням апарату коефіцієнтів розподілу.
10. Перелічіть та охарактеризуйте основні переваги та недоліки апарату коефіцієнтів розподілу.



ЛІТЕРАТУРА

[38], стор. 243-245; [63], стор. 50-59; [68], стор. 8-12, 22-23; [81], стор. 45-47.

2.8 РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ НАПРУГИ З ВИКОРИСТАННЯМ АПАРАТУ ОПОРІВ ВПЛИВУ

Під час розв'язання задач моделювання усталених режимів електричних систем режим напруги вузлів розрахункової схеми, зазвичай, визначають за законом Ома по відношенню до напруги опорного вузла. В загальному випадку для визначення напруги довільного вузла розрахункової схеми необхідно визначити суму падінь напруги на всіх ділянках схеми між опорним за напругою пунктом та поточним вузлом схеми. Далі необхідно відняти від напруги на шинах джерела живлення отримане сумарний спад напруги. Таким чином режим напруги незалежних вузлів розрахункової схеми визначають за загальним виразом

$$\dot{U}_f = U_0 - \Delta \dot{U}_f = U_0 - \sum_0^f \dot{I}_i z_i,$$

де U_0 – напруга на шинах опорного пункту; $\Delta\dot{U}_f$ – сумарний спад напруги на ділянках між опорним за напругою пунктом та поточним f -м вузлом схеми; \dot{I}_i – струм на i -й ділянці схеми, яка знаходиться між опорним за напругою та поточним вузлом схеми; z_i – опір i -ї ділянки.

Апарат коефіцієнтів розподілу дозволяє виразити величину сумарного спаду напруги через вузлові струми навантажень незалежних вузлів схеми відповідно до співвідношення

$$\Delta\dot{U}_{f(s)} = \dot{J}_s \sum_0^f \alpha_{is} z_i. \quad (2.96)$$

Вираз (2.96) визначає частку сумарного спаду напруги між опорним та поточним f -м вузлами розрахункової схеми, обумовлену навантаженням s -го незалежного вузла. У виразі (2.96) складову

$$\underline{\gamma}_{f(s)} = \sum_0^f \underline{\alpha}_{is} z_i \quad (2.97)$$

називають опором впливу.

В загальному випадку опір впливу є комплексною величиною

$$\underline{\gamma}_{f(s)} = \gamma'_{f(s)} + j\gamma''_{f(s)} = \sum_0^f (\alpha'_{is} r_i - \alpha''_{is} x_i) + j \sum_0^f (\alpha'_{is} x_i + \alpha''_{is} r_i),$$

вимірюється в Омах та відбиває вплив вузлового струму навантаження s -го пункту розрахункової схеми на режим напруги f -го пункту.

Апарат опорів впливу дозволяє визначити режим напруги в електричній системі. Зокрема напруга довільного вузла розрахункової схеми дорівнює

$$\begin{aligned} \dot{U}_f &= U_0 - \Delta\dot{U}_f = U_0 - \sum_{s=1}^M \underline{\gamma}_{f(s)} \dot{J}_s = \\ &= U_0 - \sum_{s=1}^M \left(\gamma'_{f(s)} J'_s + \gamma''_{f(s)} J''_s - j \left(\gamma'_{f(s)} J''_s + \gamma''_{f(s)} J'_s \right) \right). \end{aligned} \quad (2.98)$$

Для всієї електричної системи в цілому можна записати матричне рівняння

$$\mathbf{U} = \mathbf{U}_0 - \mathbf{U}_\Delta = \mathbf{U}_0 - \mathbf{\Gamma J}, \quad (2.99)$$

де $\mathbf{\Gamma}$ – матриця опорів впливу; \mathbf{J} – вектор-стовпець вузлових струмів; \mathbf{U}_0 – вектор-стовпець, всі елементи якого дорівнюють напрузі на шинах опорного пункту; \mathbf{U}_Δ – вектор-стовпець сумарних спадів напруги між опорним та кожним вузлом розрахункової схеми; \mathbf{U} – вектор-стовпець напруг незалежних вузлів розрахункової схеми.

Матриця опорів впливу є квадратною, її порядок визначається кількістю незалежних вузлів у складі розрахункової схеми. На перетині f -го рядку та s -го стовпчика матриці розміщують коефіцієнт $\underline{\gamma}_{f(s)}$, який визначає частку сумарного спаду напруги між опорним та f -м пунктами розрахункової схеми, обумовлену навантаженням s -го пункту розрахункової схеми. Діагональні елементи матриці називають власними опорами впливу. Такі елементи визначають вплив вузлових струмів навантаження вузлів розрахункової схеми на режим напруги в цих же вузлах. Недіагональні елементи матриці називають взаємними опорами впливу. Для електричних систем, які не містять трансформаторних зв'язків взаємні опори впливу задовольняють умовам взаємності

$$\underline{\gamma}_{f(s)} = \underline{\gamma}_{s(f)},$$

що визначає симетрію матриці опорів впливу відносно головної діагоналі. Ця обставина дозволяє суттєво скоротити необхідні обсяги пам'яті для зберігання матриці опорів впливу. Для електричних систем, які містять поєднані на паралельну роботу за допомогою трансформаторів мережі різних класів номінальної напруги взаємні опори впливу не задовольняють умові взаємності, що визначає необхідність зберігання повної матриці.

Можна показати, що матриця опорів впливу, по суті, є оберненою неповною матрицею вузлових провідностей, зі складу якої виключено стовпчик зв'язків опорного пункту розрахункової схеми. Дійсно, рівняння вузлової розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи можна представити у матричній формі

$$\mathbf{Y}\mathbf{U} = \mathbf{J} - \mathbf{Y}_0 U_0, \quad (2.100)$$

де \mathbf{Y} – квадратна неповна матриця вузлових провідностей, зі складу якої виключено стовпчик зв'язків опорного за напругою вузла; \mathbf{U} – вектор-стовпець напруг незалежних вузлів розрахункової схеми; \mathbf{Y}_0 – вектор-стовпець провідностей ділянок, суміжних з опорним за напругою пунктом (відповідає стовпчику, виключеному зі складу повної матриці вузлових провідностей); U_0 – напруга на шинах опорного вузла розрахункової схеми.

Слід зазначити, що властивість повної матриці вузлових провідностей полягає в тому, що сума елементів кожного рядка завжди дорівнює нулю. Це визначає можливість визначення елементів вектор-стовпця провідностей ділянок, суміжних з опорним за напругою пунктом за виразом

$$\mathbf{Y}_0 = -\mathbf{Y}\mathbf{n}^T, \quad (2.101)$$

де \mathbf{n}^T – одиничний вектор-рядок, всі елементи якого дорівнюють одиниці.

З урахуванням виразу (2.101) матричне рівняння (2.100) набуває вигляду

$$\mathbf{Y}\mathbf{U} = \mathbf{J} + \mathbf{Y}\mathbf{U}_0. \quad (2.102)$$

Помножимо рівняння (2.102) зліва на обернену неповну матрицю вузлових провідностей

$$\mathbf{U} = \mathbf{U}_0 + \mathbf{Y}^{-1}\mathbf{J}. \quad (2.103)$$

Зіставлення між собою матричних рівнянь (2.99) та (2.103) дозволяє зробити висновок про те, що матриця опорів впливу являє собою звернену неповну матрицю вузлових провідностей з протилежними знаками

$$\mathbf{\Gamma} = -\mathbf{Y}^{-1}.$$

Зазначимо, що для розімкнених розрахункових схем електричних систем визначення опорів впливу є тривіальною задачею. Тут власні опори впливу дорівнюють сумарному опору шляху покриття навантаження поточного вузла схеми від опорного пункту. Своєю чергою взаємний опір впливу дорівнює сумарному опору частки шляхів, за якими покриваються навантаження двох поточних пунктів одночасно.

Математичний апарат опорів впливу дозволяє скорегувати алгоритм ітераційного розрахунку режимних характеристик електричних систем з використанням коефіцієнтів розподілу. Тут на етапі розрахунку режиму напруги (процедура 6 алгоритму за методом «у два етапи» та процедура 5 за методом лінеаризації навантажень) обчислення слід виконувати за виразами (2.98) на підставі попередньо визначених значень опорів впливу.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Дайте визначення поняттю опір впливу.
2. Наведіть структуру та охарактеризуйте матрицю опорів впливу.
3. Як пов'язані матриці опорів впливу та вузлових провідностей?
4. Яким чином визначають опори впливу для розімкнених розрахункових схем електричних систем?
5. Наведіть послідовність процедур ітераційного розрахунку параметрів усталеного режиму електричної системи методом «у два етапи» з використанням апаратів коефіцієнтів розподілу та опорів впливу.
6. Наведіть послідовність процедур ітераційного розрахунку параметрів усталеного режиму електричної системи методом лінеаризації навантажень з використанням апаратів коефіцієнтів розподілу та опорів впливу.



ЛІТЕРАТУРА

[63], стор. 59-67; [68], стор. 15-18, 28-30.

2.9 МЕТОД РОЗЩЕПЛЕННЯ СХЕМ

Рівняння другого закону Кірхгофа для замкненого контуру розрахункової схеми електричної системи можна подати виразом

$$\sum_{i \in k} \dot{S}_i \underline{z}_i = \dot{e}_k, \quad (2.104)$$

де \dot{S}_i – потік потужності на i -й ділянці розрахункової схеми; $\underline{z}_i = r_i + jx_i$ – повний опір i -ї ділянки; r_i, x_i – активний та індуктивний опори i -ї ділянки відповідно; \dot{e}_k – поточорувівна сила, яка діє у k -му контурі схеми; запис $i \in k$ під знаком суми означає, що підсумовування слід виконувати по всіх ділянках розрахункової схеми, які входять до складу k -го контуру.

Якщо вираз (2.104) розділити за складовими комплексних величин, отримуємо

$$\begin{cases} \sum_{i \in k} (P_i r_i - Q_i x_i) = e'_k; \\ \sum_{i \in k} (P_i x_i + Q_i r_i) = e''_k, \end{cases} \quad (2.105)$$

де P_i, Q_i – потоки активної та реактивної потужності на i -й ділянці розрахункової схеми відповідно; e'_k, e''_k – поздовжня та поперечна складові поточорувівної сили відповідно.

Відомо, що електричні мережі в загальному випадку є неоднорідними. При чому ступінь неоднорідності є тим більшою, чим більше у складі електричної системи ліній електропередавання різного способу виконання (повітряних та кабельних), а також трансформаторних зв'язків між електричними мережами різної номінальної напруги. У разі моделювання усталених режимів електричних мереж одного класу номінальної напруги тільки повітряного або тільки кабельного виконання, ступінь неоднорідності таких мереж є помірною і такі електричні мережі умовно можна розглядати як однорідні.

Для однорідних електричних мереж характерне виконання умови сталості імпедансних кутів на всіх ділянках розрахункової схеми

$$\frac{x_i}{r_i} = \operatorname{tg} \phi_i = \operatorname{idem}.$$

У цьому разі систему рівнянь (2.105) можна подати у вигляді

$$\begin{cases} \frac{r_0}{x_0} \sum_{i \in k} P_i x_i + \frac{x_0}{r_0} \sum_{i \in k} Q_i r_i = e'_k; \\ \sum_{i \in k} P_i x_i + \sum_{i \in k} Q_i r_i = e''_k, \end{cases} \quad (2.106)$$

де r_0, x_0 – погонні активний та реактивний опори ділянок розрахункової схеми.

Розв'язками системи лінійних алгебраїчних рівнянь (2.106) є

$$\sum_{i \in k} P_i x_i = \frac{e'_k + e''_k \frac{x_0}{r_0}}{\frac{r_0}{x_0} + \frac{x_0}{r_0}}; \quad \sum_{i \in k} Q_i r_i = \frac{-e'_k + e''_k \frac{r_0}{x_0}}{\frac{r_0}{x_0} + \frac{x_0}{r_0}}.$$

Відомо, що уявна складова поточорушівної сили визначається поперечним регулюванням напруги в електричній системі. Для однорідних електричних мереж, які не містять засобів поперечного регулювання напруги, така поперечна складова відсутня, тобто

$$e''_k = 0.$$

У цьому разі справедливо співвідношення

$$\sum_{i \in k} P_i x_i = -\sum_{i \in k} Q_i r_i = \frac{e'_k}{\frac{r_0}{x_0} + \frac{x_0}{r_0}}.$$

Для однорідних електричних мереж, які не містять трансформаторних зв'язків, поточорушівна сила дорівнює нулю, тобто

$$\sum_{i \in k} P_i x_i = -\sum_{i \in k} Q_i r_i = 0. \quad (2.107)$$

З аналізу виразу (2.107) випливає, що розподіл по електричній мережі потоків активної потужності визначається індуктивними опорами ділянок, а розподіл потоків реактивної потужності – активними опорами. Наведені міркування визначають метод розщеплення схеми, який полягає у тому, що поточорозподіл потужностей по ділянкам розрахункової схеми розглядають як результат накладання двох незалежних режимів – активних та реактивних потужностей. При чому для визначення поточорозподілу активних потужностей складають фіктивну розрахункову схему, ділянки якої характеризуються суто індуктивними опорами (X -схема електричної мережі). Своєю чергою, поточорозподіл реактивних потужностей визначають за фіктивною розрахунковою схемою, ділянки якої характеризуються суто активними опорами (R -схема електричної мережі). Таким чином, для визначення поточорозподілу потужностей здійснюють розщеплення розрахункової схеми на R -схему та X -схему.

Зазначимо, що метод розщеплення схем заснований на припущенні про однорідність досліджуваної електричної мережі. В дійсності розрахункові схеми електричних систем є неоднорідними, що обумовлює викривлення результатів моделювання за методом розщеплення схем. Проте, навіть для сильно неоднорідних електричних мереж зберігається загальна

тенденція того, що режим активних потужностей визначається, в основному, індуктивними опорами ділянок розрахункової схеми, а режим реактивних потужностей – активними опорами. Це означає, що для електричних мереж, які характеризуються помірною неоднорідністю, метод розщеплення схем дозволяє визначити достатньо прийнятний результат поточкорозподілу потужностей, близький до фактичного.

Допущення про однорідність електричних мереж дозволяє ще більш спростити розрахункові моделі визначення поточкорозподілу потужностей по ділянках розрахункової схеми електричної системи. Так, за умови виконання однорідної електричної мережі лініями електропередавання з проводами одного перерізу з однаковим розташуванням фазних проводів на опорах, погонні параметри ділянок відповідної розрахункової схеми характеризуються однаковими значеннями

$$z_0 = r_0 + jx_0 = \text{const}.$$

За цих умов рівняння другого закону Кірхгофа (2.104) набуває вигляду

$$z_0 \sum_{i \in k} \dot{S}_i l_i = \dot{e}_k, \quad (2.108)$$

де l_i – довжина i -ї ділянки розрахункової схеми.

Відомо, що для однорідних електричних мереж, які не містять трансформаторних ділянок, поточкорувівні сили замкнених контурів дорівнюють нулю, що дозволяє спростити рівняння (2.108)

$$\sum_{i \in k} \dot{S}_i l_i = 0. \quad (2.109)$$

З аналізу виразу (2.109) випливає висновок про те, що в однорідній електричній мережі, лінії електропередавання якої виконано проводами одного перетину з однаковим розташуванням проводів на опорах, поточкорозподіл потужностей визначається довжинами ділянок розрахункової схеми. Тобто розрахунок поточкорозподілу потужностей можна вести за розрахунковою схемою, ділянки якої характеризуються тільки своїми довжинами (L -схема електричної мережі).

Природно, що в реальних умовах прийняті допущення про однорідність розрахункових схем електричних мереж не виконуються. Тому визначення поточкорозподілу потужностей за довжинами ділянок завжди пов'язане із викривленням результатів моделювання. Проте розглянутий метод дозволяє оцінити поточкорозподіл потужностей по ділянках розрахункової схеми під час оціночних розрахунків усталених режимів. Так, метод визначення поточкорозподілу потужностей за довжинами ділянок часто використовують в проектній практиці для оціночного розрахунку поточкорозподілу потужностей на етапі вибору проводів окремих ділянок, коли електричні параметри розрахункової схеми наразі невідомі.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Наведіть основні положення методу розщеплення схем.
2. Поясніть можливість застосування методу розщеплення схем тільки для однорідних електричних мереж.
3. Поясніть можливість розрахунку поточкорозподілу потужностей за довжинами ділянок однорідних електричних мереж.



ЛІТЕРАТУРА

[18], стор. 202-203; [27], стор. 462-466; [37], стор. 135-140; [40], стор. 27-44; [43], стор. 182-185; [68], стор. 46-51; [74], стор. 208-210; [83], стор. 203-205.

2.10 ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДІВ ДІАКОПТИКИ ДО МОДЕЛЮВАННЯ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ВЕЛИКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

В практиці розв'язання задач аналізу усталених режимів великих електричних систем іноді використовують підхід, заснований на розділенні розрахункової схеми електричної системи на підсистеми. Такий підхід в електротехніці називають діакоптикою. У загальному випадку діакоптика полягає в розділенні великої електричної системи на підсистеми, незалежний розрахунок характеристик кожної з підсистем з подальшим корегуванням режимів по граничних умовах в точках поділу системи. Застосування методів діакоптики дозволяє істотно скоротити розмірність режимної задачі за збереження точності отриманого результату. Такий підхід зазвичай застосовують для аналізу характеристик режиму паралельної роботи великих енергосистем та енергооб'єднань. Особливо ефективно застосування методів діакоптики у разі реалізації розрахунків на розподілених багатомашинних обчислювальних системах.

Принципи реалізації методів діакоптики де в чому схожі з принципами формування розрахункової моделі методу розрізання контурів. Тут у складі розрахункової схеми електричної системи намічають вузли або ділянки, «розрізання» яких призводить до поділу вихідної розрахункової схеми на підсистеми. Далі, після реалізації незалежного розрахунку режимних характеристик кожної з підсистем, уточнюють струми перемичок або перерозподіл навантажень між розрізаними вузлами еквівалентної схеми і повторюють розрахунок режимів підсхем.

Під час вибору способу розділення розрахункової схеми на підсистеми слід керуватися наступними міркуваннями.

1. Розмірність найбільшої підсистеми слід обирати виходячи з наявних обчислювальних ресурсів.
2. Поділ слід виконувати за найменш зв'язним частинам розрахун-

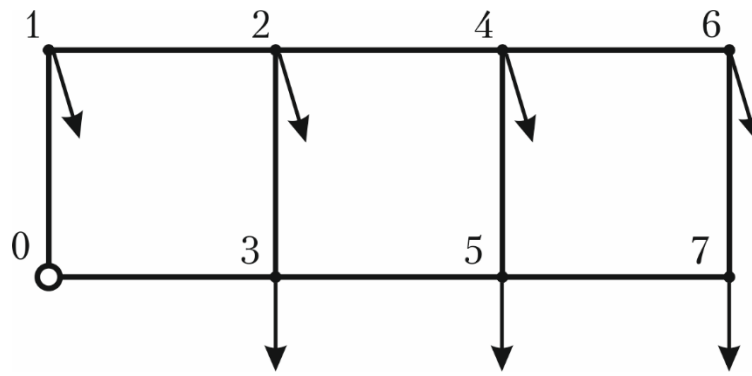
кової схеми з метою мінімізації кількості граничних рівнянь, які характеризують зв'язки між підсхемами.

В загальному випадку можна виділити три найбільш поширені підходи до поділу розрахункової схеми електричної системи на підсистеми, які базуються на виділенні ділянок, розрізанні ділянок та розрізанні вузлів.

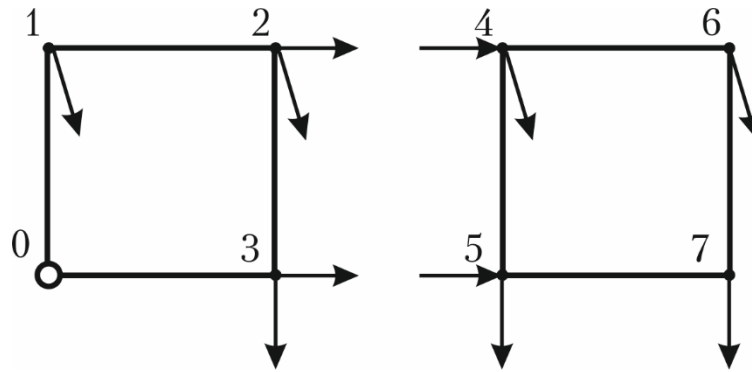
Підхід, який базується на виділенні ділянок полягає в еквівалентному заміщенні намічених перемичок парами фіктивних навантажень, прикладених до вузлів, які обмежують перемички, струми яких дорівнюють струми видаленої ділянки, але протилежні за знаками. В результаті розрахункова схема, представлена на рис. 2.22 *a* шляхом видалення ділянок 2-4 та 3-5 стає поділеною на дві незалежні підсистеми, подані на рис. 2.22 *б*. Основною перевагою даного підходу є простота реалізації за мінімізації розмірностей схем одержуваних підсистем. Разом з тим в результаті поділу розрахункової схеми електричної системи на підсистеми шляхом видалення ділянок, матриці параметрів розрахункових схем підсистем, які не містять опорний вузол вихідної системи можуть виявитися особливими, що ускладнює розв'язання режимної задачі для таких підсистем. Такого недоліку, зазвичай, позбавлені підходи, засновані на розрізанні ділянок та вузлів розрахункової схеми.

Підхід, який базується на розрізанні гілок полягає в тому, що намічені заздалегідь ділянки вихідної розрахункової схеми електричної системи розрізають в довільній пропорції таким чином, щоб отримати незв'язані між собою підсистеми. При цьому до складу розрахункових схем підсистем вносять додаткові фіктивні вузли, навантаження яких характеризуються струмами розрізаних гілок, але протилежні за знаком, як показано на рис. 2.22 *в*. Очевидно, що даний підхід характеризується більшими розмірностями математичних моделей ustalених режимів підсистем, ніж у разі видалення ділянок. Разом з тим, в більшості практичних випадків метод дозволяє уникнути появи в складі розрахункових моделей підсистем особливих матриць.

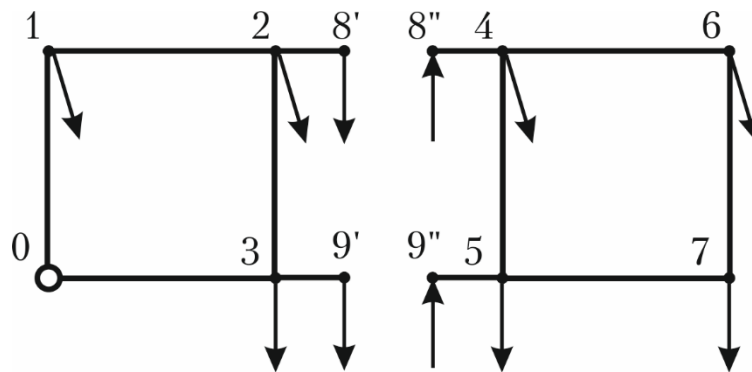
Підхід, заснований на розрізанні вузлів розрахункової схеми, полягає в перерозподілі навантажень заздалегідь намічених вузлів схеми між парами формальних вузлів, які належать різним підсистемам. Формально розрізання розрахункової схеми електричної системи по вузлах можна представити таким чином. Намічені заздалегідь вузли представляють у вигляді пари фіктивних вузлів, пов'язаних ділянками з нульовим опором. При цьому сумарне навантаження кожної пари фіктивних вузлів чисельно дорівнює навантаженню вихідного вузла розрахункової схеми. Видалення таких фіктивних перемичок зі складу розрахункової схеми призводить до поділу вихідної схеми на незалежні підсистеми, як показано, наприклад, на рис. 2.22 *г*. Очевидно, що підхід, заснований на розрізанні вузлів, є окремим випадком розрізання гілок, коли довжини (опори) однієї з частин розрізаних ділянок дорівнюють нулю.



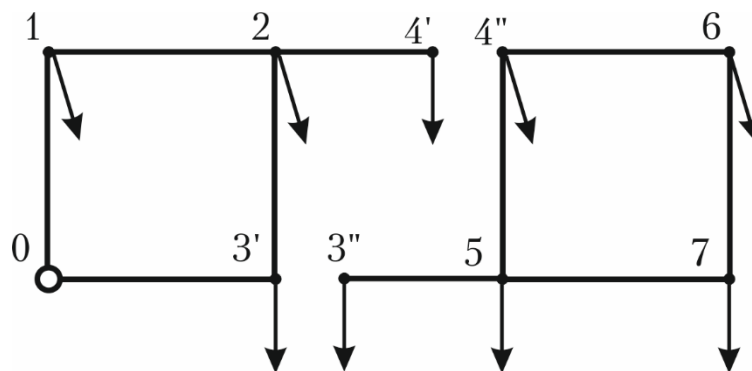
а) вихідна схема електричної системи



б) видалення ділянок 2-4 та 3-5



в) розрізання ділянок 2-4 та 3-5



г) розрізання вузлів 3 та 4

Рис. 2.22. Ілюстрація поділення розрахункових схем електричних систем на підсистеми в методах діакоптики

Зазначимо, що метод розрізання по вузлах є розумною альтернативою підходу, заснованого на розрізанні по гілках, оскільки вдалий вибір вузлів, за якими здійснюють розрізання розрахункової схеми, дозволяє уникнути появи особливих матриць параметрів розрахункової схеми за відносно невеликого збільшення розмірності розрахункових схем підсистем.

Таким чином, застосування розглянутих підходів дозволяє замінити вихідну схему великої електричної системи еквівалентною сукупністю незалежних схем меншої розмірності. Це дозволяє замінити розв'язання великої системи алгебраїчних рівнянь для розрахункової схеми вихідної електричної системи розв'язанням групи рівнянь меншої розмірності для кожної з отриманих підсистем.

Зазначимо, що однозначне розв'язання систем алгебраїчних рівнянь для кожної з підсистем можливо тільки в тому разі, коли відомі струми видалених або розрізаних ділянок. Тому методи діакоптики передбачають формування додаткової схеми – кола перетинів, яке містить видалені або розрізані ділянки, а також спрощену схему вихідної електричної системи. Очевидно, що коло перетинів має відображати фізичну сутність всіх процесів у вихідній електричній системі і, разом з тим, має характеризуватися мінімально можливою розмірністю. Формально коло перетинів можна сформулювати шляхом еквівалентного спрощення розрахункової схеми вихідної електричної системи щодо незмінної частини схеми, яка містить видалені або розрізані ділянки. Вимога забезпечення необхідної точності одержуваного результату передбачає також включення до складу незмінної частини схеми найбільш важливих і суттєвих зв'язків, які утворюють «скелет» електричної системи. Всі інші ділянки розрахункової схеми еквівалентно спрощують.

Таким чином, в результаті поділу розрахункової схеми вихідної електричної системи на n підсистем з використанням методів діакоптики необхідно сформулювати і розв'язати n систем алгебраїчних рівнянь для кожної з підсистем та $n+1$ -шу систему рівнянь для кола перетинів. При цьому в першу чергу розв'язують задачу визначення характеристик кола перетинів та визначають граничні умови для всіх підсистем, а потім реалізують розв'язання режимної задачі для кожної незалежної підсистеми.

Загальний алгоритм розв'язання задачі моделювання усталеного режиму великої електричної системи методами діакоптики складається з послідовного виконання наступних основних процедур.

