

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ



ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ
КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

СУМИ – 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

для здобувачів 4 та 2 с.т. курсів освітньої програми
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
денної та заочної форм здобуття освіти
ступеня вищої освіти «Бакалавр»

СУМИ 2025

УДК 621.311
E50

Укладачі: **Савойський О.Ю.**, к.т.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Козін В.М., к.т.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Шашков С.В., к.е.н., ст. викладач кафедри енергетики та електротехнічних систем
Сіренко Ю.В., PhD, доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Лисенко В.В., завідувач навчально-методичним кабінетом кафедри енергетики та електротехнічних систем

E50 Науково-методичне забезпечення навчального процесу:
Електричні мережі та системи. Конспект лекцій / укл.: Савойський О.Ю., Козін В.М., Шашков С.В., Сіренко Ю.В., Лисенко В.В.- Суми, 2025. - 140 с.

Конспект лекцій складається з 10 тем, починаючи з першої «Електроенергетичні системи України» до заключної «Розрахунок втрат потужності та енергії при експлуатації мереж». В кінці кожній теми наведені питання для самоконтролю та література..

Рецензенти:

Чепіжний А.В. – к.т.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем СНАУ;

Шуляк М.Л. – д.т.н., професор, зав. кафедри агроінжинірингу СНАУ.

Відповідальний за випуск:

Чепіжний А.В. к.т.н., доцент, зав. кафедри енергетики та електротехнічних систем СНАУ.

Рекомендовано до видання Радою із забезпечення якості освітньої діяльності та якості вищої освіти інженерно-технологічного факультету СНАУ.
Протокол № 4 від „28” січня 2025 року.

ЗМІСТ

Вступ	5
Навчально-тематичний план	
1. Тема 1. Електроенергетичні системи України.	
2. Тема 2. Системи передачі та розподілу електричної енергії	8
3. Тема 3. Загальна характеристика систем передачі й розподілу.	11
4. Тема 4. Електричні навантаження підприємств та населених пунктів.	15
5. Тема 5. Лінії електропередач	19
6. Тема 6. Реактивна потужність.	23
7. Тема 7. Електричний розрахунок замкнених електричних мереж	28
8. Тема 9. Розрахунок втрат потужності та енергії при експлуатації мереж.	44
9. Тема 10. Організаційно-технічні заходи при експлуатації електричних мереж	51
Список використаних джерел.	57

ВСТУП

Метою даного освітнього компонента «Електричні системи та мережі» є формування інтегральних, загальних та фахових компетенцій для формування у здобувачів уявлень про: процеси передавання, перетворення, розподіл та споживання електричної енергії; конструктивне виконання та технологічне устаткування електричних мереж; робочі режими, регулювання та планування режимів роботи електричних систем; проєктування електричних мереж.

Завданням освітнього компонента «Електричні мережі та системи» є глибоке оволодіння фізикою процесів передавання електричної енергії в електричних мережах та системах, вільне та переконливе володіння аналізом технологічного процесу виробництва, передавання, перетворення та розподілу електричної енергії.

Вивчення компонента «Електричні мережі та системи» ґрунтується на знаннях, отриманих здобувачами під час вивчення освітніх компонентів: «Вища математика», «Теоретичні основи електротехніки», «Основи електропостачання», «Монтаж електрообладнання та систем керування». Разом з тим освітній компонент «Електричні мережі та системи» тісно пов'язана з іншими компонентами професійно-технічної підготовки, які опираються на нього та вивчаються паралельно «Електротехнології та електроосвітлення», «Релейний захист» або після вивчення даного компоненту «Підготовка та захист (бакалаврського) проєкту».

В процесі вивчення освітнього компоненту здобувачі освітньої програми «Електроенергетика, електромеханіка та електромеханіка» набудуть наступні програмні результати навчання:

- розв'язувати складні спеціалізовані задачі з проєктування і технічного обслуговування електромеханічних систем, електроустаткування електричних станцій, підстанцій, систем та мереж;

- застосовувати придатні емпіричні та теоретичні методи для зменшення втрат електричної енергії при її виробництві, транспортуванні, розподіленні та використанні;
- розв'язувати практичні задачі, які пов'язані з передачею та розподілом електричної енергії в аграрному виробництві.

.

НАВЧАЛЬНО-ТЕМАТИЧНИЙ ПЛАН

Тема. Перелік питань, що будуть розглянуті в межах теми
Тема 1. Електроенергетичні системи України. 1. Структура і склад енергетичної галузі України. 2. Енергетичні системи. 3. Об'єднана енергетична система України. 4. Організаційна структура НЕК «Укренерго». 5. Функції та задачі державного підприємства «Енергоринок».
Тема 2. Системи передачі та розподілу електричної енергії 1. Основні поняття, терміни та визначення. 2. Електрична система. 3. Склад електричних систем. 4. Номінальні напруги. 5. Класифікація електричних мереж. 6. Типи нейтралей – глухозаземлена, ізольована, компенсована. 7. Принципи роботи ПЗВ, ДГР. 8. Фазова симетрія в мережах. 9. Системи передачі й розподілу електричної енергії. 10. Системи електропостачання. 11. Види електричних схем для електричних систем і мереж та основні умовні позначки.
Тема 3. Загальна характеристика систем передачі й розподілу. 1. Вимоги до електричних мереж. 2. Топологія розподільних мереж. 3. Надійність електропостачання споживачів. 4. Основні типи схем розподільних мереж. 5. Режими роботи лінії із двостороннім живленням. 6. Якість електричної енергії 7. Властивості електроенергії. 8. Номінальні напруги мереж. 9. Втрати електричної енергії. 10. Безпека персоналу енергосистем.
Тема 4. Електричні навантаження підприємств та населених пунктів. 1. Загальні відомості. Імовірні характеристики навантажень споживачів. 2. Імовірно-статистичні моделі визначення розрахункових навантажень. 3. Типи навантажень та їх особливості.

4. Коефіцієнти графіків навантажень. 5. Розрахунок промислових навантажень. 6. Розрахунок комунально-побутових навантажень. 7. Центр навантажень. 8. Визначення навантажень за допомогою <u>коефіцієнту одночасності</u>. 9. Прогнозування зростання навантаження. 10. Навантаження комплексів з промислового виробництва. 11. Розрахунок електричних навантажень повітряних ліній напругою 6. кВ 12. Втрати електричної енергії. 13. Прогнозування електроспоживання та коефіцієнту зростання навантажень.
Тема 5. Лінії електропередач 1. Основні конструктивні характеристики повітряних ЛЕП, кабельних ЛЕП. 2. Конструкція опор повітряних ліній електропередач 3. Арматура повітряних ліній електропередач. 4. Кабельні лінії електропередачі 5. Основні принципи вибору перерізу ЛЕП. 6. Види розрахунків ЛЕП. 7. Розрахунок ЛЕП – по припустимому струму нагріву. 8. Розрахунок ЛЕП по припустимим втратам напруги. 9. Розрахунок ЛЕП по надійності спрацьовування захисту. 10. Розрахунок ЛЕП по економічній щільності струму. 11. Річні втрати електроенергії в ЛЕП. 12. Наведені витрати електроенергії.
Тема 6. Реактивна потужність. 1. Необхідність компенсації реактивних струмів. 2. Коефіцієнт потужності 3. Способи підвищення коефіцієнта потужності – організаційні та технічні. 4. Засоби компенсації реактивних струмів. 5. Розрахунок потрібних засобів компенсації.
Тема 7. Електричний розрахунок замкнених електричних мереж 1. Схеми заміщення і параметри елементів електричних мереж. 2. Параметри схеми заміщення двообмоткових трансформаторів. Загальні відомості. Двообмотковий трансформатор. Двообмотковий трансформатор із розщепленою обмоткою низької напруг. 3. Параметри схеми заміщення триобмоткових трансформаторів.

4. Розрахунок режиму лінії електропередачі. 5. Розрахунок режиму електричної мережі з трансформаторами. 6. Розрахунок режиму розімкненої мережі різних номінальних напруг.
Тема 8. Розрахунок замкнених електричних мережі. 1. Часні випадки розрахунку усталеного режиму простих замкнених мереж. 2. Розрахунок усталеного режиму мережі з двостороннім живленням при однакових значеннях напруг джерел живлення. 3. Розрахунок усталеного режиму мережі з двострунним живленням при неоднакових значеннях напруг живлення. 4. Часні випадки розрахунку усталеного режиму простіших замкнених мереж.
Тема 9. Розрахунок втрат потужності та енергії при експлуатації мереж 1. Статистичні методи розрахунків 2. Визначення статистичних показників 3. Збір вихідної інформації 4. Статистична обробка отриманої інформації. 5. Аналіз отриманої інформації. 6. Організація та проведення спеціальних вимірів для прийняття кінцевого варіанту рішення. 7. Заходи щодо зниження втрат
Тема 10. Організаційно-технічні заходи при експлуатації електричних мереж 1. Складання раціональних графіків навантаження виробничих ділянок 2. Використання обладнання у часи провалу навантаження 3. Вибір електричного обладнання з оптимальними параметрами

ТЕМА 1.«ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ УКРАЇНИ»

План

1.1. Структура і склад енергетичної галузі України.

1.2. Енергетичні системи (енергосистеми).

1.3. Об'єднана енергетична система України

1.4. Організаційна структура НЕК «Укренерго»

1. ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ УКРАЇНИ

1.1 Енергетичні системи (енергосистеми)

Однією із важливих систем в паливо-енергетичному комплексі України є електроенергетичні системи, які забезпечують виробництво, перетворення, акумулювання, передачу і розподіл електричної, а якщо говорити про вироблення частини тепла на теплоцентралях, теплової енергії.

Система електропостачання (СЕП) *включає сукупність комплексів електротехнічного обладнання, призначеного для забезпечення споживачів електричною енергією.* В першу чергу кожний з цих комплексів призначений для виконання однієї з функціональних задач: виробництва, передачі, перетворення або розподілення електричної енергії.

До складу система (рисунок 1.1) входять: електричні станції (виробництво електричної енергії), підстанції, які призначені для підвищення рівня напруги і розподілення електричної енергії, високовольні лінії електропередачі, знижувальні трансформаторні підстанції з розподільними пристроями, низьковольні лінії, що передають електроенергію споживачеві.

Енергорайон (ЕР) - сукупність об'єктів енергосистеми, розташованої на частині обслугованої нею території.

Електричною частиною енергосистеми називається сукупність енергоустановок електричних станцій, підстанцій і електричних мереж енергосистеми (рисунок 1.2).

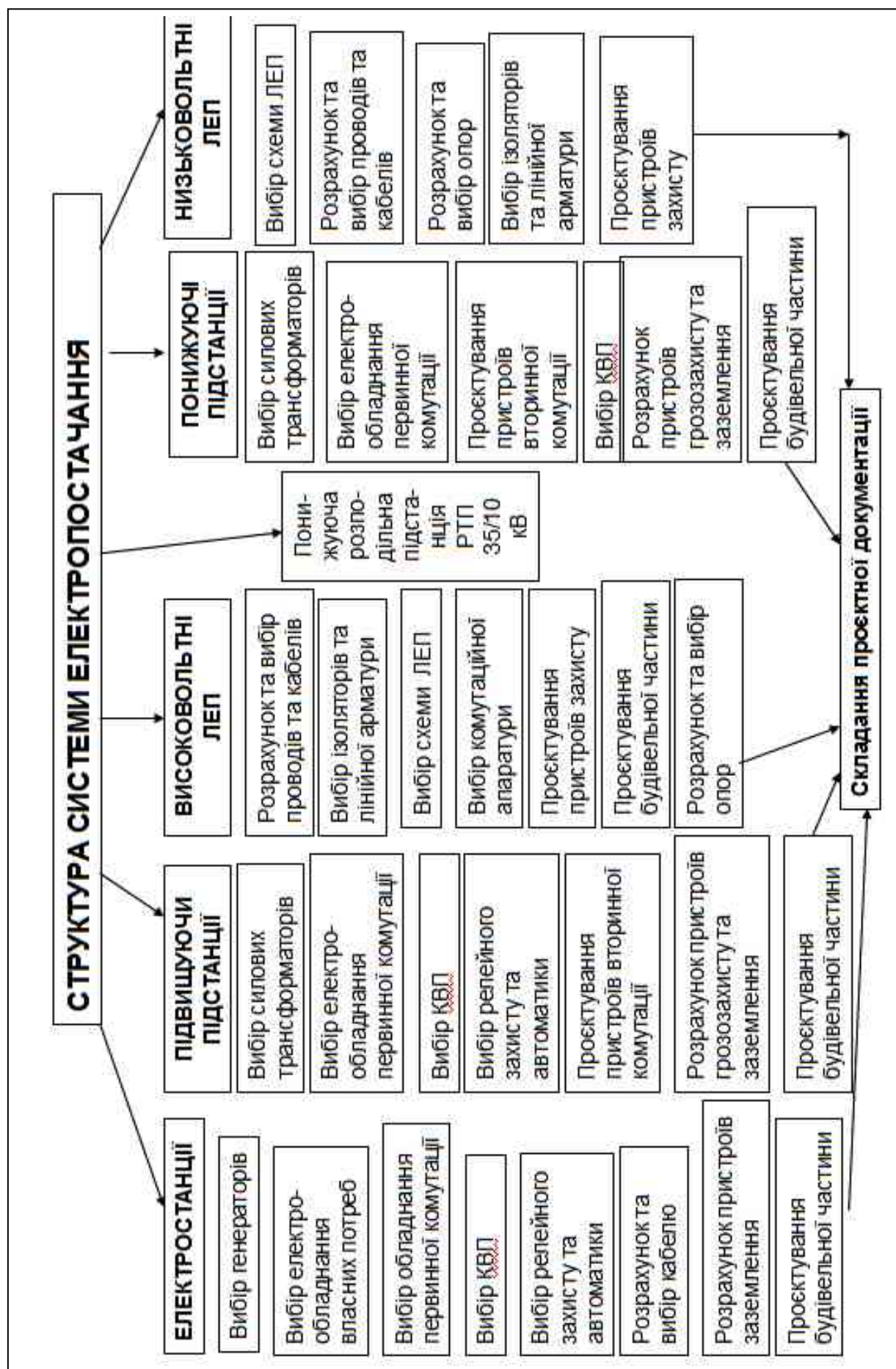


Рисунок 1.1 - Структура системи електропостачання

Слід відмітити, що в електропостачанні сільського господарства використовуються електричні станції, підстанції та електричні мережі на класи напруги від 0,4 до 35-110 кВ, які в свою чергу живляться від окремих ЕС і ОЕС України взагалі.

Енергетична система (енергосистема) складається із сукупності електростанцій, електричних і теплових мереж, з'єднаних між собою і пов'язаних спільністю режиму у безперервному процесі виробництва, перетворення і розподілу електричної енергії і теплоти при загальному керуванні цим режимом. В Україні створено і існують вісім електроенергосистем.



Рисунок 1.2 - Електрична частина енергосистеми
(енергорайон, район електричних мереж)

Центральна електроенергетична система (рисунок 1.3) створена у серпні 1998 року, забезпечує скоординоване функціонування енергосистеми центрального регіону України, що охоплює

Київську, Черкаську, Житомирську та Чернігівську області, а також столицю України - місто Київ.

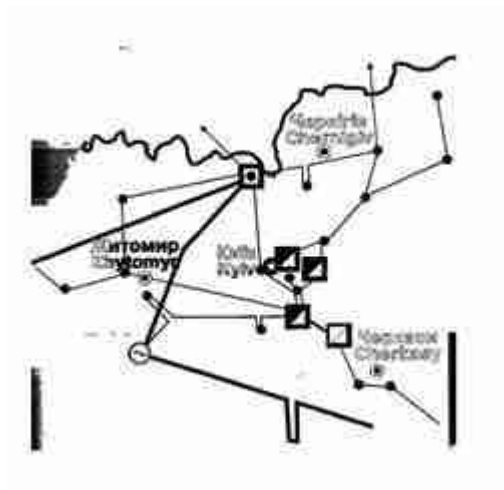


Рисунок 1.3 - Центральна електротехнічна система

Магістральними електричними мережами ЦЕС експлуатуються 2436 км повітряних ліній електропередачі напругою 110-750 кВ, серед яких 597 км - напругою 750 кВ та 1793 км - 330 кВ. на 12 підстанціях 330 кВ встановлено 26 автотрансформаторів загальною потужністю 4450 МВА.

Донбаська електротехнічна система (рисунок 1.4) була створена у липні 1998 року. В зону обслуговування цієї системи входять Донецька і Луганська області. На балансі чотирьох підприємств

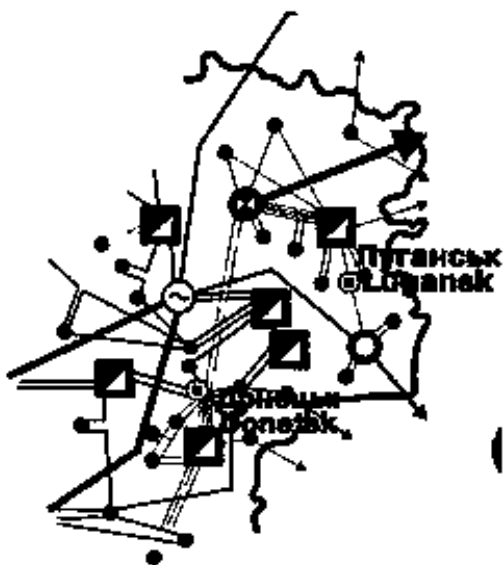


Рисунок 1.4- Донбаська електроенергетична система

Магістральних електричних мереж (Артемівські, Чайкінські, Мариупільські та Луганські МЕМ), що входять до складу системи, в експлуатації знаходяться більше 3700 км ліній електропередачі напругою 35-800 кВ і 28 підстанцій 220-750 кВ, на яких встановлено 110 трансформаторів сумарною потужністю 23134 МВА.

Дніпровська електроенергетична система (рисунок 1.5) здійснює централізоване електропостачання трьох областей України - Запорізької, Дніпропетровської та Кіровоградської. До складу системи входять Запорізькі, Дніпропетровські, Кіровоградські та Криворізькі Магістральні електричні мережі.

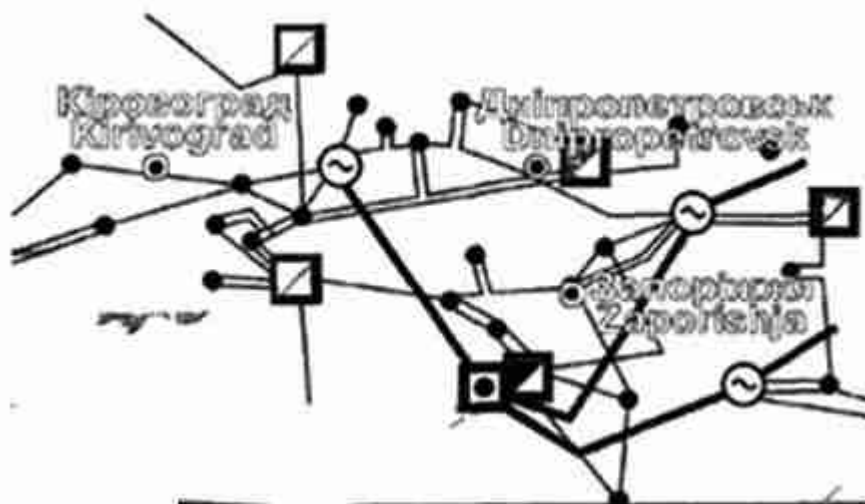


Рисунок 1.5 - Дніпровська електроенергетична система

В експлуатації знаходяться 7 повітряних ліній 750 кВ та 55 напругою 330 кВ сумарною довжиною 4375 км, 19 підстанцій 330 кВ, сумарною потужністю трансформаторів 18845 МВА. Кількість силових трансформаторів і автотрансформаторів 330-750 кВ в системі складає 56 одиниць, а разом із авто- та трансформаторами ТЕС, ГЕС і АЕС - 96 одиниць.

В оперативному підпорядкуванні цієї системи знаходяться: потужні ГЕС (Дніпровська, Кременчуцька, Дніпродзержинська та Каховська, ТЕС (Придні-провська, Криворізька та Запорізька), ТЕЦ (Криворізька та Дніпродзержинська), АЕС (Запорізька).

Північна електроенергетична система (рисунк 1.6) була створена у серпні 1998 року. На цей час об'єкти енергосистеми розташовані на території трьох областей - Харківської, Сумської та Полтавської. На балансі трьох підприємств Магістральних електричних мереж (Харківські, Сумські та Полтавські МЕМ) в оперативному управлінні ЕС знаходяться: одна підстанція 750 кВ (один автотрансформатор потужністю 1000 МВА); 13 підстанцій 330 кВ (33 автотрансформатори сумарною потужністю 6145 МВА); повітряна лінія 750 кВ довжиною 101,8 км; 27 повітряних ліній 330 кВ сумарною довжиною 2083,6 км.



Рисунок 1.6 - Північна електроенергетична система

Південно-західна електроенергетична система (рисунк 1.7) у своєму складі має структурні підрозділи з експлуатації МЕМ у Вінницькій, Хмельницькій, Тернопільській та Чернівецькій областях. Транспортування електричної енергії здійснюється через повітряні лінії загальною довжиною 2034 км напругою 330-750 кВ, з яких 1276 км - напругою 330 кВ, 757,8 км -

напругою 750 кВ. на 9 підстанціях 330-750 кВ експлуатується обладнання сумарною встановленою потужністю біля 4000 МВА.

В оперативному підпорядкуванні цієї системи знаходяться: Хмельницька АЕС потужністю 1000 МВт, Ладижинська ТЕС потужністю 1800 МВт, Дністровська ГЕС потужністю 711 тис. кВт. Будується Дністровська гідроакumuлююча електростанція з потужністю 2 млн 268 кВт.

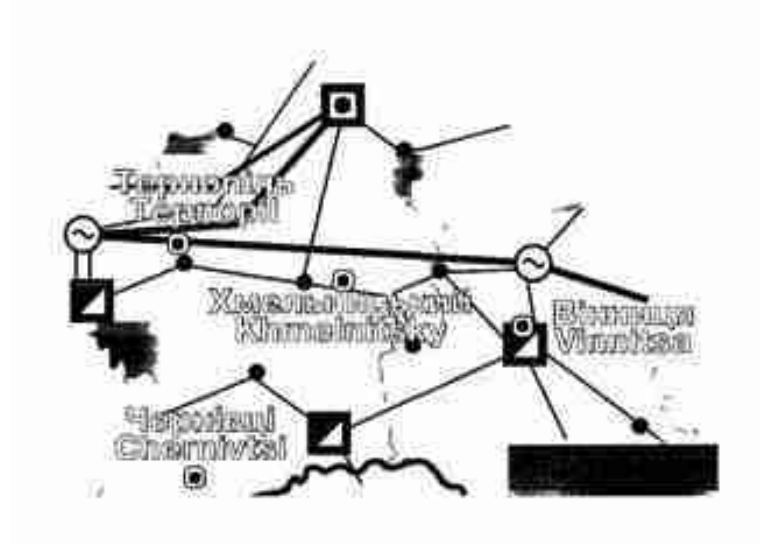


Рисунок 1.7 - Південно-західна електроенергетична система

Західна електроенергетична система (рисунок 1.8) створено у жовтні 1998 року. Вона охоплює регіональну енергосистему в межах Львівської, Волинської, Закарпатської, Івано-Франківської та Рівненської областей. Має сім структурних підрозділів з експлуатації МЕМ та підстанції 750 кВ (ПС-750 З-У, Львівський, Стрийський, рівненський, Волинський, Івано-Франківський та Закарпатський). В системі експлуатується 20 підстанцій 220,330,400,750 кВ та 3629 км ліній електропередач, в тому числі ЛЕП, що з'єднують ОЕС України з енергосистемою Європи - ЛЕП 750 кВ ПС «Західноукраїнська»-Альбертірша (Угорщина), три ЛЕП 400кВ та дві ЛЕП 220 кВ від ПС «Мукачево» в Угорщину, Словаччину та Румунію і одна ЛЕП 220кВ від Добротвірської ТЕС в Польщу.

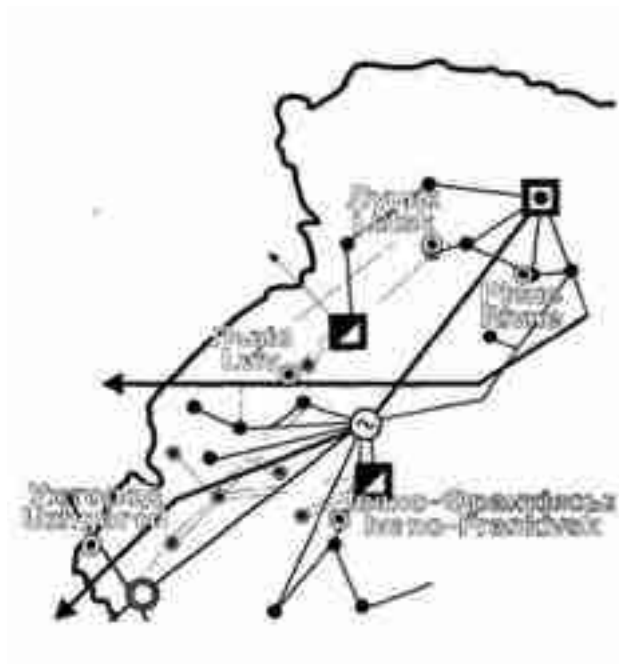


Рисунок 1.8 - Західна електроенергетична система

Південна електроенергетична система (рисунок 1.9) охоплює три області - Одеську, Миколаївську та Херсонську. На балансі системи знаходяться 2586 км ЛЕП напругою 110-750 кВ, 12 підстанцій, із яких 9 - 330 кВ і 3 - 220 кВ, сумарною потужністю 4391 МВА.

На території регіону розташовані Південно-Українська АЕС та три ТЕЦ в обласних центрах.

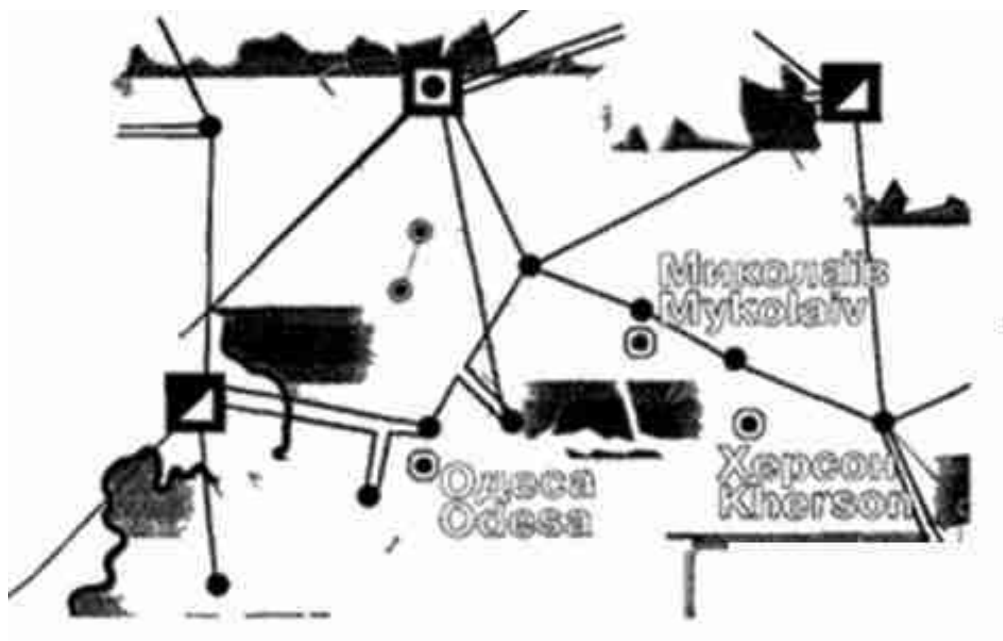


Рисунок 1.9 - Південна електроенергетична система

Кримська електроенергетична система (рисунок 1.10) складається із сукупності підприємств МЕМ: Джанкойські, Сімферопольські та Феодосійські. На балансі системи знаходяться чотири підстанції 330 кВ загальною потужністю 1955 МВА, 11 підстанцій 220 кВ загальною потужністю 1438 МВА, 5 ліній напругою 330 кВ довжиною 653 км та 17 ЛЕП 220 кВ довжиною 664 км.

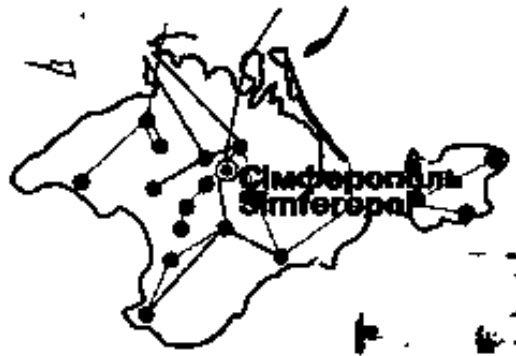


Рисунок 1.10 - Кримська електроенергетична система

1.2. Об'єднана енергетична система України

Об'єднана енергетична система України - це основа електро-енергетики нашої держави, що здійснює централізоване постачання електричної енергії, взаємодіє з енергосистемами суміжних держав, забезпечує експорт та імпорт електроенергії.

Всі вище наведені вісім електроенергетичних систем зведені в Об'єднану енергетичну систему (ОЕС) України (рисунок 1.11-1.12), оперативним та керуючим центром якої є НЕК «Укренерго» (засновано в квітні 1998 року).

1.3. Організаційна структура НЕК «Укренерго»

НЕК «Укренерго», що очолює ОЕС, має на правах відокремлених структурних одиниць 8 ЕС та 32 відокремлених структурних підрозділи - магістральні електричні мережі (МЕМ). Крім того до складу НЕК входять : головний інформаційно- обчислювальний центр, виробничо-учбовий центр «Вінницяелектротехнологія» та ін. Організаційна структура НЕК «Укренерго» наведена на рисунку 1.13.

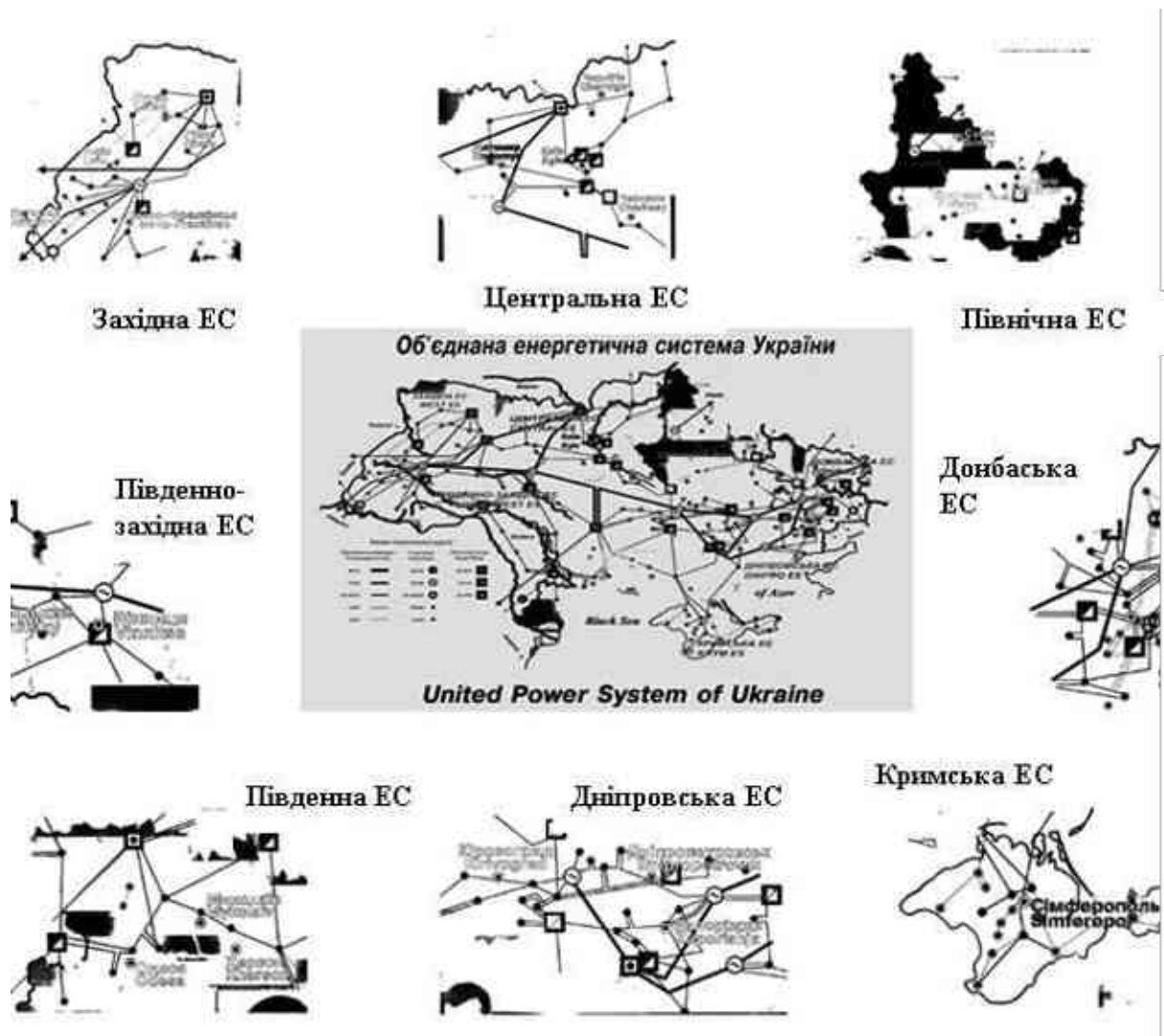


Рисунок 1.11- Об'єднана енергетична система (ОЕС) України зі складовими ЕС



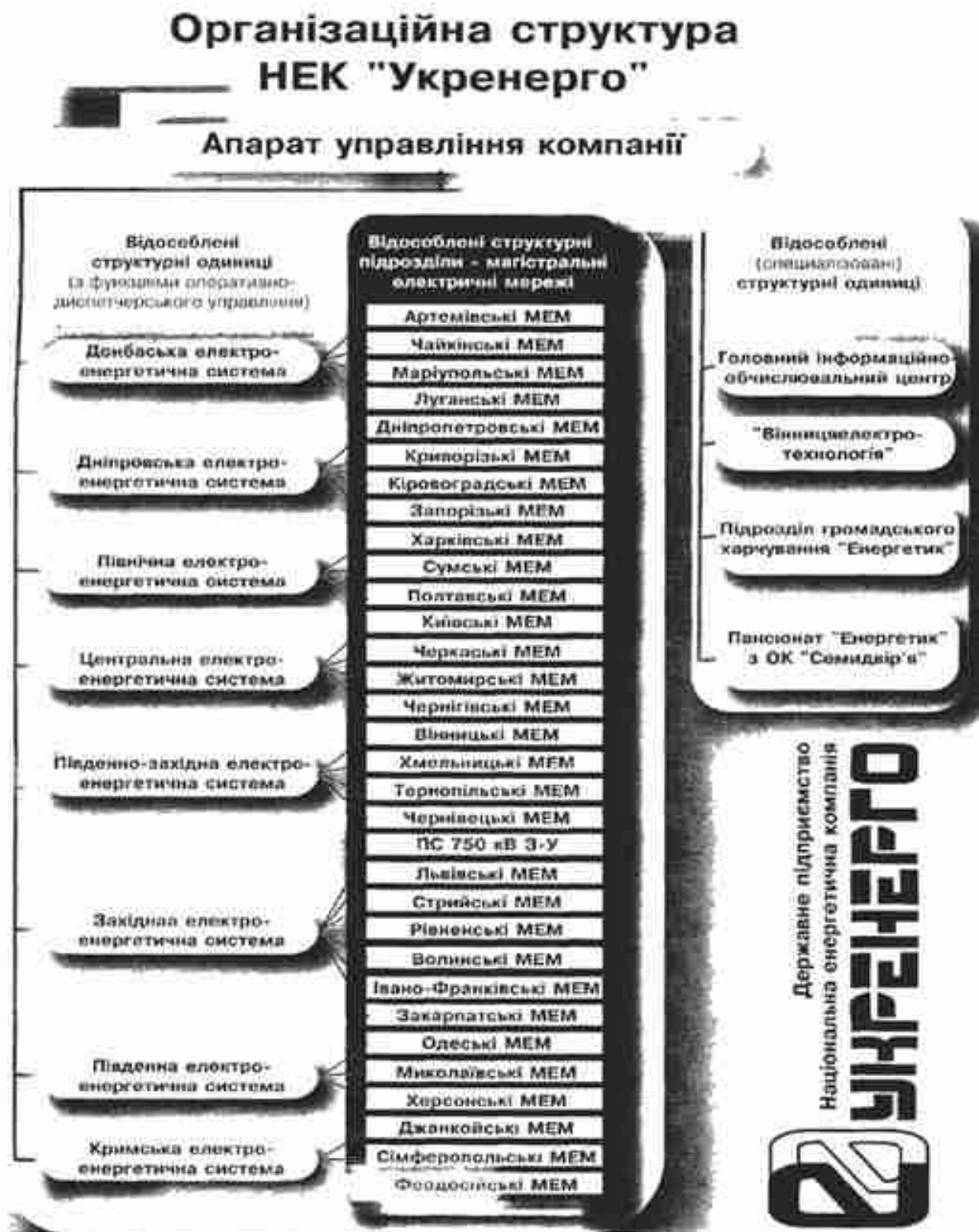
Рисунок 1.12- Об'єднана енергетична система (ОЕС) України

Загальний обсяг ЛЕП напругою 220-750 кВ, що експлуатуються НЕК «Укренерго», складає понад 22000 км. На 131 підстанції загальною потужністю 76785 МВА експлуатується 440 силових трансформаторів, 2470 вимикачів, 51 фазошунтуючих реакторів 750 кВ, багато іншого обладнання.

ОЕС України має електричні зв'язки із сусідніми державами по ЛЕП 110-750 кВ:

- з ОЕС країн Східної Європи (ЄЕС) - по мережах 220, 400 і 750 кВ;
- з Єдиною енергосистемою Росії - по мережах 110, 220, 330, 500 та 750 кВ, а також лінією постійного струму напругою 400 кВ;
- з енергосистемою Республіки Беларусь - по мережах 110 і 330 кВ;
- з енергосистемою Республіки Молдова - по мережах 110 та 330 кВ.

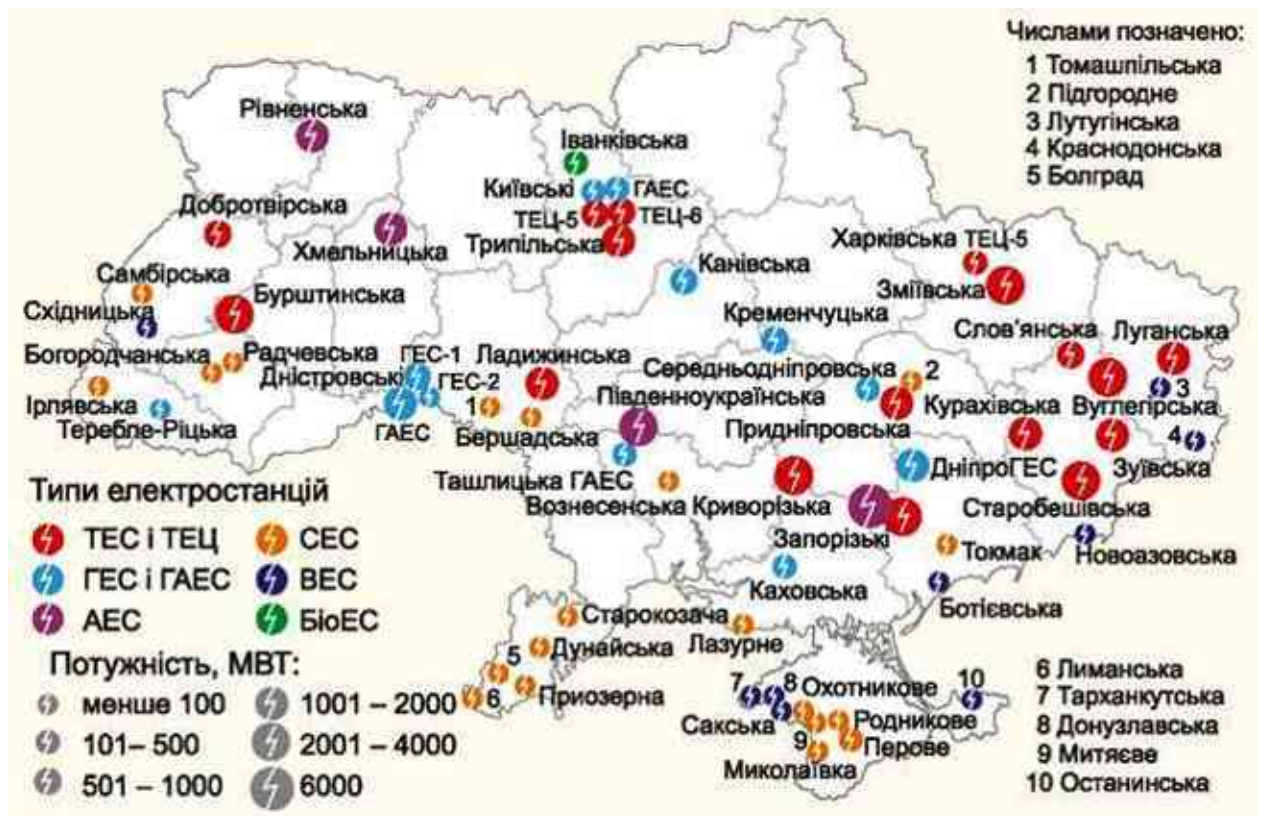
До складу ОЕС входять 43 основних електростанцій (см.таблицю). