

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

ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ І СИСТЕМИ ТА ОПЕРАТИВНА ДІЯЛЬНІСТЬ

Методичні вказівки
до виконання практичних робіт для здобувачів вищої освіти
першого (бакалаврського) рівня денної і заочної форм здобуття освіти за
спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Електронний ресурс

Рецензенти:

К. Ю. Бровко – кандидат технічних наук, доцент кафедри електротехніки та електроенергетики навчально-наукового інституту «Українська інженерно-педагогічна академія»;

О. Ю. Єгорова – кандидат технічних наук, доцент кафедри теплотехніки та енергоефективних технологій Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут».

*Затверджено до розміщення в мережі Інтернет рішенням Науково-методичної ради
Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна
(протокол № 5 від 20 лютого 2026 року)*

- Е 45 **Електричні мережі і системи та оперативна діяльність** : методичні вказівки до виконання практичних робіт для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня денної і заочної форм здобуття освіти за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» [Електронний ресурс] / уклад. Ю. С. Олійник, О. М. Пономаренко. – Харків : ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2026. – (PDF 71 с.)

Методичні вказівки для проведення практичних занять містять основний стислий теоретичний матеріал дисципліни та рекомендовану літературу. Методичні вказівки до практичних занять також містять основні положення теорії електричних мереж, приклади розв'язання завдань та індивідуальні завдання, обов'язкові до виконання, до кожного практичного завдання.

УДК 621(075.5)

© Харківський національний університет
імені В. Н. Каразіна, 2026

© Олійник Ю. С., Пономаренко О. М., уклад., 2026

ЗМІСТ

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ	4
ОПИС НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ	5
СТРУКТУРА НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ	7
ТЕМАТИЧНИЙ ПЛАН НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ	8
Практичне заняття №1 «Конструктивне виконання повітряних і кабельних ліній електропередач»	10
Практичні заняття № 2, 3 «Схеми заміщення електричних мереж та їх параметри. Схеми заміщення ліній та трансформаторів»	24
Практичне заняття № 4 «Втрати потужності та енергії в лініях»	35
Практичне заняття № 5 «Втрати потужності та енергії в трансформаторах»	41
Практичне заняття № 6 «Падіння та втрати напруги в елементах електричної мережі»	45
Практичне заняття № 7 «Розрахунок робочих режимів розімкнених електричних мереж»	48
Практичне заняття № 8 «Розрахунок мережі з двостороннім живленням»	51
Практичне заняття № 9 «Розрахунок складнозамкнених мереж методом перетворювання»	58
Практичне заняття № 10 «Розрахунок складнозамкнених мереж методом контурних рівнянь»	64
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	70

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Методичні вказівки для проведення практичних занять розроблено з метою забезпечення ефективного засвоєння студентами теоретичних і практичних положень дисципліни та формування у них необхідних професійних компетентностей у галузі електричних мереж і систем. Вони містять стислий, але достатньо структурований теоретичний матеріал з основних тем курсу, який є базою для виконання практичних робіт, а також перелік рекомендованих літературних джерел для самостійного поглибленого вивчення навчального матеріалу.

Методичні вказівки до практичних занять включають основні положення теорії електричних мереж, методики аналізу та розрахунку режимів їх роботи, приклади розв'язання типових задач, що сприяє кращому розумінню розрахункових алгоритмів і фізичної сутності процесів, які відбуваються в електроенергетичних системах. Для закріплення теоретичних знань і набуття практичних навичок передбачено індивідуальні завдання, обов'язкові до виконання в межах кожного практичного заняття.

Значна увага приділяється наочності викладу матеріалу. Методичні вказівки ілюстровані фотографіями, графіками, рисунками та електричними схемами, що дозволяє більш детально та наочно вивчити конструктивні особливості елементів електричних мереж, принципи їх роботи та взаємодію в складі енергосистеми.

Зміст практичних завдань повністю відповідає робочій програмі навчальної дисципліни та охоплює всі її основні розділи, забезпечуючи послідовне і системне формування знань, умінь і навичок. Методичні рекомендації розроблено з урахуванням основних педагогічних принципів, зокрема принципів науковості, доступності, послідовності, практичної спрямованості та інтеграції теорії з практикою.

Рекомендована література охоплює сучасні вітчизняні та зарубіжні джерела і дає змогу докладніше ознайомитися з ключовими поняттями та термінами, що використовуються при проектуванні, аналізі та експлуатації електричних мереж і електроенергетичних систем, а також з інженерними методами розрахунків, що застосовуються при вирішенні практичних задач у даній галузі.

ОПИС НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ

Навчальна дисципліна «Електричні мережі і системи та оперативна діяльність» належить до циклу професійної підготовки здобувачів вищої освіти електроенергетичного напрямку та спрямована на формування системних знань про структуру, принципи побудови, режими роботи та експлуатацію електричних мереж і електроенергетичних систем, а також набуття практичних навичок з оперативного керування їх режимами.

У межах дисципліни розглядаються основні типи електричних мереж різних класів напруги, їх елементи та параметри, методи розрахунку усталених і перехідних режимів, поточкорозподілу потужностей, втрат електричної енергії, а також питання забезпечення надійності, якості та ефективності електропостачання. Особлива увага приділяється аналізу впливу навантажень і джерел генерації, зокрема відновлюваних джерел енергії, на режими роботи електричних мереж.

Значна частина курсу присвячена питанням оперативної діяльності в електроенергетичних системах, зокрема організації диспетчерського управління, принципам оперативного планування та керування режимами, діям оперативного персоналу в нормальних, ремонтних та аварійних режимах роботи мереж. Розглядаються основи протиаварійного керування, оперативні перемикання, а також застосування сучасних технічних засобів і автоматизованих систем керування.

Вивчення дисципліни передбачає поєднання теоретичної підготовки з виконанням практичних занять, спрямованих на закріплення теоретичних положень, опанування методів інженерних розрахунків та формування навичок прийняття обґрунтованих технічних рішень в умовах реальної експлуатації електричних мереж і систем.

У результаті опанування дисципліни здобувачі вищої освіти отримують комплексні знання та практичні вміння, необхідні для подальшої професійної діяльності у сфері проєктування, експлуатації та оперативного управління електроенергетичними системами, а також для вивчення спеціальних і прикладних дисциплін електроенергетичного профілю.

Перелік компетентностей, що формує дана дисципліна

ФК11. Здатність вирішувати практичні задачі із застосуванням систем автоматизованого проєктування і розрахунків (САПР).

ФК13. Здатність вирішувати комплексні спеціалізовані задачі і практичні проблеми, пов'язані з роботою електричних систем та мереж, електричної частини станцій і підстанцій та техніки високих напруг.

ФК16. Здатність вирішувати комплексні спеціалізовані задачі і практичні проблеми, пов'язані з проблемами виробництва, передачі та розподілення електричної енергії.

ФК17. Здатність розробляти проекти електроенергетичного, електротехнічного та електромеханічного устаткування із дотриманням вимог законодавства, стандартів і технічного завдання.

ФК18. Здатність виконувати професійні обов'язки із дотриманням вимог правил техніки безпеки, охорони праці, виробничої санітарії та охорони навколишнього середовища.

ФК21. Здатність оперативно вживати ефективні заходи в умовах надзвичайних (аварійних) ситуацій в електроенергетичних та електромеханічних системах.

Перелік результатів навчання, що формує дана дисципліна

ПРН01. Знати і розуміти принципи роботи електричних систем та мереж, силового обладнання електричних станцій та підстанцій, пристроїв захисного заземлення та грозозахисту та уміти використовувати їх для вирішення практичних проблем у професійній діяльності.

ПРН07. Здійснювати аналіз процесів в електроенергетичному, електротехнічному та електромеханічному обладнанні, відповідних комплексах і системах.

ПРН08. Обирати і застосовувати придатні методи для аналізу і синтезу електромеханічних та електроенергетичних систем із заданими показниками.

ПРН09. Уміти оцінювати енергоефективність та надійність роботи електроенергетичних, електротехнічних та електромеханічних систем.

ПРН12. Розуміти основні принципи і завдання технічної та екологічної безпеки об'єктів електротехніки та електромеханіки, враховувати їх при прийнятті рішень.

ПРН16. Знати вимоги нормативних актів, що стосуються інженерної діяльності, захисту інтелектуальної власності, охорони праці, техніки безпеки та виробничої санітарії, враховувати їх при прийнятті рішень.

ПРН17. Розв'язувати складні спеціалізовані задачі з проектування і технічного обслуговування електромеханічних систем, електроустаткування електричних станцій, підстанцій, систем та мереж.

ПРН19. Застосовувати придатні емпіричні і теоретичні методи для зменшення втрат електричної енергії при її виробництві, транспортуванні, розподіленні та використанні.

СТРУКТУРА НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ

Назви розділів і тем	Кількість годин											
	денна форма						заочна форма					
	усього	у тому числі					усього	у тому числі				
		л	п	лаб.	інд.	с. р.		л	п	лаб.	інд.	с. р.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Розділ 1. Характеристика та розрахунок електричних мереж і систем												
Тема 1. Вступ до електричних мереж і систем	18	4	4			10	19	2				17
Тема 2. Склад та будова електричних мереж	22	4	8			10	19	2				17
Тема 3. Електричні навантаження і їхній вплив на роботу систем	22	4	8			10	24	2	4			18
Тема 4. Низьковольтні ЛЕП. Шинопроводи.	22	4	8			10	20	2				18
Тема 5. Розрахунки режимів роботи електричних мереж і систем	28	2	8	8		10	22		4			18
Тема 6. Оперативне управління електричними мережами	20	4	6			10	17					17
Тема 7. Надійність електричних мереж і систем	20	4	6			10	17					17
Разом за розділом 1	152	26	48	8		70	138	8	8			122
Розділ 2. Оперативна діяльність												
Тема 8. Міжнародні стандарти та регуляції в електричних мережах	16	4	4			20	42	2				40
Разом за розділом 2	28	4	4			20	42	2				40
<i>Усього годин</i>	180	30	52	8		90	180	10	8			162

ТЕМАТИЧНИЙ ПЛАН НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ

Розділ 1. Характеристика та розрахунок електричних мереж і систем

Тема 1. Вступ до електричних мереж і систем

Основні поняття та визначення.

Структура та класифікація електричних мереж і систем.

Роль електричних мереж у національній і глобальній енергетичній інфраструктурі.

Тема 2. Склад та будова електричних мереж

Види електричних мереж: розподільчі та магістральні.

Основні компоненти електричних мереж: підстанції, трансформатори, лінії електропередавання.

Технічні характеристики та параметри електричних мереж.

Тема 3. Електричні навантаження і їхній вплив на роботу систем

Класифікація електричних навантажень.

Вплив навантажень на режим роботи електричних мереж.

Методи управління електричними навантаженнями.

Тема 4. Низьковольтні ЛЕП. Шинопроводи

Вступ

Характеристики низьковольтних ЛЕП

Шинопроводи

Порівняння низьковольтних ЛЕП та шинопроводів

Техніка безпеки при роботі з низьковольтними ЛЕП та шинопроводами

Тема 5. Розрахунки режимів роботи електричних мереж і систем

Методи аналізу та розрахунку режимів роботи електричних мереж.

Баланс потужностей в електричній системі.

Розрахунки перехідних і стаціонарних режимів.

Тема 6. Оперативне управління електричними мережами

Основи оперативного управління електричними мережами.

Роль диспетчерських служб в управлінні електричними системами.

Процедури оперативного перемикання в електричних мережах.

Тема 7. Надійність електричних мереж і систем

Основні показники надійності електричних мереж.

Методи підвищення надійності електричних систем.
Оцінка ризиків та управління надійністю.

Розділ 2. Оперативна діяльність

Тема 8. Міжнародні стандарти та регуляції в електричних мережах

Огляд міжнародних стандартів (наприклад, IEC, IEEE) для електричних мереж.

Вплив міжнародних регуляцій на управління електричними системами.

Адаптація національних мереж до міжнародних вимог.

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ №1

КОНСТРУКТИВНЕ ВИКОНАННЯ ПОВІТРЯНИХ І КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Лінія електропередачі (ЛЕП) – спорудження, що складається з струмопроводів і допоміжних пристроїв, призначене для передачі електричної енергії.

Лінії електропередачі класифікуються за наступними показниками:

- по струму, розрізняють ЛЕП змінного і постійного струму;
- по напрузі, поділяються на ЛЕП високої (вище 1 кВ) і низької (до 1 кВ) напруги;
- по конструктивному виконанню, розрізняють повітряні і кабельні ЛЕП.

ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Повітряна лінія електропередачі (ПЛЕП) – пристрій для передачі електроенергії по проводах, розташованих на відкритому повітрі і прикріплених за допомогою ізоляторів і арматури до опор або кронштейнів і стійкам на інженерних спорудженнях (мостах, шляхопроводах і т.п.).

За початок і кінець ПЛЕП приймаються лінійні портали або лінійні введення розподільних пристроїв, а для відгалужень - відгалужувальна опора і лінійний портал або лінійне введення розподільного пристрою.

По конструктивному виконанню ПЛЕП можуть бути одно- і двохланцюговими. Під поняттям ланцюг звичайно мають на увазі три проводи однієї трифазної ПЛЕП. Відповідно до цим *одноланцюговою* називається ПЛЕП із розташуванням на опорах одного ланцюга, *двохланцюговою* – ПЛЕП із кріпленням на опорах двох електричних ланцюгів.

Основними конструктивними елементами ПЛЕП є проводи, опори, ізолятори і зчіпна арматура

Проводи

Проводи повітряних ліній електропередач призначені для передачі електричної енергії від джерел до електроприймача споживачів.

Розташування проводів на опорах

Число проводів на опорах може бути різним. Звичайно ПЛЕП розрахована на передачу трифазного струму, тому опори одноланцюгових ПЛЕП напругою понад 1 кВ розраховані на підвіску трьох фазних проводів, тобто одного ланцюга. На опорах двохланцюгових ПЛЕП підвішують два ланцюги що йдуть паралельно, тобто 6 проводів.

Також бувають ПЛ із розщепленими фазами, коли замість одного фазного проводу великого перетину підвішується скріплені між собою проводи меншого перетину. Розщеплення проводів застосовується для усунення появи протяжного коронного розряду на проводах. Поява "корони" не тільки викликає додаткові втрати в проводах, але і створює додаткові спотворення синусоїдальної форми струму, на роботу з якими мережі перемінного струму не розраховані.

Звичайно в кожній фазі ПЛЕП напругою 6—220 кВ підвішують по одному проводу, ПЛЕП 330 кВ — два проводи, розташованих горизонтально, ПЛЕП 500 кВ — три проводи по вершинах трикутника, ПЛЕП 750 кВ — чотири проводи по кутах квадрата або п'ять проводів по кутах п'ятикутника, ПЛЕП 1150 кВ — вісім проводів по кутах восьмикутника. Однак при необхідності збільшення пропускної здатності лінії число проводів може бути збільшене поза залежністю від класу напруги лінії.

При необхідності поруч з фазними проводами підвішується один або кілька грозозахисних тросів.

На опорах ПЛЕП до 1 кВ підвішується від 5 до 12 проводів для електропостачання різних споживачів по однієї ПЛЕП (зовнішнє і внутрішнє освітлення, електросилове господарство, побутові навантаження).

ПЛЕП до 1 кВ із глухозаземленою нейтраллю крім фазних має нульовий провід. Іноді на тих самих опорах можуть бути підвішені проводи ліній різної напруги і призначення. Переважно це практикується для ліній нижчих у середніх класів напруг.

Розташування проводів на опорах може бути:

горизонтальне в один ярус (рис. 1.1. а)

вертикальне один над іншим у два-три яруси (рис. 1.1. б)

змішане (вертикально розташовані проводи зміщені один щодо іншого по горизонталі рис. 1.1. в)

трикутником (на одноланцюгових опорах рис. 1.1. г)

за схемою «зигзаг» на проміжних опорах (рис. 1.1. д) На одноланцюгових ПЛЕП нижній провід на першій опорі підвішений до нижньої траверси, а на другий — до верхнього; нижній провід підвішений навпаки: на першій опорі — до верхньої траверси, на другий — до нижнього. Верхній провід кріплять на першій опорі з правої сторони верхньої траверси, на другий — з лівої. При такій схемі висота підвісу нижніх проводів збільшується в середньому на половину відстані між нижньою і верхньою траверсами, що дозволяє збільшити проліт між опорами або зменшити висоту опор. При підвіску на двохланцюгових ПЛ можна ще більше збільшити довжину прольотів, але при цьому ускладнюється конструкція опор.

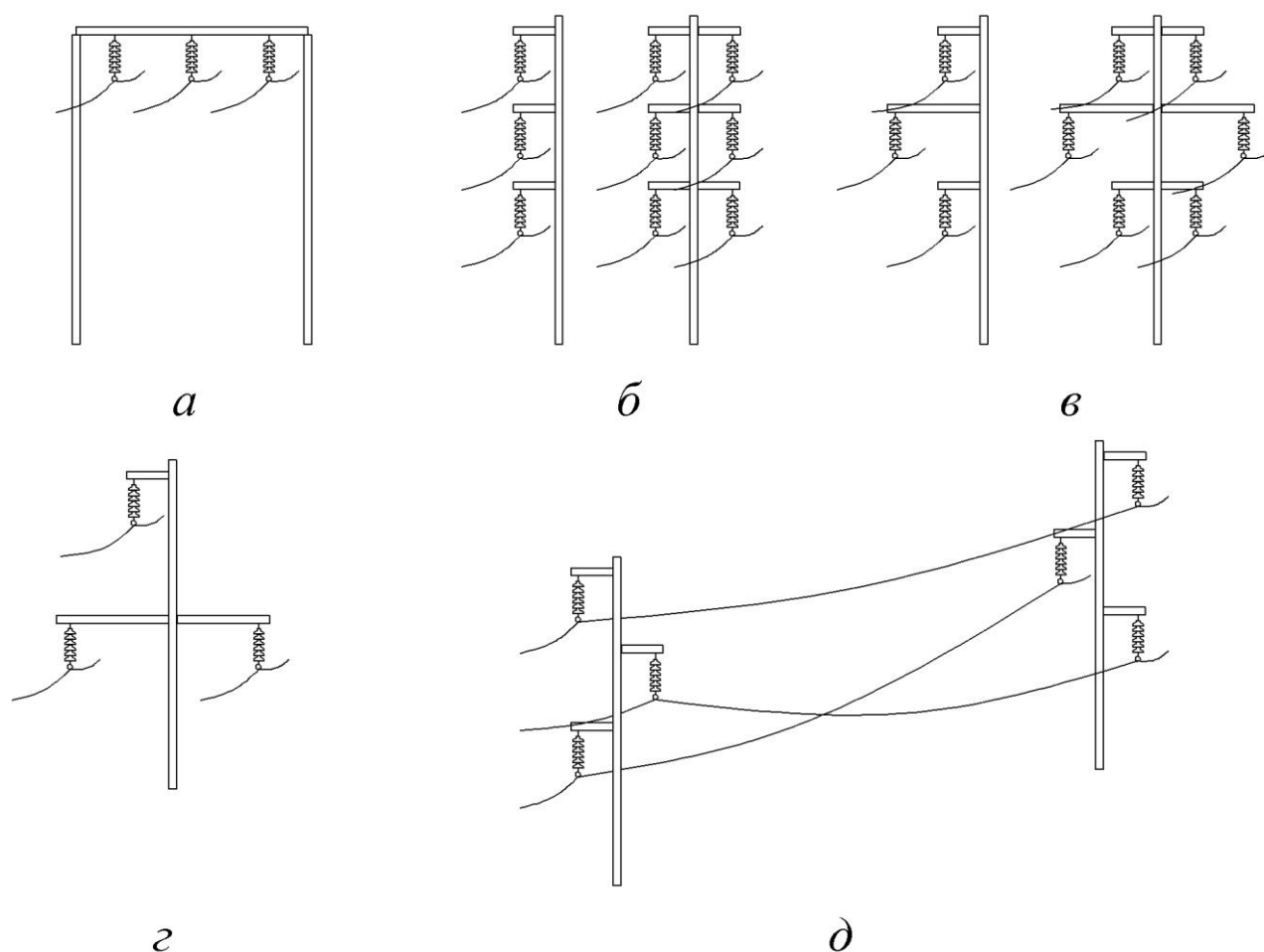


Рис. 1.1. Розташування проводів на опорах

Маркірування проводів

Неізолювані проводи.

М — провід, що складається з однієї або скручений з декількох мідних дротів.

А — провід алюмінієвий неізолюваний.

АС — провід, що складається зі сталевого сердечника й алюмінієвих дротів.

Одержав найбільше поширення.

ПСО і ПС — проводу, виготовлені зі сталі, відповідно однодротовий і багатодровий.

АСКС — провід марки АС, але міждротовий простір сталевому сердечника, включаючи його зовнішню поверхню, заповнено нейтральним змащенням підвищеної нагрівостійкості.

АСКП — провід марки АС, але міждротовий простір усього проводу, за винятком зовнішньої поверхні, заповнено нейтральним змащенням підвищеної нагрівостійкості.

АСУ — сталевобалюмінієвий провід з посиленням сталевим сердечником.

АСО - сталевобалюмінієвий провід з полегшенням сталевим сердечником.

У марці проводу вказується і його номінальний перетин. Наприклад, А-50 означає алюмінієвий провід перетином 50 мм². Для сталевих однодротових проводів у марці вказують діаметр проводу. Так, ПСО-5 означає однодротовий

сталевий провід діаметром **5 мм**.

Ізольовані проводи (СПП - ізолюваний провід, що самонесе) — багатожильні проводи для повітряних ліній електропередачі, що містять ізолювані жили і несучий елемент, призначений для кріплення або підвіски проводу. Вони використовуються в основному для внутрішніх мереж. Струмоведучі жили проводів виконують із круглого мідного або алюмінієвого дроту. Ізолюючу оболонку виконують з гуми або поліхлорвінілового пластикату. Захисні покриття проводів з гумовою ізоляцією виконують у виді оплётки з волокнистих матеріалів, просоченої протигнільним складом. Проводи з ПВХ-ізоляцією звичайно виготовляють без захисних покриттів. Застосовують також металеві захисні оболонки для захисту від механічних ушкоджень.

Захищені проводи — проводи для повітряних ліній електропередачі, поверх струмопровідної жили яких накладена екструдована полімерна захисна ізоляція, що виключає коротке замикання між проводами при зхльостуванні й імовірність замикання на землю.

Опори

По призначенню опори ПЛЕП мають наступну класифікацію.

Проміжні опори

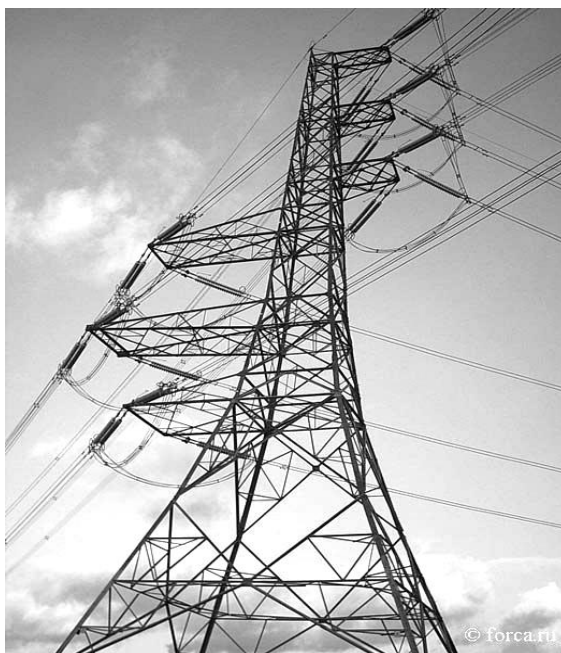
Установлюються на прямих ділянках траси ПЛЕП, призначені тільки для підтримки проводів і тросів і не розраховані на навантаження від тяжіння проводів уздовж лінії. Звичайно складають 80 — 90 % всіх опор ПЛЕП.



Рис. 1.2. Проміжна металева опора ПЛЕП 110 кВ

Анкерні опори

Установлюються на прямих ділянках траси для переходу через інженерні спорудження або природні перешкоди, сприймають подовжнє навантаження від тяжіння проводів і тросів. Їхня конструкція відрізняється твердістю і міцністю.



а



б

Рис 1.3. Анкерні опори

а) складна анкерна опора ПЛЕП 500 кВ

б) двохланцюгова й одноланцюгова анкерні металеві опори

Кутові опори

Установлюються на кутах повороту траси ПЛЕП, при нормальних умовах сприймають рівнодіючу сил тяжіння проводів і тросів суміжних прольотів, спрямовану по бісектрисі кута, що доповнює кут повороту лінії на 180° . При

невеликих кутах повороту (до 15° — 30°), де навантаження невеликі, використовують кутові проміжні опори. Якщо кути повороту більше, те застосовують кутові анкерні опори, що мають більш тверду конструкцію й анкерне кріплення проводів.

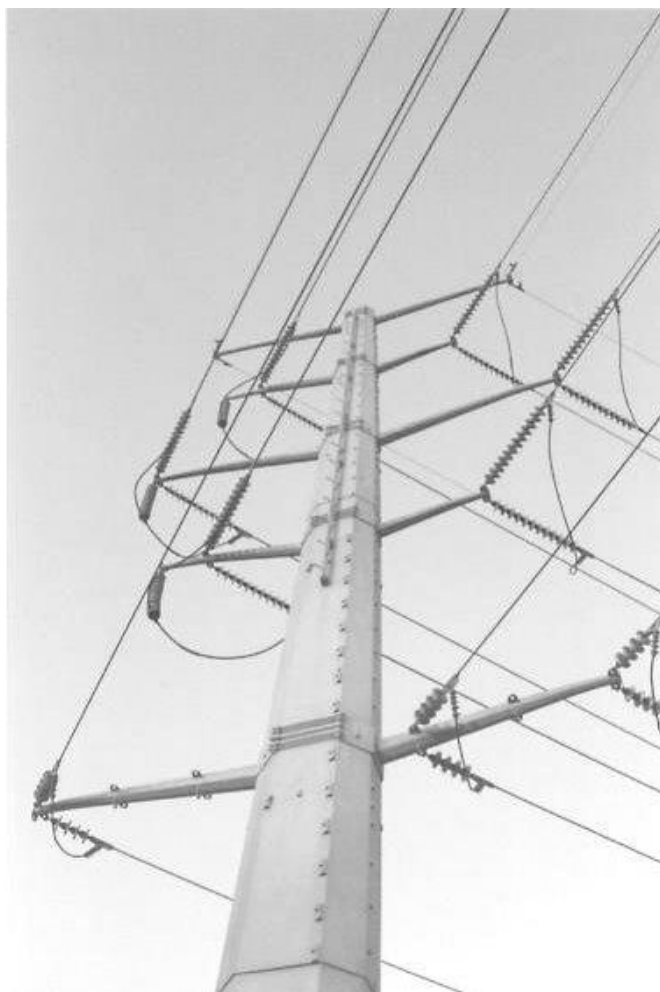


Рис. 1.4. Залізобетонна кутова опора

Кінцеві опори

Різновид анкерних і встановлюються наприкінці або початку лінії. При нормальних умовах роботи ПЛЕП вони сприймають навантаження від однобічного тяжіння проводів і тросів.

Спеціальні опори:

- *транспозиційні* — для зміни порядку розташування проводів на опорах;
- *відгалужувальні* — для влаштування відгалужень від магістральної лінії;
- *перехресні* — при перетинанні ПЛЕП двох напрямків;
- *противітрові* — для посилення механічної міцності ПЛЕП;
- *перехідні* — при переходах ПЛЕП через інженерні спорудження або природні перешкоди.

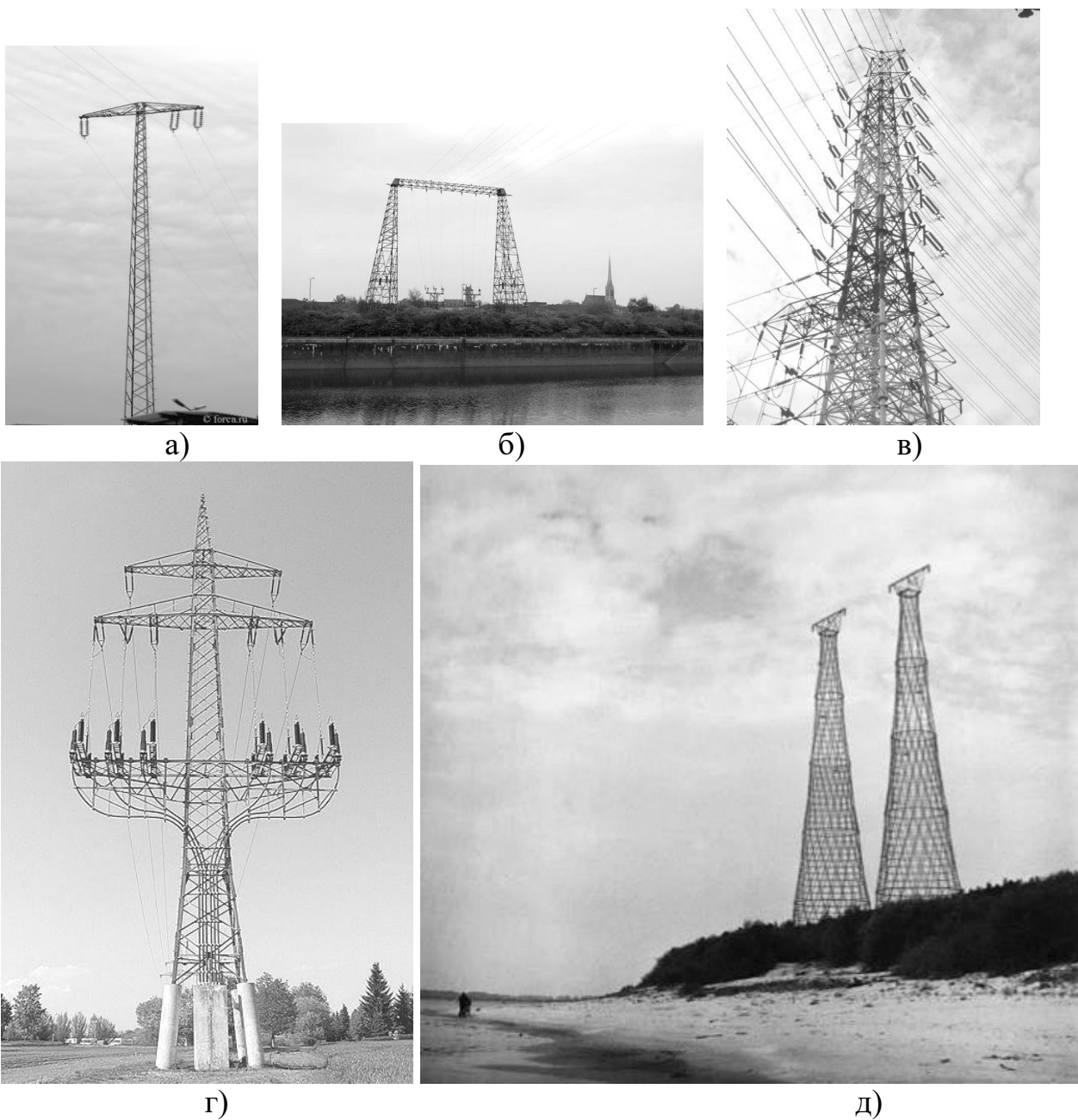


Рис. 1.5. Спеціальні опори

- а) перехідна опора
- б) перехідна багатоланцюгова опора
- в) кутова багатоланцюгова опора різних рівнів напруги
- г) кінцева опора переходу ПЛЕП у підземну кабельну лінію
- д) дві 128 метрові вежі Шухова на березі Оки (перехід ПЛЕП через ріку). Унікальні гіпербалоїдні опори



Рис. 1.6. Багатоланцюгова ПЛЕП (опори типу «чарка»)

По способу закріплення в ґрунті

Опори, що встановлюються безпосередньо в ґрунт

Опори, що встановлені на фундаменти

По конструкції

Опори що вільно стоять

Опори з відтягненнями

По кількості проводів

Одноланцюгові

Двохланцюгові

Багатоланцюгові

По матеріалу виготовлення

Залізобетонні — виконують різних конструкцій. Для ліній 35-110 кВ і вище звичайно застосовують опори з центрифугованого бетону. Достоїнством залізобетонних опор є їхня стійкість у відношенні корозії і впливу хімічних реагентів, що знаходяться в повітрі.

Металеві — виконують зі сталі спеціальних марок. Окремі елементи з'єднують зварюванням або болтами. Для запобігання окислювання і корозії поверхня металевих опор оцинковують або періодично офарблюють спеціальними фарбами.

Металеві ґратчасті опори

Багатогранні металеві опори

Дерев'яні — виконують із круглих колод. Найбільш поширені соснові опори і трохи менше опори з модрина. Дерев'яні опори застосовують для ліній напругою до 110 кВ включно. Основні достоїнства цих опор - мала вартість (при наявності місцевої деревини) і простота виготовлення. Основний недолік - гниття деревини, особливо інтенсивне в місці зіткнення опори з ґрунтом. Просочення деревини спеціальним антисептиками збільшує термін її служби з 4-6 до 15-25 років. Для збільшення терміну служби дерев'яну опору звичайно виконують не з цілої колоди, а складеною: з більш довгої основної стійки і короткого стільця або пасинка. Стілець скріплюють з основною стійкою за допомогою дротового бандажу. Широко застосовують складені дерев'яні опори з залізобетонними стільцями.

Термін служби залізобетонних і металевих оцинкованих опор, або опор, що періодично офарблюються, досягає 50 років і більш. Вартість металевих і залізобетонних опор значно перевищує вартість дерев'яних опор. Вибір того або іншого матеріалу для опор обумовлюється економічною доцільністю, а також наявністю відповідного матеріалу в районі спорудження лінії.



а)

б)

в)

Рис. 1.7. Дерев'яні опори

а) згорілі дерев'яні опори як результат підпала трави

б) монтаж ПЛЕП 110 кВ на дерев'яній опорі

Позначення опор

Для металевих і залізобетонних опор ПЛЕП 35 — 330 кВ прийнята наступна система позначення.

П, ПС — проміжні опори

ПВЗ — проміжні опори з внутрішніми зв'язками

ПК, ПКС — проміжні кутові
 ПП — проміжні перехідні
 АК, АКС — анкерно-кутові
 К, КС — кінцеві
 Б — залізобетонні
 Відсутність Б — сталеві

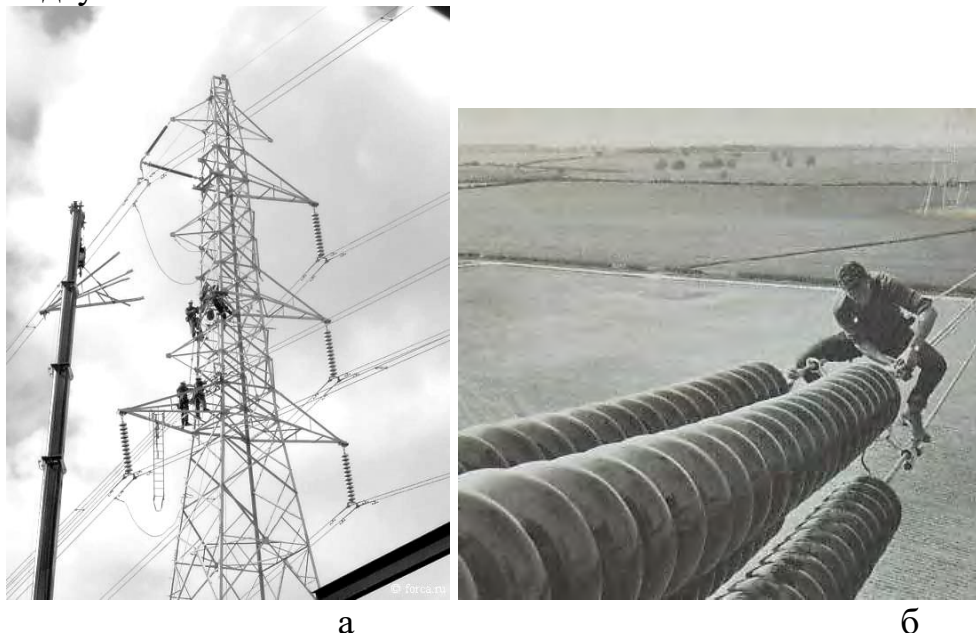


Рис. 1.8. Монтажно-ремонтні роботи на ПЛЕП

а) монтаж траверси

б) ремонт ПЛЕП (монтаж гасителів вібрації)

Ізолятори

Лінійний ізолятор — пристрій для підвішування й ізоляції проводів і кабелів на опорах повітряної лінії електропередач.

По матеріалі виготовлення:

Порцелянові ізолятори виготовляють з електротехнічної порцеляни, покривають шаром глазури й обпалюють у печах.

Скляні ізолятори виготовляють зі спеціального загартованого скла. Вони мають велику механічну міцність, менші розміри і масу, повільніше піддаються старінню в порівнянні з порцеляновими.

Полімерні ізолятори виготовляють зі спеціальних пластичних мас.

По способу кріплення на опорі:

Штиреві ізолятори (кріпляться на гаках або штирях) застосовуються на ПЛЕП до 35 кВ

Підвісні ізолятори (збираються в гірлянди і кріпляться спеціальною арматурою) застосовуються на ПЛЕП 35 кВ і вище

Позначення ізоляторів

В позначенні ізоляторів входять:

букви, що вказують на їхню конструкцію: Ш — штирьовий, П — підвісний
 матеріал: Ф — порцеляна, С — скло
 призначення: Т — телеграфний, Н — низьковольтний, Г — брудостійкий
 (для підвісних)

типорозмір: А, Б, В, Г (для штирьових)

цифри, що у штирьових ізоляторів указують на номінальну напругу (10, 20, 35) або діаметр внутрішнього різьблення (для низьковольтних), а в підвісних — на гарантовану механічну міцність у кілоньютонах.

Конструкція підвісних ізоляторів

Підвісні ізолятори складаються з:

- порцелянової або скляної ізолюючої деталі — «тарілки»,
- шапки з ковкого чавуна,
- стрижня у формі маточки.

Шапка і стрижень скріплюються з ізолюючою деталлю портландцементом марки не нижче 500. Конструкція гнізда шапки і голівки стрижня забезпечує сферичне шарнірне з'єднання ізоляторів при формуванні гірлянд. Число ізоляторів у гірлянді обумовлено напругою ПЛЕП, матеріалом опор і типом ізоляторів. До складу гірлянди входить одна або кілька ланцюжків підвісних ізоляторів.

Типи гірлянд

Підтримуюча гірлянда несе тільки масу проводу в прольоті

Натяжна гірлянда сприймає тяжіння проводів і кріпить них до анкерних і кутових анкерних опор.

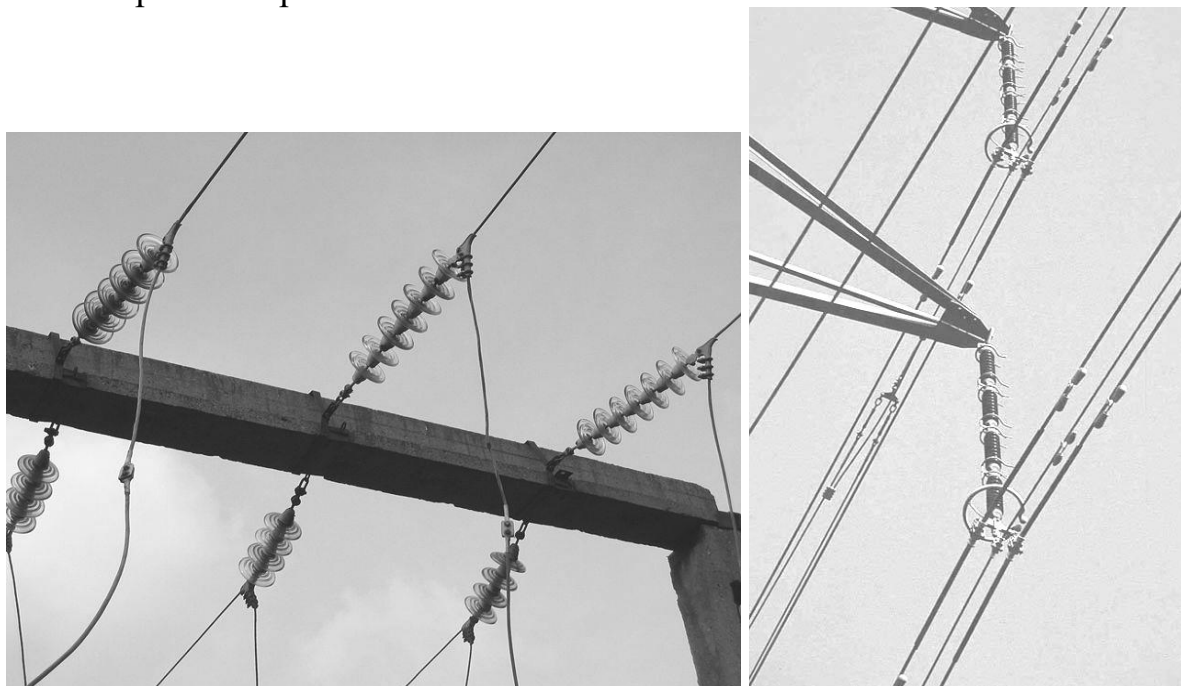


Рис. 1.9. ідвісні ізолятори ПЛЕП

а) натяжні гірлянди скляних ізоляторів на ВРП 110 кВ

б) ізоляція магістральної лінії електропередач з розщепленням і екрануванням

КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Кабельна лінія електропередачі (КЛ) – лінія електропередачі, що складає з одного або декількох рівнобіжних кабелів зі сполучними, стопорними і кінцевими муфтами (закладеннями) і кріпильними деталями. До складу маслонаповненої кабельної ЛЕП входять також підживлювальні апарати і система сигналізації тиску олії.

Для прокладки кабельних ЛЕП використовуються спорудження: колектори (підземне спорудження, призначене для загального розміщення кабельних ЛЕП, кабельних ліній зв'язку, трубопроводів), кабельна каналізація електрична (підземне спорудження, призначене для загального розміщення різних електричних кабелів), кабельні тунелі, кабельні канали, кабельні блоки, кабельні камери, кабельні естакади і галереї.

Конструкції силових кабелів і їхнє призначення. Кабель складається зі струмопровідних жил, ізоляції і герметичних оболонок із захисним покриттям

Силові кабелі розрізняють:

по роду металу струмопровідних жил

- с алюмінієвими жилами
- мідними жилами;

по роду матеріалів ізоляції струмоведучих жил

- с паперової, просиченою олією ізоляцією;
- поліетиленовою ізоляцією;
- гумовою ізоляцією;

по роду захисту ізоляції жил кабелів від впливу зовнішнього середовища

- кабелі в металевій оболонці;
- пластмасовій оболонці;
- гумовій оболонці;

по способі захисту від механічних ушкоджень

- броньовані
- неброньовані;

по числу жил

- одне-, двох-, трьох-, чотирьох- і п'яти- і багатожильні

Кожна конструкція кабелю має свої позначення і марку. Марка кабелю складається з початкових букв слів, що розкривають конструкцію кабелю.

Струмопровідні жили - провідники електричного струму. Силові кабелі мають основні і нульові жили. Трьохжильні кабелі мають тільки основні жили, а чотирьохжильні — три основних і одну нульову. Основні жили використовуються для передачі електричної енергії, а нульові — для проходження різниці струмів фаз при їхньому нерівномірному навантаженні. Нульові жили приєднуються до нейтралі джерела струму.

Струмopрoвідні жили силових кабелів виготовляють з алюмінію і міді однодротовими і багатодротовими. За формою жили виконують круглими, секторними або сегментними.

Алюмінієві жили кабелів перетином до 35 мм^2 включно виготовляють однодротовими, $50 \dots 240 \text{ мм}^2$ — однодротовими або багатодротовими, $300 \dots 800 \text{ мм}^2$ — багатодротовими.

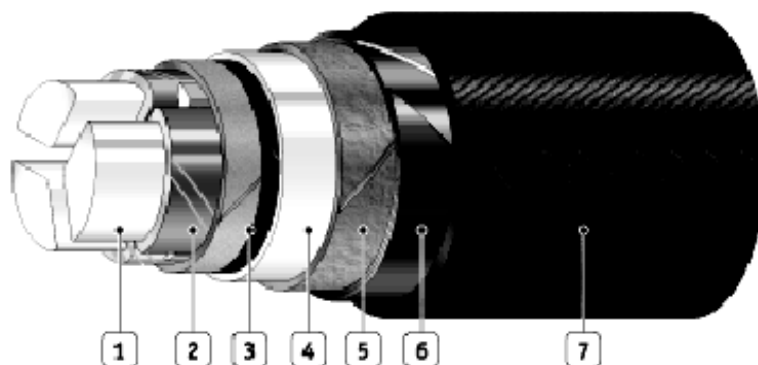


Рис. 1.10. Конструкція кабелю

1- струмоведуча жила, 2 – фазна ізоляція, 3 – поясна ізоляція,
4 – гермооболонка, 5 – подушка під броню, 6 – броня, 7 – зовнішній покров

ПРАКТИЧНІ ЗАНЯТТЯ № 2, 3

СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА ЇХ ПАРАМЕТРИ. СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ЛІНІЙ ТА ТРАНСФОРМАТОРІВ

Лінія електропередач теоретично розглядається як складова безкінечної кількості рівномірно розподілених вздовж неї активних та реактивних опорів та провідностей, точне врахування яких є досить важкою задачею та необхідне лише для довгих ліній.

Схема заміщення лінії містить обмежену кількість елементів з зосередженими параметрами. Повітряні лінії електропередач напругою 110 кВ і вище представляються П – образною схемою заміщення (рис.2.1)

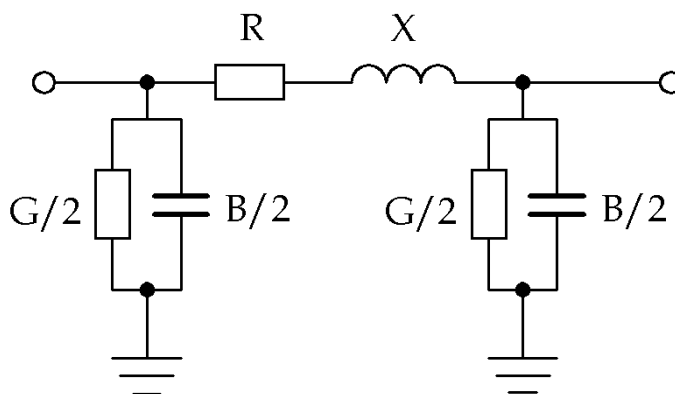


Рис. 2.1. П – образна схема заміщення повітряної лінії електропередач

R – активний опір, X – реактивний опір,
G – активна провідність, B – реактивна провідність.

Активний опір лінії обумовлює теплові втрати в проводах і кабелях та визначається матеріалом і перетином провідника. Активний опір лінії може бути знайдений по формулі 2.1.

$$R = r_0 l, \text{ де} \quad (2.1)$$

r_0 — погонний активний опір лінії при температурі $+20^\circ\text{C}$ (Ом/км) довідкова величина [1]
с.432,433

l — довжина лінії (км)

Оскільки температура проводу може відрізнятись від нормальної, опір R_t при температурі t визначається по формулі 2.2.

$$R_t = R[1 + \alpha_t(t - 20)], \quad (2.2)$$

де

α_t - температурний коефіцієнт питомого опору ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)

для міді $\alpha_{tm}=0,0043\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$,

для алюмінію $\alpha_{tm}=0,004\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$

Реактивний (індуктивний) опір ЛЕП обумовлений змінним магнітним полем, що наводить проти е.д.с. (е.д.с. самоіндукції) в провіднику та е.д.с. взаємоіндукції сусідніх проводів. Тобто індуктивний опір, пропорційний результуючої е.д.с. залежить від поточкозчеплення, яке з свою чергу залежить від взаємного розташування проводів, а саме від радіуса проводу $r_{\text{пр}}$, [1] с.428,429 та середньгеометричної відстані між проводами $D_{\text{ср}}$

Усереднені середньгеометричні відстані між фазними проводами повітряних ЛЕП представлені у табл. 2.1.

Таблиця 2.1. - Усереднені середнь геометричні відстані ПЛЕП

Номинальна напруга, кВ	35	110	150	220	330	500	750
Середнь геометрична відстань, м	3,5	5	6,5	8	11	14	19,5

Реактивний опір лінії може бути знайдений по формулі 2.3.

$$X = x_0 l, \text{ де} \quad (2.3)$$

x_0 — погонний реактивний опір лінії при температурі $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Ом/км) довідкова величина [1] с.432,433

l – довжина лінії (км)

Активна провідність ЛЕП обумовлена недосконалістю ізоляції, що приводить до втрат активної потужності на корону, яка виникає тоді, коли напруженість електричного поля на поверхні провідника перевищує критичне значення.

Погонна активна провідність повітряної ЛЕП g_0 (См/км) визначається по формулі 1.4.

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\text{кор}}}{U_{\text{ном}}^2}, \text{ де} \quad (2.4)$$

$U_{\text{ном}}$ - номінальна напруга мережі (кВ)

$\Delta P_{\text{кор}}$ - погонні втрати на корону (кВт/км)

Ці втрати залежать від погоди і можуть бути знайдені по формулі 2.5.

$$\Delta P_{\text{кор}} = \frac{0,18}{\delta} \sqrt{\frac{r_{\text{пр}}}{D_{\text{ср}}}} (U_{\phi} - U_{\text{кр.}\phi})^2, \text{ де} \quad (2.5)$$

δ - коефіцієнт, яким враховується барометричний тиск і температура ($\delta=1$ при $t=25^{\circ}\text{C}$);

U_{ϕ} - номінальна фазна напруга мережі (кВ);

$U_{кр.ф}$ - критична фазна напруга (кВ).

Критична фазна напруга може бути визначена по формулі 2.6.

$$U_{кр.ф} = 48,9 m_0 m_{\Pi} \delta r_{np} \lg \frac{D_{cp}}{r_{np}}, \text{ де} \quad (2.6)$$

m_0 - коефіцієнт, яким враховується стан проводу (для багатодровових проводів

$m_0 = 0,83 - 0,87$);

m_{Π} - коефіцієнт, яким враховується стан погоди (під час гарної погоди $m_{\Pi}=1$, під час поганої погоди (туман, дощ, снігова буря та ін.) $m_{\Pi}=0,8$).

Реактивна ємнісна провідність обумовлена дією електростатичного поля в діелектрику та може бути визначена по формулі 2.7.

$$B = b_0 l, \text{ де} \quad (2.7)$$

b_0 – погонна ємнісна провідність (См/км) довідкова величина [1] с.432,433

l – довжина лінії (км)

Присутність ємнісної провідності в ЛЕП призводить до виникнення зарядних струмів і реактивної потужності, що генерується лінією. Зарядна потужність $Q_{зар}$ може бути визначена за формулою 2.8.

$$Q_{зар} = U^2 b_0 l \quad (2.8)$$

Приклад розв'язання задачі з визначення параметрів схеми заміщення повітряної ЛЕП

Завдання

Скласти схему заміщення для одно ланцюгової лінії 110 кВ, що змонтована проводом марки АС-120, визначити параметри схеми заміщення при заданій температурі $t=25^{\circ}\text{C}$, погоді (дощ) і довжині лінії $l=54$ км.

Рішення

1. Складемо П-образну схему заміщення лінії як показано на рис. 2.1.

2. Визначимо величину активного опору лінії при температурі 20⁰С та при заданій температурі.

$$R=r_0l=24.9 \cdot 54 \cdot 10^{-2}=13.5 \text{ Ом}$$

$$R_t=R [1 + \alpha t (t - 20)] = 13.5 \cdot [1+0.004 \cdot (25-20)]=13.77 \text{ Ом}$$

3. Визначимо величину реактивного опору лінії.

$$X=x_0l=42.3 \cdot 54 \cdot 10^{-2}=22.842 \text{ Ом}$$

4. Визначимо критичну напругу

$$U_{кр.ф} = 48,9 m_0 m_{II} \delta r_{np} \lg \frac{D_{cp}}{r_{np}} = 48,9 \cdot 0,85 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 7,6 \lg \frac{5000}{7,6} = 712.15 \text{ кВ}$$

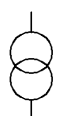
Втрат на корону не буде, тобто активною провідністю лінії можна зневажити.

5. Визначимо ємнісну провідність лінії та зарядну її потужність

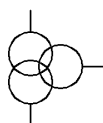
$$B=b_0l=2.69 \cdot 54 \cdot 10^{-6}=0.00016 \text{ См}$$

$$Q_3= U^2B = 110^2 \cdot 0,00016 = 1,9 \text{ Мвар}$$

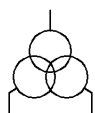
Силові трансформатори за кількістю обмоток підрозділяють на



двохобмоточні,



трьохобмоточні,



двохобмоточні із розщепленою обмоткою нищої напруги



автотрансформатори

Для двохобмоточного трансформатора застосовується Г–образна схема заміщення (рис. 2.2.)

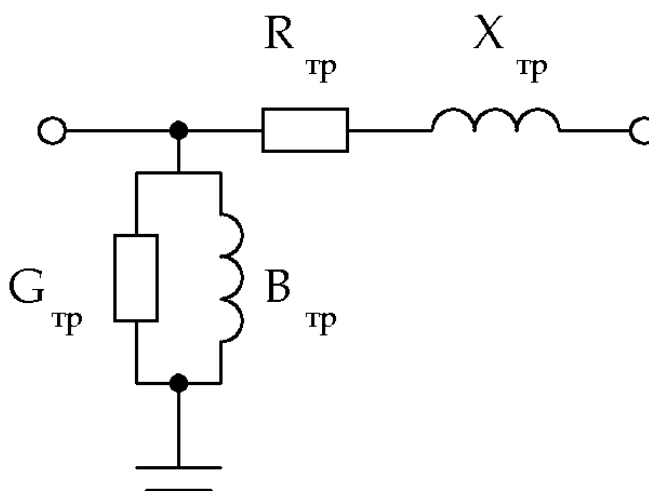


Рис. 2.2. Г-образна схема заміщення двохобмоточного трансформатора
 $R_{тр}$ – активний опір трансформатора, $X_{тр}$ – реактивний опір трансформатора,
 $G_{тр}$ – активна провідність трансформатора,
 $B_{тр}$ – реактивна провідність трансформатора.

Активний опір трансформатора визначається на підставі його паспортних даних по формулі 2.9.

$$R_{тр} = \frac{\Delta P_k U_{ном}^2 \cdot 10^3}{S_{ном.тр}^2}, \text{ де}$$

ΔP_k – втрати короткого замикання трансформатора в режимі лабораторного к.з., кВт (паспортна величина);

$U_{ном}$ – номінальна напруга високої сторони трансформатора, кВ

$S_{ном. тр.}$ – номінальна повна потужність трансформатора, кВА

Реактивний (індуктивний) опір трансформатора визначається по формулі 2.10

$$X_{тр} = u_p U_{ном}^2 \frac{10}{S_{н.тр}} \quad 2.10$$

$$u_p = \sqrt{u_k^2 - u_a^2}, \text{ де} \quad 2.11$$

u_p – падіння напруги на індуктивному опорі трансформатора, %;

u_k – напруга к.з. трансформатора, %;

u_a – падіння напруги на активному опорі трансформатора, %.

$$u_a = \Delta P_k \frac{100}{S_{ном.тр.}} \quad 2.12$$

Оскільки зазвичай $R_{тр} \ll X_{тр}$ то можна прийняти що $u_p \approx u_k$

Активна провідність трансформатора може бути визначена по формулі 2.13

$$G_{тр} = \frac{\Delta P_x}{U_{ном.тр.}^2 \cdot 10^3}, \text{ де} \quad 2.13$$

P_x – втрати активної потужності в режимі холостого ходу трансформатора, кВт

Реактивна провідність трансформатора може бути визначеною по формулі 2.14.

$$B_{тр} = \frac{\Delta Q_x}{U_{ном.тр.}^2 \cdot 10^3}, \text{ де} \quad 2.14$$

ΔQ_x – втрати реактивної потужності трансформатора у режимі холостого ходу, квар. Довідникова величина, що ще може бути визначеною по формулі 2.15.

$$\Delta Q_x = \frac{I_x S_{ном.тр.}}{100}, \text{ де} \quad 2.15$$

I_x – струм холостого ходу, %;

Для трьохобмоточного трансформатора (автотрансформатора) застосовується трьохлучева схема заміщення, що показана на рис. 2.3

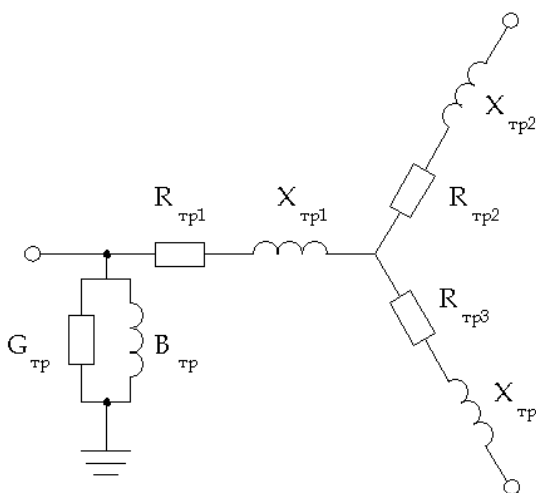


Рис. 2.3. Трьохпромінева схема заміщення трьохобмоточного трансформатора

Загальний **активний опір**, та опори окремих обмоток трансформатора можуть бути визначені за формулою 2.16

$$R_{общ} = \Delta P_k \frac{U_{ном.тр.}^2}{S_{ном.тр.}^2} \cdot 10^3 \quad 2.16$$

$$R_{тр1} = R_{тр2} = R_{тр3} = 0,5 R_{общ}$$

Індуктивний опір трьохобмоточного трансформатора для кожної обмотки може бути визначений по формулах 2.17

$$\begin{aligned}
 X_{mp1} &= \frac{10u_{\kappa1}U_{ном.тр1}^2}{S_{н.тр}} \\
 X_{mp2} &= \frac{10u_{\kappa2}U_{ном.тр1}^2}{S_{н.тр}} \\
 X_{mp3} &= \frac{10u_{\kappa3}U_{ном.тр1}^2}{S_{н.тр}} \\
 u_{\kappa1} &= 0,5(u_{\kappa12} + u_{\kappa13} - u_{\kappa23}); \\
 u_{\kappa2} &= 0,5(u_{\kappa12} + u_{\kappa23} - u_{\kappa13});, \text{ де} \\
 u_{\kappa3} &= 0,5(u_{\kappa13} + u_{\kappa23} - u_{\kappa12});
 \end{aligned}
 \tag{2.17}$$

$u_{\kappa12}$, $u_{\kappa13}$, $u_{\kappa23}$ – відповідні напруги короткого замикання пар обмоток трансформатора

Приклади розв’язання задач з визначення параметрів схеми заміщення трансформаторів

Завдання 1

Скласти схему заміщення для силового двохобмоткового трансформатора типу ТДН – 16000/110 та визначити його параметри

Рішення

1. Згідно [1] с. 146, 147 визначимо паспортні дані трансформатора;
 $S_{н.тр.} = 16 \text{ МВА};$
 $U_{ВН} = 115 \text{ кВ};$
 $U_{НН} = 11 \text{ кВ};$
 $\Delta P_{XX} = 18 \text{ кВт};$
 $\Delta P_{K3} = 85 \text{ кВт};$
 $U_{K3} = 10,5 \text{ \%};$
 $I_{XX} = 0,7 \text{ \%}$
2. Складемо Г-образну схему заміщення трансформатора як показано на рис. 2.2.

3. Визначимо величину активного опору трансформатору.

$$R_{тр} = \frac{\Delta P_K U_{ном1}^2 \cdot 10^3}{S_{ном.тр}^2} = \frac{85 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{16000^2} = 4,39 \text{ Ом}$$

4. Оскільки зазвичай $R_{тр} \ll X_{тр}$ то можна прийняти що $u_p \approx u_{\kappa}$
5. Визначимо величину індуктивного опору трансформатору.

$$X_{mp} = \frac{u_K U_{ном1}^2 \cdot 10}{S_{ном.тр}} = \frac{10,5 \cdot 115^2 \cdot 10}{16000} = 86,8 \text{ Ом}$$

6. Визначимо активну провідність трансформатора

$$G_{mp} = \frac{\Delta P_X \cdot 10^{-3}}{U_{ном1}^2} = \frac{18 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1,4 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

7. Визначимо реактивну провідність трансформатора

$$B_{mp} = \frac{I_X \cdot S_{ном.тр.}}{U_{ном1}^2 \cdot 10^5} = \frac{0,7 \cdot 16000}{115^2 \cdot 10^5} = 8,4 \cdot 10^{-4} \text{ См}$$

Завдання 2

Скласти схему заміщення для силового двохобмоткового трансформатора типу ТМТН – 6300/110 та визначити його параметри

Рішення

1. Згідно [1] с. 150, 151 визначимо паспортні дані трансформатора;
 $S_{н.тр.} = 6,3 \text{ МВА};$
 $U_{ВН} = 115 \text{ кВ}; \quad U_{СН} = 38,5 \text{ кВ}; \quad U_{НН} = 11 \text{ кВ};$
 $\Delta P_{XX} = 12,5 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{КЗ} = 52 \text{ кВт};$
 $U_{КВС} = 10,5 \%; \quad U_{КВН} = 17\%; \quad U_{КСН} = 6 \%;$
 $I_{XX} = 1,1 \%$
2. Складемо трьохлучеву схему заміщення трансформатора як показано на рис. 2.3.
3. Визначимо величину загального активного опору трансформатору.

$$R_{заг} = \frac{\Delta P_K U_{ном1}^2 \cdot 10^3}{S_{ном.тр}^2} = \frac{52 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{6300^2} = 17,33 \text{ Ом}$$

4. Знаходимо активні опори обмоток

$$R_{mp1} = R_{mp2} = R_{mp3} = 0,5 R_{заг} = 0,5 \cdot 17,33 = 8,67 \text{ Ом}$$

5. Визначимо напруги короткого замикання обмоток трансформаторів

$$u_{KB} = 0,5(u_{KBH} + u_{KBC} - u_{КСН}) = 0,5(17 + 10,5 - 6) = 10,75\%$$

$$u_{KC} = 0,5(u_{КСН} + u_{KBC} - u_{KBH}) = 0,5(6 + 10,5 - 17) = 0\%$$

$$u_{KH} = 0,5(u_{KBH} + u_{КСН} - u_{KBC}) = 0,5(17 + 6 - 10,5) = 6,25\%$$

6. Визначимо реактивні опори обмоток трансформатора

$$X_{mpB} = \frac{u_{kB} U_{ном1}^2 \cdot 10}{S_{ном.тр}} = \frac{10.75 \cdot 115^2 \cdot 10}{6300} = 225,66 \text{ Ом}$$

$$X_{mpC} = \frac{u_{kC} U_{ном1}^2 \cdot 10}{S_{ном.тр}} = \frac{0 \cdot 115^2 \cdot 10}{6300} = 0$$

$$X_{mpH} = \frac{u_{kH} U_{ном1}^2 \cdot 10}{S_{ном.тр}} = \frac{6,25 \cdot 115^2 \cdot 10}{6300} = 131,2 \text{ Ом}$$

7. Визначимо активну провідність трансформатора

$$G_{тр} = \frac{\Delta P_X \cdot 10^{-3}}{U_{ном1}^2} = \frac{12.5 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 0,9 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

8. Визначимо реактивну провідність трансформатора

$$B_{тр} = \frac{I_X \cdot S_{ном.тр.}}{U_{ном1}^2 \cdot 10^5} = \frac{1,1 \cdot 6300}{115^2 \cdot 10^5} = 5,2 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Завдання та вихідні дані для виконання індивідуального завдання з практичного заняття № 2, 3

Завдання:

Скласти схему заміщення одноланцюгової повітряної лінії електропередач. Згідно вихідних даних варіанту визначити параметри схеми заміщення ЛЕП (активний та індуктивний опори, критичну напругу, втрати на корону, ємнісну провідність і зарядну потужність лінії).

№ варіанту	U _{ном} , кВ	Марка проводу	Довжина лінії, км	Температура, °C	Погода
1	110	АС-95	50	-5	СУХО
2	220	АС-240	106	+30	ДОЩ
3	150	АС-120	86	-10	ТУМАН, СНІГ
4	330	АС-240	67	+20	ДОЩ
5	500	АС-330	73	-3	СУХО
6	110	АС-120	28	+26	ДОЩ
7	220	АС-400	93	-25	ТУМАН, СНІГ
8	150	АС-120	32	+10	ДОЩ
9	330	АС-300	170	+6	СУХО
10	500	АС-500	265	0	ДОЩ
11	110	АС-240	95	-3	ТУМАН, СНІГ
12	220	АС-240	67	+18	ДОЩ

13	150	АС-240	93	+9	СУХО
14	330	АС-300	59	+33	ДОЩ
15	500	АС-400	182	-8	ТУМАН, СНІГ
16	110	АС-240	50	-5	ДОЩ
17	220	АС-240	106	+30	СУХО
18	150	АС-120	86	-10	ДОЩ
19	330	АС-240	67	+20	ТУМАН, СНІГ
20	500	АС-400	73	-3	ДОЩ
21	110	АС-300	28	+26	СУХО
22	220	АС-240	93	-25	ДОЩ
23	150	АС-120	32	+10	ТУМАН, СНІГ
24	330	АС-240	170	+6	ДОЩ
25	500	АС-330	265	0	СУХО
26	110	АС-300	95	-3	ДОЩ
27	220	АС-400	67	+18	ТУМАН, СНІГ
28	150	АС-185	93	+9	ДОЩ
29	330	АС-300	59	+33	СУХО
30	500	АС-400	182	-8	ДОЩ

Завдання:

Скласти схему заміщення та визначити її параметри для трансформаторів наступних типів

№ варіанту	Типи трансформаторів	№ варіанту	Типи трансформаторів
1	ТДТН-10000/110 ТМ-160/35	16	ТДТН-16000/110 ТМН-1000/35
2	ТДТН-16000/110 ТМН-1000/35	17	ТДТН-40000/110 ТМ-4000/35
3	ТДТН-25000/110 ТМН-1600/35	18	ТДЦ-400000/220 ТМТН-16000/35
4	ТДТН-40000/110 ТМ-4000/35	19	ТДТН-40000/220 ТМН-6300/110
5	ТДЦ-125000/220 ТМТН-6300/35	20	ТДТН-16000/150 ТЦ-630000/220
6	ТДЦ-200000/220 ТМТН-10000/35	21	ТДТН-10000/110 ТМ-160/35
7	ТДЦ-400000/220 ТМТН-16000/35	22	ТДТН-10000/220 ТМН-2500/110
8	ТМТН-16000/35 ТДН-25000/35	23	ТДЦТН-63000/220 ТДЦ-80000/220
9	ТДТН-63000/110 ТД-40000/35	24	ТДЦТН-80000/110 ТДЦ-80000/35

10	ТДЦТН-80000/110 ТДЦ-80000/35	25	ТДТН-63000/110 ТД-40000/35
11	ТДТН-10000/220 ТМН-2500/110	26	ТДЦ-125000/220 ТМТН-6300/35
12	ТДТН-25000/220 ТМН-4000/110	27	ТДЦТН-63000/220 ТДЦ-80000/220
13	ТДТН-40000/220 ТМН-6300/110	28	ТДТН-25000/110 ТМН-1600/35
14	ТДЦТН-63000/220 ТДЦ-80000/220	29	ТДТН-25000/220 ТМН-4000/110
15	ТДТН-16000/150 ТЦ-630000/220	30	ТДЦ-200000/220 ТМТН-10000/35

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 4

ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕНЕРГІЇ В ЛІНІЯХ

Передача активної і реактивної потужностей по проводах і перетворення напруг за допомогою трансформаторів супроводжуються частковою втратою цих потужностей і енергії в ЛЕП і трансформаторах. В електричних системах у середньому близько 10—15 % всієї енергії, що виробляється електростанціями, втрачається при її передачі споживачеві.

Втрати активної потужності на ділянці ЛЕП обумовлені активними опорами проводів і кабелів, а також недосконалістю їхньої ізоляції. Потужність (кВт), що втрачається в активних опорах трифазної ЛЕП і йде на нагрівання її проводів, визначається вираженням

$$\begin{aligned}\Delta P &= 3I^2 R \cdot 10^{-3} = 3 \left[(I \cos \varphi)^2 + (I \sin \varphi)^2 \right] R \cdot 10^{-3} = \\ &= 3(I_a^2 + I_p^2) R \cdot 10^{-3} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R \cdot 10^{-3} = \left(\frac{S}{U} \right)^2 R \cdot 10^{-3}\end{aligned}\quad (4.1)$$

де I, I_a, I_p — повний, активний і реактивний струми в лінії, А;
 P, Q — активна і реактивна потужності наприкінці або на початку ділянки ЛЕП, кВт і квар;
 S — повна потужність наприкінці або на початку ділянки ЛЕП, кВ · А;
 U — міжфазна напруга наприкінці або на початку ділянки ЛЕП, кВ;
 R — активний опір однієї фази лінії, Ом.

Втрати активної потужності в провідностях ЛЕП, обумовлені недосконалістю ізоляції (у повітряних ЛЕП - через появу корони й у дуже незначній мірі через витік струму по ізоляторах; у кабельних ЛЕП - через струм провідності і його абсорбції).

При проектуванні повітряної ЛЕП потужність на корону прагнуть звести до нуля або до дуже малої величини, вибираючи такий діаметр проводу, коли майже або зовсім виключається можливість появи корони.

Втрати реактивної потужності на ділянці ЛЕП обумовлені індуктивними опорами проводів і кабелів. Потужність (квар), що втрачається в індуктивних опорах трифазної ЛЕП, розраховується по формулі

$$\Delta Q = 3I^2 X \cdot 10^{-3} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X \cdot 10^{-3}\quad (4.2)$$

де X — індуктивний опір однієї фази лінії, Ом.

Зарядна потужність що генерується ємнісною провідністю $Q_3 = U^2 B$ зменшує реактивне навантаження ділянки лінії і тим самим знижує втрати

потужності в ній. Під впливом зарядної потужності $0,5 Q_3$ реактивна потужність Q , споживана навантаженням, зменшується і потужність наприкінці ділянки $S'' = P'' + jQ'' = P + jQ - 0,5 jQ_3$. Потужність на початку ділянки $S' = P' + jQ = P'' + jQ'' + \Delta P + j\Delta Q$ відрізняється від потужності наприкінці ділянки на втрати потужності в проводах лінії $\Delta P + j\Delta Q$.

Втрати потужності, обумовлені вираженнями (4.1) і (4.2), повинні розраховуватися по потужності і напрузі, узятими для однієї і тієї ж крапки ЛЕП (на початку або наприкінці лінії). У деяких випадках, коли напруга в точці підключення навантаження невідома (навантаження включене наприкінці ділянки, а напруга відома на початку), утрати потужності знаходяться по номінальній напрузі.

В лініях місцевих мереж втрати потужності в провідностях через їхню малість не враховуються. У цих лініях споживачі однакової потужності можуть розташовуватися на однаковій відстані один від одного (джерела світла, деякі приймачі електроенергії міських мереж тощо). Такі лінії вважаються лініями з рівномірно розподіленим навантаженням, для яких втрата активної потужності (кВт) у три рази менше, ніж при такому ж зосередженому навантаженні, але ввімкнутому у її кінці, і розраховуються по формулі

$$\Delta P = I^2 R \cdot 10^{-3} = \frac{S^2}{3U^2} R \cdot 10^{-3} \quad (4.3)$$

де I і S — сумарні струм і потужність у лінії;

R — опір лінії.

При розрахунку робочих режимів мережі необхідно визначати потужності наприкінці S'' і на початку S' ділянки мережі і знати напруги наприкінці U_2 і на початку U_1 ділянки ЛЕП. Потужність джерела, що живить дану ділянку лінії (таким джерелом є шини підстанцій або навіть кінець попередньої ділянки), відрізняється від потужності на початку ділянки на значення потужності ($0,5jQ_3$), що генерується лінією:

$$S_0 = P_0 + jQ_0 = P' + j(Q' - 0,5Q_3) \quad (4.4)$$

Втрати енергії в лінії визначаються шляхом множення втрат потужності в ній на час їхньої дії. Тому що навантаження і зв'язані з нею втрати потужності з часом безупинно міняються, те при визначенні втрат енергії (кВт · ч) при відомому графіку зміни навантаження користуються вираженням

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \Delta P_i t_i \quad (4.5)$$

де ΔP_i - втрати потужності за проміжок часу t_i

З метою полегшення розрахунків при проектуванні мережі, коли графік зміни навантаження невідомий, застосовується штучний метод, при якому використовується поняття часу максимальних втрат τ , протягом якого при максимальному навантаженні втрати енергії виходять такими ж, як і при навантаженні, що змінюється протягом року за графіком. Таким чином, максимальні втрати потужності $\Delta P_{\max}$ збільшуються на час найбільших втрат τ , що знаходиться по кривих (рис. 4.1) в залежності від часу використання максимуму навантаження T і $\cos \varphi$.

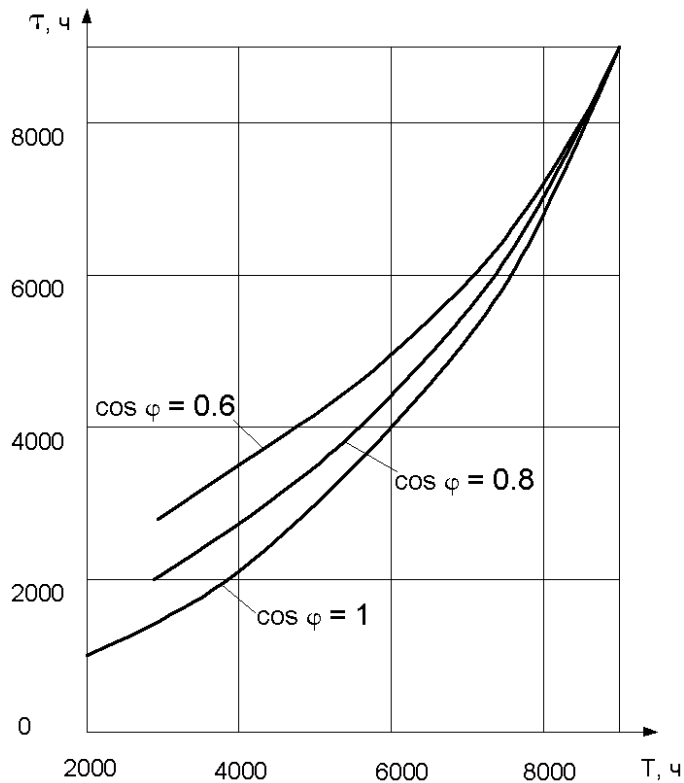


Рис. 4.1. Криві визначення τ в залежності від $T_{\max}$

Отже, в цьому випадку

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \tau \quad (4.6)$$

Приклад рішення задачі з визначення втрат потужності та енергії в ЛЕП

Завдання

Визначити втрати потужності та енергії в лінії електропередач за наступними вихідними даними:

Потужність споживача наприкінці лінії

$$S = 46 + j28 \text{ МВА};$$

Довжина лінії

$$l = 120 \text{ км};$$

Лінія виконана проводом марки

$$\text{АС} - 300/39;$$

Напруга наприкінці лінії в мах. режимі

$$U = 217 \text{ кВ};$$

Рішення

1. Визначимо паспортні дані проводу марки АС – 300/39 на номінальний напрузі 220 кВ. Згідно [1] с.432,433;

$$r_0 = 0.098 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0.429 \text{ Ом/км};$$

$$b_0 = 0.026 \cdot 10^{-4} \text{ Ом/км};$$

2. Визначимо опори лінії електропередач;

$$R = r_0 l = 0.098 \cdot 120 = 11.76 \text{ Ом};$$

$$X = x_0 l = 0.429 \cdot 120 = 51.48 \text{ Ом};$$

3. Визначимо реактивну потужність що генерується лінією;

$$Q_3 = U^2 b_0 l = 217^2 \cdot 0.026 \cdot 10^{-4} \cdot 120 = 14.7 \text{ Мвар};$$

4. Визначимо навантаження в кінці лінії, враховуючі половину зарядної потужності, що ввімкнена наприкінці лінії;

$$S_2 = P_2 + j(Q_2 - 0.5Q_3) = 46 + j(28 - 0.5 \cdot 14.7) = 46 + j20.65 \text{ МВА};$$

5. Визначимо втрати потужності в лінії;

$$\Delta P = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} R = \frac{46^2 + 20.65^2}{217^2} \cdot 11.76 = 0.65 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} X = \frac{46^2 + 20.65^2}{217^2} \cdot 51.48 = 2.78 \text{ Мвар}$$

6. Визначимо повну втрату потужності в лінії;

$$\Delta S = \sqrt{\Delta P^2 + \Delta Q^2} = \sqrt{0.65^2 + 2.78^2} = 2.86 \text{ МВА}$$

$$\text{що складає } \frac{\Delta S}{S} \cdot 100 = \frac{2.86}{\sqrt{46^2 + 28^2}} \cdot 100 = 5.3\%$$

Завдання та вихідні дані для виконання індивідуального завдання з
практичного заняття № 4

Завдання: Визначити втрати потужності та енергії в лінії електропередач за наступними вихідними даними:

№ варіанту	Напруга в кінці лінії U_2 , кВ	Марка проводу	Довжина лінії, км	Навантаження в кінці лінії, МВА
1	110	АС-120	30	$17 + j\ 8$
2	220	АС-240	106	$27 + j\ 15$
3	150	АС-185	86	$30 + j\ 20$
4	330	АС-300	67	$47 + j\ 35$
5	500	АС-330	73	$86 + j\ 57$
6	110	АС-120	28	$37 + j\ 24$
7	220	АС-400	93	$47 + j\ 36$
8	150	АС-120	32	$37 + j\ 25$
9	330	АС-300	170	$56 + j\ 35$
10	500	АС-500	165	$105 + j\ 75$
11	110	АС-240	95	$87 + j\ 45$
12	220	АС-240	67	$45 + j\ 35$
13	150	АС-240	93	$34 + j\ 27$
14	330	АС-300	59	$79 + j\ 63$
15	500	АС-400	102	$125 + j\ 79$
16	110	АС-240	50	$9 + j\ 5$
17	220	АС-240	106	$46 + j\ 37$
18	150	АС-120	86	$64 + j\ 32$
19	330	АС-240	67	$57 + j\ 46$
20	500	АС-400	73	$130 + j\ 67$
21	110	АС-300	28	$27 + j\ 15$
22	220	АС-240	93	$45 + j\ 25$
23	150	АС-120	32	$27 + j\ 16$
24	330	АС-240	170	$56 + j\ 38$
25	500	АС-330	69	$98 + j\ 47$
26	110	АС-300	95	$23 + j\ 12$
27	220	АС-400	67	$34 + j\ 25$
28	150	АС-185	93	$40 + j\ 30$
29	330	АС-300	59	$69 + j\ 32$
30	500	АС-400	95	$117 + j\ 79$

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 5

ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕНЕРГІЇ В
ТРАНСФОРМАТОРАХ

Передача потужності через трансформатор супроводжується втратами потужності в активному і реактивному опорах обмоток, а також втратами, зв'язаними з намагнічуванням сталі.

Втрати в обмотках залежать від струму, що протікає по них; втрати на намагнічування визначаються прикладеними напругою й у першому наближенні можуть бути прийняті незмінними і рівними втратам потужності в режимі холостого ходу. Сумарні втрати потужності в трансформаторі:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{mp} &= 3I^2 R_{mp} + \Delta P_x = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_{mp} + \Delta P_x; \\ \Delta Q_{mp} &= 3I^2 X_{mp} + \Delta Q_x = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X_{mp} + \Delta Q_x; \end{aligned} \right\} \quad (5.1)$$

Розрахунок втрат потужності в трансформаторі (кВт, квар) зручніше проводити з використанням каталожних даних:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{mp} &= \Delta P_{\kappa} \left(\frac{S}{S_{ном.тр}} \right)^2; \\ \Delta Q_{mp} &= \frac{u_{\kappa} S^2}{100 S_{ном.тр.}}; \end{aligned} \right\} \quad (5.2)$$

де S - навантаження трансформатора, кВА;

$S_{ном. тр}$ - номінальна потужність трансформатора, кВА;

При паралельній роботі n однакових трансформаторів їхній еквівалентний опір зменшується в n разів, тоді як втрати на намагнічування в стільки ж разів збільшуються. При цьому

$$\left. \begin{aligned} \Delta P'_{mp} &= \frac{\Delta P_{\kappa}}{n} \left(\frac{S}{S_{ном.тр}} \right)^2 + n \Delta P_x; \\ \Delta Q'_{mp} &= \frac{u_{\kappa} S^2}{n \cdot 100 S_{ном.тр.}} + n \Delta Q_x; \end{aligned} \right\} \quad (5.3)$$

Потужності на стороні ВН і НН трансформатора відрізняються між собою на втрати потужності в опорах трансформатора, тобто

$$S'_{mp} = S''_{mp} + \Delta P_{mp} + j\Delta Q_{mp} \quad (5.4)$$

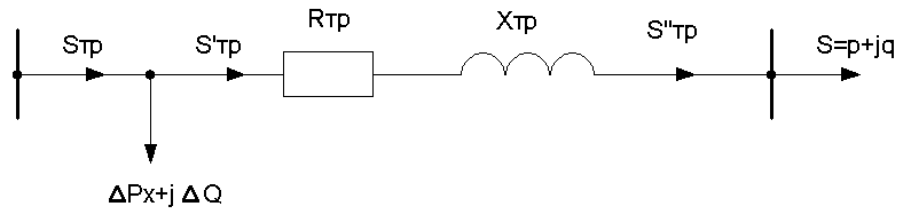


Рис. 5.1 Розрахункова схема визначення втрат потужності в трансформаторі

При розрахунку режиму роботи мережі по потужності на стороні НН трансформатора у формули підставляються потужність $S'_{тр}$ і напруга $U_{тр2}$, а опори $R_{тр}$ і $X_{тр}$ розраховуються по напрузі $U_{тр2}$. При аналогічному розрахунку по потужності на стороні ВН трансформатора в ці ж вираження підставляються потужність $S'_{тр}$ і напруга $U_{тр1}$, а опори $R_{тр}$ і $X_{тр}$ визначаються по напрузі $U_{тр1}$.

Потужність на затисках трансформатора $S_{тр}$ більше потужності $S'_{тр}$ на стороні ВН на втрати потужності в провідністях трансформатора, тобто

$$S_{тр} = S'_{тр} + \Delta P_x + j\Delta Q_x$$

Повні втрати енергії в трансформаторі визначаються формулою

$$\Delta W = \Delta P_K \left(\frac{S}{S_{ном.тр.}} \right)^2 \tau + \Delta P_X t, \text{ де} \quad (5.5)$$

S - навантаження трансформатора, кВА;

$S_{ном. тр}$ - номінальна потужність трансформатора, кВА;

ΔP_K – потужність втрат короткого замикання трансформатора, кВт;

ΔP_X – потужність втрат холостого ходу трансформатора, кВт;

τ – част максимальних втрат, г;

t – кількість годин в році, г;

Приклад розв'язання задачі з визначення втрат потужності та енергії в трансформаторах

Завдання

Визначити втрати потужності та енергії в трансформаторі за наступними вихідними даними:

Потужність, що передається трансформатором

$S = 56 + j42$ МВА;

Тип трансформатора

ТДЦ 80000/220;

Рішення

1. Визначимо паспортні дані трансформатора. Згідно [2] с.239;

$$U_1 = 242 \text{ кВ}; \quad U_2 = 10,5 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_K = 320 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{XX} = 105 \text{ кВт}; \quad I_{XX} = 0,6 \text{ \%}; \quad u_K = 11\%;$$

$$R_{тр} = 2,64 \text{ Ом}; \quad X_{тр} = 72,8 \text{ Ом}; \quad Q_X = 480 \text{ квар};$$

2. Визначимо модуль повної потужності, що передається трансформатором

$$S = \sqrt{56^2 + 42^2} = 70 \text{ МВА}$$

3. Визначимо втрати активної потужності;

$$\Delta P = \frac{\Delta P_K S^2}{S_{ном.тр.}^2} + \Delta P_X = \frac{320 \cdot 70000^2}{80000^2} + 105 = 351,3 \text{ кВт}$$

4. Визначимо втрати реактивної потужності

$$\Delta Q_{тр} = \frac{u_K}{100} \frac{S^2}{S_{ном.тр.}} + \Delta Q_X = \frac{11}{100} \frac{70000^2}{80000} + 480 = 7252,2 \text{ квар}$$

5. Визначимо час найбільших втрат;

Згідно кривих рис. 4.1 при $T = 4000 \text{ г}$ та $\cos \varphi = 0.8$

$$\tau \approx 2700 \text{ год}$$

6. Визначимо втрати енергії

$$\Delta W = \Delta P_K \left(\frac{S}{S_{ном.тр.}} \right)^2 \tau + \Delta P_X t = 320 \left(\frac{70}{80} \right)^2 2700 + 105 \cdot 8760 = 1584706,37 \text{ кВт} \cdot \text{г}$$

Завдання та вихідні дані для виконання індивідуального
завдання з практичного заняття № 5

Завдання: Визначити втрати потужності та енергії в лінії електропередач за наступними вихідними даними:

№ варіанту	Тип трансформатору	Потужність,. що передається трансформато ром, МВА	T, год
1	ТМН 1000/35	$0,9 + j 0,6$	6000
2	ТМН 2500/110	$2,7 + j 0,6$	4500
3	ТРДН 32000/220	$28 + j 23$	5000
4	ТМН 4000/35	$3,5 + j 1,9$	4700
5	ТМН 6300/110	$8 + j 5,3$	6200
6	ТРДН-63000/220	$59 + j 27$	5500
7	ТДН-25000/35	$28 + j 23$	5300
8	ТДН 10000/110	$8 + j 6$	4800
9	ТРДН 100000/220	$98 + j 75$	3600
10	ТДН 63000/35	$56 + j 35$	5900
11	ТДН 16000/110	$18 + j 12$	4300
12	ТРДН 160000/220	$160 + j 108$	6000
13	ТДЦ 125000/330	$115 + j 43$	4500
14	ТДЦ 250000/500	$200 + j 100$	5000
15	ТДН 40000/35	$32 + j 19$	4700
16	ТРДН 25000/110	$21 + j 23$	6200
17	ТДЦ 250000/330	$137 + j 123$	5500
18	ТДН-32000/35	$27 + j 21$	5300
19	ТРДН 32000/110	$25 + j 20$	4800
20	ТЦ 400000/330	$310 + j 210$	3600
21	ТДН 10000/35	$9 + j 3$	5900
22	ТРДН 40000/110	$32 + j 13$	4300
23	ТД 80000/220	$64 + j 23$	6000
24	ТМН 6300/35	$7,2 + j 3,5$	4500
25	ТРДН 63000/110	$48 + j 16$	5000
26	ТРДЦН 63000/330	$57 + j 36$	4700
27	ТМН 2500/35	$2,4 + j 1$	6200
28	ТРДН 80000/110	$65 + j 32$	5500
29	ТДЦ 25000/220	$17 + j 12$	5300
30	ТМН 1600/35	$2 + j 1$	4800

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 6

ПАДІННЯ ТА ВРАТИ НАПРУГИ В ЕЛЕМЕНТАХ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Під час передачі електроенергії по мережам існує падіння напруги на її елементах. Величина падіння напруги є кількісним показником, що характеризує режим роботи мережі.

Падіння напруги можна представити таким що складається з повздовжньої та поперечної складової.

Повздовжня складова, що ідентична втратам напруги в проводах, може бути визначена по формулах

$$\begin{aligned}\Delta U_{\phi} &= I r_0 l \cos \varphi + I x_0 l \sin \varphi; \\ \Delta U &= \sqrt{3} (I_a r_0 + I_p x_0) l; \\ \Delta U &= \frac{P \cdot r_0 + Q \cdot x_0}{U} l\end{aligned}\quad (6.1)$$

Поперечна складова може бути визначена по формулах;

$$\begin{aligned}\delta U_{\phi} &= I x_0 l \cos \varphi - I r_0 l \sin \varphi; \\ \delta U &= \sqrt{3} (I_a x_0 - I_p r_0) l; \\ \delta U &= \frac{P \cdot x_0 - Q \cdot r_0}{U} l\end{aligned}\quad (6.2)$$

В місцевих мережах поперечна складова як правило дуже мала, тому розрахунок втрат напруги може бути спрощений, та обмежитися розрахунком повздовжньої складової. Втрати напруги в лінії можна визначити за формулою:

$$\Delta U_{\text{л}} = I (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) l = \frac{P \cdot r_0 + Q \cdot x_0}{U} l; \quad (6.3)$$

В трансформаторі втрати напруги можуть бути визначені за формулою

$$\Delta U_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{тр}} \cdot R_{\text{тр}} + Q \cdot X_{\text{тр}}}{U_{\text{тр}}}; \quad (6.4)$$

У вище наведених формулах

I – струм лінії, А

r_0 – питомий активний опір лінії, Ом/км;

x_0 – питомий індуктивний опір лінії, Ом/км;

P – активна потужність, що передається лінією, або трансформатором, кВт;

Q – реактивна потужність, що передається лінією, або трансформатором, квар;

U – напруга у місці де розраховується величина втрат напруги, кВ;

$R_{\text{тр}}$ – активний опір трансформатора, Ом;

$X_{\text{тр}}$ – індуктивний опір трансформатора, Ом;

Приклад розв'язання задачі з визначення втрат напруги в лініях та трансформаторах

Завдання

Визначити втрати напруги в лінії та трансформаторі без врахування втрат потужності в лінії за наступними вихідними даними:

Потужність, що передається лінією	$S = 45 + j37$ МВА;
Марка проводу	АС – 240/32;
Довжина лінії	37 км
Тип трансформатору	ТДН 40000/110;
Напруга джерела живлення	115 кВ.

Рішення

1. Визначимо паспортні дані трансформатора. Згідно [1] с.146,147;

$$U_1 = 115 \text{ кВ}; U_2 = 38,5 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_K = 170 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{XX} = 34 \text{ кВт}; \quad I_{XX} = 0,55 \%; \quad u_K = 10,5\%;$$

$$R_{тр} = 1,44 \text{ Ом}; \quad X_{тр} = 34,8 \text{ Ом}; \quad Q_X = 280 \text{ квар};$$

2. Визначимо паспортні дані лінії з маркою проводу АС – 240/32. Згідно [1] с.432,433;

$$r_0 = 0,12 \text{ Ом км}, \quad x_0 = 0,405 \text{ Ом км},$$

3. Визначимо втрати напруги в лінії

$$\Delta U_l = \frac{P \cdot r_0 + Q \cdot x_0}{U} l = \frac{45 \cdot 0,12 + 37 \cdot 0,405}{115} \cdot 37 = 0,066 \text{ кВ}$$

4. Визначимо рівень напруги на високій стороні трансформатора

$$U_{тр} = U_{дж} - \Delta U_l = 115 - 0,066 = 114,93 \text{ кВ}$$

5. Визначимо втрати напруги в трансформаторі

$$\Delta U_{тр} = \frac{P_{тр} \cdot R_{тр} + Q \cdot X_{тр}}{U_{тр}} = \frac{45 \cdot 1,44 + 37 \cdot 34,8}{114,93} = 11,77 \text{ кВ}$$

Завдання та вихідні дані для виконання індивідуального
завдання з практичного заняття № 6

Завдання: Визначити втрати напруги в лінії електропередач і трансформаторі за наступними вихідними даними:

№ варіанту	Тип трансформатору	Потужність,. що передається трансформат ором, МВА	Довжина лінії, км	Марка проводу
1	ТМН 1000/35	$0,9 + j 0,6$	15	АС – 50
2	ТМН 2500/110	$2,7 + j 0,6$	23	АС – 150
3	ТРДН 32000/220	$28 + j 23$	56	АС - 240
4	ТМН 4000/35	$3,5 + j 1,9$	6	АС – 70
5	ТМН 6300/110	$8 + j 5,3$	56	АС - 185
6	ТРДН-63000/220	$59 + j 27$	107	АС - 300
7	ТДН-25000/35	$28 + j 23$	21	АС - 70
8	ТДН 10000/110	$8 + j 6$	59	АС - 240
9	ТРДН 100000/220	$98 + j 75$	67	АС - 240
10	ТДН 63000/35	$56 + j 35$	5	АС - 120
11	ТДН 16000/110	$18 + j 12$	96	АС - 120
12	ТРДН 160000/220	$160 + j 108$	163	АС - 240
13	ТДЦ 125000/330	$115 + j 43$	69	АС - 300
14	ТДЦ 250000/500	$200 + j 100$	267	3АС - 300
15	ТДН 40000/35	$32 + j 19$	14	АС - 50
16	ТРДН 25000/110	$21 + j 23$	46	АС - 120
17	ТДЦ 250000/330	$137 + j 123$	84	АС - 300
18	ТДН-32000/35	$27 + j 21$	45	АС - 120
19	ТРДН 32000/110	$25 + j 20$	36	АС - 120
20	ТЦ 400000/330	$310 + j 210$	75	АС - 400
21	ТДН 10000/35	$9 + j 3$	16	АС - 120
22	ТРДН 40000/110	$32 + j 13$	45	АС - 120
23	ТД 80000/220	$64 + j 23$	62	АС - 240
24	ТМН 6300/35	$7,2 + j 3,5$	7	АС - 70
25	ТРДН 63000/110	$48 + j 16$	16	АС - 120
26	ТРДЦН 63000/330	$57 + j 36$	35	АС - 300
27	ТМН 2500/35	$2,4 + j 1$	26	АС - 90
28	ТРДН 80000/110	$65 + j 32$	78	АС - 120
29	ТДЦ 25000/220	$17 + j 12$	64	АС - 240
30	ТМН 1600/35	$2 + j 1$	5	АС - 50

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 7

РОЗРАХУНОК РОБОЧИХ РЕЖИМІВ РОЗІМКНЕНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Умовне сталий стан електричної мережі в будь який момент часу називають робочим режимом мережі. Він характеризується параметрами режиму, до яких відносяться значення струмів, напруг, повної (або окремо активної та реактивної) потужності в будь якій точці мережі.

Основною метою розрахунків робочих режимів є визначення їх параметрів як для перевірки допустимих показників режимів, так і для забезпечення економічної роботи всієї енергосистеми чи її окремих частин.

Визначення значень струмів і напруг у різних точках мережі починають з побудови картини розподілу повної потужності в мережі, називаної потоко-розподіленням, з визначення потужностей на початку і наприкінці кожного елемента мережі. Розраховуючи потужності на початку і наприкінці елемента електричної мережі, враховують потужність навантаження і втрати потужності в опорах елемента, а також вплив провідностей елемента, втрати потужності в який складаються з потужністю, споживаною навантаженням.

Вихідними даними для розрахунку є:

- схема електричних з'єднань мережі, що характеризує взаємний зв'язок її елементів;
- опори і провідності цих елементів;
- значення активних і реактивних навантажень усіх пунктів мережі;
- значення напруги одного з пунктів мережі, прийняте за вихідне.

У реальних мережах, як правило, напруга відома в центрі живлення (на районній підстанції, де здійснюється регулювання напруги і т.п.), тобто на початку мережі, а навантаження - у місцях її підключення. Для розрахунку робочих режимів використовується метод поступових наближень.

Розглянемо елементарну ділянку мережі з радіальним живленням як показано на рис. 7.1

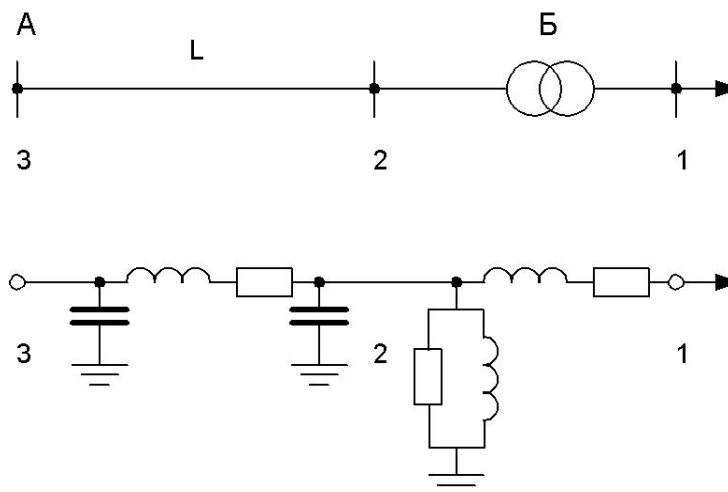


Рис. 7.1. Радіальна схема живлення споживача, схема заміщення

Відповідно до схеми є три характерні точки даної мережі. Потужність споживача прикладена к точці 1 і є вихідними даними для розрахунку потокорозподілення. Точка 2 є шиною високої сторони підстанції споживача. Потужність в даній точці називається приведеною потужністю підстанції і відрізняється від потужності в точці 1 на величину втрат потужності в трансформаторі підстанції Б. Очевидно, що потужність, що передається по лінії L буде дорівнювати приведеній до точки 2 потужності споживача підстанції Б. При умові дотримання балансу електроенергії, що було вироблено, та споживаної енергії на шинах живлячої підстанції А треба сформулювати потужність, яка би дорівнювала потужності в точці 2 плюс втрати потужності в елементах схеми заміщення лінії L, які визначаються згідно методик наведених в практичних заняттях №4,5. Під час розрахунку потокорозподілення реактивної потужності треба врахувати зарядну потужність лінії L з протилежним знаком.

Таким чином

$$S_1 = P_1 + jQ_1;$$

$$S_2 = S_L = P_1 + \Delta P_{\text{тр}} + j(Q_1 + \Delta Q_{\text{тр}}) = P_1' + jQ_1';$$

$$S_3 = P_1 + \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_L + j(Q_1 + \Delta Q_{\text{тр}} + \Delta Q_L - Q_{\text{зар}L});$$

Магістральні схеми живлення (рис. 7.2) споживачів є розімкнені мережі та розрахунок потокорозподілення на кінцевих ділянках схеми аналогічний розрахунку радіальних ділянок.

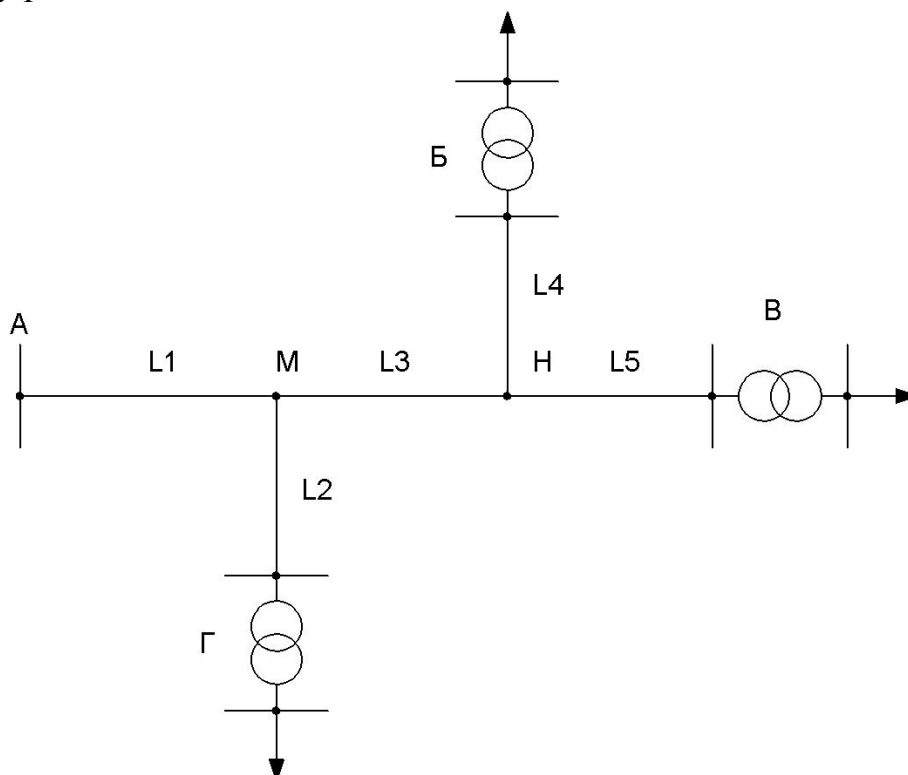


Рис. 7.2. Магістральна схема мережі

Потужність, що передається на дільниці МН буде дорівнювати сумі потужностей, що передаються на дільницях БН і ВН з урахуванням зарядної реактивної потужності дільниці МН, а потужність дільниці АМ в свою чергу буде дорівнювати сумі потужностей дільниць МН і МГ. По дільниці АМ таким чином передається сумарна потужність усіх підстанцій магістралі. Дільниця АМ – головна дільниця магістралі.

Таким чином без врахування втрат в лініях

$$\begin{aligned} S_{L5} &= P_B + \Delta P_{\text{тр}B} + j(Q_B + \Delta Q_{\text{тр}B}) = P'_B + jQ'_B; \\ S_{L4} &= P_B + \Delta P_{\text{тр}B} + j(Q_B + \Delta Q_{\text{тр}B}) = P'_B + jQ'_B; \\ S_{L2} &= P_\Gamma + \Delta P_{\text{тр}\Gamma} + j(Q_\Gamma + \Delta Q_{\text{тр}\Gamma}) = P'_\Gamma + jQ'_\Gamma; \\ S_{L3} &= P_{L4} + P_{L5} + j(Q_{L4} + Q_{L5}); \\ S_{L1} &= P_{L3} + P_{L2} + j(Q_{L3} + Q_{L2}); \end{aligned}$$

Для визначення втрат в лініях необхідно знати марку проводу, яким змонтована лінія. Економічно доцільний переріз проводу можна визначити методом економічної щільності струму за формулою

$$F_E = I_M / j_E, \text{ де} \quad (7.1)$$

I_M - максимальний робочий струм лінії в А

j_E – економічна щільність струму в А/мм² (довідкова величина [2] с. 258)

Відповідно до F_E вибирають та перевіряють стандартний переріз проводу згідно існуючих методик [2]с.180-203.

Після визначення втрат потужності на дільницях мережі можна визначити уточнений потокорозподіл мережі в вузлах мережі з врахуванням втрат потужності.

Таким чином з врахування втрат в лініях

$$\begin{aligned} S_B &= P'_B + jQ'_B; & S_B &= P'_B + jQ'_B; & S_\Gamma &= P'_\Gamma + jQ'_\Gamma; \\ S_H &= P_{L4} + P_{L5} + \Delta P_{L4} + \Delta P_{L5} + j(Q_{L4} + Q_{L5} + \Delta Q_{L4} + \Delta Q_{L5}); \\ S_M &= P_{L2} + P_{L3} + \Delta P_{L2} + \Delta P_{L3} + j(Q_{L2} + Q_{L3} + \Delta Q_{L2} + \Delta Q_{L3}); \\ S_A &= P_M + \Delta P_{L1} + j(Q_M + \Delta Q_{L1}); \end{aligned}$$

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 8

РОЗРАХУНОК МЕРЕЖІ З ДВОСТОРОННІМ ЖИВЛЕННЯМ

Схема з двостороннім живленням є замкненою схемою.

Метою розрахунку режиму замкненої мережі є визначення потужностей і струмів ділянок мережі і напруг в її узлах. Розрахунок замкнених мереж більш складний ніж розімкнених. На відміну від розімкнених мереж де потужності на ділянках визначаються простим складанням потужностей та втрат в замкнених мережах розподілення потужностей по ділянках встановлюються після спеціальних розрахунків.

На рис. 8.1. представлена схема з двостороннім живленням.

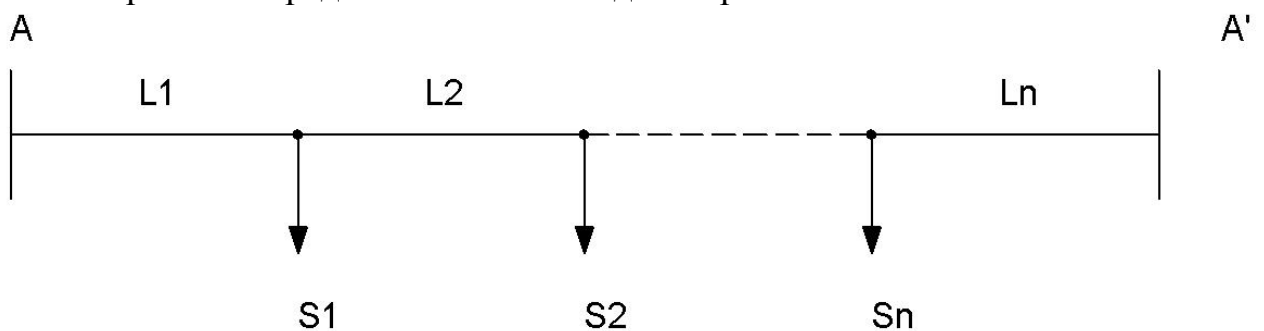


Рис. 8.1. Схема з двостороннім живленням

Розрахунок в першому наближенні допускають ряд спрощень:

- опори ліній (марка якого ще не вибрана) замінюються довжиною лінії в км;
- напругу в усіх вузлах мережі приймають рівною номінальним;
- втратами потужності зневажають.

Розрахунок таких мереж здійснюється методом зворотніх пліч. Потужності на головних ділянках L1 та Ln визначаються формулами.

$$S_1 = \frac{S_1(L_2 + L_3 + \dots + L_n) + S_2(L_3 + L_4 + \dots + L_n) + \dots + S_n L_n}{\sum_{i=1}^n L_i};$$

$$S_n = \frac{S_1 L_1 + S_2(L_1 + L_2) + \dots + S_n(L_1 + L_2 + \dots + L_{n-1})}{\sum_{i=1}^n L_i};$$

На інших ділянках мережі потужності розподіляються по другому закону Кірхгофа. Таким чином потужність ділянки L2 буде дорівнювати

$$S_{L2} = S_{L1} - S_1, \quad S_{L3} = S_{L2} - S_2, \quad S_n = S_{L_{n-1}} - S_{n-1},$$

Приклад рішення задачі з визначення поточкорозподілу мережі

Завдання

Визначити поточкорозподіл радіальної ділянки (рис. 7.1) відповідно до вихідних даних

Радіальна схема:

$$S_B = 15 + j5 \text{ МВА},$$

$$L_{AB} = 15 \text{ км},$$

Тип трансформаторів підстанції ТДН – 10000/110

Рішення

Визначимо паспортні дані трансформаторів та ліній відповідно до [2].

Трансформатори

$$U_K = 10,5\%; \quad \Delta P_K = 60 \text{ кВт}; \quad \Delta P_X = 14 \text{ кВт}; \quad Q_K = 90 \text{ квар}$$

Визначимо модуль потужності S_B

$$S_B = \sqrt{P_B^2 + Q_B^2} = \sqrt{15^2 + 5^2} = 15,8 \text{ МВА}$$

Визначимо втрати потужності в трансформаторах

$$\Delta P_{трБ} = \frac{\Delta P_K S^2}{S_{ном.тр.}^2} + \Delta P_X = \frac{60 \cdot 15800^2}{10000^2} + 14 = 163,8 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{трБ} = \frac{u_K}{100} \frac{S^2}{S_{ном.тр.}} + \Delta Q_X = \frac{10,5}{100} \frac{15800^2}{10000} + 90 = 90,3 \text{ квар}$$

Приведемо навантаження до високої сторони підстанції

$$P'_B = P_B + \Delta P_{трБ} = 15 + 0,164 = 15,16 \text{ МВт}$$

$$Q'_B = Q_B + \Delta Q_{трБ} = 5 + 0,09 = 5,09 \text{ Мвар}$$

Визначимо зарядну потужність лінії АБ. На даній стадії, поки провід не вибрано, приймаємо за умови не виникнення «корони» приймаємо провід марки АС – 120. Згідно [2] с.229 $b_0 = 0,27 \cdot 10^{-6} \text{ См}$

$$Q_3 = U^2 b_0 l = 110^2 \cdot 0,27 \cdot 10^{-6} \cdot 15 = 0,049 \text{ Мвар}$$

Розрахуємо поточкорозподіл на ділянці мережі без врахування втрат в лінії

$$S_B = P_B + jQ_B = 15 + j5 \text{ МВА};$$

$$S_{AB} = P_B + \Delta P_{трБ} + j(Q_B + \Delta Q_{трБ}) = P'_B + jQ'_B = 15,16 + j5,09 \text{ МВА};$$

$$S_{AB} = \sqrt{P_{AB}^2 + Q_{AB}^2} = \sqrt{15,16^2 + 5,09^2} = 16,02 \text{ МВА};$$

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} U_{ном}} = \frac{16,02}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84 \text{ А};$$

$$F_{ЕК} = I_{AB} / j_{ЕК} = 84 / 1,1 = 79,36 \text{ мм}^2$$

Згідно [1] обираємо стандартну марку провода АС -95, але остаточно за умови не виникнення корони обираємо провід марки АС – 120. З наступними технічними характеристиками.

$$r_0=0,249 \text{ Ом/км}$$

$$x_0=0,423 \text{ Ом/км}$$

$$b_0=2,69 \cdot 10^{-6} \text{ См км}$$

Визначаємо параметри схеми заміщення лінії

$$R=r_0 l=0,249 \cdot 15=3,74 \text{ Ом}$$

$$X=x_0 l=0,423 \cdot 15=6,35 \text{ Ом}$$

Визначимо втрати потужності і напруги в лінії

$$\Delta P_{AB} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{15,16^2 + 5,09^2}{110^2} \cdot 3,74 = 0,079 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{AB} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X = \frac{15,16^2 + 5,09^2}{110^2} \cdot 6,35 = 0,13 \text{ Мвар}$$

$$\Delta U = \frac{P \cdot r_0 + Q \cdot x_0}{U} l = \frac{15,16 \cdot 0,249 + 5,09 \cdot 0,423}{110} \cdot 15 = 0,8 \text{ кВ}$$

Розрахуємо потекорозподіл на ділянці мережі з врахуванням втрат в лінії

$$S_A = P_{AB} + \Delta P_{AB} + j(Q_{AB} + \Delta Q_{AB}) = 15,16 + 0,079 + j(5,09 + 0,13) = 15,24 + j5,22 \text{ МВА};$$

$$S_A = \sqrt{P_{AB}^2 + Q_{AB}^2} = \sqrt{15,24^2 + 5,22^2} = 16,1 \text{ МВА};$$

Завдання та вихідні дані для виконання індивідуального
завдання з практичних занять № 7,8

Завдання: Скласти схему заміщення мережі представленої на рис.8.2, визначити попередній та точний потокорозподіл мережі, здійснити вибір проводів методом економічної щільності струму, визначити втрати потужності та напруги в лініях та трансформаторах.

Вихідні дані:

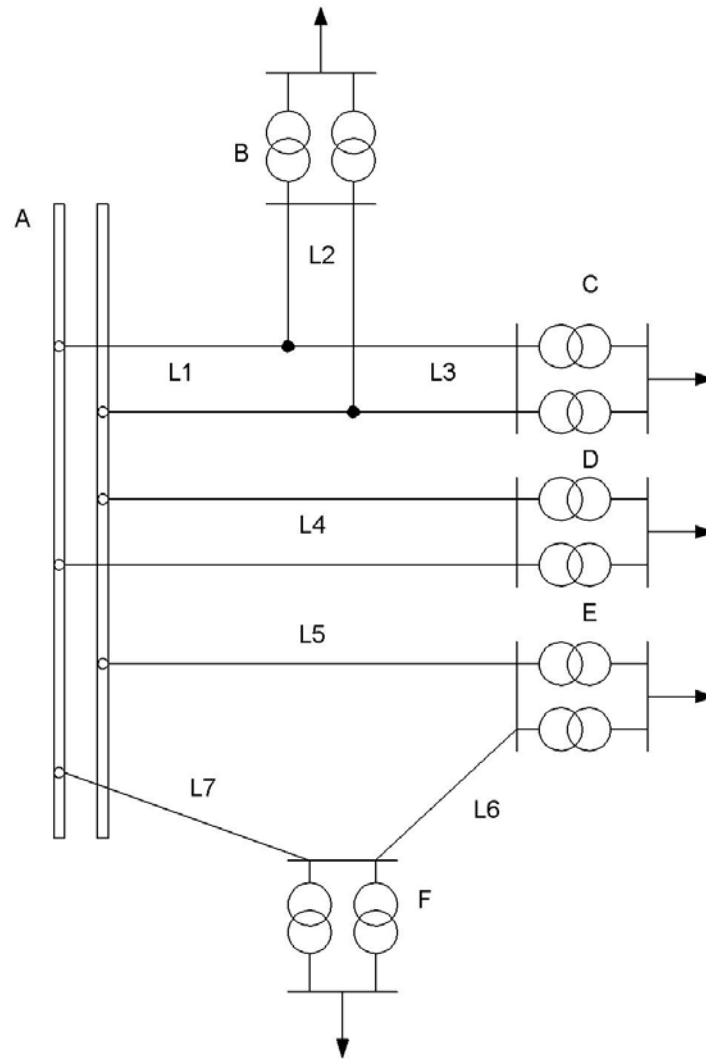


Рис. 8.2. Вихідна розрахункова схема

Таблиця 8.1 Вихідні дані

№ варіанту	Довжина ліній, км							Тип трансформатору, потужність на шинах підстанції				
	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	B	C	D	E	F
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	15	12	19	10	9	11	12	ТДН 16000/ 110	ТДН 10000/ 110	ТДН 10000/ 110	ТДН 16000/ 110	ТДН 16000/ 110

								23+j15	15+j10	12+j4	30+j21	24+j17
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2	23	42	21	39	15	24	15	ТДН 25000/ 110	ТДН 10000/ 110	ТДН 40000/ 110	ТДН 16000/ 110	ТДН 10000/ 110
								45+j35	9+j5	53+j35	27+j16	17+j13
3	30	36	10	43	44	49	55	ТМН 4000/ 150	ТДН 16000/ 150	ТДН 16000/ 150	ТРДН 32000/ 150	ТДН 16000/ 150
								5+j3	19+j5	15+j8	25+j18	27+j15
4	42	48	22	65	57	62	69	ТРДН 32000/ 220	ТРДЦН 63000/ 220	ТРДЦ 32000/ 220	ТРДН 32000/ 220	ТРДН 32000/ 220
								50+j32	75+j35	42+j19	38+j12	52+j32
5	12	18	6	25	15	18	20	ТМН 6300/ 110	ТМН 2500/ 110	ТД 40000/ 110	ТДН 10000/ 110	ТДН 16000/ 110
								9+j5	4+j2	68+j30	14+j5	18+j7
6	59	32	38	12	45	47	52	ТДЦ 80000/ 220	ТРДН 32000/ 220	ТРДН 32000/ 220	ТРДН 32000/ 220	ТДЦ 80000/ 220
								63+j45	47+j25	25+j18	27+j19	57+j29
7	12	18	6	25	15	18	20	ТМН 6300/ 110	ТД 40000/ 110	ТМН 2500/ 110	ТДН 16000/ 110	ТДН 10000/ 110
								9+j5	68+j30	4+j2	18+j7	14+j5
8	23	42	21	39	15	24	15	ТДН 25000/ 110	ТДН 10000/ 110	ТДН 40000/ 110	ТДН 16000/ 110	ТДН 10000/ 110
								45+j35	9+j5	53+j35	27+j16	17+j13
9	15	12	19	10	9	11	12	ТДН 16000/ 110	ТДН 10000/ 110	ТДН 10000/ 110	ТДН 16000/ 110	ТДН 16000/ 110
								23+j15	15+j10	12+j4	30+j21	24+j17
10	32	38	12	45	47	52	59	ТРДН 32000/ 220	ТДЦ 80000/ 220	ТДЦ 80000/ 220	ТРДН 32000/ 220	ТРДН 32000/ 220
								47+j25	63+j45	57+j29	25+j18	27+j19
11	23	42	21	39	15	24	15	ТДН 25000/ 110	ТДН 10000/ 110	ТДН 40000/ 110	ТДН 16000/ 110	ТДН 10000/ 110
								45+j35	9+j5	53+j35	27+j16	17+j13

12	30	36	10	43	44	49	55	ТМН 4000/ 150	ТДН 16000/ 150	ТДН 16000/ 150	ТРДН 32000/ 150	ТДН 16000/ 150
								5+j3	19+j5	15+j8	25+j18	27+j15
13	42	48	22	65	57	62	69	ТРДН 32000/ 220	ТРДЦН 63000/ 220	ТРДЦ 32000/ 220	ТРДН 32000/ 220	ТРДН 32000/ 220
								50+j32	75+j35	42+j19	38+j12	52+j32
14	12	18	6	25	15	18	20	ТМН 6300/ 110	ТМН 2500/ 110	ТД 40000/ 110	ТДН 10000/ 110	ТДН 16000/ 110
								9+j5	4+j2	68+j30	14+j5	18+j7
15	59	32	38	12	45	47	52	ТДЦ 80000/ 220	ТРДН 32000/ 220	ТРДН 32000/ 220	ТРДН 32000/ 220	ТДЦ 80000/ 220
								63+j45	47+j25	25+j18	27+j19	57+j29
16	12	18	6	25	15	18	20	ТМН 6300/ 110	ТД 40000/ 110	ТМН 2500/ 110	ТДН 16000/ 110	ТДН 10000/ 110
								9+j5	68+j30	4+j2	18+j7	14+j5
17	23	42	21	39	15	24	15	ТДН 25000/ 110	ТДН 10000/ 110	ТДН 40000/ 110	ТДН 16000/ 110	ТДН 10000/ 110
								45+j35	9+j5	53+j35	27+j16	17+j13
18	15	12	19	10	9	11	12	ТДН 16000/ 110	ТДН 10000/ 110	ТДН 10000/ 110	ТДН 16000/ 110	ТДН 16000/ 110
								23+j15	15+j10	12+j4	30+j21	24+j17
19	32	38	12	45	47	52	59	ТРДН 32000/ 220	ТДЦ 80000/ 220	ТДЦ 80000/ 220	ТРДН 32000/ 220	ТРДН 32000/ 220
20	59	32	38	12	45	47	52	ТДЦ 80000/ 220	ТРДН 32000/ 220	ТРДН 32000/ 220	ТРДН 32000/ 220	ТДЦ 80000/ 220
								63+j45	47+j25	25+j18	27+j19	57+j29
21	12	18	6	25	15	18	20	ТМН 6300/ 110	ТД 40000/ 110	ТМН 2500/ 110	ТДН 16000/ 110	ТДН 10000/ 110
								9+j5	68+j30	4+j2	18+j7	14+j5
22	23	42	21	39	15	24	15	ТДН 25000/ 110	ТДН 10000/ 110	ТДН 40000/ 110	ТДН 16000/ 110	ТДН 10000/ 110
								45+j35	9+j5	53+j35	27+j16	17+j13

23	15	12	19	10	9	11	12	ТДН 16000/ 110	ТДН 10000/ 110	ТДН 10000/ 110	ТДН 16000/ 110	ТДН 16000/ 110
								23+j15	15+j10	12+j4	30+j21	24+j17
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
24	23	42	21	39	15	24	15	ТДН 25000/ 110	ТДН 10000/ 110	ТДН 40000/ 110	ТДН 16000/ 110	ТДН 10000/ 110
								45+j35	9+j5	53+j35	27+j16	17+j13
25	30	36	10	43	44	49	55	ТМН 4000/ 150	ТДН 16000/ 150	ТДН 16000/ 150	ТРДН 32000/ 150	ТДН 16000/ 150
								5+j3	19+j5	15+j8	25+j18	27+j15
26	42	48	22	65	57	62	69	ТРДН 32000/ 220	ТРДЦН 63000/ 220	ТРДЦ 32000/ 220	ТРДН 32000/ 220	ТРДН 32000/ 220
								50+j32	75+j35	42+j19	38+j12	52+j32
27	12	18	6	25	15	18	20	ТМН 6300/ 110	ТМН 2500/ 110	ТД 40000/ 110	ТДН 10000/ 110	ТДН 16000/ 110
								9+j5	4+j2	68+j30	14+j5	18+j7
28	59	32	38	12	45	47	52	ТДЦ 80000/ 220	ТРДН 32000/ 220	ТРДН 32000/ 220	ТРДН 32000/ 220	ТДЦ 80000/ 220
								63+j45	47+j25	25+j18	27+j19	57+j29
29	12	18	6	25	15	18	20	ТМН 6300/ 110	ТД 40000/ 110	ТМН 2500/ 110	ТДН 16000/ 110	ТДН 10000/ 110
30	12	18	6	25	15	18	20	ТМН 6300/ 110	ТМН 2500/ 110	ТД 40000/ 110	ТДН 10000/ 110	ТДН 16000/ 110
								9+j5	4+j2	68+j30	14+j5	18+j7

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 9

РОЗРАХУНОК СКЛАДНОЗАМКНЕНИХ МЕРЕЖ
МЕТОДОМ ПЕРЕТВОРЮВАННЯ

Найбільш простим методом розрахунку складнозамкнених мереж є метод поступового перетворювання складнозамкненої мережі в мережу з двохстороннім живленням, або кільцеву схему (як окремого випадку схеми з двохстороннім живленням).

Для цієї перетвореної еквівалентної мережі знаходять потокорозподілення, а потім поступовим розгортанням схем визначається потокорозподіл в вихідній схемі. В процесі перетворення схеми використовують наступні операції:

- рознос навантажень споживачів в вузли навантаження або пункти живлення;
- складання паралельних гілок;
- заміна трикутника еквівалентною зіркою та навпаки.

Коли переріз проводів невизначений чи невідомий опори ділянок мережі можна замінити їх довжиною.

Так складання двох паралельних гілок мережі (рис 9.1) можна здійснити за формулами

$$Z_{\text{екв}} = \frac{Z_1 Z_2}{Z_1 + Z_2}; \quad I_{\text{екв}} = I_1 + I_2;$$

При трьох паралельних гілках

$$Z_{\text{екв}} = \frac{Z_1 Z_2 Z_3}{Z_1 Z_2 + Z_2 Z_3 + Z_1 Z_3}; \quad I_{\text{екв}} = I_1 + I_2 + I_3;$$

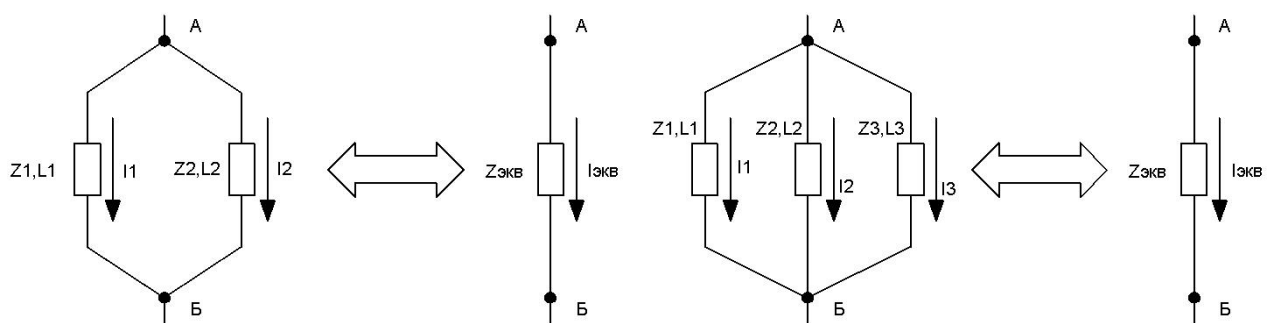


Рис. 9.1. Складання паралельних гілок схеми

При зворотньому перетворенні необхідно визначити струми, або потужності в окремих гілках по відомим значенням струму (або потужності) та опору (або довжині) еквівалентної гілки можна за формулами.

$$I_1 = I_{\text{екв}} \frac{Z_{\text{екв}}}{Z_1}; \quad I_2 = I_{\text{екв}} \frac{Z_{\text{екв}}}{Z_2}; \quad I_3 = I_{\text{екв}} \frac{Z_{\text{екв}}}{Z_3};$$

Перетворення трикутника в зірку (рис 9.2)

$$Z_1 = \frac{Z_{13}Z_{12}}{Z_{12} + Z_{13} + Z_{23}}; \quad Z_2 = \frac{Z_{23}Z_{12}}{Z_{12} + Z_{13} + Z_{23}}; \quad Z_3 = \frac{Z_{23}Z_{13}}{Z_{12} + Z_{13} + Z_{23}};$$

$$I_1 = I_{12} - I_{13}; \quad I_2 = I_{23} - I_{13}; \quad I_3 = I_{23} - I_{13};$$

Перетворення зірки у трикутник

$$Z_{12} = Z_1 + Z_2 + \frac{Z_1 Z_2}{Z_3}; \quad Z_{23} = Z_2 + Z_3 + \frac{Z_2 Z_3}{Z_1}; \quad Z_{13} = Z_1 + Z_3 + \frac{Z_1 Z_3}{Z_2};$$

$$I_{12} = \frac{I_1 Z_1 - I_2 Z_2}{Z_{12}}; \quad I_{23} = \frac{I_2 Z_2 - I_3 Z_3}{Z_{23}}; \quad I_{31} = \frac{I_3 Z_3 - I_1 Z_1}{Z_{31}};$$

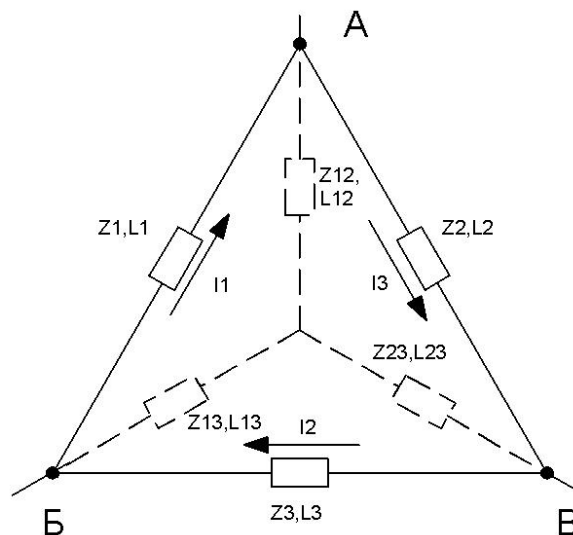


Рис. 9.2. Перетворення трикутника в зірку і навпаки

Переніс проміжного навантаження в інші точки схеми (рис.9.3)

$$I_{21} = I_2 \frac{Z_3}{Z_2 + Z_3}; \quad I_{23} = I_2 \frac{Z_2}{Z_2 + Z_3};$$

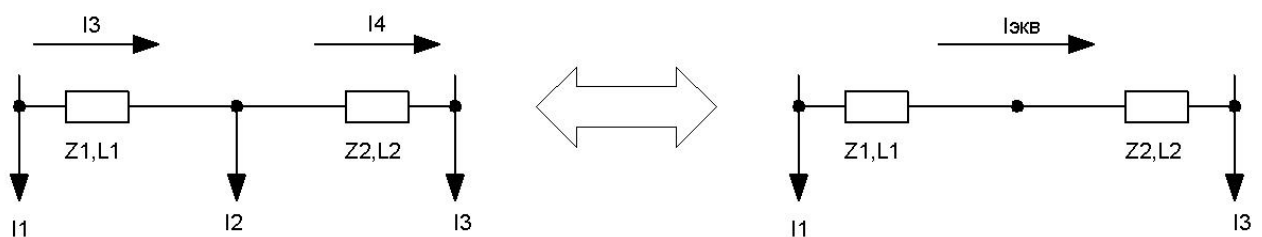


Рис. 9.3. Переніс проміжного навантаження в сусідні точки схеми

Приклад розв'язання задачі з визначення поточкорозподілу складнозамкненої мережі методом перетворення

Завдання

Визначити поточкорозподілення активної потужності на ділянках складнозамкненої мережі методом перетворень відповідно до вихідної схеми (рис.9.4). Вузли навантаження А і В є підстанціями джерелами живлення. Підстанція А – джерело живлення необмеженої потужності. Інші підстанції – споживачі.

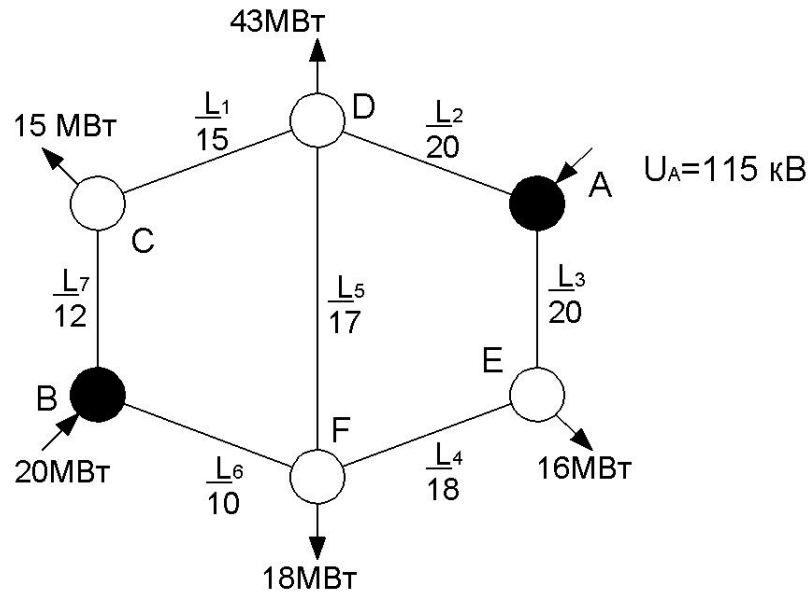


Рис. 9.4. Вихідна схема для розрахунку поточкорозподілення

Рішення

1. Перенесемо потужність підстанції В по вузлам навантаження С і F

$$P_{BnC} = \frac{P_B \cdot L_6}{L_6 + L_7} = \frac{20 \cdot 10}{12 + 10} = 9,1 \text{ MBt};$$

$$P_{BnF} = \frac{P_B \cdot L_7}{L_6 + L_7} = \frac{20 \cdot 12}{12 + 10} = 10,9 \text{ MBt};$$

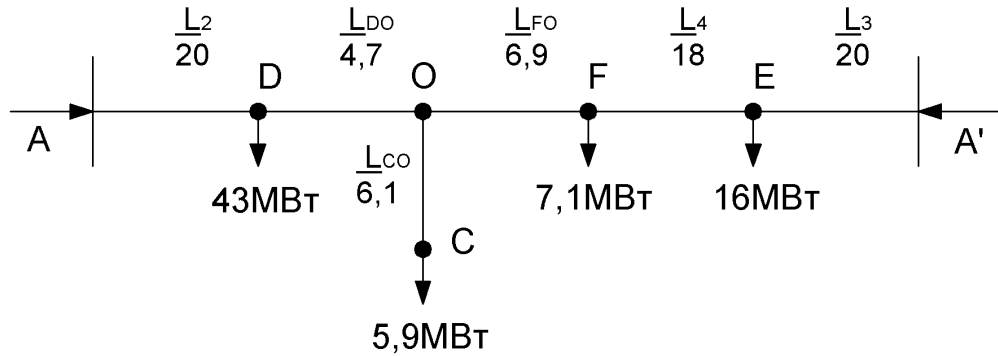
2. Перетворимо трикутник CDF в еквівалентну зірку

$$L_{DO} = \frac{L_1 \cdot L_5}{L_1 + L_5 + L_{67}} = \frac{15 \cdot 17}{15 + 17 + 22} = 4,7 \text{ км}$$

$$L_{CO} = \frac{L_1 \cdot L_{67}}{L_1 + L_5 + L_{67}} = \frac{15 \cdot 22}{15 + 17 + 22} = 6,1 \text{ км}$$

$$L_{FO} = \frac{L_5 \cdot L_{67}}{L_1 + L_5 + L_{67}} = \frac{22 \cdot 17}{15 + 17 + 22} = 6,9 \text{ км}$$

3. Кільцеву схему, що ми отримали, розріжемо по вузлу А і розрахуємо потужності на її головних ділянках методом обратних пліч.



$$P_A = \frac{P_E \cdot L_3 + P_F \cdot (L_4 + L_3) + P_O (L_{FO} + L_4 + L_3) + P_D \cdot (L_{DO} + L_{FO} + L_4 + L_3)}{L_2 + L_{DO} + L_{FO} + L_4 + L_3} =$$

$$= \frac{16 \cdot 20 + 7,1(20 + 18) + 5,9 \cdot (6,9 + 18 + 20) + 43(4,7 + 6,9 + 18 + 20)}{20 + 4,7 + 6,9 + 18 + 20} = 42,9 MBm$$

$$P_{A'} = \frac{P_D \cdot L_2 + P_O \cdot (L_2 + L_{DO}) + P_F (L_{FO} + L_{DO} + L_2) + P_E \cdot (L_4 + L_{FO} + L_{DO} + L_2)}{L_2 + L_{DO} + L_{FO} + L_4 + L_3} =$$

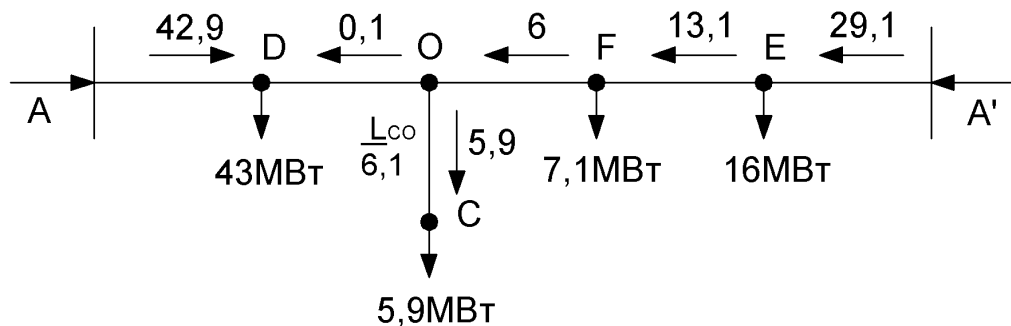
$$= \frac{43 \cdot 20 + 5,9(20 + 4,7) + 7,1 \cdot (20 + 4,7 + 6,9) + 16(20 + 4,7 + 6,9 + 18)}{20 + 4,7 + 6,9 + 18 + 20} = 29,1 MBm$$

4. Визначимо потужності на інших ділянках кільцевої мережі.

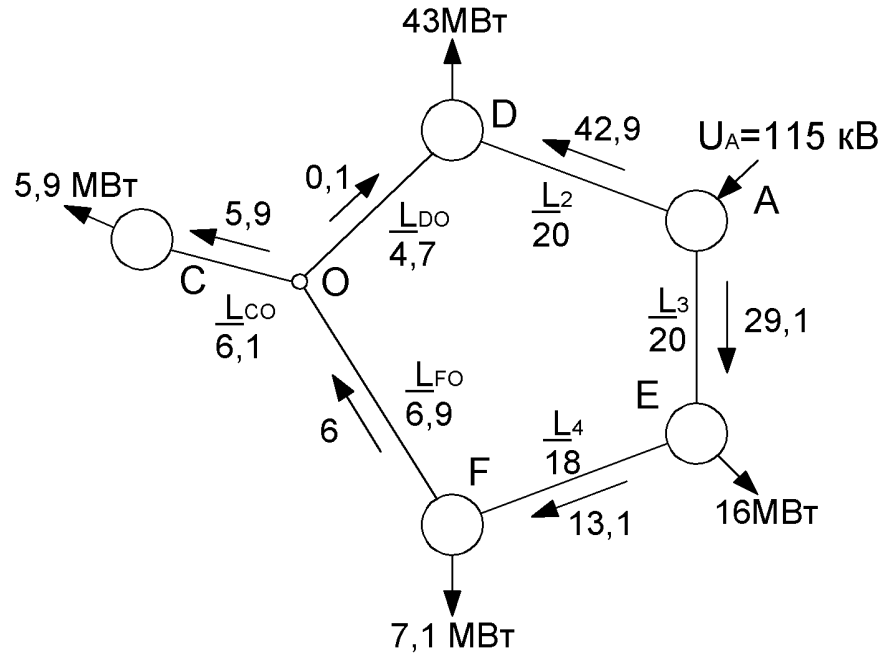
$$P_{FE} = P_{A'} - P_E = 29,1 - 16 = 13,1 MBm;$$

$$P_{FO} = P_{FE} - P_F = 13,1 - 7,1 = 6 MBm;$$

$$P_{DO} = P_{FO} - P_C = 6 - 5,9 = 0,1 MBm;$$



5. Згортаємо кільцеву схему до вузла А

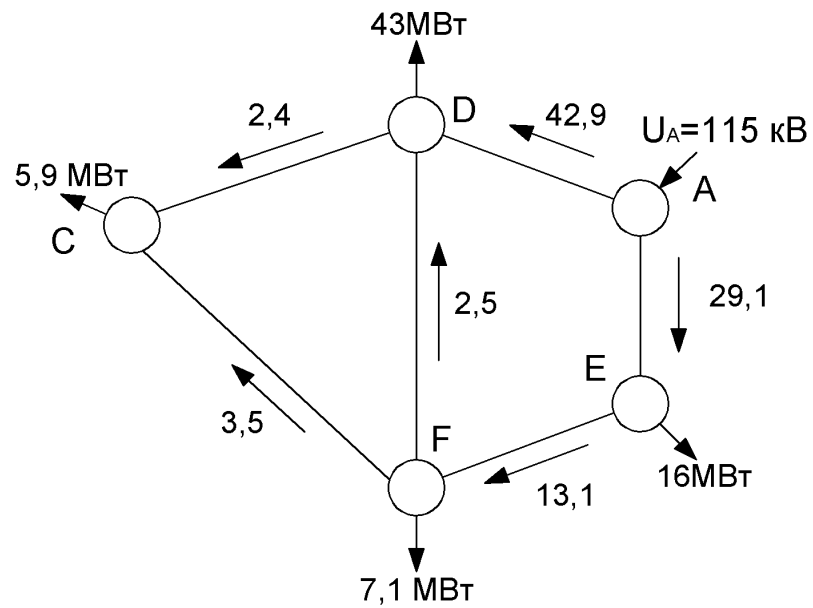


6. Повертаємось до вихідної схеми. Визначимо навантаження при поверненні від зірки к еквівалентному трикутнику.

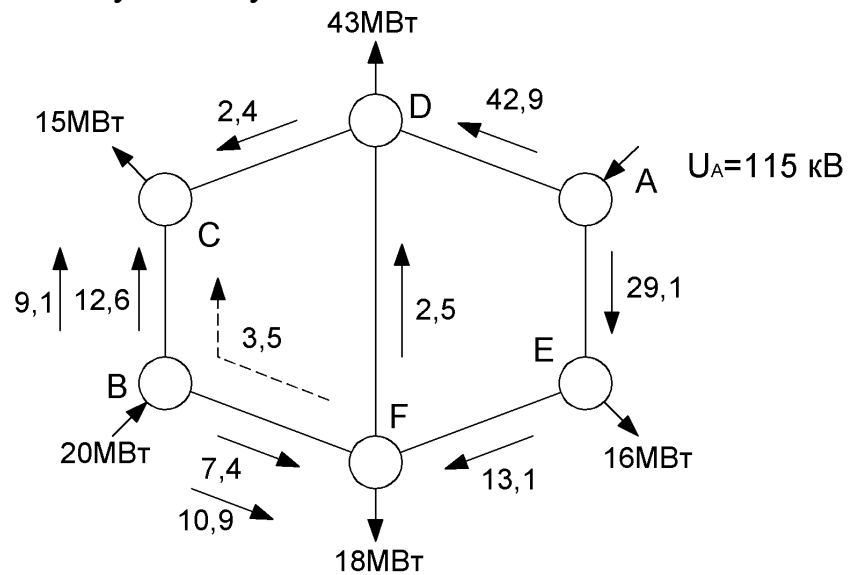
$$P_{CD} = \frac{P_{DO} \cdot L_{DO} + P_{CO} \cdot L_{CO}}{L_{CD}} = \frac{0,1 \cdot 4,7 + 5,9 \cdot 6,1}{15} = 2,4 \text{ MBt};$$

$$P_{FD} = \frac{P_{FO} \cdot L_{FO} + P_{DO} \cdot L_{DO}}{L_{DF}} = \frac{6 \cdot 6,9 + 0,1 \cdot 4,7}{17} = 2,5 \text{ MBt};$$

$$P_{CF} = \frac{P_{FO} \cdot L_{FO} + P_{CO} \cdot L_{CO}}{L_{CF}} = \frac{6 \cdot 6,9 + 5,9 \cdot 6,1}{22} = 3,5 \text{ MBt}$$



7. Повертаємо навантаження підстанції В на своє місце та визначаємо потокорозподіл потужності у вихідній схемі



Таким чином :

$$P_{AE} = 29,1 \text{ MBт};$$

$$P_{EF} = 13,1 \text{ MBт};$$

$$P_{FD} = 2,5 \text{ MBт};$$

$$P_{AD} = 42,9 \text{ MBт};$$

$$P_{CD} = 2,4 \text{ MBт};$$

$$P_{BF} = 7,4 \text{ MBт};$$

$$P_{BC} = 12,6 \text{ MBт};$$

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 10

РОЗРАХУНОК СКЛАДНОЗАМКНЕНИХ МЕРЕЖ МЕТОДОМ КОНТУРНИХ РІВНЯНЬ

Для визначення поточкорозподілення складнозамкнутої мережі методом контурних рівнянь треба визначити розрахункові контури схеми та скласти систему рівнянь по 2 закону Кірхгофа. Довільно визначається напрямок поточкорозподілу в мережі та напрямок обходу контурів. Усі невідомі величини треба по 1 закону Кірхгофа виразити через умовно відомі, відносно яких і складається система рівнянь.

Система рівнянь розв'язується будь-яким способом. Якщо в результаті розв'язання рівнянь деякі величини потужностей матимуть мінусовий знак, то напрямок потужності треба буде поміняти на протилежний.

Більш докладно розберемо метод на прикладі

Приклад розв'язання задачі з визначення поточкорозподілу складнозамкнутої мережі методом контурних рівнянь

Завдання

Визначити поточкорозподілення реактивної потужності на ділянках складнозамкнутої мережі методом контурних рівнянь відповідно до вихідної схеми (рис.10.1). Вузли навантаження А і В є підстанціями джерелами живлення. Підстанція А – джерело живлення необмеженої потужності. Інші підстанції – споживачі.

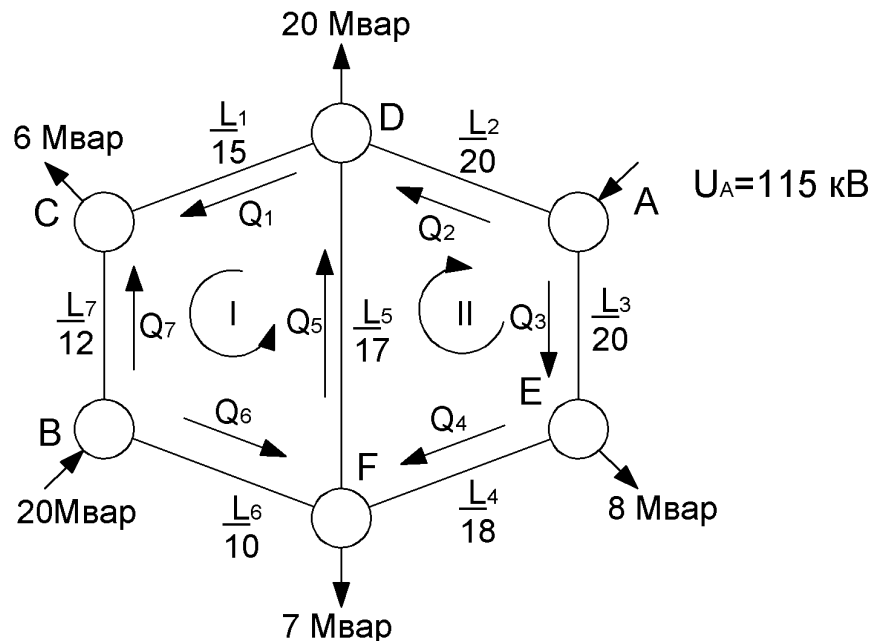


Рис. 10.1 Вихідна схема для розрахунку поточкорозподілення

Рішення

Виразимо всі Q через Q_3 і Q_7 склав рівняння по першому закону Кірхгофа для вузлів навантаження

Вузел В;

$$Q_B - Q_7 - Q_6 = 0;$$

$$-Q_6 = Q_7 - Q_B;$$

$$Q_6 = Q_B - Q_7; \quad \Rightarrow \quad Q_6 = 20 - Q_7;$$

Вузел С;

$$Q_7 + Q_1 - Q_C = 0;$$

$$Q_1 = Q_C - Q_7; \quad \Rightarrow \quad Q_1 = 6 - Q_7;$$

Вузел Е;

$$Q_3 - Q_E - Q_4 = 0;$$

$$-Q_4 = Q_E - Q_3;$$

$$Q_4 = Q_3 - Q_E; \quad \Rightarrow \quad Q_4 = Q_3 - 8;$$

Вузел F;

$$(20 - Q_7) + (Q_3 - 8) - Q_5 - Q_F = 0;$$

$$20 - Q_7 + Q_3 - 8 - Q_5 - Q_F = 0;$$

$$-Q_5 = -20 + Q_7 - Q_3 + 8 + 7;$$

$$Q_5 = 20 - Q_7 + Q_3 - 8 - 7; \quad \Rightarrow \quad Q_5 = 5 - Q_7 + Q_3;$$

Вузел D;

$$(5 - Q_7 + Q_3) + Q_2 - Q_D - (6 - Q_7) = 0;$$

$$5 - Q_7 + Q_3 + Q_2 - Q_D - 6 + Q_7 = 0;$$

$$Q_2 = Q_7 - 5 - Q_3 + Q_D + 6 - Q_7;$$

$$Q_2 = 1 - Q_3 + 20; \quad \Rightarrow \quad Q_2 = 21 - Q_3;$$

Визначимо напрямки обходу контурів і складемо контурні рівняння;

$$\begin{cases} Q_6 \cdot L_6 + Q_5 \cdot L_5 + Q_1 \cdot L_1 - Q_7 \cdot L_7 = 0; & \Rightarrow \quad I \text{ контур} \\ Q_4 \cdot L_4 + Q_5 \cdot L_5 - Q_2 \cdot L_2 + Q_3 \cdot L_3 = 0; & \Rightarrow \quad II \text{ контур} \end{cases}$$

Замінімо всі Q на їх вираження через Q_3 і Q_7

$$\begin{cases} (20 - Q_7) \cdot 10 + (5 - Q_7 + Q_3) \cdot 17 + (6 - Q_7) \cdot 15 - 12Q_7 = 0; & \Rightarrow \quad I \text{ контур} \\ (Q_3 - 8) \cdot 18 + (5 - Q_7 + Q_3) \cdot 17 - (21 - Q_3) \cdot 20 + 20Q_3 = +0; & \Rightarrow \quad II \text{ контур} \end{cases}$$

Вирішуємо систему рівнянь відносно Q_3

$$\begin{cases} 200 - 10Q_7 + 85 - 17Q_7 + 17Q_3 + 90 - 15Q_7 - 12Q_7 = 0; & \Rightarrow \quad I \text{ контур} \\ 18Q_3 - 144 + 85 - 17Q_7 + 17Q_3 - 420 + 20Q_3 = 0; & \Rightarrow \quad II \text{ контур} \end{cases}$$

$$\begin{cases} 375 - 54Q_7 + 17Q_3 = 0; & \Rightarrow \quad I \text{ контур} \\ 75Q_3 - 475 - 17Q_7 = 0; & \Rightarrow \quad II \text{ контур} \end{cases}$$

$$Q_3 = \frac{54Q_7 - 375}{17};$$

$$\frac{75(54Q_7 - 375)}{17} - 479 - 17Q_7 = 0;$$

$$4,4(54Q_7 - 375) - 479 - 17Q_7 = 0;$$

$$237,6Q_7 - 17Q_7 - 375 - 479 = 0;$$

$$220,6Q_7 = 854;$$

$$Q_7 = \frac{854}{220,6} = 3,87 \text{ Мвар};$$

$$Q_3 = \frac{54 \cdot 3,87 - 375}{17} = -9,77 \text{ Мвар};$$

Відповідно до виражень реактивних потужностей для вузлів схеми визначаємо усі інші потужності, що передаються в схемі.

$$Q_6 = 20 - Q_7 = 20 - 3,87 = 16,13 \text{ Мвар};$$

$$Q_1 = 6 - Q_7 = 6 - 3,87 = 2,13 \text{ Мвар};$$

$$Q_4 = Q_3 - 8 = -9,77 - 8 = -17,77 \text{ Мвар};$$

$$Q_5 = 5 - Q_7 + Q_3 = 5 - 3,87 - 9,77 = -8,64 \text{ Мвар};$$

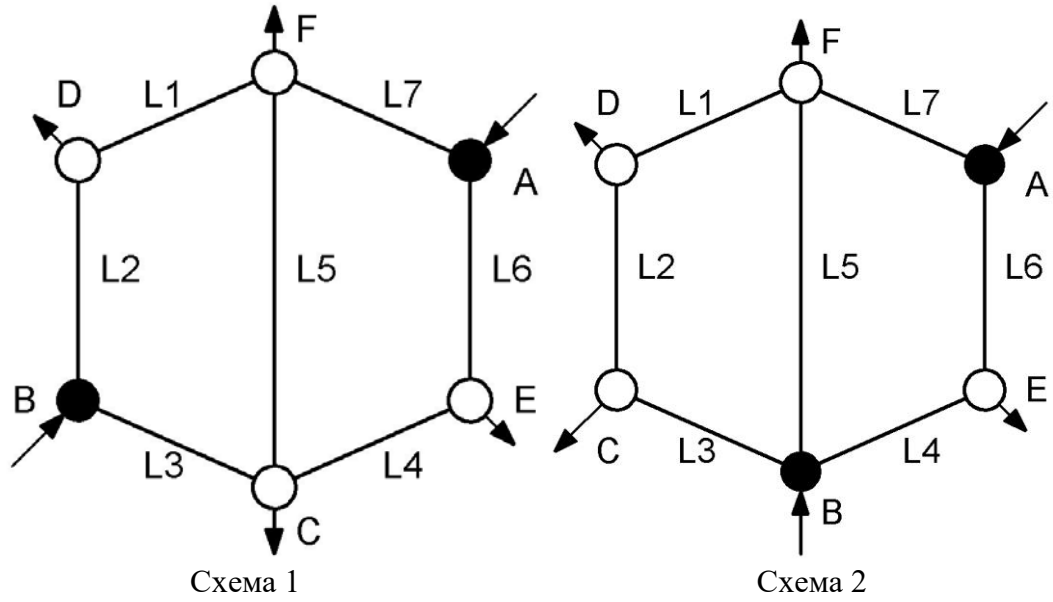
$$Q_2 = 21 - Q_3 = 21 + 9,77 = 30,77 \text{ Мвар}.$$

Завдання та вихідні дані для виконання індивідуального
завдання з практичних занять № 9,10

Завдання: Визначити потокорозподіл активної потужності методом перетворень, та реактивної потужності методом контурних рівнянь, визначити повну потужність ділень, струм на ділень відповідно до вихідних даних:
Підстанція А – джерело виявлення необмеженої потужності

№ варі анту	№ схеми	Потужності підстанцій, МВА					Довжина ліній в км L1, L2, L3, L4, L5, L6, L7 відповідно
		B	C	D	E	F	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	20+j15	15+j30	30+j15	12+j8	21+j12	15, 19, 20, 23, 15, 16, 17
2	2	34+j13	25+j11	32+j25	22+j14	23+j15	10, 14, 22, 24, 17, 16, 19
3	3	23+j15	32+j25	22+j14	25+j11	34+j13	17, 18, 22, 24, 19, 16, 10
4	4	18+j10	23+j16	24+j15	31+j17	48+j34	24, 19, 24, 23, 15, 16, 18
5	5	58+j45	67+j47	78+j59	68+j35	57+j34	25, 29, 20, 23, 15, 26, 30
6	6	57+j34	78+j59	67+j35	67+j47	58+j45	23, 14, 22, 24, 15, 16, 29
7	1	18+j10	23+j16	24+j15	31+j17	48+j34	17, 14, 22, 24, 19, 16, 18
8	2	23+j15	32+j25	22+j14	25+j11	34+j13	24, 19, 24, 23, 15, 16, 28
9	3	57+j34	78+j59	67+j35	67+j47	58+j45	15, 19, 20, 23, 15, 16, 17
10	4	20+j15	15+j30	30+j15	12+j8	21+j12	10, 14, 22, 24, 17, 16, 19
11	5	20+j15	15+j30	30+j15	12+j8	21+j12	17, 18, 22, 24, 19, 16, 10
12	6	34+j13	25+j11	32+j25	22+j14	23+j15	24, 19, 24, 23, 15, 16, 18
13	1	23+j15	32+j25	22+j14	25+j11	34+j13	25, 29, 20, 23, 15, 26, 30
1	2	3	4	5	6	7	8
14	2	18+j10	23+j16	24+j15	31+j17	48+j34	23, 14, 22, 24, 15, 16, 29
15	3	58+j45	67+j47	78+j59	68+j35	57+j34	17, 14, 22, 24, 19, 16, 18
16	4	57+j34	78+j59	67+j35	67+j47	58+j45	24, 19, 24, 23, 15, 16, 28
17	5	18+j10	23+j16	24+j15	31+j17	48+j34	15, 19, 20, 23, 15, 16, 17
18	6	23+j15	32+j25	22+j14	25+j11	34+j13	10, 14, 22, 24,

							17, 16, 19
19	1	$57+j34$	$78+j59$	$67+j35$	$67+j47$	$58+j45$	17, 18, 22, 24, 19, 16, 10
20	2	$20+j15$	$15+j30$	$30+j15$	$12+j8$	$21+j12$	24, 19, 24, 23, 15, 16, 18
21	3	$20+j15$	$15+j30$	$30+j15$	$12+j8$	$21+j12$	25, 29, 20, 23, 15, 26, 30
22	4	$34+j13$	$25+j11$	$32+j25$	$22+j14$	$23+j15$	23, 14, 22, 24, 15, 16, 29
23	5	$23+j15$	$32+j25$	$22+j14$	$25+j11$	$34+j13$	17, 14, 22, 24, 19, 16, 18
24	6	$18+j10$	$23+j16$	$24+j15$	$31+j17$	$48+j34$	24, 19, 24, 23, 15, 16, 28
25	1	$58+j45$	$67+j47$	$78+j59$	$68+j35$	$57+j34$	15, 19, 20, 23, 15, 16, 17
26	2	$57+j34$	$78+j59$	$67+j35$	$67+j47$	$58+j45$	10, 14, 22, 24, 17, 16, 19
27	3	$18+j10$	$23+j16$	$24+j15$	$31+j17$	$48+j34$	17, 18, 22, 24, 19, 16, 10
28	4	$23+j15$	$32+j25$	$22+j14$	$25+j11$	$34+j13$	24, 19, 24, 23, 15, 16, 18
29	5	$57+j34$	$78+j59$	$67+j35$	$67+j47$	$58+j45$	25, 29, 20, 23, 15, 26, 30
30	6	$20+j15$	$15+j30$	$30+j15$	$12+j8$	$21+j12$	23, 14, 22, 24, 15, 16, 29



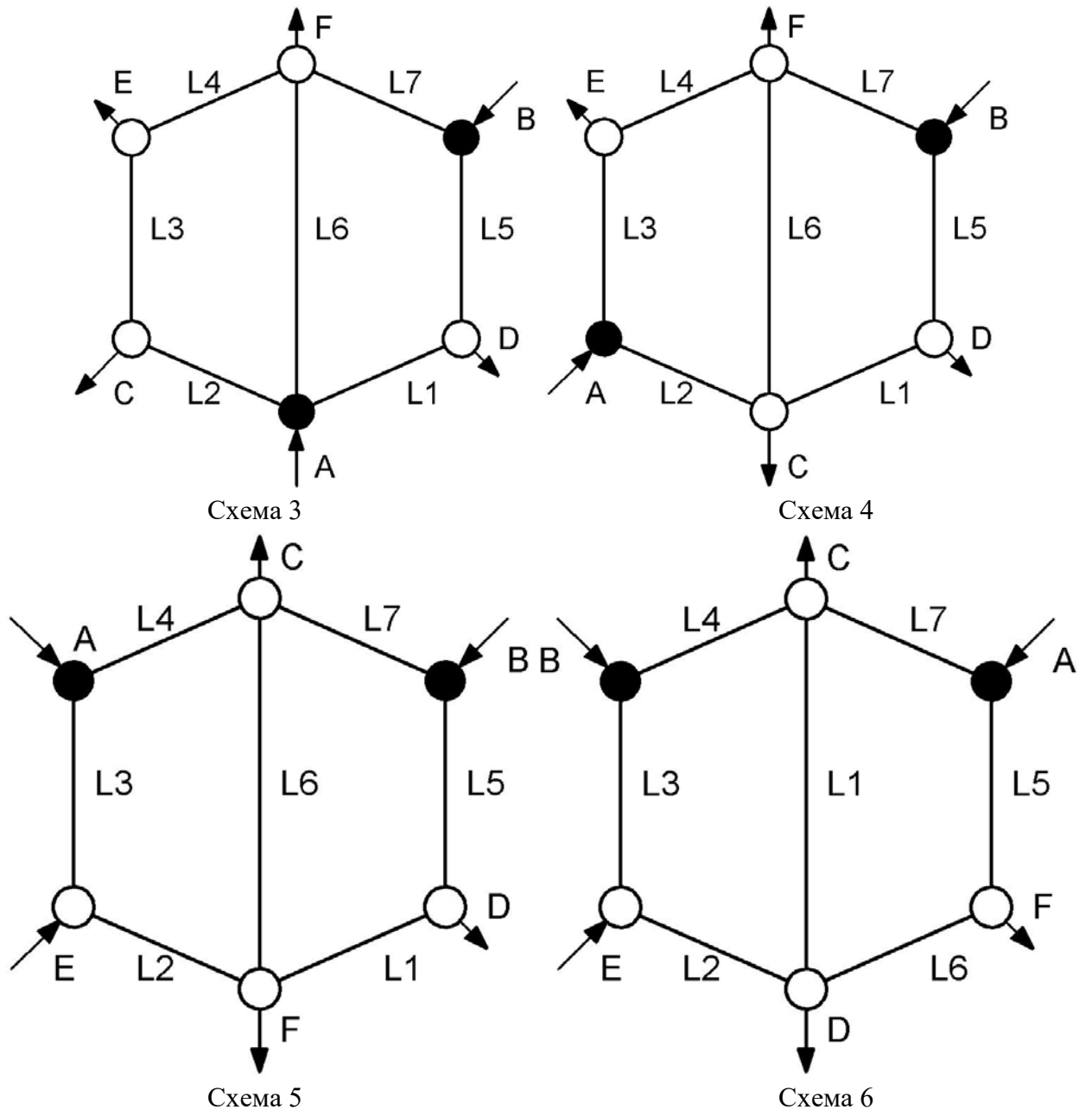


Рис. 10.1 Варіанти схем мережі

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. В.М. Сулейманов Електричні мережі та системи: підручн. [Текст]/ В.М. Сулейманов, Т.Л. Кацадзе. – К.: НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с.;
2. Кацадзе Т.Л. Основи механічних розрахунків повітряних ліній електропередавання: підручник/Т.Л. Кацадзе. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2019. – 336 с.;
3. Бученко А. І., Березницький О. В. Моделювання режимів електроенергетичних систем у середовищі сучасних пакетів прикладних програм : навч. посібник. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. 228 с.
4. Кунденко Є. О., Чорний А. О. Smart Grid та системи гнучкості електроенергетичних мереж України : монографія. Київ : Інститут електродинаміки НАН України, 2022. 284 с.
5. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник/ Ю.В. Малогулко, О.Б. Бурикін, Т.Л. Кацадзе, В.В. Нетребський; за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця: ВНТУ, 2020. – 200 с.
6. Електричні системи і мережі. Частина 2: навчальний посібник/ Ю.В. Малогулко, О.Б. Бурикін, Т.Л. Кацадзе, В.В. Нетребський; за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця: ВНТУ, 2021. – 159 с.
7. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. Вилучено з <https://de.com.ua/uploads/0/1703-EnergyStratagy2030.pdf>
8. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж [Текст]: Навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців на пряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології”/Уклад. В.В. Кирик.-К.: НТУУ «КПІ», 2014.- 130с.;
9. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с. ISBN 978-966-553-762-5;
10. Омельчук А.О. Електричні системи та мережі Київ: Видавничий центр НУБІП України, 2006 – 160 с.
11. Терехов Є. В., Чаговець В. В. Інтелектуальні системи моніторингу та керування електричними мережами на базі сучасних SCADA та DMS-рішень : монографія. Київ : Укренерго, 2023. 202 с.
12. Орлов М. В., Борисенко І. С. Оптимізація режимів розподільчих електричних мереж і керування потоками потужності: монографія. Харків : НТУ «ХПІ», 2022. 221 с.
13. Писаренко В. І., Корнієнко С. Б. Надійність електроенергетичних систем : навч. посібник. Київ : НУЕУ, 2021. 248 с.
14. Голуб Г. М., Кашуба О. Г. Розвиток систем електропостачання та розподільчих мереж в умовах зростання частки ВДЕ : монографія. Львів : Вид-во Львівської політехніки, 2022. 196 с.
15. Гаврилов Ф.А. Електричні системи та мережі. Навч. посібник. — Маріуполь: ПДТУ, 2002. — 172 с.;
16. Романюк, Ю. Ф. Електричні системи та мережі: навч. посіб. / Ю. Ф. Романюк. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2004. - 272 с. <http://194.44.112.13/chyitalna/511/index.html>.;
17. Принц М.В. Електричні мережі: монтаж, обслуговування та ремонт: [підручник] /тМ.В. Принц, В.М. Цимбалістий – Львів: Оріяна-Нова, 2003. – 297 с.
18. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Електроенергетика та охорона навколишнього середовища. Функціонування енергетики у сучасному світі/ [упоряд. С.Г. Плачкова, І.В. Плачков та ін.] – К. 2013 [<http://energetika.in.ua/ua/>]

Електронне навчальне видання комбінованого використання
Можна використовувати в локальному та мережному режимі

Олійник Юлія Сергіївна
Пономаренко Олена Михайлівна

ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ І СИСТЕМИ ТА ОПЕРАТИВНА ДІЯЛЬНІСТЬ

Методичні вказівки
до виконання практичних робіт для здобувачів вищої освіти
першого (бакалаврського) рівня денної і заочної форм здобуття освіти за
спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

В авторській редакції

Підписано до розміщення 20.02.2026. Гарнітура Times New Roman.
Ум. друк. арк. 3,48. Обсяг 1,845 Мб. Зам. № 39/26.

Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
61022, м. Харків, майдан Свободи, 4.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 3367 від 13.01.2009
Видавництво ХНУ імені В. Н. Каразіна