1. У складі розрахункової схеми намічають ділянки або вузли, за якими буде здійснюватися розчленування схеми електричної системи.

2. У складі розрахункової схеми електричної системи виділяють найбільш відповідальні зв'язки, які утворюють «скелет» розрахункової схеми.

3. Формують коло перетинів, яке містить «скелет» розрахункової схеми, видалені або розрізані перемички, а також результат еквівалентного перетворення решти частини розрахункової схеми.

4. Формують та реалізують розрахункову модель усталеного режиму кола перетинів. Мета такого розрахунку полягає у визначенні струмів перемичок.

5. Струми перемичок формують додаткові фіктивні навантаження граничних вузлів підсистем розрахункової схеми.

6. Формують та реалізують розрахункові моделі усталених режимів підсистем, отриманих в результаті видалення або розрізання ділянок або вузлів схеми. В результаті визначають режимні параметри еквівалентної сукупності підсистем.

Очевидно, що коректне застосування методів діакоптики можливе тільки для лінійних розрахункових схем електричних систем. Аналіз нелінійних електричних систем завжди пов'язано із загубленням результатів моделювання, неминучим на етапі формування кола перетинів. Тут можливе використання ітераційних методів уточнення втрат потужності та представлення їх у вигляді додаткових фіктивних навантажень. Таким чином, моделювання нелінійних електричних систем методами діакоптики складається із послідовного циклічного виконання наступних обчислювальних процедур.

1. Формування розрахункової схеми кола перетинів, розрахунок характеристик кола перетинів, визначення та корекція граничних умов в місцях поділу розрахункової схеми на підсистеми.

2. Розрахунок режимних характеристик всіх підсистем за поточних граничних умов в місцях поділу розрахункової схеми на підсистеми та визначення втрат потужності у елементах розрахункових схем підсистем. Визначені втрати потужності еквівалентно заміщують додатковими фіктивними навантаженнями вузлів вихідної розрахункової схеми.

Наведені процедури повторюють циклічно аж до досягнення необхідної інженерної точності. Критерієм збіжності такого ітераційного процесу є збіг з допустимою точністю режимних характеристик підсистем на границях їх поділу.

❓ *КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ*

- 1. Дайте визначення та наведіть основні положення методів діакоптики.*
- 2. Перелічіть та охарактеризуйте найбільш поширені методи поділу розрахункових схем електричних систем на підсистеми.*
- 3. Дайте визначення та охарактеризуйте кола перетинів.*
- 4. Наведіть загальний алгоритм моделювання усталених режимів електричних систем методами діакоптики.*

5. Поясніть безітераційність розрахункових моделей за методами діакоптики для лінійних розрахункових схем та необхідність організації ітераційного обчислювального процесу для нелінійних розрахункових схем електричних систем.
6. Наведіть критерій збіжності ітераційного обчислювального процесу за методами діакоптики.



ЛІТЕРАТУРА

[27], стор. 473-476; [43], стор. 374-376; [74], стор. 262-270; [78], стор. 172-177

2.11 ОСНОВНІ ПОЛОЖЕННЯ МЕТОДУ ДУАЛЬНИХ СХЕМ

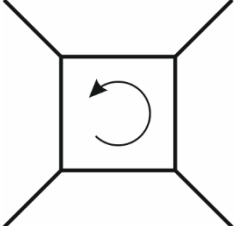
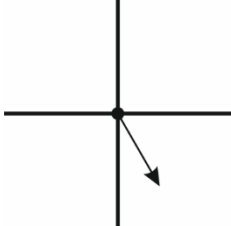
Розглянемо лінійну електричну систему, навантаження якої подано фіксованими вузловими струмами. Усталений режим такої системи можна змоделювати системами контурних або вузлових рівнянь. При чому системи лінійних алгебраїчних рівнянь абсолютно ідентичні. Це означає, що для довільної електричної системи, для якої відомі числові характеристики, наприклад, контурної моделі – матриця контурних опорів і вектор-стовпець контурних ЕРС – можна побудувати деяку фіктивну систему, числові характеристики вузлової розрахункової моделі якої повністю збігаються з параметрами вихідної системи. Можлива також і зворотна операція – формування розрахункової схеми фіктивної електричної системи, числові параметри контурної моделі якої збігається з характеристиками вузлової моделі вихідної системи. Така властивість математичних моделей електричних систем називають принципом дуалізму. Відповідні електричні системи називають дуальними.

Між розрахунковими моделями дуальних електричних систем можна встановити наступні формальні зв'язки. Незалежним контурам однієї схеми відповідають незалежні вузли інший; контурним опорам – вузлові провідності; контурним ЕРС – вузлові струми; зрівняльним контурним струмам – напруги незалежних вузлів розрахункової схеми (див. табл. 2.2).

Розглянемо основні етапи формування розрахункової схеми дуальної електричної системи. Припустимо, що для деякої електричної системи побудована контурна розрахункова модель усталеного режиму, тобто, сформовані матриця контурних опорів і вектор-стовпець нев'язок контурних ЕРС.

Кількість вузлів у схемі дуальної електричної системи на одиницю більше кількості незалежних контурів розрахункової схеми вихідної системи. Кожний незалежний вузол дуальної схеми відповідає незалежному контуру вихідної схеми.

Таблиця 2.2. Формальні зв'язки між параметрами дуальних схем

Контурна модель		Вузлова модель
	\leftrightarrow	
Z_k	\leftrightarrow	Y
ΔE_k	\leftrightarrow	J'
I_k	\leftrightarrow	U

Числові значення вузлових струмів дуальної схеми електричної системи дорівнюють нев'язкам контурних ЕРС вихідної схеми

$$\dot{J}_i = \Delta \dot{E}_{ki}. \quad (2.110)$$

Недіагональним елементам матриці контурних опорів відповідають ділянки дуальної схеми, провідності яких чисельно дорівнюють відповідним взаємним контурним опорам

$$\underline{y}_{ij} = \underline{Z}_{kij}. \quad (2.111)$$

Аналогічно, власні контурні опори, розташовані на головній діагоналі матриці контурних опорів, визначають власні провідності вузлів дуальної схеми

$$\underline{y}_{ii} = \underline{Z}_{kii}. \quad (2.112)$$

Далі визначають числові значення провідностей ділянок, суміжних з опорним вузлом розрахункової схеми за виразом

$$\underline{y}_{0i} = -\underline{y}_{ii} - \sum_{j \in i} \underline{y}_{ij},$$

де запис $j \in i$ означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма ділянками, суміжними з поточним i -м вузлом схеми, провідність ділянки між яким та опорним вузлом розраховують.

Напругу опорного вузла дуальної схеми приймають нульовою.

Нагадаємо, що під час визначення параметрів дуальної схеми за виразами (2.110)–(2.112) здійснюють тільки формальне прирівнювання відповідних числових значень величин без урахування їх фізичного змісту. Дуальна електрична система є фіктивною і може містити елементи, позбавлені фізичного змісту, наприклад, від'ємні активні опори ділянок, від'ємні напруги вузлів схеми і так далі.

Таким чином, буде сформована дуальна схема, вузлова розрахункова модель якої повністю збігається з контурною моделлю вихідної електричної системи. Характеристики усталеного режиму такої системи, зокрема, режим напруги незалежних вузлів визначають числові значення зрівнювальних контурних струмів розрахункової схеми вихідної електричної системи.

Схожі дії слід зробити і для протилежної перетворення – формування дуальної схеми, контурна розрахункова модель якої збігається з вузловою моделлю вихідної системи. Зазначимо, що практичний сенс має розглянутий вище перший підхід. Дійсно, кількість незалежних контурів розрахункової схеми електричних систем, зазвичай, менша кількості незалежних вузлів. Тобто, контурна модель усталеного режиму електричної системи практично завжди має меншу розмірність вузловий моделі. Ця обставина дозволяє сформувати дуальну електричну систему меншої розмірності за вихідної системи. Природно, вузлова розрахункова модель такої дуальної електричної системи має ту саму розмірність, що й контурна модель вихідної електричної системи, однак контурна модель такої системи завжди містить меншу кількість рівнянь, ніж вихідна.

Таким чином, метод дуальних схем дозволяє скоротити розмірність розрахункової моделі електричної системи без проведення спрощувальних перетворень, неминучих під час використання методів еквівалентування.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Сформулюйте принцип дуальності розрахункових схем електричних систем.
2. Перелічіть відповідні формальні пари параметрів дуальних схем електричних систем.
3. Наведіть основні процедури визначення дуальної схеми електричної системи, для якої відомі характеристики контурної розрахункової моделі.
4. Поясніть недоцільність формування дуальної схеми електричної системи, для якої відомі характеристики вузлової розрахункової моделі.



ЛІТЕРАТУРА

[Мельников сети], стор. 381-383

ДОСЛІДЖЕННЯ ТА АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

3.1 НЕОДНОЗНАЧНІСТЬ ТА ІСНУВАННЯ РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ

Розглянемо розв'язання задачі моделювання передавання електричної енергії по лінії за умовами кінця та відомою напругою на початку електропередачі. Відповідно до умов задачі вихідними даними є напруга на початку електропередачі, а також активна та реактивна розрахункові потужності навантаження наприкінці. Мета розрахунку полягає у визначенні напруги наприкінці лінії, потоків активної та реактивної потужності на її початку, струму в лінії електропередавання, а також втрат активної та реактивної потужності на передавання електричної енергії по лінії.

Для спрощення розрахункової моделі приймемо нульове значення фазового кута вектору напруги наприкінці електропередачі, що визначає суміщення вектору напруги з віссю дійсних чисел комплексної площини. Відповідно до закону Ома для лінії електропередавання можна записати вираз

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{P_2 r - Q_2 x}{U_2} + j \frac{P_2 x + Q_2 r}{U_2}, \quad (3.1)$$

де U_1, U_2 – вектори напруги на початку та наприкінці електропередачі; P_2, Q_2 – активна та реактивна потужності навантаження наприкінці електропередачі; r, x – активний та реактивний опори електропередачі.

Розділимо рівняння (3.1) на дійсну та уявну складові

$$\begin{cases} U_1' = U_2 + \frac{P_2 r - Q_2 x}{U_2}; \\ U_1'' = \frac{P_2 x + Q_2 r}{U_2}. \end{cases} \quad (3.2)$$

Вирази (3.2) можна розглядати як параметричні рівняння залежності напруги на початку електропередачі від напруги наприкінці, які визначають графік у фазовому просторі складових вектору напруги на початку електропередачі, представлений на рис. 3.1, де крива 1 представляє параметричну залежність напруги на початку електропередачі від напруги наприкінці; пряма 2 – нахилена асимптоту до кривої 1; U_1 – напруга на

шинах джерела живлення; $U_{1\min}$ – мінімально допустима напруга на початку електропередачі; крива 3 – параметрична залежність напруги в режимі максимально допустимих навантажень.

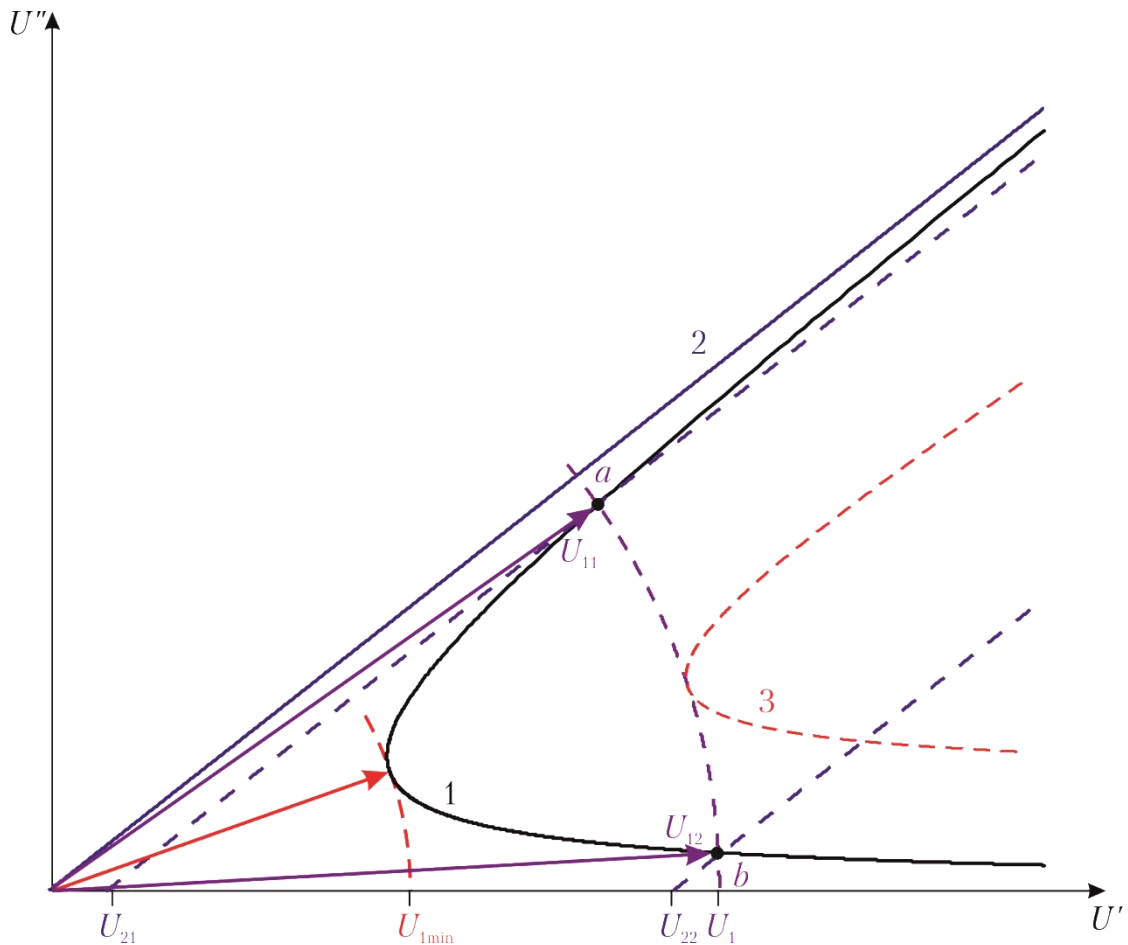


Рис. 3.1. Графоаналітичне розв'язання рівнянь закону Ома у фазовому просторі складових вектору напруги

Графік залежностей (3.2) являє собою криву другого порядку, що свідчить про наявність двох можливих значень напруги, які задовольняють умовам передавання енергії. Для реалізації графоаналітичного розв'язання рівняння (3.1) необхідно провести коло з центром на початку координат, радіус якого дорівнює напрузі на шинах джерела живлення. Очевидно, що перетини цього кола із кривою графіку (точки a та b) визначають два можливі вектору напруги на початку електропередачі, модулі яких дорівнюють заданій напрузі. На рис. 3.1 ці вектори позначено U_{11} та U_{12} .

Далі, для визначення напруги наприкінці електропередачі необхідно змоделювати закон Ома відповідно до виразу

$$U_2 = \dot{U}_1 - \frac{P_2 r - Q_2 x}{U_2} - j \frac{P_2 x + Q_2 r}{U_2}. \quad (3.3)$$

Оскільки, відповідно до прийнятих допущень, вектор напруги наприкінці електропередачі суміщено з віссю дійсних чисел, уявна складова комплексного рівняння (3.3) дорівнює нулю:

$$U_2'' = U_1'' - \frac{P_2x + Q_2r}{U_2} = 0,$$

звідки

$$U_2 = \frac{P_2x + Q_2r}{U_1''}. \quad (3.4)$$

Після підстановки виразу (3.4) в дійсну складову рівняння (3.3) отримуємо

$$U_2 = U_1' - \frac{P_2r - Q_2x}{U_2} = U_1' - \frac{P_2r - Q_2x}{P_2x + Q_2r} U_1''.$$

Для графоаналітичного розв'язку режимної задачі із точок a та b на рис. 3.1 необхідно провести прямі, кут нахилу яких визначається розв'язком системи лінійних алгебраїчних рівнянь

$$\begin{cases} U_1'' = kU_1' + c; \\ 0 = k \left(U_1' - \frac{P_2r - Q_2x}{P_2x + Q_2r} U_1'' \right) + c, \end{cases} \quad (3.5)$$

де k – коефіцієнт, який визначає нахил прямої; c – вертикальний зсув лінії відносно початку координат.

Перше рівняння системи (3.5) обумовлено координатами точок наприкінці можливих векторів напруги на початку електропередачі (точок a та b), а друге рівняння – координатами точок можливих векторів напруги наприкінці лінії. Розв'язками системи (3.5) є

$$\begin{cases} k = \frac{P_2x + Q_2r}{P_2r - Q_2x}; \\ c = U_1'' - \frac{P_2x + Q_2r}{P_2r - Q_2x} U_1'. \end{cases} \quad (3.6)$$

Точки перетину отриманих прямих з віссю абсцис визначають можливі значення напруги наприкінці електропередачі.

Легко показати, що отримані лінії паралельні нахиленій асимптоті 2. Дійсно, з курсу математичного аналізу відомо, що нахилена асимптота до параметричної функції (3.2) визначається коефіцієнтом

$$k_0 = \lim_{U_2 \rightarrow 0} \frac{U_1''(U_2)}{U_1'(U_2)} = \lim_{U_2 \rightarrow 0} \frac{\frac{P_2x + Q_2r}{U_2}}{U_2 + \frac{P_2r - Q_2x}{U_2}} = \frac{P_2x + Q_2r}{P_2r - Q_2x},$$

що повністю відповідає першому виразу системи (3.6).

Таким чином, для здійснення графоаналітичного розв'язку режимної задачі необхідно в точки a та b перенести паралельно самій собі нахилену асимптоту 2. Перетин перенесених асимптот з віссю дійсних чисел визначає можливі значення напруги на шинах навантаження, які задовольняють умові здійснення режиму відповідно до рівняння (3.1). На рис. 3.1 можливі розв'язки режимної задачі позначено U_{21} та U_{22} відповідно.

Наведені міркування свідчать про неоднозначність формального вирішення задачі моделювання усталеного режиму електричної системи. Практичний досвід моделювання усталених режимів електричних систем свідчить про те, що за малих активних потужностей навантажень електропередачі одне із значень напруги є аномально малим, а за великих активних потужностей – аномально великим. Таким чином, під час моделювання усталених режимів найпростіших електричних систем або окремих ділянок електричних мереж необхідно відкидати аномальні корені рівняння (3.1).

Отриманий результат можна проілюструвати аналітичним розв'язанням рівнянь закону Ома. Помножимо обидві частини рівняння (3.1) на напругу наприкінці електропередачі

$$\dot{U}_1 U_2 = (U_2^2 + P_2r - Q_2x) + j(P_2x + Q_2r), \quad (3.7)$$

та дорівнюємо між собою квадрати модулів комплексних чисел правої та лівої частин отриманого виразу (3.7):

$$U_1^2 U_2^2 = (U_2^2 + P_2r - Q_2x)^2 + (P_2x + Q_2r)^2,$$

або

$$U_2^4 - (U_1^2 - 2(P_2r - Q_2x))U_2^2 + (P_2^2 + Q_2^2)(r^2 + x^2) = 0. \quad (3.8)$$

Очевидно, що отримане рівняння (3.8) є бікватратним відносно модуля напруги наприкінці електропередачі. Розв'язання його дозволяє однозначно визначити таку напругу за виразом

$$U_2 = \sqrt{\frac{U_1^2}{2} - (P_2r - Q_2x) \pm \sqrt{\left(\frac{U_1^2}{2} - (P_2r - Q_2x)\right)^2 - (P_2^2 + Q_2^2)(r^2 + x^2)}}$$

З урахуванням лише додатних коренів зазначимо три можливих результати розв'язання бікватратного рівняння (3.8).

1. Рівняння має два дійсних кореня, які відповідають двом значенням напруги наприкінці електропередачі за яких може бути передана задана потужність по лінії. Серед отриманих коренів слід відкинути аномальне значення напруги.

2. Рівняння має два однакових дійсних кореня. Це свідчить про граничне значення потужності, яку можна передати в кінець лінії.

3. Рівняння не має дійсних коренів. Це означає, що задана потужність навантаження перевищує пропускну здатність лінії і не може бути передана.

Фазовий кут вектору напруги на початку електропередачі визначають з рівняння закону Ома (3.1)

$$\psi_{U_1} = \arctan \left(\frac{\frac{P_2 x + Q_2 r}{U_2}}{U_2 + \frac{P_2 r - Q_2 x}{U_2}} \right) = \arctan \left(\frac{P_2 x + Q_2 r}{U_2^2 + P_2 r - Q_2 x} \right).$$

Струм в лінії дорівнює

$$\dot{I} = \frac{P_2 + jQ_2}{U_2},$$

або

$$\dot{I} = \frac{\dot{U}_1 - U_2}{\underline{z}}.$$

Потік потужності на початку електропередачі складає

$$\dot{S}_1 = \dot{I} \hat{U}_1 = \dot{I} (U_2 + \hat{I} \hat{z}) = \dot{S}_2 + I^2 \hat{z} = \dot{S}_2 + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} (r - jx).$$

Втрати потужності дорівнюють

$$\Delta \dot{S} = \dot{S}_1 - \dot{S}_2 = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} (r - jx) = I^2 \hat{z}.$$

В аналогічний спосіб здійснюють розв'язання зворотної задачі моделювання лінії електропередавання, коли до складу вихідних даних входять активна та реактивна потужності на початку лінії та напруга наприкінці.

Тут закон Ома для електропередачі записують у вигляді

$$\dot{U}_2 = U_1 - \frac{P_1 r - Q_1 x}{U_1} - j \frac{P_1 x + Q_1 r}{U_1}, \quad (3.9)$$

де P_1, Q_1 – активна та реактивна потужності на початку електропередачі.

У виразі (3.9) вважається, що вектор напруги на початку електропередачі суміщено з віссю дійсних чисел.

Низка перетворень аналогічних наведеним вище визначає біквдратне рівняння

$$U_1^4 - (U_2^2 + 2(P_1 r - Q_1 x))U_1^2 + (P_1^2 + Q_1^2)(r^2 + x^2) = 0. \quad (3.10)$$

Звідки

$$U_1 = \sqrt{\frac{U_2^2}{2} + (P_2 r - Q_2 x) \pm \sqrt{\left(\frac{U_2^2}{2} + (P_2 r - Q_2 x)\right)^2 - (P_2^2 + Q_2^2)(r^2 + x^2)}}.$$

Міркування щодо можливих коренів біквдратного рівняння (3.10) повністю аналогічні наведеним вище.

Фазовий кут вектору напруги наприкінці лінії електропередавання визначають за виразом

$$\psi_{U_2} = -\arctan\left(\frac{P_1 x + Q_1 r}{U_1^2 - P_1 r + Q_1 x}\right).$$

Струм в лінії дорівнює

$$\dot{I} = \frac{P_1 + jQ_1}{U_1},$$

або

$$\dot{I} = \frac{\dot{U}_1 - U_2}{\underline{z}}.$$

Потужність наприкінці складає

$$\dot{S}_2 = \dot{I}\hat{U}_2 = \dot{I}(U_1 - \hat{I}\hat{z}) = \dot{S}_1 - I^2\hat{z} = \dot{S}_1 - \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2}(r - jx) = \dot{S}_1 + \Delta\dot{S},$$

а втрати потужності дорівнюють

$$\Delta\dot{S} = \dot{S}_1 - \dot{S}_2 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2}(r - jx) = I^2\hat{z}.$$

Аналіз графіку на рис. 3.1 свідчить про існування межі мінімально допустимої напруги на початку електропередачі, яке визначається радіусом кола, дотичного до кривої напруги у фазовому просторі. Очевидно, що в такому граничному режимі існує лише одне значення напруги на початку електропередачі, яке задовольняє умовам передавання енергії по лінії. Зниження напруги на початку лінії електропередавання нижче такого гранично допустимого значення призводить до виходу режиму електричної системи з області існування.

Для визначення гранично допустимої напруги на шинах джерела живлення розглянемо залежність між напругою на початку та наприкінці електропередачі, яка формалізується законом Ома, графік якої представлено на рис. 3.2

$$U_1 = \sqrt{\left(U_2 + \frac{P_2 r - Q_2 x}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_2 x + Q_2 r}{U_2}\right)^2}, \quad (3.11)$$

де U_1, U_2 – модулі векторів напруги на початку та наприкінці електропередачі відповідно, причому вектор напруги наприкінці лінії електропередачі суміщено з віссю дійсних чисел.

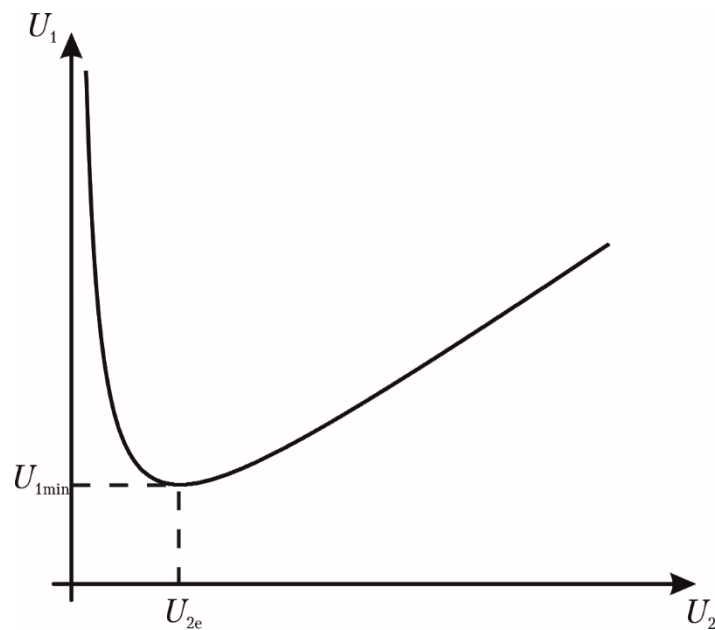


Рис. 3.2. Залежність між напругою на початку та наприкінці електропередачі

На рис. 3.2 $U_{1\min}$ – мінімально допустима напруга на початку електропередачі; U_{2e} – екстремальне значення напруги наприкінці лінії, яке відповідає мінімально допустимій напрузі на початку. Очевидно, що представлена на графіку рис. 3.2 функція має мінімум, для визначення якого необхідно дорівняти нулю похідну $\partial U_1 / \partial U_2 = 0$. Можна показати, що

$$\frac{\partial U_1}{\partial U_2} = \frac{U_{2e}^4 - (P_2^2 + Q_2^2)(r^2 + x^2)}{U_{2e}^2 \sqrt{(U_{2e}^2 + P_2 r - Q_2 x)^2 + (P_2 x + Q_2 r)^2}} = 0. \quad (3.12)$$

Звідки

$$U_{2e} = \sqrt[4]{(P_2^2 + Q_2^2)(r^2 + x^2)}. \quad (3.13)$$

Тут серед чотирьох можливих розв'язків рівняння (3.12) обрано той, що має фізичний зміст, тобто додатне дійсне значення напруги наприкінці електропередачі.

Відповідне значення напруги на початку лінії можна отримати після підстановки формули (3.13) у вираз (3.11)

$$U_{1\min} = \sqrt{2} \sqrt{(P_2 r - Q_2 x) + \sqrt{(P_2^2 + Q_2^2)(r^2 + x^2)}}.$$

Зазначимо, що такий самий результат можна отримати в інший спосіб. Вище зазначалося, що граничний режим передавання електричної енергії по лінії визначається нульовим значенням дискримінанту бікватратного рівняння (3.8). Тобто

$$\left(\frac{U_{1\min}^2}{2} - (P_2 r - Q_2 x) \right)^2 - (P_2^2 + Q_2^2)(r^2 + x^2) = 0. \quad (3.14)$$

Тут також слід обрати додатній дійсний корінь рівняння (3.14) серед можливих чотирьох.

Очевидно, що гранична мінімально допустима напруга на шинах джерела живлення визначається навантаженням електричної системи, і збільшення навантаження призводить до збільшення мінімально допустимої граничної напруги (див. криву 3 на рис 3.1).

Можна розглядати також задачу визначення гранично допустимого навантаження за фіксованої напруги на початку лінії електропередавання. Таку граничну потужність визначимо виходячи з нульового значення дискримінанту бікватратного рівняння (3.8), тобто

$$\left(\frac{U_1^2}{2} - (P_2 r - Q_2 x) \right)^2 - (P_2^2 + Q_2^2)(r^2 + x^2) = 0. \quad (3.15)$$

Введемо позначення $x/r = \operatorname{tg} \phi$, де ϕ – імпедансний кут, та виразимо активну та реактивну потужності навантаження через повну потужність та коефіцієнт потужності. В результаті вираз (3.15) набуває вигляду

$$\left(\frac{U_1^2}{2} - S_2 r (\cos \varphi_2 - \sin \varphi_2 \operatorname{tg} \phi) \right)^2 - S_2^2 r^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \phi) = 0,$$

або

$$\frac{U_1^2}{2} - S_2 r \frac{\cos \theta}{\cos \phi} = S_2 r \frac{1}{\cos \phi}, \quad (3.16)$$

де $\theta = \varphi_2 + \phi$.

З виразу (3.16) випливає, що повна потужність граничного навантаження електропередачі дорівнює

$$S_{2\text{гр}} = \frac{U_1^2}{2r} \frac{\cos \phi}{1 + \cos \theta} = \frac{U_1^2}{2x} \frac{\sin \phi}{1 + \cos \theta}. \quad (3.17)$$

Аналіз виразу (3.17) свідчить про те, що потужність граничного навантаження електропередачі визначається не тільки параметрами електропередачі та напругою джерела живлення, але й коефіцієнтом потужності навантаження.

Розглядаючи тільки додатні значення активної потужності навантаження наприкінці електропередачі та змінюючи навантаження від чисто індуктивного до чисто активного і далі до чисто ємнісного, отримуємо графічну інтерпретацію виразу (3.17), представлену на рис. 3.3, де стрілками показано вектори граничної потужності навантаження лінії за різних коефіцієнтів потужності.

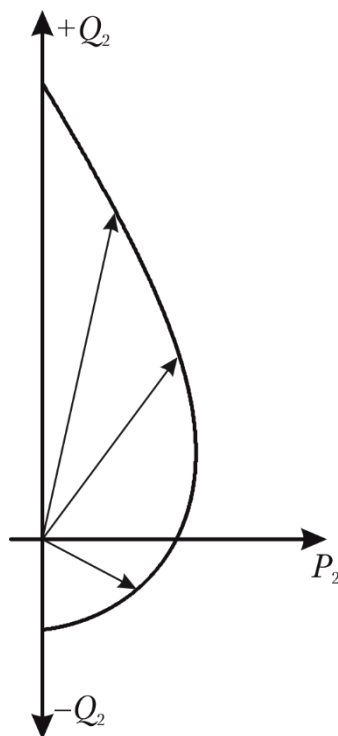


Рис. 3.3. Гранично допустиме навантаження електропередачі за умовами існування режиму

З виразів (3.13) та (3.17) випливає, що в режимі гранично допустимих навантажень напруга наприкінці електропередачі становить

$$U_{2\text{гр}} = \frac{U_1}{\sqrt{2}} \sqrt{\frac{1}{1 + \cos \theta}}.$$

Можна показати, що в режимах активно-індуктивного навантаження в граничному режимі напруга наприкінці електропередачі лежить в межах

$$\frac{U_1}{2} \leq U_{2\text{гр}} \leq \frac{U_1}{\sqrt{2}}.$$

Причому нижня границя діапазону напруги обумовлена роботою електропередачі із коефіцієнтом потужності, який дорівнює косинусу імпедансного кута електропередачі ($\cos \theta = 1$), а верхня – передаванню чисто активної потужності по ідеалізованій лінії ($\cos \theta = 0$).

Таким чином можна сформулювати умови здійсненності режиму найпростішої електричної системи:

1) напруга на початку електропередачі не має бути меншою за мінімально допустиме значення

$$U_1 \geq \sqrt{2} \sqrt{(P_2 r - Q_2 x) + \sqrt{(P_2^2 + Q_2^2)(r^2 + x^2)}};$$

2) повне навантаження електропередачі не має перевищувати гранично допустиме значення

$$S_2 \leq \frac{U_1^2}{2x} \frac{\sin \phi}{1 + \cos \theta}.$$

Зазначимо, що пропускна здатність електропередачі обмежується не тільки умовами існування режиму, але, також, нагріванням проводів повітряних ліній та струмопровідних жил силових кабелів. Причому в електропередачах нижчих класів номінальної напруги (до 330 кВ) визначальну роль грають обмеження, обумовлені нагріванням проводів, а електропередач надвисокої номінальної напруги – умови існування режиму та його статичної стійкості.

Наведені міркування щодо розв'язання режимної задачі електропередачі за умовами кінця та напругою на початку можна проілюструвати також наступними викладками. Розглянемо рівняння закону Ома для ділянки електропередачі у вигляді

$$\dot{U}_2 = U_1 - \frac{\dot{S}_2}{\underline{U}_2} \underline{z}. \quad (3.18)$$

Помножимо вираз (3.18) на спряжений комплекс вектору напруги наприкінці електропередачі та розділимо на її опір

$$U_2^2 \underline{y} = U_1 \hat{U}_2 \underline{y} - \dot{S}_2, \quad (3.19)$$

де U_2^2 – квадрат модуля вектору напруги наприкінці електропередачі;

$\underline{y} = \frac{1}{\underline{z}} = g + jb$ – позовжня провідність електропередачі; g , b – активна та реактивна складові повної позовжньої провідності.

Розділимо вираз (3.19) на дійсну та уявну складові

$$\begin{cases} U_2'^2 g + U_2''^2 g = U_1 U_2' g + U_1 U_2'' b - P_2; \\ U_2'^2 b + U_2''^2 b = U_1 U_2' b - U_1 U_2'' g - Q_2, \end{cases} \quad (3.20)$$

де U_2', U_2'' – дійсна та уявна складові вектору напруги наприкінці електропередачі.

Отримані вирази (3.20) являють собою аналітичне представлення кіл в комплексній системі координат складових вектору напруги наприкінці електропередачі, представлені на рис. 3.4. Тут перше рівняння визначає коло, обумовлене балансом активної потужності, а друге – реактивної. Канонічні вирази кіл мають вигляд

$$\begin{cases} \left(U_2' - 0,5U_1 \right)^2 + \left(U_2'' - 0,5U_1 \frac{b}{g} \right)^2 = 0,25U_1^2 \left(1 + \frac{b^2}{g^2} \right) - \frac{P_2}{g}; \\ \left(U_2' - 0,5U_1 \right)^2 + \left(U_2'' - 0,5U_1 \frac{g}{b} \right)^2 = 0,25U_1^2 \left(1 + \frac{g^2}{b^2} \right) - \frac{Q_2}{b}, \end{cases}$$

або

$$\begin{cases} \left(U_2' - 0,5U_1 \right)^2 + \left(U_2'' + 0,5U_1 \operatorname{tg} \phi \right)^2 = \left(\frac{0,5U_1}{\cos \phi} \right)^2 - \frac{P_2}{g}; \\ \left(U_2' - 0,5U_1 \right)^2 + \left(U_2'' - 0,5U_1 \operatorname{ctg} \phi \right)^2 = \left(\frac{0,5U_1}{\sin \phi} \right)^2 - \frac{Q_2}{b}, \end{cases}$$

де $\operatorname{tg} \phi = -\frac{b}{g}$ – тангенс імпедансного кута електропередачі.

Центри обох кіл зсунуті відносно початку координат:

$$\begin{aligned} \delta'_P &= \delta'_Q = 0,5U_1; \\ \delta''_P &= 0,5U_1 \frac{b}{g} = -0,5U_1 \operatorname{tg} \phi; \\ \delta''_Q &= -0,5U_1 \frac{g}{b} = 0,5U_1 \operatorname{ctg} \phi, \end{aligned} \quad (3.21)$$

де індекси P та Q означають формування кіл за умовами балансу активної та реактивної потужності відповідно.

З виразів (3.21) випливає, що центр кола рівняння балансу активної потужності знаходиться у четвертому квадранті комплексної площини, а кола рівняння балансу реактивної потужності – у першому. Горизонтальний зсув центрів кіл визначається тільки напругою на початку електропередачі, а вертикальні – напругою на початку та параметрами лінії.

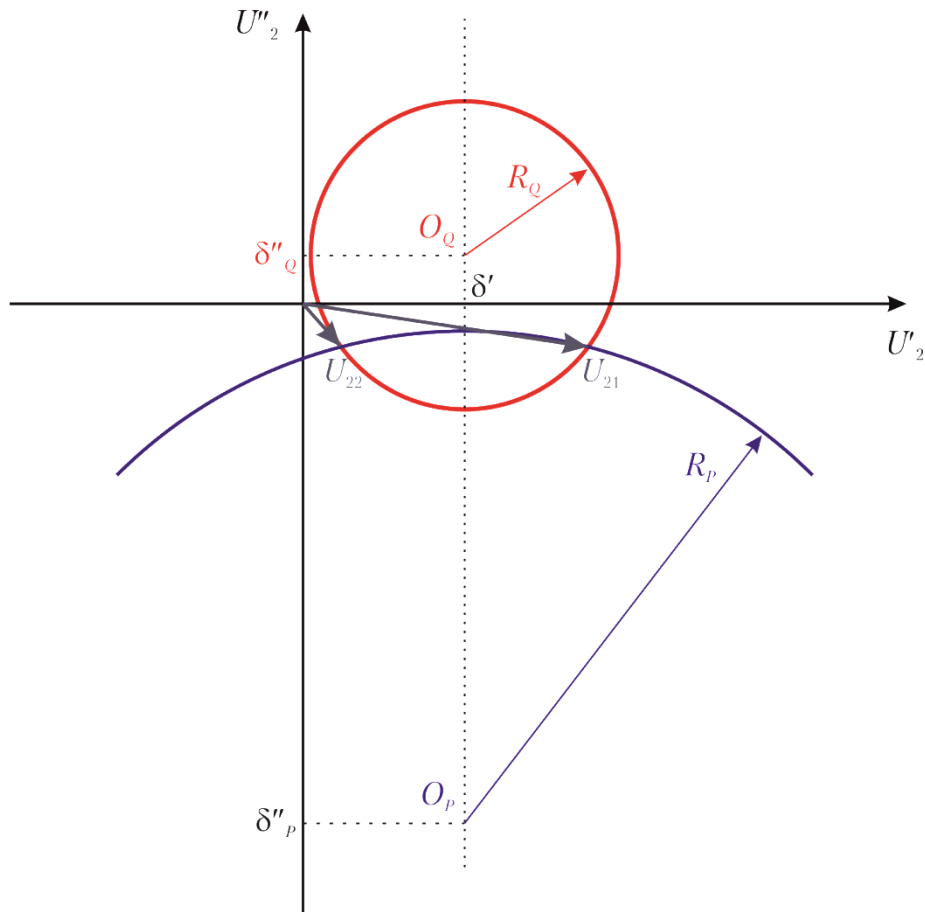


Рис. 3.4. Кругові діаграми напруг електропередачі

Відстань між центрами кіл дорівнює

$$D = \delta''_Q - \delta''_P = 0,5U_1 \operatorname{ctg} \phi + 0,5U_1 \operatorname{tg} \phi = \frac{U_1}{\sin 2\phi}.$$

Радіуси кіл дорівнюють

$$\begin{aligned} R_P &= \sqrt{\left(\frac{0,5U_1}{\cos \phi}\right)^2 - \frac{P_2}{g}}; \\ R_Q &= \sqrt{\left(\frac{0,5U_1}{\sin \phi}\right)^2 - \frac{Q_2}{b}}. \end{aligned} \tag{3.22}$$

Вирази (3.22) свідчать про те, що радіуси кіл визначаються не тільки напругою опорного пункту та параметрами лінії, але й навантаженням лінії. В режимі неробочого ходу радіуси кіл становлять

$$R_{P0} = \frac{0,5U_1}{\cos \phi}; \quad R_{Q0} = \frac{0,5U_1}{\sin \phi}.$$

Із збільшенням навантаження лінії радіуси кіл зменшуються, а в режимах реверсивної передачі енергії радіуси кіл збільшуються. Точки перетину кіл визначають можливі вектори напруги наприкінці електропередачі, представлені на рис. 3.4 векторами U_{21} та U_{22} .

Із курсу «Математичні задачі енергетики» відомо, що аперіодично стійкому усталеному режиму електричної системи відповідають додатні знаки визначника матриці Якобі (якобіана). Сформуємо матрицю Якобі для системи рівнянь (3.20):

$$\begin{aligned} \frac{\partial \omega_P}{\partial U'_2} &= 2U'_2 g - U_1 g; & \frac{\partial \omega_P}{\partial U''_2} &= 2U''_2 g - U_1 b; \\ \frac{\partial \omega_Q}{\partial U'_2} &= 2U'_2 b - U_1 b; & \frac{\partial \omega_Q}{\partial U''_2} &= 2U''_2 b + U_1 g; \end{aligned}$$

та дорівнюємо до нуля якобіан

$$(2U'_2 g - U_1 g)(2U''_2 b + U_1 g) - (2U''_2 g - U_1 b)(2U'_2 b - U_1 b) = 0,$$

або

$$(2U'_2 - U_1)U_1(g^2 + b^2) = 0. \quad (3.23)$$

Звідки

$$U'_2 = 0,5U_1. \quad (3.24)$$

Вираз (3.24) визначає на діаграмі рис. 3.4 вертикальну лінію, яка поєднує центри кіл за умовами балансу активної та реактивної потужності. Така лінія поділяє комплексну площину на дві частини з додатними та від'ємними знаками якобіану. З виразу (3.23) випливає, що якобіан характеризується додатним числом, тобто режим електричної системи аперіодично стійкий за умови

$$U'_2 > 0,5U_1,$$

що відповідає правій півплощині на рис. 3.4. Таким чином, фізичний зміст має розв'язок режимної задачі, який відповідає вектору напруги U_{21} на рис. 3.4.

Сформулюємо умови здійсненності режиму електропередачі:

1) радіуси кіл за умовами балансу активної та реактивної потужності мають бути дійсними числами

$$\begin{aligned} \left(\frac{0,5U_1}{\cos \phi}\right)^2 - \frac{P_2}{g} > 0 &\Rightarrow P_2 < g \left(\frac{0,5U_1}{\cos \phi}\right)^2; \\ \left(\frac{0,5U_1}{\sin \phi}\right)^2 - \frac{Q_2}{b} > 0 &\Rightarrow Q_2 < b \left(\frac{0,5U_1}{\sin \phi}\right)^2; \end{aligned}$$

2) кола повинні перетинатись принаймні в одній точці

$$R_p + R_Q \geq D.$$

Граничний режим електропередачі відповідає випадку, коли кола мають тільки одну спільну точку, як показано на рис. 3.5. Очевидно, що така точка лежить на прямій, що поєднує центри кіл, тобто граничний режим характеризується нульовим значенням якобіану системи рівнянь балансу потужності. Умови граничного режиму визначаються рівнянням

$$R_p + R_Q = D \Rightarrow \sqrt{\left(\frac{0,5U_{1гр}}{\cos \phi}\right)^2 - \frac{P_{2гр}}{g}} + \sqrt{\left(\frac{0,5U_{1гр}}{\sin \phi}\right)^2 - \frac{Q_{2гр}}{b}} = \frac{U_{1гр}}{\sin 2\phi}. \quad (3.25)$$

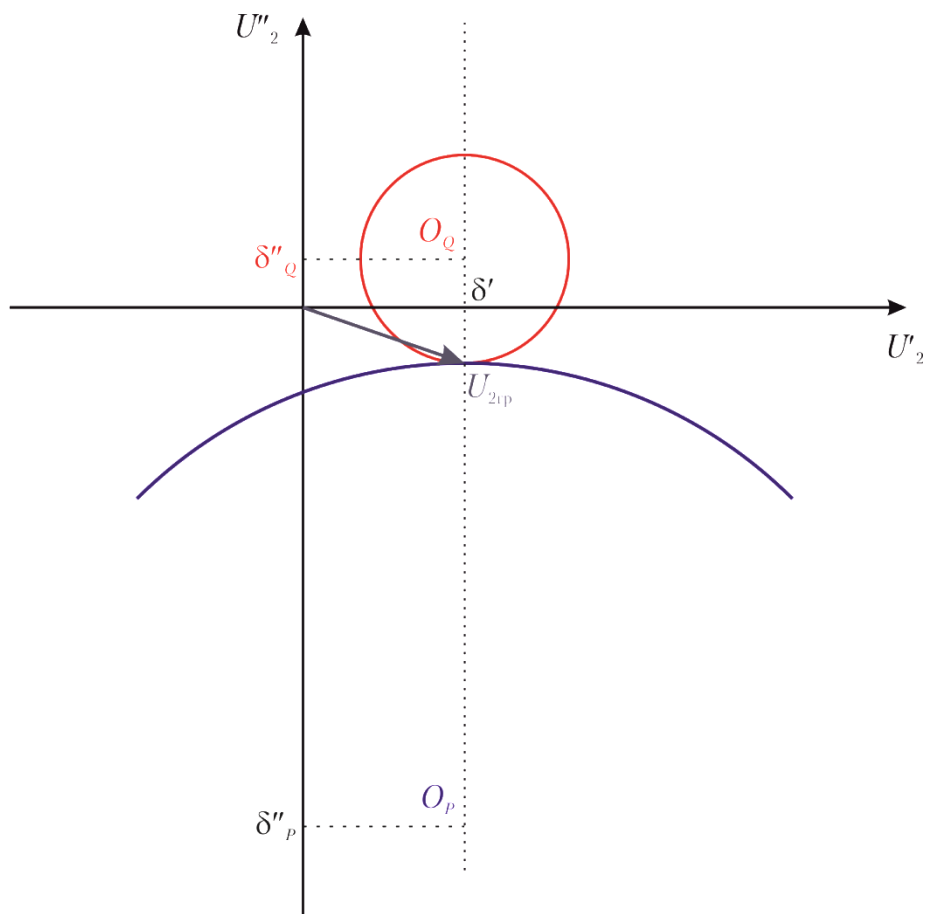


Рис. 3.5. Кругові діаграми напруг в граничному режимі електропередачі

Рівняння (3.25) визначає співвідношення між напругою на початку, активним та реактивним навантаженням електропередачі в граничному режимі. Так, наприклад, граничне значення транзиту активної потужності становить

$$P_{2гр} = \frac{U_{1гр}}{2x^2} \sqrt{(U_{1гр}^2 - 4Q_{2гр}x)(r^2 + x^2)} - Q_{2гр} \frac{r}{x} = \frac{U_{1гр}}{2 \cos \phi} \sqrt{\frac{U_{1гр}^2}{x^2} - \frac{4Q_{2гр}}{x}} - \frac{Q_{2гр}}{\operatorname{tg} \phi}.$$

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Охарактеризуйте та наведіть основні вирази для розв'язання режимної задачі найпростішої електричної системи за умовами кінця (початку) та заданою напругою на протилежному кінці електропередачі.
2. Поясніть фізичний зміст можливих коренів біквадратних рівнянь (3.8) та (3.10).
3. Наведіть послідовність графоаналітичного розв'язання режимної задачі за умовами кінця електропередачі та заданою напругою на початку.
4. У чому полягає сутність граничної мінімально допустимої напруги на початку електропередачі за відомої потужності навантаження наприкінці.
5. Поясніть принципи визначення мінімально допустимої напруги на початку електропередачі.
6. У чому полягає сутність гранично допустимого навантаження наприкінці електропередачі.
7. Поясніть принципи визначення гранично допустимого навантаження наприкінці електропередачі.
8. Перелічіть фактори, які визначають потужність гранично допустимого навантаження наприкінці електропередачі.
9. Сформулюйте умови здійсненості режиму найпростішої електричної системи.
10. Поясніть побудову кругових діаграм напруг електропередачі.



ЛІТЕРАТУРА

[58], стор. 197-198.

3.2 КРУГОВІ ДІАГРАМИ ПОТУЖНОСТІ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Розглянемо розв'язання задачі моделювання режиму лінії електропередавання за умовами кінця та заданими напругами на початку та наприкінці електропередачі. Тут вихідними даними є модулі векторів напруги на початку та наприкінці лінії, а також активна потужність навантаження наприкінці електропередачі. Мета моделювання електричної системи полягає у визначенні фазових кутів векторів напруги на початку та наприкінці електропередачі, реактивної потужності наприкінці, потоків активної та реактивної потужностей на початку лінії, струму в лінії електропередавання, втрат активної та реактивної потужності на передавання електричної енергії.

Розглянемо рівняння закону Ома для поздовжньої ділянки лінії електропередавання у вигляді

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{\dot{S}_2}{U_2} \underline{z}, \quad (3.26)$$

де з метою спрощення розрахункової моделі з віссю дійсних чисел суміщено вектор напруги наприкінці електропередачі.

Помножимо рівняння (3.26) на напругу наприкінці лінії та поділимо на імпеданс електропередачі

$$\frac{\dot{U}_1 U_2}{\underline{z}} = \frac{U_2^2}{\underline{z}} + \dot{S}_2,$$

або

$$\frac{\dot{U}_1 U_2}{\underline{z}} = \left(\frac{U_2^2 r}{r^2 + x^2} - j \frac{U_2^2 x}{r^2 + x^2} \right) + (P_2 + jQ_2). \quad (3.27)$$

Для квадратів модулів комплексних чисел лівої та правої частин рівняння (3.27) можна записати

$$\frac{U_1^2 U_2^2}{r^2 + x^2} = \left(P_2 + \frac{U_2^2 r}{r^2 + x^2} \right)^2 + \left(Q_2 - \frac{U_2^2 x}{r^2 + x^2} \right)^2. \quad (3.28)$$

Очевидно, що отримане рівняння (3.28) представляє коло в системі координат активної та реактивної потужності навантаження наприкінці електропередачі. Радіус такого кола дорівнює

$$R = \frac{U_1 U_2}{\sqrt{r^2 + x^2}} = \frac{U_1 U_2}{z} = U_1 U_2 y,$$

де $z = \sqrt{r^2 + x^2}$ – модуль повного опору електропередачі; y – модуль позовжньої провідності.

Координати центру кола зсунуті відносно центру координат на

$$\begin{aligned} p_0 &= -\frac{U_2^2 r}{r^2 + x^2} = -U_2^2 g; \\ q_0 &= \frac{U_2^2 x}{r^2 + x^2} = -U_2^2 b, \end{aligned} \quad (3.29)$$

тобто знаходяться у другому квадранті комплексної площини. У виразах (3.29) p_0 , q_0 – зсув центру кола по осях абсцис та ординат відповідно; g , b – позовжнні активна та реактивна провідності електропередачі.

Графік рівняння (3.28) представлено на рис. 3.6. Таку залежність називають круговою діаграмою потужностей електропередачі. Така діаграма дозволяє організувати графоаналітичне розв'язання режимної задачі моделювання електропередачі, зокрема визначити реактивну потужність навантаження за відомими напругами на початку та наприкінці лінії та активної потужності наприкінці електропередачі.

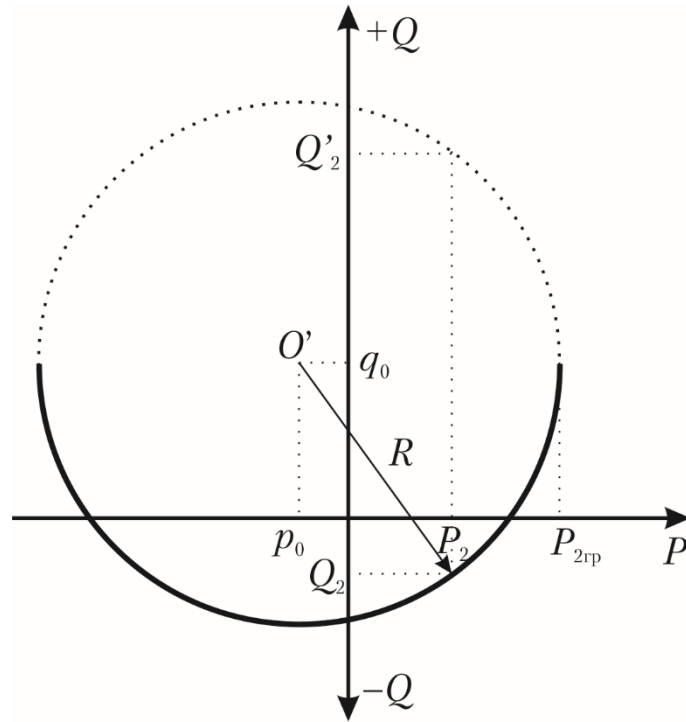


Рис. 3.6. Кругова діаграма потужностей електропередачі за умовами кінця

З аналізу кругової діаграми випливає, що для кожної допустимої активної потужності навантаження наприкінці електропередачі існує два можливі значення реактивної потужності, які задовольняють умові (3.28). Очевидно, що фізичний зміст тут мають від'ємні значення реактивної потужності, які визначають активно-індуктивне навантаження наприкінці електропередачі. З діаграми на рис. 3.6 також випливає, що така реактивна потужність є меншою за модулем серед можливих значень. Зазначимо, що за великих активних потужностей навантажень реактивна потужність може змінювати свій характер на ємнісний, що відповідає роботі засобів регулювання режиму електричної системи із забезпечення заданої напруги наприкінці електропередачі. В будь-якому разі, серед можливих значень реактивної потужності фізичний зміст завжди має менше за модулем значення, що відповідає нижньому напівколу кругової діаграми, представленої на рис. 3.6.

Аналітичне визначення реактивної потужності наприкінці електропередачі базується на розв'язанні рівняння (3.28). Очевидно, що таке рівняння є квадратним і може бути зведено до вигляду

$$Q_2^2 - 2Q_2 \frac{U_2^2 x}{r^2 + x^2} + \frac{U_2^4 x^2}{(r^2 + x^2)^2} - \frac{U_1^2 U_2^2}{r^2 + x^2} + \left(P_2 + \frac{U_2^2 r}{r^2 + x^2} \right)^2 = 0. \quad (3.30)$$

Звідки

$$Q_2 = \frac{U_2^2 x}{r^2 + x^2} \pm \sqrt{\frac{U_1^2 U_2^2}{r^2 + x^2} - \left(P_2 + \frac{U_2^2 r}{r^2 + x^2} \right)^2}, \quad (3.31)$$

або

$$Q_2 = -U_2^2 b \pm \sqrt{U_1^2 U_2^2 y^2 - (P_2 + U_2^2 g)^2}.$$

Тут можна виділити три можливі результати розв'язання квадратного рівняння (3.30).

1. Рівняння має два дійсних кореня, які відповідають двом значенням реактивної потужності наприкінці електропередачі, які задовольняють умові (3.28). Виходячи з міркувань, наведених вище, слід обрати менше за модулем значення реактивної потужності.

2. Рівняння має тільки один дійсний корінь. Це свідчить про граничне значення активної потужності, яку можна передати в кінець лінії.

3. Рівняння не має дійсних коренів. Це свідчить, що задана активна потужність навантаження перевищує пропускну здатність лінії і передана бути не може.

Виходячи з того, що фізичний зміст мають лише менші за модулем корені квадратного рівняння (3.30), вираз для визначення реактивної потужності навантаження (3.31) набуває вигляду

$$Q_2 = \frac{U_2^2 x}{r^2 + x^2} - \sqrt{\frac{U_1^2 U_2^2}{r^2 + x^2} - \left(P_2 + \frac{U_2^2 r}{r^2 + x^2} \right)^2},$$

або

$$Q_2 = -U_2^2 b - \sqrt{U_1^2 U_2^2 y^2 - (P_2 + U_2^2 g)^2}.$$

Очевидно, що умовою здійсненності режиму електричної системи виступає невід'ємне значення дискримінанту у виразі (3.31), тобто

$$\frac{U_1^2 U_2^2}{r^2 + x^2} - \left(P_{2\text{гр}} + \frac{U_2^2 r}{r^2 + x^2} \right)^2 \geq 0,$$

звідки

$$P_2 \leq \frac{U_1 U_2}{\sqrt{r^2 + x^2}} - \frac{U_2^2 r}{r^2 + x^2}.$$

Виходячи з кругової діаграми на рис. 3.4 гранично допустиме активне навантаження електропередачі становить

$$P_{2\text{гр}} = R + p_0 = \frac{U_1 U_2}{\sqrt{r^2 + x^2}} - \frac{U_2^2 r}{r^2 + x^2}. \quad (3.32)$$

Той самий результат можна отримати аналітично, дорівнявши до нуля дискримінант квадратного рівняння (3.30)

$$\frac{U_1^2 U_2^2}{r^2 + x^2} - \left(P_{2\text{гр}} + \frac{U_2^2 r}{r^2 + x^2} \right)^2 = 0.$$

Реактивна потужність наприкінці електропередачі в режимі граничного навантаження становить

$$Q_{2\text{гр}} = \frac{U_2^2 x}{r^2 + x^2} = -U_2^2 b.$$

В аналогічний спосіб здійснюють розв'язання зворотної задачі моделювання усталеного режиму найпростішої електричної системи за умовами початку та фіксованими напругами на початку та наприкінці електропередачі. Тут за основу беруть рівняння закону Ома у вигляді

$$\dot{U}_2 = U_1 - \frac{\dot{S}_1}{U_1} z, \quad (3.33)$$

де з віссю дійсних чисел суміщено вектор напруги на шинах джерела живлення.

Рівняння (3.33) можна перетворити на канонічне рівняння кола

$$\frac{U_1^2 U_2^2}{r^2 + x^2} = \left(P_1 - \frac{U_1^2 r}{r^2 + x^2} \right)^2 + \left(Q_1 + \frac{U_1^2 x}{r^2 + x^2} \right)^2, \quad (3.34)$$

якому відповідає кругова діаграма потужності, наведена на рис. 3.7. Радіус такого кола дорівнює

$$R = \frac{U_1 U_2}{\sqrt{r^2 + x^2}} = \frac{U_1 U_2}{z} = U_1 U_2 y.$$

Координати центру кола зсунуті відносно центру координат на

$$p_0 = \frac{U_1^2 r}{r^2 + x^2} = U_1^2 g;$$

$$q_0 = -\frac{U_1^2 x}{r^2 + x^2} = U_1^2 b,$$

тобто центр кола знаходиться у четвертому квадранті комплексної площини.

Моделювання режиму передавання електричної енергії по лінії тут полягає у розв'язанні квадратного рівняння (3.34), звідки

$$Q_1 = \frac{U_1^2 x}{r^2 + x^2} \pm \sqrt{\frac{U_1^2 U_2^2}{r^2 + x^2} - \left(P_1 - \frac{U_1^2 r}{r^2 + x^2} \right)^2}. \quad (3.35)$$

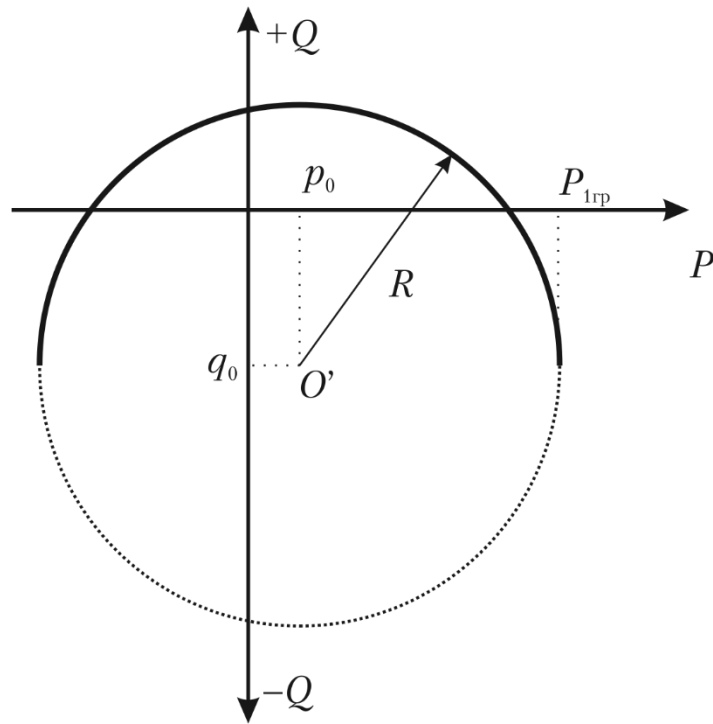


Рис. 3.7. Кругова діаграма потужності електропередачі за умовами початку

Міркування щодо фізичного змісту можливих коренів квадратного рівняння (3.34) повністю аналогічні наведеним вище. Виходячи з того, що фізичний зміст мають менші за модулем корені рівняння, вираз (3.35) набуває вигляду

$$Q_1 = \frac{U_1^2 x}{r^2 + x^2} + \sqrt{\frac{U_1^2 U_2^2}{r^2 + x^2} - \left(P_1 - \frac{U_1^2 r}{r^2 + x^2} \right)^2}.$$

Відповідно до рис. 3.7 гранично допустима активна потужність на початку електропередачі дорівнює

$$P_{1гр} = R + p_0 = \frac{U_1 U_2}{\sqrt{r^2 + x^2}} + \frac{U_1^2 r}{r^2 + x^2}.$$

Реактивна потужність на початку електропередачі в граничному режимі становить

$$Q_{1гр} = \frac{U_1^2 x}{r^2 + x^2}.$$

Очевидно, що для здійсненості режиму електропередачі необхідно, щоб активна потужність на початку лінії не перевищувала гранично допустимого значення, тобто

$$P_1 \leq \frac{U_1 U_2}{\sqrt{r^2 + x^2}} + \frac{U_1^2 r}{r^2 + x^2}.$$

Розрахункові схеми електричних систем вищих класів номінальної напруги характеризуються суттєвим перевищенням поздовжніх індуктивних опорів над активними. Це пояснюється тим, що поздовжні фіктивні опори схем заміщення повітряних ліній електропередавання визначаються площею поперечного перерізу фазних проводів та зменшуються із збільшенням номінальної напруги лінії електропередавання. Індуктивний поздовжній опір схем заміщення повітряних ліній, своєю чергою, визначається геометричним коефіцієнтом, який майже не змінюється із ростом номінальної напруги. Відомо, що в повітряних лініях електропередавання з номінальною напругою 35 кВ імпедансний кут близький до 45° і з ростом номінальної напруги різко збільшується. Це означає, що в електропередачах вищих класів номінальної напруги з достатньою інженерною точністю можна знехтувати втратами активної потужності на передавання електричної енергії та розглядати ідеалізовану електропередачу, розрахункова схема якої містить лише поздовжній індуктивний опір.

Очевидно, що для ідеалізованих електропередач зсув центру кола кругової діаграми потужності за віссю абсцис відсутній, як показано на рис. 3.8, а гранично допустиме активне навантаження дорівнює радіусу кола кругової діаграми

$$P_{2\text{гр}} = R = \frac{U_1 U_2}{x}. \quad (3.36)$$

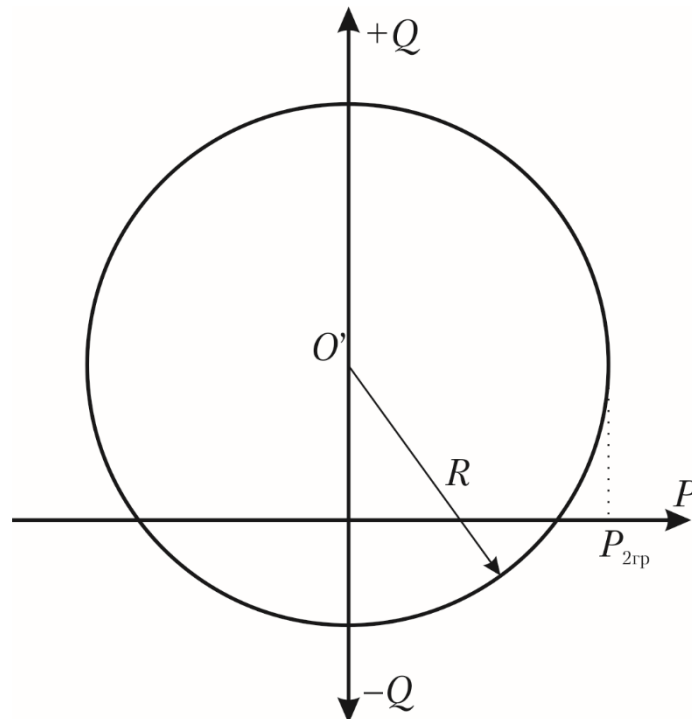


Рис. 3.8. Кругова діаграма потужності ідеалізованої електропередачі

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Охарактеризуйте та наведіть основні вирази для розв'язання режимної задачі електропередачі за умовами початку (кінця) та заданим напругам на обох кінцях електропередачі.
2. Наведіть послідовність побудови кругових діаграм потужностей електропередачі.
3. Як буде змінюватись кругова діаграма потужностей, наведена на рис. 3.6 у разі варіювання напруги на початку та наприкінці електропередачі?
4. Наведіть послідовність розв'язання задачі моделювання усталеного режиму електропередачі за допомогою кругової діаграми потужностей.
5. Поясніть міркування щодо можливих коренів квадратного рівняння (3.30).
6. Поясніть фізичний зміст гранично допустимого навантаження електропередачі.
7. Поясніть визначення гранично допустимого активного навантаження електропередачі за допомогою кругової діаграми потужностей.
8. У чому полягає ідеалізація розрахункових схем електропередач?
9. За яких умов допустимо здійснювати аналіз режиму електропередачі за ідеалізованою розрахунковою схемою.
10. У чому полягає особливість кругових діаграм потужностей, побудованих для ідеалізованих розрахункових схем електропередач?



ЛІТЕРАТУРА

[18], стор. 130-132; [20], стор. 155-157; [43], стор. 112-114; [55], стор. 75-78; [58], стор. 274-277; [74], стор. 290-293; [79], стор. 153-157; [83], стор. 78-86, 92-97.

3.3 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТУЖНОСТІ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Розглянемо ідеалізовану електропередачу, розрахункова схема якої характеризується чисто індуктивним поздовжнім опором, як показано на рис. 3.9 а. Така модель є допустимою для електропередач вищих класів номінальної напруги, які характеризуються суттєвим перевищенням поздовжніх індуктивних опорів над активними.

На рис. 3.9 б наведено векторну діаграму напруг та струмів такої електропередачі. Виходячи з однаковості відрізків $OA = U_1 \sin \delta$ та $BC = I x \cos \varphi$ (див. векторну діаграму на рис. 3.9 б) можна отримати співвідношення

$$I x \cos \varphi = U_1 \sin \delta, \quad (3.37)$$

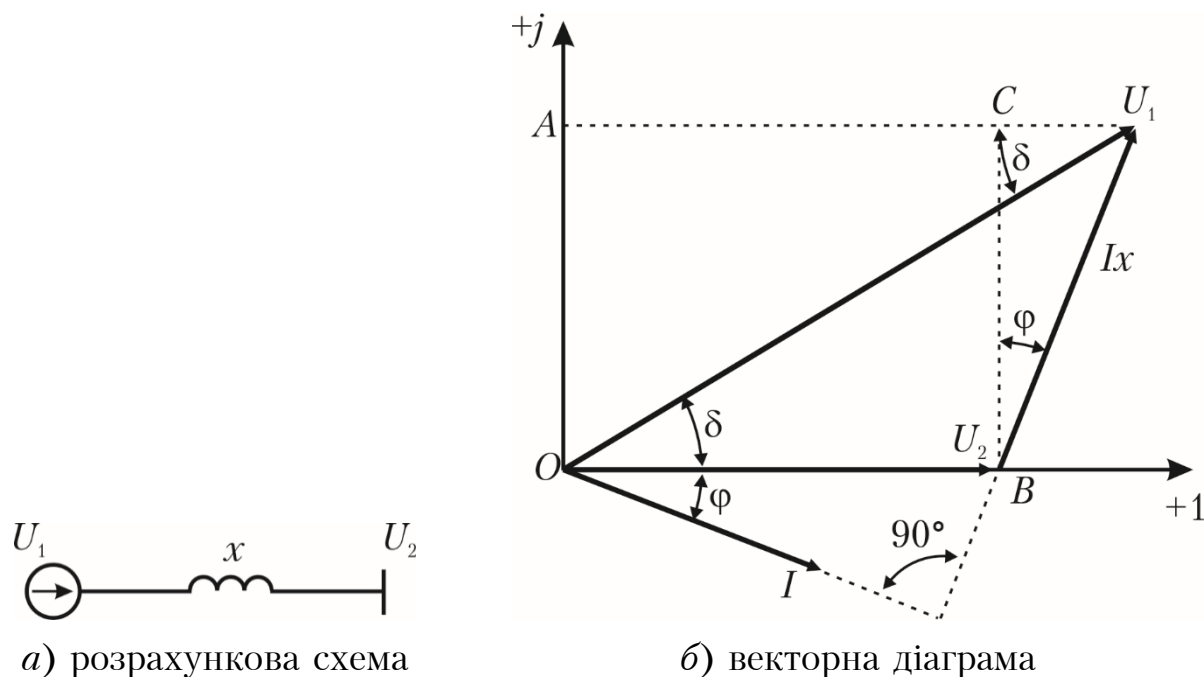


Рис. 3.9. Розрахункова схема та векторна діаграма напруг та струмів ідеалізованої електропередачі

де U_1 – напруга на шинах джерела живлення; δ – різниця фазових кутів векторів напруг на початку та наприкінці електропередачі; I – струм лінії; x – індуктивний опір електропередачі; $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності навантаження наприкінці електропередачі.

Якщо помножити обидві частини рівняння (3.37) на напругу на шинах навантаження та поділити на індуктивний опір електропередачі, отримуємо

$$P_2 = \frac{U_1 U_2}{x} \sin \delta, \quad (3.38)$$

де P_2 – активна потужність навантаження наприкінці електропередачі.

Аналіз виразу (3.38) свідчить про те, що за сталості режиму напруги на початку та наприкінці електропередачі зміна транзиту активної потужності може бути зумовлена тільки збільшенням різниці фазових кутів відповідних векторів напруг. Очевидно, що така залежність носить синусоїдний характер і із збільшенням різницевого кута активна потужність електропередачі спочатку зростає, досягаючи свого максимуму і втім починає зменшуватися. Така залежність має назву характеристики потужності електропередачі та представлена на рис. 3.10.

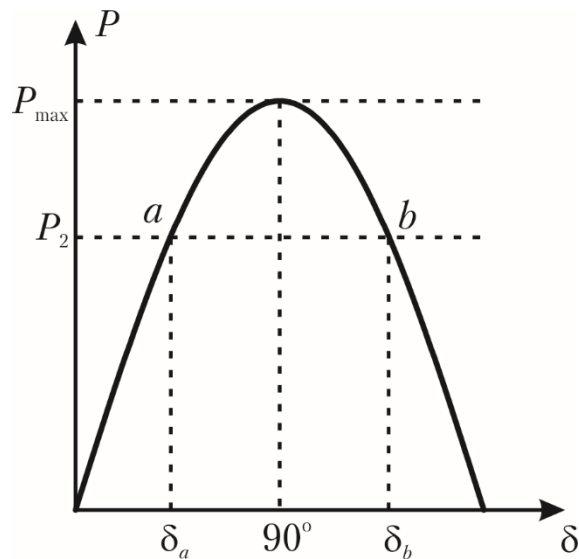


Рис. 3.10. Характеристика потужності ідеалізованої електропередачі

З рис. 3.10 випливає, що кожному допустимому значенню транзиту активної потужності відповідають дві точки рівноваги на характеристиці потужності, позначені на рис. 3.10 *a* та *b*. Цим точкам відповідає два значення різницевого кута δ_a та δ_b . Насправді, стійкий сталий режим електропередачі можливий лише за різницевого кута, який відповідає висхідній частині характеристики активної потужності (на рис. 3.10 позначений δ_a). Це пояснюється наступними міркуваннями.

Розглянемо сталий режим електропередачі, який відповідає висхідній частині характеристики активної потужності (точка *a* на рис. 3.10). Припустимо, що внаслідок деякого збурення фазовий кут вектору напруги на шинах джерела живлення збільшився на певну малу величину. Це означає збільшення активної потужності генератора джерела живлення відповідно до характеристики потужності. Разом з тим транзит активної потужності по лінії, а отже, й механічний момент на валу турбіни залишається сталим. Таким чином виникає дисбаланс між потужністю турбіни та потужністю генератора джерела живлення, при чому потужність генератора перевищує потужність турбіни. Це зумовлює виникнення надлишкового моменту, направлено на гальмування ротору турбіни та зменшення фазового кута вектору напруги на шинах джерела живлення. В результаті різницевий кут повертається до свого початкового значення та стабілізується.

Інша ситуація складається для точки рівноваги, яка відповідає низхідній частині характеристики потужності (точка *b* на рис. 3.10). Тут незначне збільшення фазового кута вектору напруги на шинах джерела живлення визначає зменшення активної потужності генератора за сталості механічного моменту на валу турбіни. Це визначає виникнення додатного надлишкового моменту, направлено на розгін ротору генератора та подальше збільшення фазового кута вектору напруги на шинах джерела

живлення. В результаті описаний процес стає лавиноподібним, в результаті чого генератори джерела живлення випадають із синхронізму. Таким чином, такий режим електропередачі є статично нестійким та нездійсненим.

Аналогічні міркування стосуються процесів, обумовлених раптовим зменшенням різницевого кута для точок a та b характеристики потужності на рис. 3.10.

Описані явища характеризують статичну стійкість (або нестійкість) електропередачі. Під статичною стійкістю електропередачі розуміють здатність режиму електричної системи повертатися до вихідного стану після внесення в систему нескінченно малого збурення.

Аналіз виразу (3.38) та відповідної характеристики потужності на рис. 3.8 свідчить про те, що свого максимального значення транзит активної потужності по електропередачі досягає за різницевого кута векторів напруг на початку та наприкінці електропередачі, який дорівнює 90°

$$P_{\max} = \frac{U_1 U_2}{x}. \quad (3.39)$$

Таку величину називають ідеальною межею потужності електропередачі. Слід зазначити, що передати таку потужність по лінії неможливо, оскільки випадкове збільшення різницевого кута, навіть нескінченно мале, призводить до лавиноподібного порушення стійкості роботи електропередачі та виходу генератора із синхронізму. Стан погіршується ще й тією обставиною, що величину ідеальної межі активної потужності отримано у разі нехтування втратами потужності під час передавання її по лінії. Таким чином, фактична рівновага між потужністю турбіни і генератора досягається за значень активної потужності, менших за ідеальну межу потужності.

Отже, найбільшу допустиму активну потужність електропередачі визначають за виразом

$$P_{\text{доп}} = \frac{P_{\max} - \Delta P}{1 + k_{\text{зап}}}, \quad (3.40)$$

де ΔP – нерегульовані коливання активної потужності електропередачі, пов'язані з динамічним характером процесу виробництва і споживання електричної енергії; $k_{\text{зап}}$ – коефіцієнт запасу статичної стійкості.

З виразу (3.40) випливає, що збільшення пропускної здатності електропередачі можна досягти або збільшенням ідеальної межі потужності через зміну електричних параметрів лінії, або зниженням коефіцієнта запасу шляхом ефективного використання засобів автоматичного керування.

Характеристику потужності електропередачі можна отримати також і чисто аналітичним шляхом, виходячи з аналізу рівнянь закону Ома. Для ідеалізованої електропередачі таке рівняння має вигляд

$$\dot{U}_1 = U_2 - \frac{Q_2 x}{U_2} + j \frac{P_2 x}{U_2}. \quad (3.41)$$

Поділяючи рівняння (3.41) на дійсну та уявну складові отримуємо

$$\begin{cases} U_1 \cos \delta = U_2 - \frac{Q_2 x}{U_2}; \\ U_1 \sin \delta = \frac{P_2 x}{U_2}, \end{cases}$$

або

$$\begin{cases} Q_2 = \frac{U_2^2}{x} - \frac{U_1 U_2}{x} \cos \delta; \\ P_2 = \frac{U_1 U_2}{x} \sin \delta. \end{cases} \quad (3.42)$$

Друге рівняння системи (3.42) представляє вже відому характеристику потужності електропередачі, а друге рівняння – характеристику реактивної потужності. На рис. 3.11 представлена суміщені характеристики активної та реактивної потужності електропередачі. Слід зазначити, що такі характеристики потужності повністю відповідають круговим діаграмам потужності електропередачі. Дійсно, очевидно, що вирази (3.42) по суті є рівняннями кола у параметричній формі запису.

Характеристики потужності електропередачі можна використовувати для розв'язання задачі моделювання режиму найпростішої електричної системи за умовами кінця за фіксованих напруг на початку та наприкінці лінії електропередавання. Для цього необхідно провести горизонтальну лінію, паралельну вісі абсцис, ордината якої відповідає активній потужності навантаження наприкінці лінії. Перетин такої лінії з висхідною частиною характеристики активної потужності електропередачі визначає точку рівноваги усталеного режиму електричної системи. Абсциса такої точки визначає фазовий кут вектора напруги джерела живлення та реактивну потужність навантаження за відповідною характеристикою реактивної потужності (див. рис. 3.11).

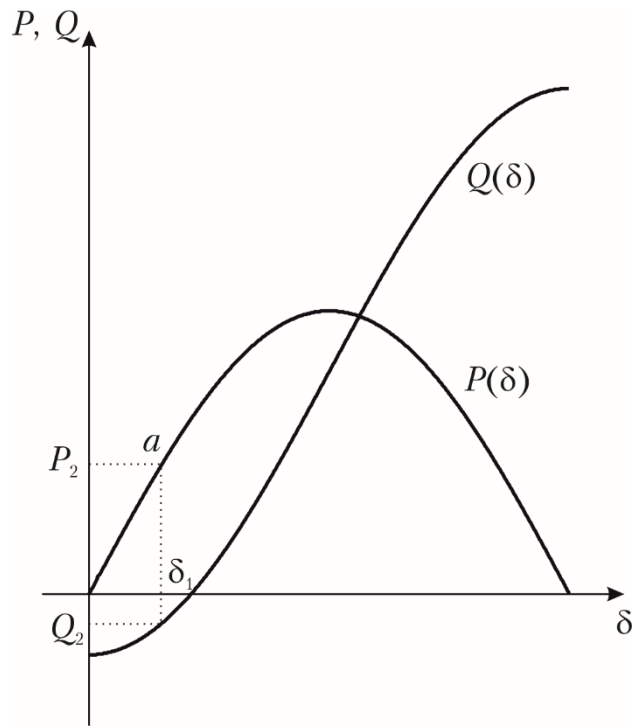


Рис. 3.11. Характеристики активної та реактивної потужності ідеалізованої електропередачі

В такий самий спосіб можна отримати характеристики потужності електропередачі з урахуванням втрат активної потужності на передавання електричної енергії. Тут після розділення рівняння закону Ома на дійсну та уявну складові отримуємо

$$\begin{cases} U_1 \cos \delta = U_2 + \frac{P_2 r - Q_2 x}{U_2}; \\ U_1 \sin \delta = \frac{P_2 x + Q_2 r}{U_2}. \end{cases}$$

Звідки

$$\begin{cases} P_2 = \frac{U_1 U_2 (r \cos \delta + x \sin \delta)}{r^2 + x^2} - U_2^2 \frac{r}{r^2 + x^2}; \\ Q_2 = \frac{U_1 U_2 (r \sin \delta - x \cos \delta)}{r^2 + x^2} - U_2^2 \frac{x}{r^2 + x^2}, \end{cases}$$

або

$$\begin{cases} P_2 = U_1 U_2 g \frac{\cos(\phi - \delta)}{\cos \phi} - U_2^2 g; \\ Q_2 = U_1 U_2 b \frac{\sin(\phi - \delta)}{\sin \phi} + U_2^2 b, \end{cases} \quad (3.43)$$

де g, b – активна та реактивна провідності електропередачі; ϕ – імпедансний кут електропередачі.

Характеристики активної та реактивної потужності електропередачі з урахуванням втрат активної потужності на передавання електричної енергії представлено на рис. 3.12, де пунктирними лініями показано характеристики потужності ідеалізованої електропередачі.

З виразів (3.43) випливає, що свого максимального значення транзит активної потужності набуває за різницевого фазового кута векторів напруги на початку та наприкінці електропередачі, який дорівнює імпедансному куту електропередачі. Таким чином, межу статичної стійкості визначає максимально допустима потужність

$$P_{2\max} = \frac{U_1 U_2 g}{\cos \phi} - U_2^2 g = U_1 U_2 y - U_2^2 g, \quad (3.44)$$

де y – модуль комплексної провідності електропередачі.

Порівняння виразів (3.39) та (3.36) свідчить про близькість понять межі статичної стійкості та границі існування режиму електричної системи. Так само вираз (3.44) повністю ідентичний виразу (3.32).

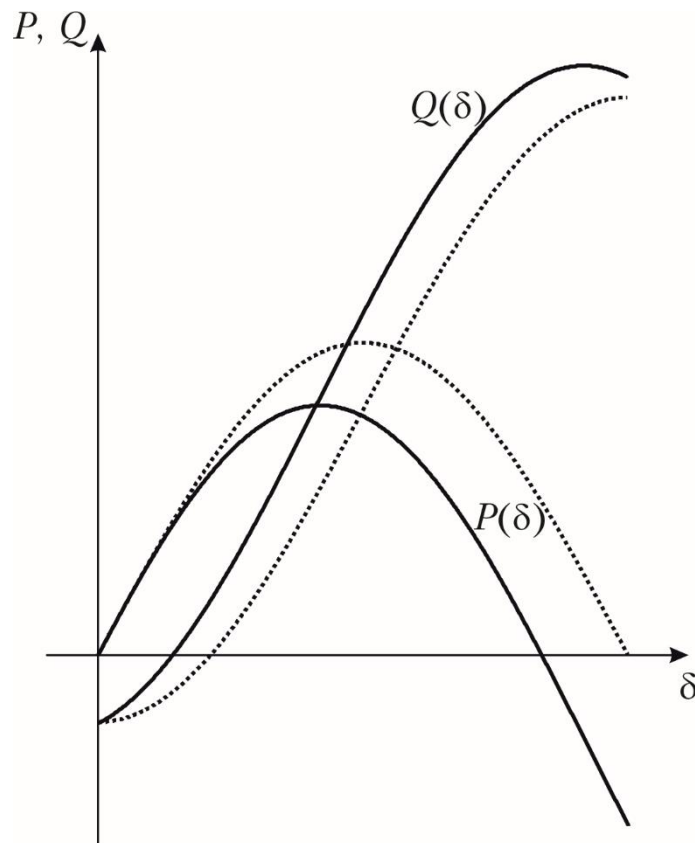


Рис. 3.12. Характеристики активної та реактивної потужності електропередачі з урахуванням втрат активної потужності

Вище було розглянуто характеристики потужності за умови фіксації напруги на початку та наприкінці електропередачі. Разом з тим регулювання напруги в електричних мережах направлено, у першу чергу, на забезпечення нормованої напруги на затискачах кінцевих споживачів, тобто на шинах нижчої напруги споживацьких підстанцій. Водночас режим напруги в мережах вищих класів номінальної напруги визначається струморозподілом або потокорозподілом потужностей по ділянках схеми. Це означає, що збільшення навантаження наприкінці електропередачі визначає збільшення спаду напруги на ділянці електричної системи та зниження напруги на шинах навантаження. Це спричиняє зменшення ідеальної межі активної потужності електропередачі з ростом її навантаження. Внаслідок цього характеристика потужності набуває вигляду, представленого на рис. 3.13, де представлено сімейство синусоїд характеристик активної потужності за різних значень напруги на шинах навантаження. Очевидно, що збільшення навантаження електропередачі визначає перехід з однієї синусоїди на іншу. В результаті отримуємо характеристику навантаження електричної системи, яка утворюється із дотичних до такого сімейства синусоїд.

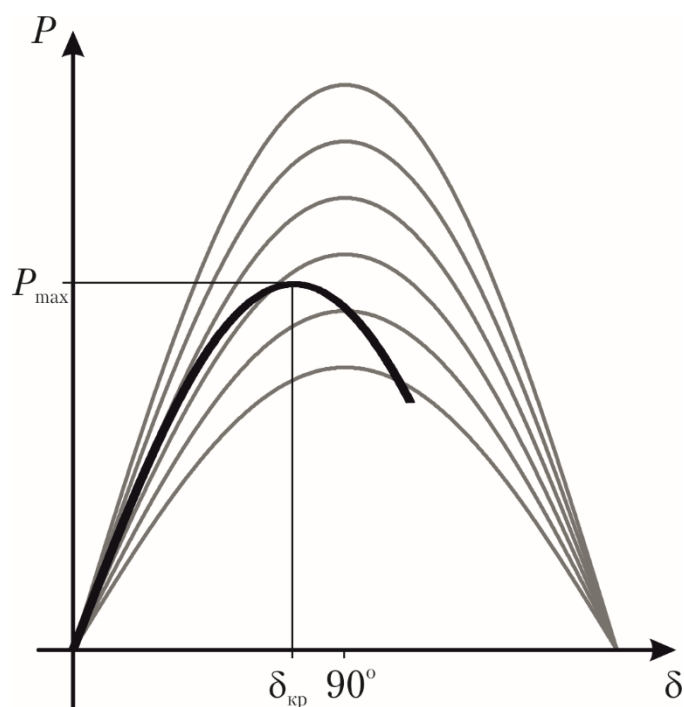


Рис. 3.13. Характеристика активної потужності електропередачі за умови фіксації напруги тільки з боку джерела живлення

Аналіз рис. 3.13 свідчить про те, що зниження напруги на шинах навантаження внаслідок зростання транзиту активної потужності призводить до погіршення статичної стійкості системи. Дійсно, з рис. 3.13 впливає, що ідеальна межа активної потужності електропередачі значно

менша, ніж за умови фіксації напруги наприкінці електропередачі. До того ж гранично допустиме значення різницевого фазового кута векторів напруг на початку та наприкінці електропередачі за умови статичної стійкості обмежений величиною, меншою за 90° (на рис. 3.13 позначено $\delta_{кр}$).

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Поясніть побудову векторної діаграми напруг та струмів ідеалізованої найпростішої електричної системи.
2. Дайте визначення характеристики потужності електропередачі.
3. Дайте визначення статичної стійкості електропередачі.
4. Поясніть фізичний зміст зон статичної стійкості та нестійкості на характеристиці активної потужності електропередачі.
5. Дайте визначення ідеальної межі активної потужності електропередачі.
6. Поясніть принципову неможливість організувати транзит потужності, яка дорівнює ідеальній межі активної потужності електропередачі.
7. Охарактеризуйте суміщені характеристики активної та реактивної потужностей електропередачі.
8. Поясніть послідовність розв'язання задачі моделювання усталеного режиму електричної системи за допомогою суміщених характеристик потужностей електропередачі.
9. Порівняйте характеристики потужностей ідеалізованої електропередачі та з урахуванням втрат активної потужності.
10. Проаналізуйте залежність максимально допустимого різницевого кута векторів напруг на початку та наприкінці електропередачі з урахуванням втрат потужностей від номінальної напруги електричної системи.
11. Поясніть погіршення статичної стійкості електропередачі за умови фіксації напруги тільки з боку джерела живлення.



ЛІТЕРАТУРА

[8], стор 297-301; [22], стор. 14-17, 22-63; [26], стор 124-128; [27], стор. 335-337; [38], стор. 165-173; [45], стор. 326-329; [56], стор. 344-348; [58], стор 281-283; [78], стор 85-97; [79], стор 147-152; [83], стор 78-86.

3.4 ДИНАМІЧНА СТІЙКІСТЬ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Розглянемо передавання електричної енергії від джерела живлення до споживача через двоколову лінію електропередавання. Нехай внаслідок аварійного збурення, наприклад, короткого замикання, відбувається раптове відключення одного кола електропередачі, як показано на рис. 3.14, де чорним кольором забарвлено лінійні вимикачі, які вимикаються через аварію на ділянці. Очевидно, що внаслідок такої аварійної перекомутації робочої схеми еквівалентний індуктивний опір електропередачі збільшується, а ідеальна межа активної потужності зменшується. В такому разі говорять про динамічну стійкість електричної системи.

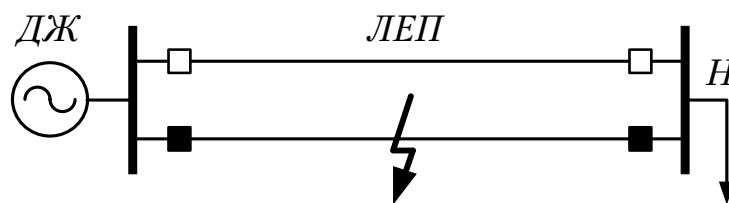


Рис. 3.14. Схема аварійного режиму двоколової лінії електропередавання

Розглянемо характеристики активної потужності ідеалізованої електропередачі в нормальному та післяаварійному режимах, представлені на рис. 3.15, де крива 1 визначає характеристику потужності електропередачі в нормальному доаварійному режимі, а криві 2 і 3 – в можливих післяаварійних; P_{m0} та P_{m1} – ідеальні межі активної потужності в доаварійному та післяаварійному режимах відповідно; P_0 – активна потужність навантаження наприкінці електропередачі; P'_0 – транзит активної потужності по лінії в перший момент після перекомутації схеми; δ_0 , δ_1 – різниці фазові кути векторів напруги на початку та наприкінці електропередачі в доаварійному та післяаварійному режимах відповідно; δ_m , $\delta_{кр}$ – максимальне та максимально допустиме значення різниці фазового кута в коливальному перехідному процесі відповідно.

Як відомо, нормальний доаварійний режим електропередачі відповідає точці перетину горизонтальної прямої, ордината якої дорівнює активній потужності навантаження з кривою відповідної характеристики потужності з боку її висхідної частини. На рис. 3.15 такий режим відповідає точці *a* на характеристиці потужності 1.

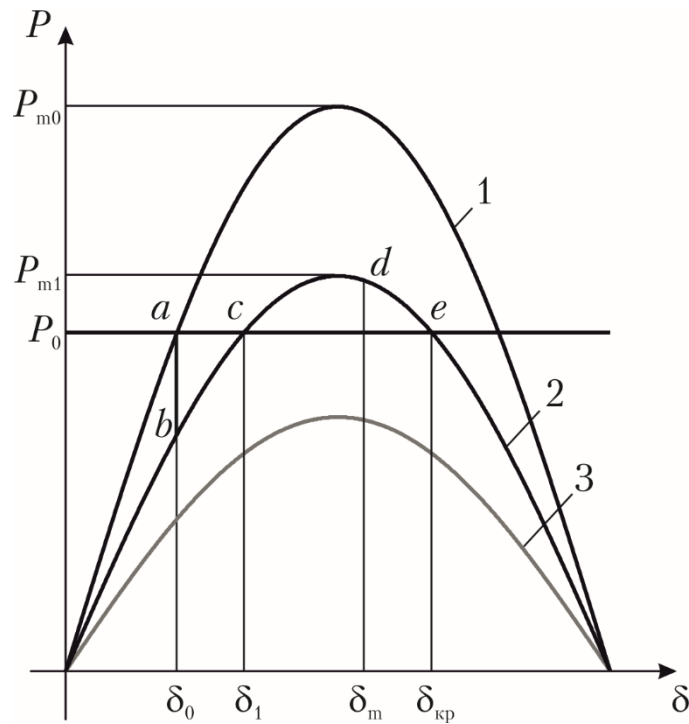


Рис. 3.15. Зміна потужності електропередачі через відключення одного паралельного кола

Після аварійного відключення одного кола електропередачі режим переходить на криву 2. Тут, через інерцію обертання ротора синхронного генератора різницевий фазовий кут векторів напруги миттєво змінитися не може. Це означає зниження транзиту активної потужності по лінії електропередавання (точка *b* на рис. 3.15). Разом з цим механічний момент на валу турбіни залишається незмінним, що викликає виникнення надлишкового моменту обертання, через який ротор генератора починає прискорюватися, а різницевий фазовий кут – збільшуватися. Це означає рух по кривій характеристики потужності в післяаварійному режимі від точки *b* до точки *c*, яка відповідає новому післяаварійному усталеному режиму електропередачі. Проте, через інерційність механічних систем, ротор генератора проходить цю точку і продовжує прискорюватися далі. В перший момент після проходження точки рівноваги після аварійного усталеного режиму виникає від’ємний надлишковий момент, направлений на гальмування обертання ротору генератора та зменшення різницевого фазового кута векторів напруг. Таким чином, рух ротору генератора продовжується вздовж кривої характеристики потужності лише до точки *d*, яка відповідає повному переходу кінетичної енергії прискорення ротора в потенційну енергію гальмування. Після цього ротор генератора починає гальмувати, що відповідає руху вздовж кривої характеристики потужності в зворотному напрямку до точки *c* і далі. В результаті виникає електромеханічний перехідний процес, який характеризується згасаючими коливаннями ротору синхронного генератора, картина якого умовно

представлена на рис. 3.16. Поступове зменшення амплітуди коливань зумовлене втратами енергії у коливальному процесі.

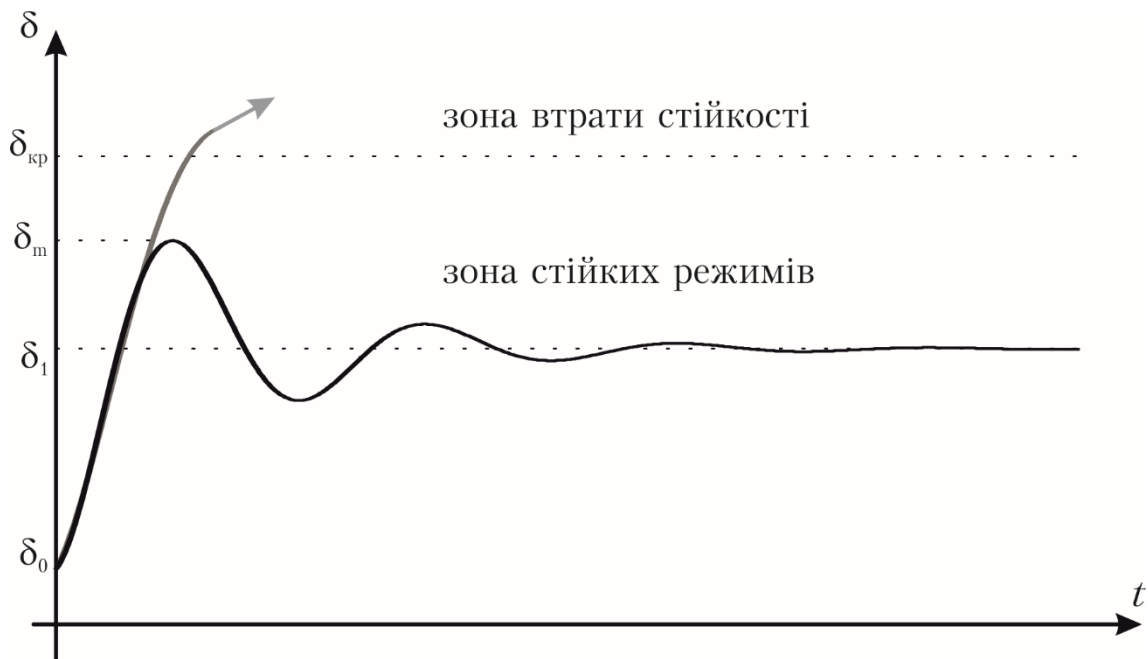


Рис. 3.16. Коливання ротору генератора в електромеханічному перехідному процесі

Такі коливання мають місце доки не встановиться новий післяаварійний усталений режим електропередачі, який відповідає точці c на рис. 3.15, ордината якої дорівнює активній потужності навантаження наприкінці електропередачі.

Описаний процес характеризує динамічну стійкість електричної системи. Під останньою розуміють здатність системи повертатися до свого первинного стану, або до близького до нього після внесення значного збурення. Електрична система буде динамічно стійкою у тому разі, коли максимальне значення різницевого кута векторів напруг в коливальному електромеханічному перехідному процесі не перевищить свого критичного значення, яке відповідає точці z ординатою, яка дорівнює активній потужності навантаження наприкінці електропередачі на низхідній частині характеристики потужності (точка e на рис. 3.13). Відомо, що така точка відповідає нездійсненому статично нестійкому режиму електропередачі. Для розглянутої ситуації це свідчить про динамічну нестійкість електропередачі.

Для визначення критерію динамічної стійкості електропередачі використовують метод майданчиків прискорення та гальмування. Можна показати, що енергія прискорення ротору генератора пропорційна площі фігури, обмеженої прямими, які відповідають транзити активної потужності в доаварійному режимі, різницевого фазовому куту в післяаварійному режимі та кривою характеристики потужності в післяаварійному

режимі (фігура abc на рис. 3.15). Так фігура має назву майданчик прискорення, її площа дорівнює

$$W_{\text{пр}} = P_0 (\delta_1 - \delta_0) - \int_{\delta_0}^{\delta_1} P_{m1} \sin \delta d\delta = P_0 (\delta_1 - \delta_0) + P_{m1} (\cos \delta_1 - \cos \delta_0).$$

Максимально допустима енергія гальмування ротору генератора, виходячи з умов динамічної стійкості, своєю чергою, пропорційна площі фігурі, обмеженої кривою характеристики потужності в післяаварійному режимі та прямою активної потужності навантаження наприкінці електропередачі (фігура cde на рис. 3.13). Таку фігуру називають майданчиком гальмування, її площа дорівнює

$$W_{\text{гал}} = \int_{\delta_1}^{\delta_{\text{кр}}} P_{m1} \sin \delta d\delta - P_0 (\delta_{\text{кр}} - \delta_1) = P_{m1} (\cos \delta_1 - \cos \delta_{\text{кр}}) + P_0 (\delta_1 - \delta_{\text{кр}}).$$

Очевидно, що режим електропередачі є динамічно стійким у тому разі, коли енергія прискорення ротору генератора не перевищує максимально допустимої енергії гальмування

$$W_{\text{пр}} \leq W_{\text{гал}},$$

тобто площа майданчику прискорення має не перевищувати площу майданчика гальмування

$$P_0 (\delta_1 - \delta_0) + P_{m1} (\cos \delta_1 - \cos \delta_0) \leq P_{m1} (\cos \delta_1 - \cos \delta_{\text{кр}}) + P_0 (\delta_1 - \delta_{\text{кр}}),$$

або

$$P_0 \delta_0 + P_{m1} \cos \delta_0 \geq P_0 \delta_{\text{кр}} + P_{m1} \cos \delta_{\text{кр}}.$$

Можливий також випадок, коли ідеальна межа потужності в післяаварійному режимі виявиться меншою за потужність навантаження (крива 3 на рис. 3.15)

$$P'_{m1} < P_0.$$

Очевидно, що у цьому випадку післяаварійний режим нездійснений.

Зазначимо, що аналітичні записи критеріїв динамічної стійкості можна записати тільки для найпростішої електричної системи. Для складних електричних систем динамічну стійкість можна дослідити тільки шляхом імітаційного моделювання перехідних режимів, обумовлених істотними збуреннями.

❗ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Дайте визначення динамічної стійкості електропередачі.
2. Поясніть зміну характеристики потужності електропередачі після раптового відключення одного з паралельних кіл електропередачі.

3. Поясніть та охарактеризуйте процеси виникнення коливання роторів генераторів внаслідок раптового відключення одного з паралельних кіл електропередачі.
4. За яких умов коливання роторів генераторів є згасаючими?
5. Наведіть та поясніть критерій динамічної стійкості електропередачі за методом майданчиків.
6. Поясніть принципову неможливість формування критеріїв динамічної стійкості для складних електричних систем.



ЛІТЕРАТУРА

[8], стор 301-303; [22], стор. 64-76; [38], стор. 176-184; [45], стор. 329-340; [56], стор. 348-350.

3.5 НЕОДНОРІДНІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Сучасні електроенергетичні системи поєднують у своєму складі електричні мережі різних класів номінальної напруги, які складаються з ліній електропередавання повітряного або кабельного виконання, виконаних проводами різного типу з різним взаємним розташуванням фазних проводів у просторі. Перелічені фактори визначають неоднорідність електричних мереж електроенергетичних систем.

Формально неоднорідність електричних мереж можна визначити як неоднаковість імпедансних кутів ділянок електричної мережі

$$\operatorname{tg} \phi_i = \frac{x_i}{r_i} \neq \text{idem},$$

де r_i , x_i – активний та реактивний опори i -ї ділянки розрахункової схеми електричної мережі відповідно.

Неоднорідність електричних мереж пов'язана із додатковими паразитними перетоками потужності в електричних системах, які викликають додаткові втрати потужності та погіршують техніко-економічні показники роботи електроенергетичної системи. Пояснимо це положення наступними викладками. Розглянемо електричну систему, яка складається з двох паралельних ліній електропередавання, які живлять зосереджене електричне навантаження, виражене фіксованим струмом, який споживаються із мережі. Розрахункова схема такої електричної системи представлена на рис. 3.17, де s – пункт розрахункової схеми, до якого прикладене струмове навантаження \dot{J} ; $z_{\text{в}}$, $z_{\text{н}}$ – опори «верхньої» та «нижньої» ділянок розрахункової схеми відповідно; $\dot{I}'_{\text{в}} + j\dot{I}''$, $\dot{I}'_{\text{н}} - j\dot{I}''$ – робочі струми «верхньої» та «нижньої» ділянок відповідно.

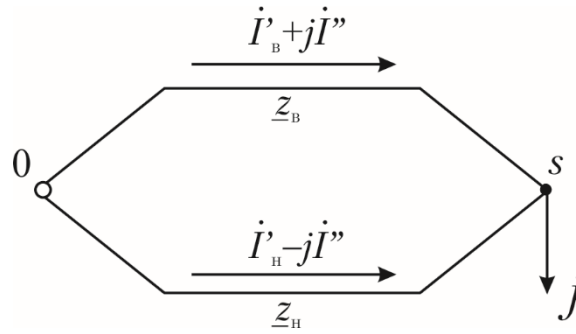


Рис. 3.17. Струморозподіл в неоднорідній електричній мережі

Визначимо струморозподіл для верхньої та нижньої ділянок контуру, обумовлений навантаженням в s -му пункті схеми. Відповідно до правила «чужого плеча» такий струморозподіл визначається виразами:

$$\begin{aligned} \dot{I}_B &= \frac{z_H}{z_B + z_H} \dot{J} = ((r_H g_K + x_H b_K) + j(x_H g_K - r_H b_K)) \dot{J} = \dot{I}'_B + j\dot{I}''; \\ \dot{I}_H &= \frac{z_B}{z_B + z_H} \dot{J} = ((r_B g_K + x_B b_K) - j(x_H g_K - r_H b_K)) \dot{J} = \dot{I}'_H - j\dot{I}'', \end{aligned} \quad (3.45)$$

де g_k, b_k – активна та реактивна складові сумарної провідності контуру відповідно; $z_B, r_B, x_B, z_H, r_H, x_H$ – повні, активні та реактивні опори «верхньої» та «нижньої» ділянок розрахункової схеми відповідно.

Аналіз виразу (3.45) свідчить про те, що струморозподіл в замкненій електричній мережі містить дві складові – навантажувальну та циркуляційну. Перша складова, направлена на покриття навантаження (у виразах (3.45) позначено \dot{I}'_B та \dot{I}'_H відповідно). Дійсно, можна показати, що

$$\dot{I}'_B + \dot{I}'_H = (r_H g_K + x_H b_K) \dot{J} + (r_B g_K + x_B b_K) \dot{J} = \dot{J}.$$

Друга складова струморозподілу (у виразі (3.45) позначено \dot{I}'') є зрівняльною та циркулює у замкненому контурі без «заходу» до споживача. Можна показати, що циркулююча складова робочого струму визначається неоднорідністю досліджуваної електричної мережі

$$\begin{aligned} \dot{I}'' &= j(x_H g_K - r_H b_K) \dot{J} = \frac{x_H (r_B + r_H) - r_H (x_B + x_H)}{r_K^2 + x_K^2} \dot{J} = \\ &= \frac{r_H \operatorname{tg} \phi_H (r_B + r_H) - r_H (r_B \operatorname{tg} \phi_B + r_H \operatorname{tg} \phi_H)}{r_K^2 + x_K^2} \dot{J} = \frac{r_B r_H (\operatorname{tg} \phi_H - \operatorname{tg} \phi_B)}{r_K^2 + x_K^2} \dot{J}, \end{aligned} \quad (3.46)$$

де ϕ_B, ϕ_H – імпедансні кути «верхньої» та «нижньої» ділянок розрахункової схеми відповідно.

З виразу (3.46) випливає, що циркуляційна складова струму має місце лише у тому разі, коли імпедансні кути «верхньої» та «нижньої» ділянок розрахункової схеми відрізняються, тобто електрична мережа є не-

однорідною. Причому збільшення ступеню неоднорідності мережі призводить до збільшення циркуляційної складової струму.

Наявність циркуляційної складової робочого струму визначає додаткові втрати потужності в неоднорідній електричній мережі. Відомо, що втрати активної потужності в досліджуваній електричній системі визначаються еквівалентним активним опором розрахункової схеми

$$r_e = \operatorname{Re} \left[\frac{z_b z_H}{z_b + z_H} \right].$$

В загальному випадку еквівалентний активний опір дорівнює

$$r_e = \frac{r_b r_H (r_b (1 + \operatorname{tg}^2 \phi_b) + r_H (1 + \operatorname{tg}^2 \phi_H))}{(r_b + r_H)^2 + (r_b \operatorname{tg} \phi_b + r_H \operatorname{tg} \phi_H)^2}.$$

Можна показати, що для однорідної електричної мережі, за умови однаковості імпедансних кутів ділянок розрахункової схеми, еквівалентний активний опір складає

$$r_{e0} = \frac{r_b r_H}{r_b + r_H}.$$

Збільшення еквівалентного активного опору через неоднорідність електричної мережі визначається виразом

$$\begin{aligned} \Delta r_e = r_e - r_{e0} &= \frac{r_b r_H (r_b (1 + \operatorname{tg}^2 \phi_b) + r_H (1 + \operatorname{tg}^2 \phi_H))}{(r_b + r_H)^2 + (r_b \operatorname{tg} \phi_b + r_H \operatorname{tg} \phi_H)^2} - \frac{r_b r_H}{r_b + r_H} = \\ &= \frac{r_b^2 r_H^2 (\operatorname{tg} \phi_b - \operatorname{tg} \phi_H)^2}{(r_b + r_H) ((r_b + r_H)^2 + (r_b \operatorname{tg} \phi_b + r_H \operatorname{tg} \phi_H)^2)}. \end{aligned} \quad (3.47)$$

Своєю чергою, відносне збільшення еквівалентного активного опору електричної системи, а, отже, відносне збільшення втрат активної потужності дорівнює

$$\delta P = \frac{\Delta P - \Delta P_0}{\Delta P_0} = \frac{J^2 (r_{e0} + \Delta r_e) - J^2 r_{e0}}{J^2 r_{e0}} = \frac{\Delta r_e}{r_{e0}} = \delta r_e = \frac{r_b r_H (\operatorname{tg} \phi_b - \operatorname{tg} \phi_H)^2}{r_K^2 + x_K^2}. \quad (3.48)$$

З аналізу виразів (3.47) та (3.48) випливає, що збільшення втрат активної потужності в електричній системі тим більше, чим більше ступінь неоднорідності електричної мережі. На рис. 3.18 проілюстровано залежність відносного збільшення втрат активної потужності в неоднорідній електричній системі від тангенсу імпедансного кута верхньої ділянки за різних значень тангенсу імпедансного кута нижньої ділянки розрахункової схеми.

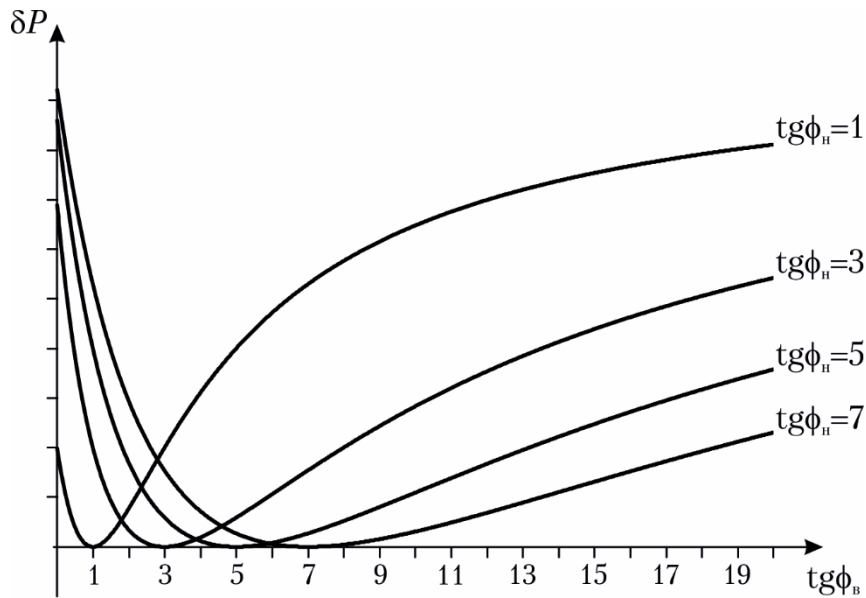


Рис. 3.18. Збільшення втрат активної потужності в неоднорідній електричній мережі

Як відомо, зростання імпедансного кута електропередачі обумовлюється збільшенням її індуктивного опору. Одночасно збільшується повний опір електропередачі і, як наслідок, зменшується частка струму навантаження, яка протікає по лінії. Таким чином, зростання ступеню неоднорідності електричної мережі (збільшення різниці тангенсів імпедансних кутів) супроводжується розвантаженням електропередач з більшим імпедансним кутом та перевантаженням електропередач з меншим кутом. На рис. 3.19 наведені залежності відносної зміни навантаження верхньої та нижньої ділянок неоднорідної електричної мережі від тангенсу імпедансного кута верхньої ділянки за різних значень тангенсу імпедансного кута нижньої ділянки розрахункової схеми. Тут суцільними лініями показано зміну коефіцієнту розподілу нижньої ділянки, а пунктирною – верхньої. Пряма, паралельна вісі абсцис на графіку відповідає точкам перетину характеристик верхньої та нижньої ділянок та характерна для однорідної електричної мережі.

Слід зважати на те, що електропередачі вищих класів номінальної напруги характеризуються більшими імпедансними кутами. Справа в тому, що збільшення номінальної напруги повітряної лінії електропередавання супроводжується збільшенням перерізів проводів та збільшенням кількості проводів розщепленої фази. Це визначає різке зменшення активного опору розрахункової схеми електропередачі. Водночас індуктивний опір електропередачі зменшується значно повільніше. Збільшення радіусу еквівалентного проводу частково компенсує збільшення відстані між фазними проводами. До того ж геометричний фактор повітряних ліній електропередавання знаходиться під знаком логарифму.

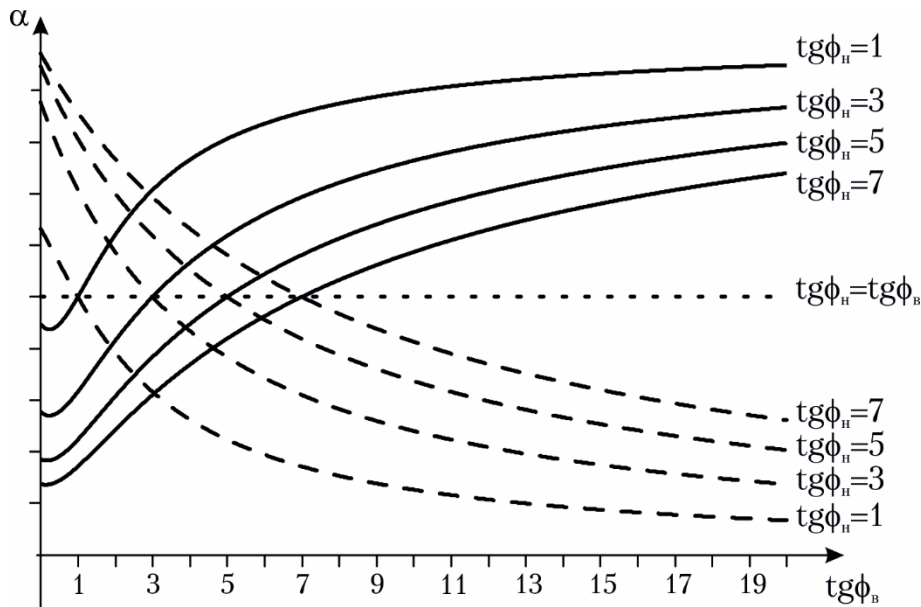


Рис. 3.19. Зміна відносного навантаження ділянок неоднорідної електричної мережі

Таким чином, в неоднорідних електричних мережах навантаження розподіляється між електропередачами таким чином, що лінії вищих класів номінальної напруги працюють недовантаженими, а лінії нижчих класів номінальної напруги – перевантаженими. В результаті сумарна пропускна здатність перерізів, які складаються з електропередач різних класів номінальної напруги завжди менша суми пропускних здатностей окремих електропередач, які входять до складу перерізу. Така ситуація вимагає застосування спеціальних заходів, направлених на штучне довантаження електричних мереж вищих класів номінальної напруги та розвантаження електропередач нижчої напруги.

В сучасних електричних системах широкого застосування набули заходи, направлені на обмеження негативного впливу неоднорідності електричних мереж на техніко-економічні показники режимів. Широкий спектр таких заходів можна поділити на три класи.

1) Експлуатація електричних мереж за розімкненими схемами.

Розмикання неоднорідних контурів робочих схем електричних мереж розриває шляхи для протікання паразитних зрівняльних струмів, обумовлених неоднорідністю схем і, таким чином, суттєво покращує техніко-економічні показники режимів електричної системи. Саме тому розподільні електричні мережі з номінальною напругою до 35 кВ (інколи – до 110 кВ) експлуатують за розімкненими радіальними схемами. Разом з тим, вимоги до надійності електропостачання обумовлюють експлуатацію електричних мереж вищих класів номінальної напруги (110 кВ та вище) за замкненими схемами.

2) Вирівнювання тангенсів імпедансних кутів неоднорідних ділянок електричних мереж за допомогою пристроїв компенсації (налагодження) реактивних опорів.

Тут найбільшого поширення набули пристрої поздовжньої ємнісної компенсації, які вмикають послідовно в розсічку ліній електропередавання вищих класів номінальної напруги. Ємнісні опори таких пристроїв зменшують еквівалентний реактивний опір електропередачі в цілому та знижують тангенс імпедансного кута відповідної електропередачі, наближаючи його до параметрів електропередач нижчих класів номінальної напруги. Під час застосування заходів даної групи слід унеможливити перекомпенсацію електропередач, коли еквівалентний опір ділянок схеми стає ємнісним. Перекомпенсація ліній електропередавання загрожує недопустимими перенапругами, самозбудженням синхронних генераторів, ферорезонансними явищами в електричних системах тощо.

3) Внесення до складу неоднорідних контурів додаткових ЕРС, направлених назустріч циркуляційним струмам, обумовленим неоднорідністю електричних мереж.

Такі ЕРС збуджують в неоднорідних контурах струми, направлені назустріч паразитним зрівняльним струмам. Струми взаємо компенсуються, що призводить до покращення техніко-економічних показників режиму електричної системи. Для реалізації даного підходу до компенсації прояву неоднорідності електричних мереж використовують спеціальні трансформаторні засоби регулювання режимів – вольтододаткові трансформатори, лінійні регулятори, силові трансформатори, оснащені пристроями РПН тощо. Також до цієї групи заходів відносять застосування джерел реактивної потужності, які встановлюють в електричну систему з метою перерозподілу потоків реактивної потужності та покращення техніко-економічних показників режимів неоднорідних електричних мереж.

Під час дослідження електроенергетичних систем часто використовують більш широке визначення неоднорідності електричних мереж, пов'язуючи її з реакцією системи на внесення регламентних та аварійних збурень. Дійсно, виконання електропередач повітряними або кабельними лініями різних класів номінальної напруги, проводами різних перерізів з неоднаковим розташуванням у просторі фазних проводів визначає неоднакові погонні параметри та пропускну здатність лінії електропередавання, і, як наслідок, нерівномірне розповсюдження по системі збурень. Очевидно, що внаслідок неоднорідності електричних мереж параметри режиму деяких елементів електроенергетичних систем (напруги вузлів, струми ділянок) сильніше реагують на внесення збурень. Для деяких елементів така реакція часто має місце за будь-якої локалізації збурення, тобто різні збурення, які прикладають до різних місць електроенергетичної системи викликають суттєву зміну тих самих режимних параметрів,

наприклад, визначають зниження напруги на шинах деяких підстанцій, перевантаження за струмом певних електропередач тощо.

Елементи електроенергетичних систем, які найбільш активно реагують на внесення збурень, називають сенсорами. Своєю чергою, ті елементи, зміна характеристик яких, найбільш суттєво впливає на реакцію електроенергетичної системи на внесені збурення називають слабкими зв'язками, якщо це стосується певних електропередач, або слабкими місцями в загальному випадку. Зазначимо, що наведені міркування стосуються нормальних режимів електроенергетичних систем. В перевантажених режимах на межі статичної стійкості часто спостерігається підвищена чутливість системи до внесення збурень, коли майже всі елементи електричної системи стають сенсорами.

Для оцінювання реакції електричної системи на внесені збурення використовують матриці чутливості, які визначають зміну режимних параметрів окремих елементів електричних систем відповідно до внесених збурень в інші елементи. Найпростішими матрицями чутливості є матриці коефіцієнтів розподілу та опорів впливу. Дійсно, елементи матриці коефіцієнтів розподілу визначають реакцію струморозподілу по ділянках розрахункової схеми електричної системи на зміну навантажень в незалежних пунктах схеми. Своєю чергою елементи матриці опорів впливу визначають реакцію режиму напруги на зміну навантажень.

Зазначимо, що аналіз матриць чутливості дозволяє визначити сенсори та слабкі місця електроенергетичних систем. Так, наприклад, рядок матриці коефіцієнтів опору з найбільшими за модулем елементами визначає лінію електропередавання, яка найактивніше реагує на зміну режиму навантаження в електричній системі. Відповідну лінію електропередавання слід вважати сенсором. Своєю чергою стовпчик матриці коефіцієнтів опору з найбільшими за модулем елементами визначає вузол розрахункової схеми, зміна навантаження якого найсильніше впливає на струморозподіл по електричній системі. Відповідний вузол слід вважати слабким місцем.

❓ *КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ*

- 1. Що розуміють під неоднорідними електричними мережами?*
- 2. Наведіть формальне визначення неоднорідних електричних мереж*
- 3. Поясніть виникнення та негативний вплив циркулюючих паразитних струмів в неоднорідних електричних мережах.*
- 4. Поясніть природу недовантаження електропередач вищих класів номінальної напруги та перевантаження ліній нижчої напруги в неоднорідних електричних мережах.*
- 5. Охарактеризуйте заходи, які застосовують для компенсації негативних проявів неоднорідності електричних мереж.*

6. Дайте визначення сенсорів та слабких місць у складі електроенергетичних систем. Поясніть зв'язок наявності сенсорів та слабких місць з неоднорідністю мереж.
7. Дайте визначення та наведіть приклади матриці чутливості.
8. Поясніть, яким чином аналіз матриць чутливості дозволяє виявити в електричній системі склад сенсорів та слабких місць.



ЛІТЕРАТУРА

[20], стор. 166-169; [38], стор. 243-245; [43], стор. 309-312.

3.6 САМОЗБУДЖЕННЯ СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ

Відомо, що лінії електропередавання вищих класів номінальної напруги характеризуються значними зарядними потужностями. В лінії електропередавання, яка знаходиться під дією робочої напруги завжди протікають ємнісні зарядні струми, зумовлені наявністю частинних ємностей між фазними проводами та між фазними проводами та землею. Очевидно, що в режимах малих навантажень такі ємнісні струми можуть переважати індуктивні робочі струми навантажень, в результаті чого навантаження генераторів, які працюють на такі електропередачі, набувають активно-ємнісного характеру.

Із загальної теорії електричних машин відомо, що робота синхронного генератора на ємнісне навантаження небезпечна можливістю виникнення режиму самозбудження генератора. Це можна проілюструвати векторними діаграмами синхронного генератора, який несе різне за характером навантаження, представленими на рис. 3.20.

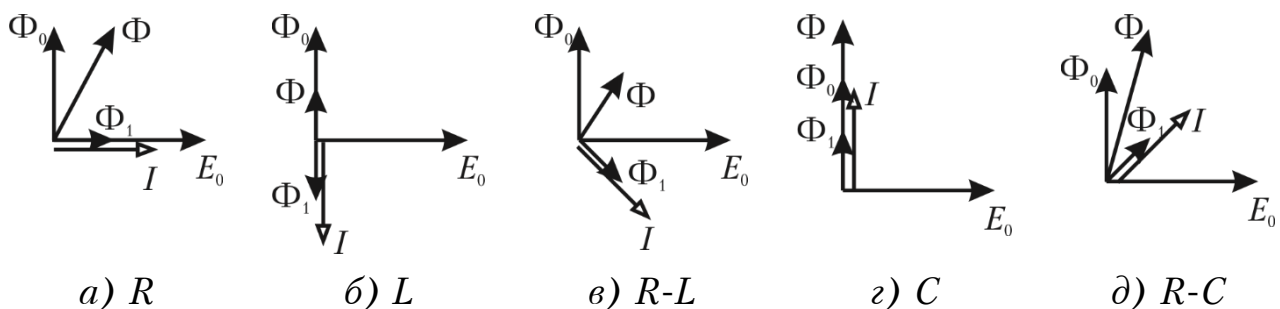


Рис. 3.20. Векторні діаграми синхронного генератора:

а) за чисто активного навантаження; б) за чисто індуктивного навантаження; в) за активно-індуктивного навантаження; г) за чисто ємнісного навантаження; д) за активно-ємнісного навантаження

На рис. 3.20 Φ_0 позначено потік магнітного поля, що обертається разом із ротором, обумовлений струмом збудження синхронної машини; E_0 – ЕРС в обмотках статора генератора, що відстає від магнітного потоку на 90° ; I – робочий струм в обмотках статора, фаза якого по відношенню до ЕРС визначається характером навантаження; Φ_1 – магнітний потік, зумовлений реакцією якоря, що збігається за фазою з вектором робочого струму; Φ – сумарний магнітний потік синхронного генератора.

Як видно з векторних діаграм на рис. 3.20 z та d у разі, коли по обмотках статора протікають ємнісні струми спостерігається поздовжнє підмагнічування якоря електричної машини. Це зумовлює лавиноподібне зростання напруги на затискачах генератора, що викликає зростання його струму і подальше підмагнічування якоря. В результаті напруга на затискачах обмоток генератора зростає з великою швидкістю, а сам генератор втрачає можливість регулювання свого режиму. Таке явище називають самозбудженням генератора.

Режим самозбудження синхронних генераторів характеризується встановленням на затискачах генератора та в лінії електропередавання напруги, яка не відповідає струму збудження. Під час виникнення самозбудження генераторів персонал електричної станції значною мірою втрачає можливість управляти режимом напруги. При цьому напруга на затискачах генератора та в іншому устаткуванні електричних мереж може суттєво перевищувати свої допустимі значення, що спричиняє небезпеку для ізоляції синхронного генератора, лінії, силових трансформаторів та іншого устаткування.

Розглянемо розрахункову схему електричної системи, наведену на рис. 3.21, що складається із синхронного генератора, який працює на ненавантажену лінію електропередавання. На рис. 3.21 використано такі позначення: E_q та x_q – внутрішні ЕРС та індуктивний опір синхронної машини; $\underline{z}_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - jx_{\text{вх}}$ – вхідний опір ненавантаженої лінії, який носить активно-ємнісний характер.



Рис. 3.21. Розрахункова схема синхронного генератора, який працює на ненавантажену лінію електропередавання

Очевидно, що режим самозбудження має місце у тому разі, коли еквівалентний реактивний опір електричної системи, представленої на рис. 3.21, носить ємнісний характер, тобто у разі виконання умови

$$x_{\text{вх}} > x_q. \quad (3.49)$$

У виразі (3.49) реактивні опори електричної системи порівняно за абсолютними значеннями.

З теорії електричних машин відомо, що режим самозбудження синхронного генератора здійснений у тому разі, коли характеристика неробочого ходу синхронної машини перетинається із характеристикою зовнішнього електричного кола (див. рис. 3.22). На рис. 3.22 1 позначено вольт-амперну характеристику неробочого ходу синхронного генератора; 2 – характеристика ненавантаженої лінії; 3 – граничне положення характеристики ненавантаженої електропередачі. Очевидно, перетинання характеристик має місце у тому разі, коли характеристика неробочого ходу синхронного генератора проходить вище характеристики електричного кола ненавантаженої лінії.

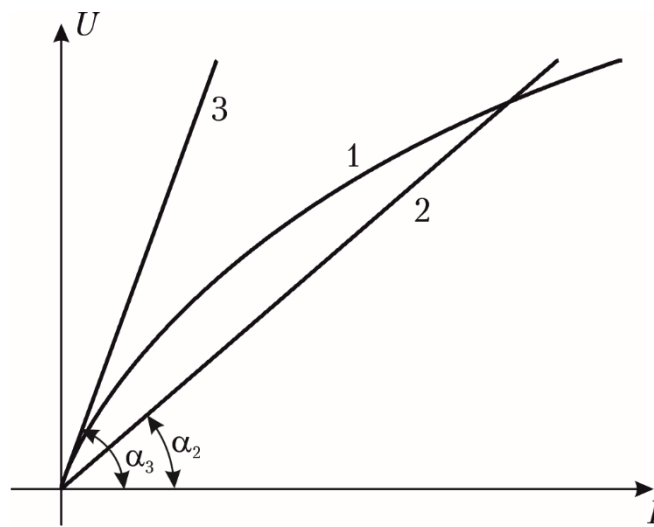


Рис. 3.22. Ілюстрація умови здійсненності режиму самозбудження синхронного генератора

На рис. 3.22 характеристика зовнішнього кола представлена прямою, яка моделює закон Ома для вхідного опору ненавантаженої лінії. За умови нехтування активної складової вхідного опору тангенс кута нахилу такої прямої пропорційний ємнісному вхідному опору лінії електропередавання

$$\operatorname{tg} \alpha_1 \approx x_{\text{вх}}.$$

Своєю чергою кут нахилу дотичної до характеристики неробочого ходу синхронного генератора в началі координат визначається синхронним реактивним опором генератора за поздовжньою віссю

$$\operatorname{tg} \alpha_2 = x_d.$$

Очевидно, що такий кут визначає граничні умови виникнення режиму самозбудження синхронного генератора

$$x_{\text{BX}} < x_d. \quad (3.50)$$

Поєднання умов (3.49) та (3.50) визначає перший критерій виникнення режиму самозбудження синхронного генератора

$$x_q < x_{\text{BX}} < x_d. \quad (3.51)$$

Другий критерій самозбудження синхронного генератора впливає із умови балансу активної потужності в електричній системі, представлений на рис. 3.21. Втрати активної потужності в ненавантаженій лінії електропередавання мають покриватися мінімальною потужністю генератора (за умови відсутності струму збудження)

$$P_{\text{min}} = \Delta P_{\text{лел}}.$$

Мінімальна потужність явнополюсного синхронного генератора визначається реактивним моментом через несиметрію реактивних опорів машини за поздовжньою та поперечною осями ($x_d \neq x_q$). Така мінімальна потужність визначається виразом

$$P_{\text{min}} = \frac{U^2}{2} \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) \sin 2\delta,$$

де U – лінійна напруга на затискачах синхронного генератора; δ – кут вибігу генератора.

Очевидно, що свого максимального значення мінімальна потужність генератора набуває за кута вибігу 45° . Таким чином другий критерій виникнення самозбудження можна записати у вигляді

$$\frac{U^2}{2} \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) = \frac{U^2}{z_{\text{BX}}^2} r_{\text{BX}}, \quad (3.52)$$

де z_{BX} – модуль вхідного опору електропередачі.

З виразу (3.52) впливає умова

$$r_{\text{BX}} \leq \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \frac{z_{\text{BX}}}{2}. \quad (3.53)$$

Вирази (3.51) та (3.53) визначають умови виникнення самозбудження синхронного генератора, який працює на ненавантажену лінію електропередавання

$$\begin{cases} x_q < x_{\text{BX}} < x_d; \\ r_{\text{BX}} \leq \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \frac{z_{\text{BX}}}{2}. \end{cases}$$

Такий режим самозбудження є синхронним (див. рис. 3.23 а). Тут напруга на затискачах генератора аперіодично зростає за експоненціальним законом.

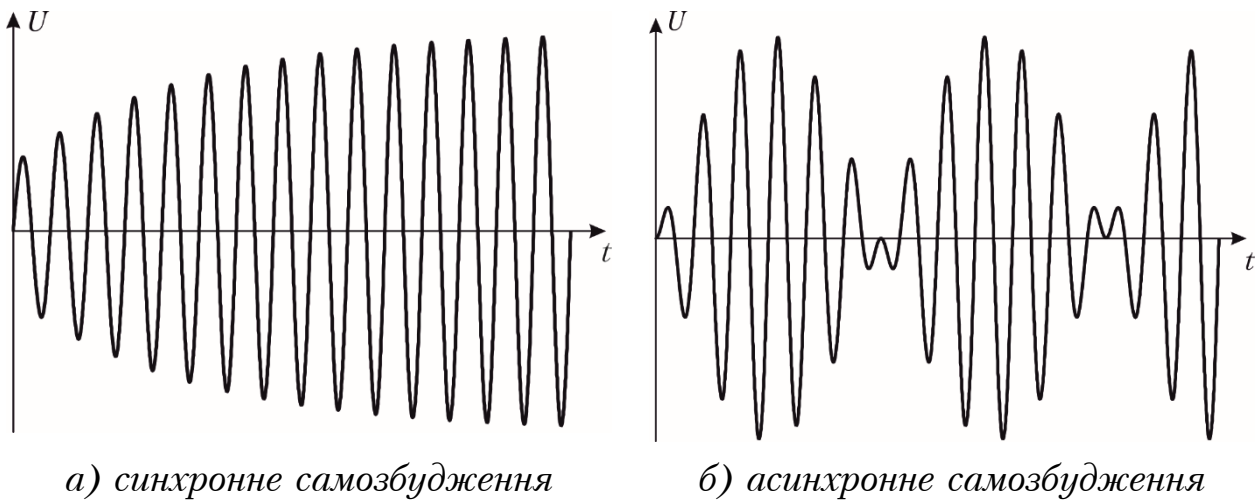


Рис. 3.23. Характер зміни напруги в режимі самозбудження

Можливий також режим асинхронного самозбудження, коли спостерігаються коливальні зміни напруги на затискачах генератора (див. рис. 3.23 б). Критерії виникнення асинхронного режиму самозбудження визначаються аналогічно наведеним вище та виражаються нерівностями

$$\begin{cases} x'_d < x_{\text{вх}} < x_q; \\ r_{\text{вх}} \leq \frac{x_q - x'_d}{x_q x'_d} \frac{z_{\text{вх}}}{2}, \end{cases}$$

де x'_d – перехідний реактивний опір синхронної машини.

Наведені критерії визначають зони (області) самозбудження синхронних генераторів. Загалом виділяють три зони самозбудження, представлені на рис. 3.24.

Зона I визначає синхронний режим самозбудження та обмежена півколом біля вісі реактивних вхідних опорів ненавантаженої лінії електропередавання між реактивними опорами синхронного генератора за поперечною та поздовжньою осями радіусом

$$R_I = \frac{x_d - x_q}{2}.$$

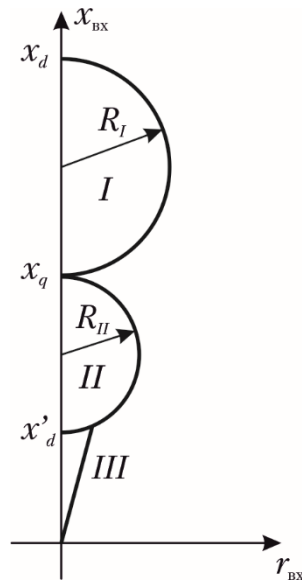


Рис. 3.24. Зони самозбудження синхронного генератора

Зона *II* визначає асинхронний режим самозбудження та обмежена аналогічним півколом біля вісі реактивних вхідних опорів ненавантаженої лінії електропередавання між перехідним реактивним опором синхронного генератора та опором за поперечною віссю радіусом

$$R_{II} = \frac{x_q - x'_d}{2}.$$

Можливий також режим асинхронного самозбудження за вхідного ємнісного опору електропередачі, меншого за перехідний реактивний опір машини. Такому режиму відповідає зона *III* на рис. 3.24. Ширина цієї зони визначається параметрами демпферних обмоток синхронного генератора.

Таким чином, для виникнення режиму самозбудження необхідно та достатньо щоб зображуючи точка вхідних параметрів розрахункової схеми ненавантаженої лінії електропередавання знаходилась всередині будь-якої з зон, наведених на рис. 3.21. У разі виявлення можливості виникнення режиму самозбудження необхідно передбачити певні заходи, направлені на його унеможливлення, наприклад, встановлення шунтувальних реакторів, призначених для компенсації ємнісних зарядних струмів лінії електропередавання. Очевидно, що такий захід направлений на зменшення вхідного ємнісного опору ненавантаженої лінії електропередавання. Інший можливий захід полягає у забезпеченні паралельної роботи декількох синхронних генераторів. Таке увімкнення генераторів зменшує їх еквівалентні опори та звужує зони виникнення режимів самозбудження.

❓ КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Дайте визначення та поясніть причини виникнення самозбудження генераторів електричних систем.
2. У чому полягають основні небезпеки, пов'язані із виникненням самозбудження генераторів?
3. Який характер носять процеси зміни напруги під час виникнення самозбудження генераторів. Що визначає характер таких процесів?
4. Наведіть та поясніть критерії виникнення режимів самозбудження синхронних генераторів електроенергетичних систем.
5. Поясніть необхідні та достатні умови виникнення режиму самозбудження.
6. Охарактеризуйте можливі способи зниження ймовірності виникнення режимів самозбудження генераторів.



ЛІТЕРАТУРА

[58], стор 277-280; [74], стор. 293-301; [79], стор. 325-339.

3.7 ФЕРОРЕЗОНАНС В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Насиченість електричних мереж індуктивними елементами (силові трансформатори та автотрансформатори, шунтувальні реактори тощо) та наявність ємнісних елементів (кабельні та протяжні повітряні лінії електропередавання, ємнісні пристрої поздовжньої та поперечної компенсації тощо) визначають можливість виникнення резонансів напруг та струмів в електричних системах. Нелінійність індуктивних елементів з феромагнітним осередком визначає особливості протікання таких резонансних явищ, які отримали назву ферорезонансних процесів.

Наприклад, послідовне з'єднання обмоток силового трансформатора з перекомпенсованою лінією електропередавання визначає послідовний ферорезонансний контур, представлений на рис. 3.25, який складається з джерела напруги, лінійних активного та ємнісного елементів та нелінійної індуктивності. Тут ЕРС джерела напруги компенсовано спадом напруги на активному опорі, індуктивності та ємності, при чому спад напруги на індуктивності випереджає струм в колі на 90° , а на ємності – відстає на 90° . За умови

$$x_L = x_C$$

в електричному колі спостерігається резонанс напруг, коли ЕРС джерела живлення дорівнює спаду напруги на активному опорі, а вектор струму збігається за фазою з вектором ЕРС джерела живлення.

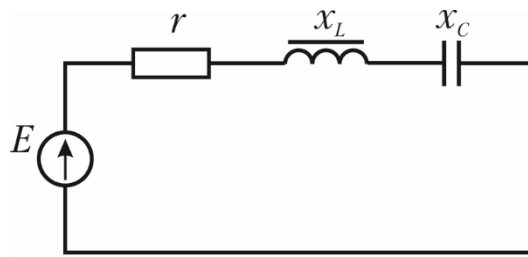


Рис. 3.25. Послідовне ферорезонансне коло

Залежність напруг на елементах електричного кола від струму подано вольт-амперними характеристиками, представленими на рис. 3.26, де пряма 1 являє собою лінійну залежність спаду напруги на активному опорі від струму; крива 2 – вольт-амперна характеристика нелінійної індуктивності; пряма 3 – характеристика лінійної ємності; крива 4 – сумарна вольт-амперна характеристика ферорезонансного кола. Зазначимо, що за малих значень активного опору сумарна вольт-амперна характеристика містить спадну ділянку $b-c$. Із збільшенням активного опору ця ділянка зникає.

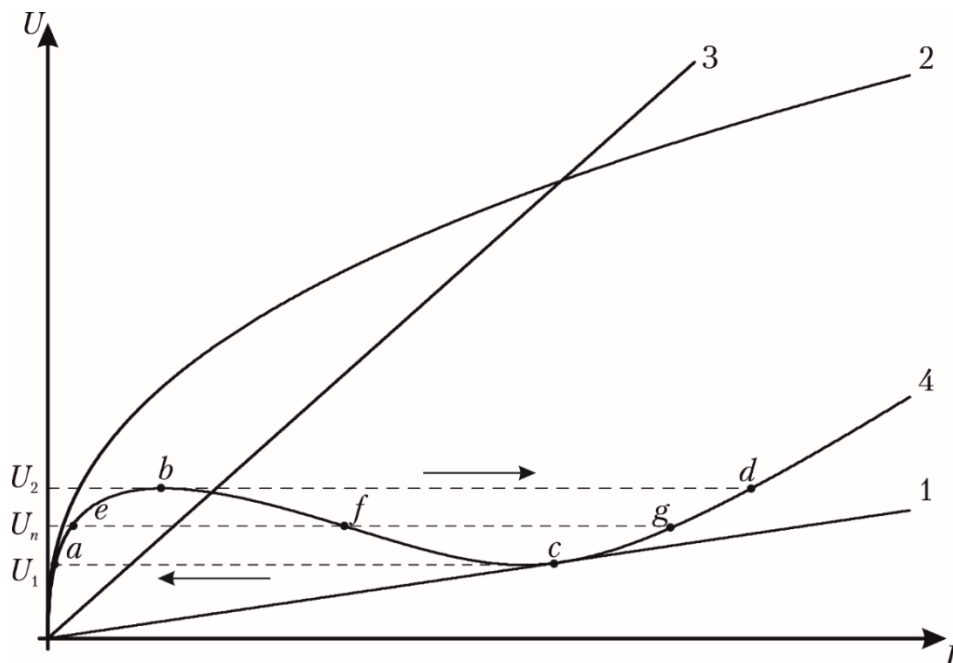


Рис. 3.26. Вольт-амперна характеристика елементів послідовного ферорезонансного кола

Розглянемо поступове збільшення напруги на затискачах джерела живлення, наприклад, від U_1 до U_2 і далі (див. рис. 3.26). Це відповідає пересуванню вздовж сумарної вольт-амперної характеристики електричного кола по ділянці $a-b$. В момент, коли напруга на затискачах джерела живлення досягає певного порогового значення (точка b на вольт-амперній характеристиці) відбувається стрибкоподібне збільшення робо-

чого струму, а режим переходить від точки b в точку d , оскільки ділянка $b-c-d$ характеризується меншими значеннями напруги. Водночас різко змінюється кут зсуву між напругою та струмом. Дійсно, точка b відповідає індуктивному характеру сумарного навантаження, і робочий струм відстає від напруги джерела живлення. Своєю чергою, точка d характеризується ємнісним навантаженням, коли робочий струм випереджає напругу. Наявність індуктивного елемента у складі електричного кола унеможливує миттєвий стрибок робочого струму і визначає протікання певного перехідного процесу в електричній системі. Подальше збільшення напруги супроводжується поступовим збільшенням робочого струму, що відповідає пересуванню вдовж вольт-амперній характеристиці далі за точкою d .

Аналогічна ситуація спостерігається і під час поступового зниження напруги на затискачах джерела живлення. Тут на першому етапі має місце поступове зменшення робочого струму, що відповідає пересуванню вздовж вольт-амперній характеристиці по ділянці $d-c$ від U_2 до U_1 (див. рис. 3.26). В момент, коли напруга досягає певного порогового значення (точка c на вольт-амперній характеристиці) відбувається стрибкоподібне зменшення робочого струму внаслідок переходу в точку a через те, що ділянка $a-b-c$ характеризується більшими значеннями напруги. Водночас різко змінюється кут зсуву між напругою джерела живлення та робочим струмом. Так точка c відповідає резонансу напруг, і робочий струм збігається за фазою з напругою джерела живлення. Своєю чергою, точка a відповідає індуктивному характеру навантаження, коли робочий струм відстає від напруги. Подальше зниження напруги супроводжується поступовим зменшенням робочого струму відповідно до пересування вздовж вольт-амперній характеристиці від точки a аж до початку координат.

Отже, під час послідовного ферорезонансу може спостерігатися різка зміна амплітуди та фази робочого струму за малих змін напруги або параметрів ємності чи нелінійної індуктивності. Також для ферорезонансних явищ характерна можливість існування декількох сталих станів за тис самих параметрів електричної мережі. Так, наприклад, для напруги джерела живлення, позначеної на рис. 3.26 U_n , відповідно до вольт-амперної характеристики електричного кола можливі три значення робочого струму, які відповідають точкам e , f та g . З них точка f відповідає нестійкому режиму, а точки e та g – можливим стійким. Якого саме стійкого стану набуде електрична система під час ферорезонансу визначається початковими умовами, зокрема – початковим зарядом ємностей системи, залишковим магнітним потоком в осередді трансформаторів, моментом пере комутації тощо.

Крім розглянутого вище послідовного ферорезонансу (ферорезонансу напруг) в електричних системах може мати місце паралельний ферорезонанс (ферорезонанс струмів). Такі явища можуть спостерігатися за пара-

лельного увімкнення ємності та нелінійної індуктивності, наприклад, зарядної ємності лінії електропередавання та обмотки вимірювального трансформатора напруги. Схема паралельного ферорезонансного кола наведена на рис. 3.27. Тут струм джерела живлення розподіляється між активною провідністю, нелінійною індуктивністю та ємністю. При чому струм в індуктивності відстає на 90° від ЕРС джерела живлення, а струм ємності – випереджає на 90° . За умови

$$b_L = b_C$$

в електричному колі спостерігається резонанс струмів, коли струм джерела живлення дорівнює струму активної провідності, а вектор вхідного струму збігається за фазою з вектором ЕРС джерела живлення.

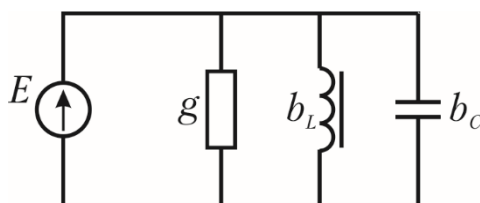


Рис. 3.27. Паралельне ферорезонансне коло

Формування сумарної вольт-амперної характеристики паралельного ферорезонансного кола проілюстровано на рис. 3.28, де прямі 1 та 3 являють собою лінійні вольт-амперні характеристики активної провідності та ємності відповідно; крива 2 – вольт-амперна характеристика нелінійної індуктивності; крива 4 – сумарна вольт-амперна характеристика ферорезонансного кола. Для формування сумарної вольт-амперної характеристики здійснене підсумовування графіків вольт-амперних характеристик окремих елементів електричного кола за струмом. Зазначимо, що за малих значень активної провідності в електричному колі спостерігається паралельний ферорезонанс. Із збільшенням активної провідності такий ефект зникає.

Розглянемо поступове збільшення струму джерела живлення, наприклад, від I_1 до I_2 і далі (див. рис. 3.28). Це відповідає пересуванню вздовж сумарної вольт-амперної характеристики електричного кола по ділянці $a-b$. В момент, коли струм джерела живлення досягає певного порогового значення (точка b на вольт-амперній характеристиці) відбувається стрибкоподібне збільшення робочої напруги, а режим переходить від точки b в точку d , оскільки ділянка $b-c-d$ характеризується меншими значеннями струму. Водночас різко змінюється кут зсуву між напругою та струмом. Дійсно, точка b відповідає ємнісному характеру сумарного навантаження, і робоча напруга відстає від струму джерела живлення. Своєю чергою, точка d характеризується індуктивним навантаженням, коли робоча напруга випереджає струм. Подальше збільшення струму супро-

воджується поступовим збільшенням робочої напруги, що відповідає пересуванню вдовж вольт-амперній характеристики далі за точкою d .

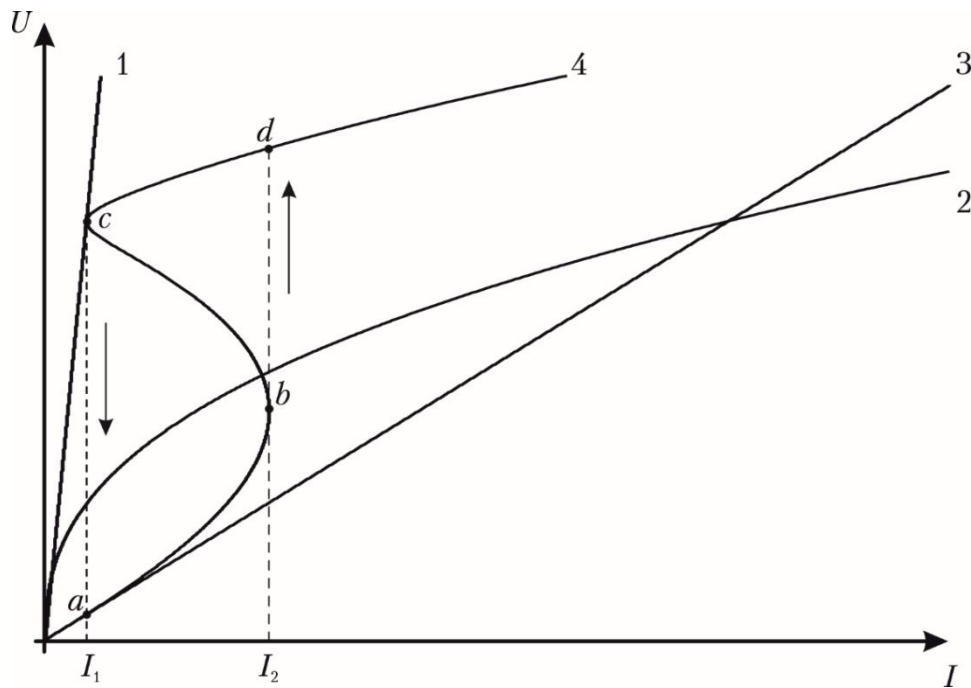


Рис. 3.28. Вольт-амперна характеристика паралельного ферорезонансного кола

Аналогічна ситуація спостерігається і під час поступового зниження струму джерела живлення. Тут на першому етапі має місце поступове зменшення робочої напруги, що відповідає пересуванню вздовж вольт-амперній характеристики по ділянці $d-c$ від I_2 до I_1 (див. рис. 3.28). В момент, коли струм досягає певного порогового значення (точка c на вольт-амперній характеристиці) відбувається стрибкоподібне зменшення робочої напруги внаслідок переходу в точку a через те, що ділянка $a-b-c$ характеризується більшими значеннями струму. Водночас різко змінюється кут зсуву між робочою напругою та струмом джерела живлення. Так точка c відповідає резонансу струмів, і робоча напруга збігається за фазою із струмом джерела живлення. Своєю чергою, точка a відповідає ємнісному характеру навантаження, коли робоча напруга відстає від струму. Подальше зниження струму супроводжується поступовим зменшенням робочої напруги відповідно до пересування вздовж вольт-амперній характеристики від точки a аж до початку координат.

Отже, під час паралельного ферорезонансу може спостерігатися різка зміна амплітуди та фази робочої напруги за малих змін струму або параметрів ємності чи нелінійної індуктивності. Зазначимо, що наявність ємності у складі паралельного ферорезонансного кола унеможливорює миттєву зміну робочої напруги та визначає протікання певного перехідного процесу.

Таким чином, для ферорезонансних процесів в електроенергетичних системах характерні раптові стрибкоподібні переходи режимів електроустановок до нових стаціонарних станів, спричинені незначними змінами параметрів електричних систем. Досвід експлуатації електроенергетичних систем різних класів номінальної напруги свідчить про те, що ініціаторами ферорезонансних процесів можуть виступати перехідні процеси, грозові перенапруги, комутаційні перемикання трансформаторних кіл, виникнення або локалізація пошкоджень тощо. У відповідь на такі збурення електрична система може раптово перейти з нормального стійкого режиму в стан ферорезонансу, який характеризується різкою, часто, непередбачуваною зміною режимних параметрів. Перевантаження за струмом та напругою, можливі коливальні процеси, які супроводжують ферорезонансні процеси, несуть певну загрозу для устаткування електричних мереж, зокрема, для трансформаторів напруги та струму та іншого обладнання. Це визначає необхідність застосування спеціальних заходів, направлених на унеможливлення виникнення ферорезонансних явищ в робочих режимах електричних систем.

Такі заходи направлені на постійне або тимчасове збільшення втрат активної потужності в резонансних колах. Це означає штучне збільшення активних поздовжніх опорів для послідовних резонансних кіл та активних поперечних провідностей для паралельних резонансних кіл, що включає спадні ділянки на сумарних вольт-амперних характеристиках. Так, наприклад, для унеможливлення ферорезонансу струмів осереддя трансформаторів частково виконують із товстих листів сталі, що збільшує втрати активної потужності в досліді неробочого ходу трансформатору і, отже, поперечну активну провідність контуру намагнічення його розрахункової схеми. Крім того, під час оперативних перемикань, передбачають таку послідовність операцій, яка гарантовано виключає можливість виникнення ферорезонансних явищ.

❓ *КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ*

- 1. Дайте визначення та поясніть природу виникнення ферорезонансних процесів в електроенергетичних системах.*
- 2. Поясніть, чому ферорезонансні процеси можливі тільки в нелінійних електричних колах.*
- 3. Охарактеризуйте процес виникнення послідовного ферорезонансу.*
- 4. Охарактеризуйте процес виникнення паралельного ферорезонансу.*
- 5. Які загрози несуть ферорезонансні процеси в електроенергетичних системах?*



ЛІТЕРАТУРА

[58], стор. 246-248.

ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК

- Аварія каскадна, 13
Автоматичне регулювання збудження, 123
Алгоритм за вузловою моделлю, 103
– за контурною моделлю, 97
– методів діакоптики, 213
– методу перерізів, 110
– методу розрізання контурів, 184
– методу «у два етапи», 153, 156
– моделювання режиму розімкненої мережі, 84
– неявного уточнення втрат потужності, 41, 44, 86, 97, 104, 111
– розрахунку коефіцієнтів розподілу, 200
– явного уточнення втрат потужності, 42, 84
Баланс потужності, 11
Безпека експлуатації енергосистеми, 15
Безперервність електропостачання, 14
Вектор вузлових напруг, 101, 204
– – струмів, 101, 110, 196
– градієнту, 138
– контурних ЕРС, 96
– – струмів, 96
– спадів напруги, 110
– струмів ділянок, 196
– сумарних спадів напруги, 204
Відстань електрична, 70
Відхилення напруги, 67
Втрати напруги, 67
Вузол, 30
– з фіксацією модуля напруги, 36, 123
– опорний за напругою, 35
– узагальнений, 106
Генератор еквівалентний, 163
Гілка, 30
Дерево, 34
Діаграма кругова напруги, 228
– – потужності, 232
Діакоптика, 210
Ділянка, 30
– трансформаторна, 113, 172
Довжина ділянки електрична, 70
– – зведена, 160
Дріб ланцюговий, 40
Економічність режиму, 15
Електрична мережа неоднорідна, 199, 252
– – однорідна, 199, 207
– – розподільна, 66
Електропередача ідеалізована, 238, 239
ЕРС контурна, 95
Живучість, 13
Закон збереження енергії, 18
– Кірхгофа другий, 19, 89
– – перший, 19
– Ома, 18
Збіжність ітераційного процесу, 46
– коливальна, 46
– монотонна, 46
Здійсненність режиму, 11
«Зірка» опорів, 164
Зони самозбудження, 263
Ідеальна межа потужності, 242
Існування режиму, 11, 218
Ітераційний процес, 52, 60
– розрахунок, 41, 52
Коефіцієнт довжини кроку, 138
– зведення напруги, 179
– потужності, 25, 64
– прискорення, 46
– – демпферний, 46, 188
– – збуджувальний, 46
– струморозподілу, 196
Коло перетинів, 213
Контур незалежний, 34
– ферорезонансний, 265
Критерій динамічної стійкості, 250
– еквівалентності, 157
– збіжності ітераційного процесу, 52
– статичної стійкості, 230, 242
Кут імпедансний, 64
Лінія з двобічним живленням, 88
– з рівномірно розподіленим навантаженням, 78
Майданчик гальмування, 251
– прискорення, 251
Матриця вузлових провідностей, 101
– – – неповна, 102, 205
– Гессе, 139
– коефіцієнтів розподілу, 196
– контурних опорів, 96
– опорів впливу, 204
– провідностей перерізів, 110

- чутливості, 258
- Якобі, 131
- Метод ділення навпіл, 143
 - дуальних схем, 215
 - еквівалентування, 158
 - – ітераційний, 159
 - – наближений, 159
 - – точний, 158
 - – умовно точний, 159
 - Зейделя, 130
 - коефіцієнтів розподілу, 196
 - лінеаризації навантажень, 42, 87, 97, 104, 111
 - майданчиків, 250
 - найскорішого спуску, 137
 - накладання, 159, 192
 - неявного уточнення втрат потужності, 87
 - Ньютона, 131
 - – другого порядку, 139
 - – модифікований, 135
 - – розділений, 135
 - опорів впливу, 203
 - оптимізації кроку, 143
 - параметричний, 142
 - перерізів, 106
 - послідовних інтервалів, 145
 - простої ітерації, 130
 - розрахунку розімкненої мережі, 77
 - розрізання контурів, 184
 - – – по вузлах, 184
 - – – по гілках, 185
 - розщеплення схем, 207
 - Стотта, 135
 - «у два етапи», 151
- Модель
 - вузла PQ , 38, 129
 - – PU , 38, 123
 - математична, 16
 - розрахункова, 16, 20
 - – вузлова, 20, 100, 120
 - – контурна, 20, 93, 116, 186, 199
 - – лінеаризована, 21, 42
 - – лінійна, 21, 49
 - – нелінійна, 21, 49
 - – обернена, 20
 - – пряма, 20
 - топологічна, 16
- Навантаження гранично допустиме, 225, 235
- Найвіддаленіша точка схеми, 92
- Надійність електропостачання, 14
- Напруга базисна, 178
 - гранично допустима, 224
 - середня квадратична, 149
- Неоднозначність режиму, 221
- Неоднорідність, 252
- Опір впливу, 203
 - контурний взаємний, 95, 119
 - – власний, 94, 116
- Параметри режимні, 7, 16
 - – загальносистемні, 7
 - – локальні, 7
- Перемичка, 34, 185
- Переріз базисний, 106, 160
- Потокорозпід основний, 152
- Потокорушівна сила, 96, 207
- Потужність, 24
 - активна, 25
 - гранично допустима, 242
 - зрівняльна, 96
 - контурна, 96
 - повна, 25
 - позірна, 25
 - реактивна, 25
 - середня лінійна, 59, 146
- Правило «знаків», 95, 200
 - «чужого плеча», 170
- Принцип дуалізму, 215
 - інваріантності потужності, 115
 - суперпозиції, 159, 192, 196
 - ярусності, 34
- Провідність базисного перерізу взаємна, 109
 - – власна, 109
 - вузлова взаємна, 100
 - – власна, 101
- Пропускна здатність електропередачі, 242
- Пункт, 30
 - балансуєчий, 36
 - – за активною потужністю, 37
 - – за реактивною потужністю, 37, 123
 - опорний за напругою, 35
- Режим електричної системи, 7
 - квазіусталений, 8
 - несиметричний, 9
 - несинусоїдний, 9
 - перехідний, 7
 - – аварійний, 10
 - – електромагнітний, 8
 - – електромеханічний, 8

- – нормальний, 10
- – тривалий, 8
- симетричний, 8
- синусоїдний, 9
- стійкий, 241
- усталений, 7
- – нормальний, 10
- – післяаварійний, 10
- – ремонтний, 10
- Самозбудження асинхронне, 263
 - синхронне, 263
 - синхронного генератора, 259
- Сенсор, 258
- Слабкий зв'язок, 258
 - місце, 258
- Спад напруги, 57, 62
- Стійкість динамічна, 13, 248
 - статична, 12, 242
- Струм зрівняльний, 90, 187
 - контурний, 94
- Схема дуальна, 215
 - заміщення, 32
 - – «П»-подібна, 79, 80
 - – «Т»-подібна, 79, 80
 - розрахункова, 32
 - – «L»-схема, 209
 - – «R»-схема, 208
 - – «X»-схема, 208
- Теорія подібності, 157
- Точка поточкорозділу, 92
 - – за реактивною потужністю, 92
 - струморозділу, 92
- Трансформатор ідеальний, 113
- «Трикутник» опорів, 164
- Ферорезонанс, 265
 - напруги, 265
 - паралельний, 267
 - послідовний, 265
 - струмів, 267
- Функція режиму енергетична, 12
- Характеристика навантаження статична, 43
 - потужності, 240, 248
- Хорда, 34, 185
- Якість електроенергії, 14
- Якобіан, 230

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Анализ и управление установившимися состояниями электроэнергетических систем [Текст] / Н. А. Мурашко, Ю. А. Охорзин, Л. А. Крумм и др. – Новосибирск: Наука, 1987. – 240 с.
2. Анализ неоднородностей электроэнергетических систем [Текст] / О. Н. Войтов, Н. И. Воропай, А. З. Гамм и др. – Новосибирск: Наука, 1999. – 256 с. – ISBN 5-02-031231-2.
3. Арзамасцев Д. А. АСУ и оптимизация режимов энергосистем [Текст] / Д. А. Арзамасцев, П. И. Бартоломей, А. М. Холян; под ред. Д. А. Арзамасцева. – Москва: Высш. шк., 1983. – 208 с.
4. Аюев Б. И. Основы функционирования объединенной электроэнергетической системы континентальной Европы [Текст] / Б. И. Аюев. – Екатеринбург: УрО РАН, 2008. – 276 с. – ISBN 5-7691-1986-1.
5. Баркан Я. Д. Эксплуатация электрических систем: Учеб. пособие для электроэнерг. специальностей вузов [Текст] / Я. Д. Баркан. – Москва: Высш. шк., 1990. – 304 с. – ISBN 5-06-000448-1.
6. Бернас С. Математические модели элементов электроэнергетических систем: Пер. с польск. [Текст] / С. Бернас, З. Цёк. – Москва: Энергоиздат, 1982. – 312 с.
7. Блок В. М. Электрические сети и системы: Учебное пособие для электроэнергет. спец. Вузов [Текст] / В. М. Блок. – Москва: Высш. шк., 1986. – 430 с.
8. Боровиков В. А. Электрические сети и системы. Учебник для техникумов / В. А. Боровиков, В. К. Косарев, Г. А. Ходот. – Ленинград: Энергия, 1977. – 392 с.
9. Веников В. А. Кибернетические модели электрических систем: Учеб. пособие для вузов [Текст] / В. А. Веников, О. А. Суханов. – Москва: Энергоиздат, 1982. – 328 с.
10. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электроэнерг. спец. вузов [Текст] / В. А. Веников. – Москва: Высш. шк., 1985. – 536 с.
11. Воротницкий В. Э. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Учебно-методическое пособие [Текст] / В. Э. Воротницкий, М. А. Калинкина. – Москва: ИПК-госслужбы, 2003. – 64 с. – ISBN 5-8081-0071-2.
12. Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах [Текст] / Б. И. Аюев, В. В. Давыдов, П. М. Ерохин, В. Г. Неуймин; под ред. П. И. Бартоломея. – Москва: Флинта: Наука, 2008. – 256 с. – ISBN 978-5-02-034664-2

13. Гамм А. З. Сенсоры и слабые места в электроэнергетических системах [Текст] / А. З. Гамм, И. И. Голуб. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1996. – 99 с. – ISBN: 5-7623-1217-8.
14. Гамм А. З. Наблюдаемость электроэнергетических систем [Текст] / А. З. Гамм, И. И. Голуб. – Москва: Наука, 1990. – 200 с. – ISBN: 5-02-006643-5
15. Гамм А. З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем [Текст] / А. З. Гамм. – Москва: Наука, 1976. – 220 с.
16. Герасименко А. А. Передача и распределение электрической энергии [Текст] / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2008. – 715 с. – ISBN 987-5-222-13221-0.
17. Гераскин О. Т. Разработка методов диакоптики для расчета режимов больших электроэнергетических систем [Текст] / О. Т. Гераскин, П. Т. Кутлер. – Москва: ИПКГосслужбы, 1998. – 15 с. – ISBN 5-8081-0005-4.
18. Глазунов А. А. Электрические сети и системы: Учебное пособие для вузов [Текст] / А. А. Глазунов, А. А. Глазунов. – Москва, Ленинград: Государственное энергетическое издательство, 1960. – 368 с.
19. Глазунов А. А. Задачник по сетям электрических систем [Текст] / А. А. Глазунов, А. А. Глазунов, Г. М. Розанов. – Москва, Ленинград: Государственное энергетическое издательство, 1953. – 160 с.
20. Городецкий Г. М. Расчет электрических сетей [Текст] / Г. М. Городецкий. – Киев: Государственное издательство технической литературы, 1953. – 334 с.
21. Грицай М. А. Существование режима электроэнергетической системы [Текст] / М. А. Грицай; под ред. В. М. Постолатия. – Кишинев: Изд-во «Штиинца», 1987. – 122 с.
22. Жданов П. С. Вопросы устойчивости электрических систем [Текст] / П. С. Жданов; под ред. Л. А. Жукова. – Москва: Энергия, 1979. – 456 с.
23. Железко Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов [Текст] / Ю. С. Железко. – Москва: ЭНАС, 2009. – 456 с. – ISBN 978-5-93196-958-9.
24. Железко Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических системах [Текст] / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко. – Москва: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2004. – 280 с. – ISBN 5-93196-364-6.
25. Жуков Л. А. Установившиеся режимы сложных электрических сетей и систем. Методы расчётов / Л. А. Жуков, И. П. Стратан. – Москва: Энергия, 1979. – 416 с.
26. Идельчик В. И. Расчёты установившихся режимов электрических систем [Текст] / В. И. Идельчик. – Москва: Энергия, 1977. – 192 с.

27. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов [Текст] / В. И. Идельчик. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с. – ISBN 5-283-01012-0.
28. Имшенецкий В. Н. Сельские электрические сети / В. Н. Имшенецкий, С. М. Рожавский. – М.: Колос, 1970. – 392 с.
29. Калентионок Е. В. Устойчивость электроэнергетических систем: учебное пособие [Текст] / Е. В. Калентионок. – Минск: Техноперспектива, 2008. – 375 с. – ISBN 978-985-6591-47-4.
30. Калентионок Е. В. Оперативное управление в энергосистемах [Текст] / Е. В. Калентионок, В. Г. Прокопенко, В. Т. Федин; под. общей ред. В. Т. Фебина. – Минск: Вышш. шк., 2007. – 351 с. – ISBN: 978-985-06-1260-1.
31. Караев Р. И. Электрические сети и энергосистемы [Текст] / Р. И. Караев, С. Д. Волобринский, И. Н. Ковалев. – Москва: Транспорт, 1988. – 326 с.
32. Конторович А. М. Предельные режимы энергосистем. Основы теории и методы расчётов / А. М. Конторович, А. М. Крюков. – Иркутск: Иркутский университет, 1985. – 72 с.
33. Короткевич М. А. Основы эксплуатации электрических сетей: Учебное пособие [Текст] / М. А. Короткевич. – Минск: Вышш. шк., 1999 – 267 с. – ISBN 985-06-0437-9.
34. Куликов Ю. А. Переходные процессы в электрических системах: Учеб. пособие [Текст] / Ю. А. Куликов. – Москва: Мир, 2003. – 284 с. – ISBN 5-03-003503-6.
35. Лежнюк П. Д. Оцінка чутливості втрат потужності в електричних мережах [Текст]: монографія / П. Д. Лежнюк, В. О. Лесько. – Вінниця: ВНТУ, 2010. – 120 с. – ISBN 978-966-641-390-4
36. Лыкин А. В. Электрические системы и сети. Учеб. пособие [Текст] / А. В. Лыкин. – Москва: Университетская книга; Логос, 2008. – 254 с. – ISBN 978-5-98704-055-8.
37. Лычев П. В. Электрические сети энергетических систем: Учеб. пособие [Текст] / П. В. Лычев, В. Т. Федин – Минск: Універсітэцкае, 1999. – 255 с. – ISBN 985-09-0189-6.
38. Маркович И. М. Режимы электроэнергетических систем / И. М. Маркович. – Москва: Энергия, 1969. – 352 с.
39. Математическое моделирование режимов электроэнергетических систем в условиях неопределенности [Текст] / Л. Л. Богатырев, В. З. Манусов, Д. Содномдорж. – Улан-Батор: Изд-во типографии МГТУ, 1999. – 348 с
40. Мельник В. П. Математичні моделі електроенергетичних систем / В. П. Мельник. – Київ: ІСДО, 1998. – 336 с.
41. Мельников Н. А. Матричный метод анализа электрических цепей [Текст] / Н. А. Мельников. – Москва: Энергия, 1972. – 232 с.

42. Мельников Н. А. Реактивная мощность в электрических сетях [Текст] / Н. А. Мельников. – Москва: Энергия, 1975. – 128 с.
43. Мельников Н. А. Электрические сети и системы. Учеб. пособие для вузов [Текст] / Н. А. Мельников. – Москва: Энергия, 1975. – 464 с.
44. Моделирование предельных режимов электроэнергетических систем с учетом продольной и поперечной несимметрии [Текст] / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, Е. А. Крюков. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2006. – 139 с.
45. Пелисье Рене. Энергетические системы [Текст] / Рене Пелисье. Пер. с франц. – Москва: Высш. Школа, 1982. – 568 с.
46. Передача энергии на дальние расстояния: Учебное пособие [Текст] / С. С. Ананичева, П. И. Бартоломей, А. Л. Мызин. – Екатеринбург: УГТУ–УПИ, 1993. – 80 с. – ISBN 5-230-17081-6.
47. Переходные процессы в электроэнергетических системах: учебник для вузов [Текст] / И. П. Крючков, В. А. Страшинов, Ю. П. Гусев, М. В. Пираторов; под ред. И. П. Крюčkова. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2008. – 416 с. – ISBN 978-5-383-00214-8.
48. Переходные процессы электрических систем в примерах и иллюстрациях [Текст] / под ред. В. А. Веникова. – Москва, Ленинград: Энергия, 1967. – 456 с.
49. Петренко Л. И. Электрические сети и системы: учеб. пособие для студентов вузов [Текст] / Л. И. Петренко. – Киев: Вища шк., 1981. – 320 с.
50. Повышение качества энергии в электрических сетях [Текст] / А. К. Шидловский, В. Г. Кузнецов. – Киев: Наук. Думка, 1985. – 268 с.
51. Поспелов В. Г. Электрические системы и сети. Проектирование: Учеб. Пособие для втузов [Текст] / В. Г. Поспелов, В. Т. Федин. – Минск: Высш. шк., 1988. – 308 с. – ISBN 5-339-00015-X
52. Поспелов Г. Е. АСУ и оптимизация режимов энергосистем [Текст] / Г. Е. Поспелов, В. В. Керного. – Минск: Высш. шк., 1977. – 320 с
53. Поспелов Г. Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях [Текст] / Г. Е. Поспелов, Н. М. Сыч; под ред. Г. Е. Поспелова. – Москва: Энергоиздат, 1981. – 216 с
54. Расчеты и анализ режимов работы сетей: Учебное пособие для вузов [Текст] / Под ред. В. А. Веникова. – Москва: Энергия, 1974. – 336 с
55. Рыжов Ю. П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: Учебник для вузов [Текст] / Ю. П. Рыжов. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2007. – 488 с. – ISBN 988-5-383-00158-5
56. Рябков А. Я. Электрические сети и системы [Текст] / А. Я. Рябков. – Москва, Ленинград: Государственное энергетическое издательство, 1960. – 511 с.

57. Рябков А. Я. Электрический расчет высоковольтных линий электропередач [Текст] / А. Я. Рябков. – Москва, Ленинград: Государственное энергетическое издательство, 1934. – 340 с.
58. Сегеда М. С. Электричні мережі та системи: Підручник [Текст] / М. С. Сегеда. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. – 488 с. – ISBN 978-966-553-602-4.
59. Солдаткина Л. А. Электрические сети и системы [Текст] / Л. А. Солдаткина. – Москва: Энергия, 1972. – 272 с.
60. Справочник по проектированию электрических сетей [Текст] / Под ред. Д. Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. – 320 с.
61. Справочник по проектированию электроэнергетических систем [Текст] / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
62. Справочник по расчету электрических сетей [Текст] / И. Ф. Шаповалов. – Киев: Будівельник, 1986. – 223 с.
63. Статические источники реактивной мощности в электрических сетях [Текст] / В. А. Веников, Л. А. Жуков и др. – Москва: Энергия, 1975. – 136 с.
64. Сулейманов В. М. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем / В. М. Сулейманов. – Київ: НМК ВО, 1992. – 208 с.
65. Сулейманов В. М. Электричні мережі та системи: підручн. / В. М. Сулейманов, Т. Л. Кацадзе. – Київ: НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с. – ISBN 978-966-622-300-8.
66. Тарасов В. И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем [Текст] / В. И. Тарасов. – Новосибирск: Наука, 2002. – 344 с. – ISBN 5-02-032019-6.
67. Теоретические основы электротехники. Том 2 [Текст] / К. С. Демирчян, Л.Р. Нейман, Н.В. Коровкин, В.Л. Чечурин. – СПб.: Питер, 2006. – 576 с.
68. Управление качеством электроэнергии [Текст] / И. И. Карташев, В. Н. Тульский, Р. Г. Шамонов и др.; под ред. Ю. В. Шарова. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2006. – 320 с.
69. Холмский В. Г. Расчёт и оптимизация режимов электрических сетей (специальные вопросы) [Текст] / В. Г. Холмский. – Москва: Высшая школа, 1975. – 280 с.
70. Чебан В. М. Управление режимами электроэнергетических систем в аварийных ситуациях [Текст] / В. М. Чебан, А. К. Ладман, А. Г. Фишов. – Москва: Высш. шк., 1990. – 144 с. – ISBN 5-06-000716-2.
71. Электрические сети: сборник задач [Текст] / Л. И. Петренко. – Киев: Вища шк., 1985. – 271 с.
72. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях: Учеб. пособие для электроэнерг. спец. [Текст] / В. В. Ежков,

- Г. К. Зарудский, Э. Н. Зуев и др.; Под ред. В. А. Строева. – Москва: Высш. шк., 1999. – 352 с. – ISBN 5-06-003329-5.
73. Электрические системы и сети. Решение практических задач [Текст] / П. В. Лычев, В. Т. Федин. – Минск: Дизайн ПРО, 1997. – 176 с.
 74. Электрические системы и сети: учеб. / Н. В. Буслова, В. Н. Винославский, Г. И. Денисенко, В. С. Перхач; под ред. Г. И. Денисенко. – Киев: Вища шк., 1986. – 584 с.
 75. Электрические системы. Автоматизированные системы управления режимами энергосистем: Учебник для вузов [Текст] / Под ред. В. А. Веникова. – Москва: Высш. школа, 1979. – 447 с.
 76. Электрические системы. Кибернетика электрических систем: Учеб. пособие для электроэнерг. вузов [Текст] / Под ред. В. А. Веникова. – Москва: Высш. школа, 1974. – 328 с.
 77. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики: Учебник для студентов вузов [Текст] / Под ред. В. А. Веникова. – Москва: Высш. школа, 1981. – 288 с.
 78. Электрические системы. Режимы работы электрических систем и сетей: Учеб. пособие для электроэнерг. вузов [Текст] / Под ред. В. А. Веникова. – Москва: Высш. школа, 1975. – 344 с.
 79. Электрические системы. ТЗ. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения: Учеб. пособие для электроэнерг. вузов [Текст] / Под ред. В. А. Веникова. – Москва: Высш. школа, 1972. – 368 с.
 80. Электрические системы. Управление переходными режимами электроэнергетических систем: Учебник [Текст] / Под ред. В. А. Веникова. – Москва: Высш. школа, 1982. – 247 с.
 81. Электрические системы. Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов: Учеб. пособие для электроэнерг. вузов [Текст] / Под ред. В. А. Веникова. – Москва: Высш. школа, 1973. – 320 с.
 82. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для электроэнерг. спец. вузов [Текст] / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков и др.; Под ред. В. А. Веникова, В. А. Строева. – Москва: Высш. шк., 1998. – 511 с. – ISBN 5-06-001031-7.
 83. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для электроэнерг. спец. вузов / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков и др.; Под ред. В. А. Веникова. – Москва: Высш. шк., 1971. – 439 с.
 84. Abur A. Power System State Estimation / A. Abur, A. G. Expysito. – CRC Press, 2004. – 327 pp. – ISBN: 978-0824755706
 85. Anderson P. M. Power System Control and Stability / P. M. Anderson, A. A. Fouad. – Wiley-IEEE Press, 2002. – 672 pp. – ISBN: 978-0-8308-1599-9
 86. Arrillaga J. Computer Analysis of Power Systems / Arrillaga J., Arnold C. P. – John Wiley & Sons, 1990. – 376 pp. – ISBN: 978-0-471-92760-0

87. Bayliss C. *Transmission and Distribution Electrical Engineering* / Colin Bayliss, Brian Hardy. – Elsevier, 2006. – 1040 pp. – ISBN: 978-0-7506-6673-2.
88. Beaty H. W. *Handbook of Electric Power Calculations* / H.Wayne Beaty. – McGRAW-HILL, 2000. – 608 pp. – ISBN: 0-07-136298-3
89. Bergen A. R. *Power Systems Analysis* / Arthur R. Bergen, Vijay Vittal. – Prentice Hall, 2000. – 619 pp. – ISBN: 978-0136919902.
90. Bergen A. R. *Power Systems Analysis* / A. R. Bergen, V. Vittal. – Prentice Hall, 1999. – 619 pp. – ISBN: 0-13-691990-1.
91. Blume S. W. *Electric Power System Basics For the Nonelectrical Professional* / Steven W. Blume. – Wiley, 2007. – 260 pp. – ISBN: 978-0-470-12987-6
92. Bollen M. H. *Integration of Distributed Generation in the Power System* / M. H. Bollen, F. Hassan. – Wiley-IEEE Press, 2011. – 528 pp. – ISBN: 978-0-470-64337-2
93. Brown R. E. *Electric Power Distribution Reliability* / Richard E. Brown. – CRC Press, 2008. – 504 pp. – ISBN: 978-0-8493-7567-5
94. Cao M. *Power Grid Complexity* / Ming Cao, Shengwei Mei, Xuemin Zhang. – Springer, 2011. – 471 pp. – ISBN: 978-3-642-16210-7
95. Casazza J. *Understanding Electric Power Systems: An Overview of the Technology and the Marketplace* / J. Casazza, F. Delea. – Wiley-IEEE Press, 2003. – 232 pp. – ISBN: 978-0-471-44652-1
96. Chowdhury A. *Power Distribution System Reliability: Practical Methods and Applications* / A. Chowdhury, D. Koval. – John Wiley & Sons, 2011. – 400 pp. – ISBN: 978-0470-29228-0.
97. Chudnovsky B. H. *Electrical Power Transmission and Distribution* / Bella H. Chudnovsky. – CRC Press, 2012. – 411 pp. – ISBN: 978-1-4665-0247-5.
98. Crappe M. *Electric Power Systems* / Michel Crappe. – Wiley, 2008. – 448 pp. – ISBN: 978-1-84821-008-0
99. Curtis E. B. *Inverse Problems for Electrical Networks* / Edward B. Curtis, James A. Morrow. – World Scientific Publishing Co, 2000. – 184 pp. – ISBN: 9810241747
100. Curtis P. M. *Maintaining Mission Critical Systems in a 24/7 Environment* / P. M. Curtis. – Wiley, 2011. – 512 pp. – ISBN: 978-0-470-65042-4
101. Das D. *Electrical Power Systems* / D. Das. – New Delhi: New Age International Publishers, 2006. – 470 pp. – ISBN: 978-81-224-2515-4.
102. Das J. C. *Transients in Electrical Systems: Analysis, Recognition, and Mitigation* / J. C. Das. – McGraw-Hill Companies, 2010 - 736 pp. – ISBN: 978-0-07-162603-3
103. Das J. C. *Power System Analysis. Short-Circuit Load Flow and Harmonics* / J. C. Das. – CRC-Press, 2002. – 844 pp. – ISBN: 0-8247-0737-0

104. Debs Atif S. Modern Power Systems Control and Operation / Atif S. Debs. – Springer, 1988. – 368 pp. – ISBN: 978-1-4612-8414-7
105. Dong Zh. Emerging Techniques in Power System Analysis / Zhaoyang Dong, Pei Zhang. – Springer, 2009. – 200 pp. – ISBN: 978-3-642-04281-2
106. Dorf R. C. The Electrical Engineering Handbook / Richard C. Dorf. – CRC Press, 2000. – 2976 pp. – ISBN: 0-8493-2177-8.
107. Electric Power Systems. Advanced Forecasting Techniques and Optimal Generation Scheduling / Edited by Joao P. S. Catalao. – CRC Press, 2012. – 448 pp. – ISBN: 978-1-4398-9394-4
108. Electrical Distribution Networks / edit by Nouredine Hadjsaid and Jean-Claude Sabonnadiere. – Wiley-ISTE, 2011. – 512 pp. – ISBN: 978-1-84821-245-9
109. Electrical Transmission and Distribution Reference Book / Westinghouse Electric Corp., 1964. – 824 pp.
110. El-Hawary M. Electrical Energy Systems / Mohamed E. El-Hawary. – CRC Press, 2000. – 394 pp. – ISBN: 0-8493-2191-3
111. El-Hawary M. Electrical Power Systems: Design and Analysis / Mohamed E. El-Hawary. – IEEE Computer Society Press, 1995. – 808 pp. – ISBN: 0-7803-1140-X.
112. El-Hawary M. Introduction to Electrical Power Systems / Mohamed E. El-Hawary. – John Wiley & Sons, 2008. – 400 pp. – ISBN: 978-0470-40863-6
113. Expysito A. G. Electric Energy Systems: Analysis and Operation / Antonio Gymez Expysito, Antonio J. Conejo, Claudio Cacizares. Edited by Antonio Gomez-Exposito. – CRC Press, 2008. – 680 pp. – ISBN: 978-0-8493-7365-7.
114. Fardo Stephen W. Electrical power systems technology / Stephen W. Fardo, Dale R. Patrick. – The Fairmont Press, 2009. – 486 pp. – ISBN: 978-1-4398-0027-0.
115. Fink D. G. Standard Handbook for Electrical Engineers / D. G. Fink, H. W. Beaty. – McGraw-Hill Professional, 2006. – 2000 pp. – ISBN: 978-0071441469
116. Gill P. Electrical Power Equipment Maintenance and Testing / Paul Gill. – CRC Press, 2008. – 961 pp. – ISBN: 978-1-57444-656-2
117. Glover J. D. Power System Analysis and Design / J. Duncan Glover, Mulukutla S. Sarma, Thomas Overbye. – Cengage Learning, 2012. – 782 pp. – ISBN: 978-1-111-42577-7.
118. Gomez-Exposito A. Electric Energy Systems: Analysis and Operation / A. Gomez-Exposito (Editor), A. J. Conejo, C. Cacizares. – CRC-Press, 2008. – 680 pp. – ISBN: 978-0-8493-7365-7
119. Gonen T. Electric Power Distribution System Engineering / Turan Gonen. – Mcgraw-Hill College, 1985. – 752 pp. – ISBN: 0-07-023707-7.

120. Greer M. Electricity Cost Modeling Calculations / Monica Greer. – Academic Press, 2010. – 342 pp. – ISBN: 978-1-85617-726-9
121. Grigsby L. L. Electric Power Generation. Transmission and Distribution / Leonard L. Grigsby. – CRC Press, 2007. – 502 pp. – ISBN: 978-0-8493-9292-4.
122. Grigsby L. L. Power System Stability and Control / Leonard L. Grigsby. – CRC Press, 2012. – 450 pp. – ISBN: 978-1-4398-8321-1
123. Grigsby L. L. Power Systems / Leonard L. Grigsby. – CRC Press, 2012. – 556 pp. – ISBN: 978-1-4398-5633-8
124. Grigsby L. L. The Electric Power Engineering. Handbook / Leonard L. Grigsby. – CRC Press, 2001. – 950 pp. – ISBN: 0-8493-8578-4.
125. Hadjsaid N. Power Systems and Restructuring / Nouredine Hadjsaid, Jean-Claude Sabonnadiere. – Wiley-VCH, 2009. – 681 pp. – ISBN: 978-1-84821-120-9.
126. Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control / Edited by Mircea Eremia and Mohammad Shahidehpour. – Wiley-IEEE Press, 2013. – 976 pp. – ISBN: 978-1-118-49717-3.
127. Handbook of Networks in Power Systems I. Vol.1 / Edited by Alexey Sorokin, Steffen Rebennack, Panos M. Pardalos. – Springer, 2011. – 610 pp. – ISBN: 978-3-642-23192-6.
128. Handbook of Networks in Power Systems II. Vol.2 / Edited by Alexey Sorokin, Steffen Rebennack, Panos M. Pardalos. – Springer, 2011. – 220 pp. – ISBN: 978-3-642-23405-7
129. Harlow J. H. Electric Power Transformer Engineering / James H. Harlow. – CRC Press, 2007. – 560 pp. – ISBN: 978-0-8493-9186-6
130. Hase Y. Handbook of Power Systems Engineering with Power Electronics Applications / Yoshihide Hase. – John Wiley & Sons Inc, 2013. – 768 pp. – ISBN: 978-1-119-95284-8.
131. Hofmann W. Reactive Power Compensation: A Practical Guide / Wolfgang Hofmann, Jurgen Schlabbach, Wolfgang Just. – Wiley, 2012. – 304 pp. – ISBN: 978-0-470-97718-7.
132. Ibrahim M. A. Disturbance Analysis for Power Systems / Mohamed A. Ibrahim. – Wiley-IEEE Press, 2011. – 736 pp. – ISBN: 978-0-470-91681-0
133. Kirtley J. L. Electric Power Principles: Sources, Conversion, Distribution and Use / James L. Kirtley. – Wiley, 2010. – 404 pp. – ISBN: 978-0-470-68636-2.
134. Kothari D. P. Power System Optimization / Kothari D.P., Dhillon J.S. – Prentice HI, 2007. – 732 pp. – ISBN: 978-81-203-4085-5
135. Kusko A. Power Quality in Electrical Systems / A. Kusko, M. Thompson. – McGraw-Hill Professional, 2007. – 225 pp. – ISBN: 978-0-07-147075-9
136. Li W. Probabilistic Transmission System Planning / Wenyuan Li. – Wiley-IEEE Press, 2011. – 376 pp. – ISBN: 978-0-470-63001-3

137. McDonald J. *Electric Power Substations Engineering* / John D. McDonald. – CRC Press, 2007. – 424 pp. – ISBN: 978-0-8493-7383-1
138. Mehta V. K. *Principles of Power System* / V.K. Mehta, R. Mehta. – S. Chand & Company Ltd, 2005. – 608 pp. – ISBN: 978-81-219-2496-2
139. Meier A. *Electric Power Systems: A Conceptual Introduction* / Alexandra Von Meier. – Wiley, 2006. – 328 pp. – ISBN: 978-0-471-17859-0
140. Milano F. *Power System Modeling and Scripting* / Federico Milano. – Springer, 2010. – 558 pp. – ISBN: 978-3-642-13669-6.
141. Momoh J. A. *Electric Power Distribution, Automation, Protection, and Control* / James A. Momoh. – CRC Press, 2007. – 360 pp. – ISBN: 978-1-4200-0625-4
142. Murthy P. S. R. *Operation and Control in Power Systems* / P. S. R. Murthy. – BS Publications, 2008. – 410 pp. – ISBN: 978-81-7800-181-0
143. Murthy P. S. R. *Power System Analysis* / P. S. R. Murthy. – BS Publications, 2007. – 321 pp. – ISBN: 978-81-7800-161-6
144. Natarajan R. *Computer-Aided Power System Analysis* / Ramasamy Natarajan. – CRC Press, 2002. – 392 pp. – ISBN: 0-8247-0699-4
145. Padiyar K. R. *Power System Dynamics: Stability & Control* / K. R. Padiyar. – BS Publications, 2008. – 571 pp. – ISBN: 978-81-7800-024-4
146. Pansini A. J. *Electrical Distribution Engineering* / Anthony J. Pansini. – Fairmont Press, 2006. – 535 pp. – ISBN: 0-88173-546-9.
147. Pansini A. J. *Guide to Electrical Power Distribution Systems* / Anthony J. Pansini. – The Fairmont Press, Inc, 2005. – 275 pp. – ISBN: 0-88173-505-1
148. Pansini A. J. *Power Transmission and Distribution* / Anthony J. Pansini. – The Fairmont Press, Inc, 2005. – 392 pp. – ISBN: 0-88173-503-5.
149. Patrick D. R. *Electrical Distribution Systems* / D. R. Patrick, S. W. Fardo. – CRC-Press, 2009. – 476 pp. – ISBN: 978-1-4398-0472-8
150. Phadke A. G. *Handbook of Electrical Engineering Calculations* / Arun G. Phadke. – CRC Press, 1999. – 313 pp. – ISBN: 0-8247-1955-7.
151. *Power System Transients. Parameter Determination* / edited by Juan A. Martinez-Velasco. – CRC Press, 2010. – 633 pp. – ISBN: 978-1-4200-6529-9.
152. Ryan H. M. *High Voltage Engineering and Testing* / H. M. Ryan. – Institution of Engineering and Technology, 2001. – 960 pp. – ISBN: 978-0-85296-775-1
153. Saccomanno F. *Electric Power Systems. Analysis And Control* / Fabio Saccomanno. – WILEY, 2003. – 730 pp. – ISBN: 0-471-23439-7
154. Saha M. M. *Fault Location on Power Networks* / M. M. Saha, J.J. Izykowski, E. Rosolowski. – Springer, 2009. – 435 pp. – ISBN: 978-1-84882-885-8
155. Sallam A. A. *Electric Distribution Systems* / A.A. Sallam. – Wiley, 2011. – 576 pp. – ISBN: 978-0-470-27682-2

156. Sarma M. S. Power Quality: VAR Compensation in Power Systems / S. R. Vedam, M. S. Sarma. – CRC Press, 2008. – 304 pp. – ISBN: 978-1-4200-6480-3
157. Schlabbach J. Power System Engineering / K.-H. Rofalsky, J. Schlabbach. – Wiley-VCH, 2008. – 337 pp. – ISBN: 978-3-527-40759-0.
158. Schlabbach J. Short Circuit Currents / J. Schlabbach. – IET Press, 2005. – 336 pp. – ISBN: 978-0-86341-514-2
159. Schlabbach J. Voltage Quality in Electrical Power Systems / D. Blume, J. Schlabbach, T. Stephanblome. – IET Press, 2001. – 248 pp. – ISBN: 978-0-85296-975-5
160. Shahidehpour M. Restructured Electrical Power Systems / M. Shahidehpour, M. Alomoush. – CRC Press, 2001. – 510 pp. – ISBN: 978-0-585-41816-2
161. Short T. A. Distribution Reliability and Power Quality / Thomas Allen Short. – CRC Press, 2005. – 288 pp. – ISBN: 978-0-8493-9575-8
162. Short T. Electric Power Distribution Equipment and Systems / Tom A. Short. – CRC Press, 2005. – 344 pp. – ISBN: 0849395763
163. Short T. Electric Power Distribution Handbook / Tom A. Short. – CRC Press, 2003. – 773 pp. – ISBN: 0-8493-1791-6
164. Sugarman S. C. HVAC Fundamentals / Samuel C. Sugarman. – The Fairmont Press, 2007. – 326 pp. – ISBN: 978-1-4200-5245-9.
165. Thomas B. A. Mathematical Methods in Electrical Engineering / Thomas B. A. Senior. – Cambridge University Press, 1986. – 272 pp. – ISBN: 0-521-30661-2
166. Tleis M. Power Systems Modeling and Fault Analysis / N. D. Tleis. – Newnes, 2007. – 592 pp. – ISBN: 978-0-7506-8074-5
167. Transmission Lines and Lumped Circuits / Giovanni Miano, Antonio Maffucci. – Academic Press, 2001. – 479 pp. – ISBN: 978-0-12-189710-9.
168. Vedam R. S. Power Quality: VAR Compensation in Power Systems / S. Vedam, M. S. Sarma. – CRC Press, 2008. – 304 pp. – ISBN: 978-1-4200-6480-3.
169. Wadhwa C. L. Basic Electrical Engineering / C.L. Wadhwa. – New Age International, 2008. – 405 pp. – ISBN: 978-81-224-2947-3.
170. Wan X. Electrical Power Systems and Computers / Xiaofeng Wan. – Springer, 2011. – 1033 pp. – ISBN: 978-3-642-21746-3
171. Wang X.-F. Modern Power Systems Analysis / X.-F. Wang, Y. Song, M. Irving. – Springer, 2008. – 561 pp. – ISBN: 978-1-4419-4451-1
172. Warne D. F. Newnes Electrical Power Engineer's Handbook / D. F. Warne. – Newnes, 2005. – 456 pp. – ISBN: 978-0-7506-6268-0
173. Weedy B. M. Electric Power Systems / B. M. Weedy, B. J. Cory, N. Jenkins, J. B. Ekanayake, G. Strbac. – Wiley, 2012. – 520 pp. – ISBN: 978-0-470-68268-5.

174. Whitaker J. C. AC Power Systems Handbook / Jerry C. Whitaker. – CRC Press, 2006. – 428 pp. – ISBN: 978-0-8493-4034-5
175. Whitaker J. C. AC Power Systems Handbook / Jerry C. Whitaker. – CRC-Press, 2006. – 428 pp. – ISBN: 978-0-8493-4034-5
176. Zhang X-P. Restructured Electric Power Systems: Analysis of Electricity Markets With Equilibrium Models / Xiao-Ping Zhang. – Wiley, 2010. – 307 pp. – ISBN: 978-0-470-26064-7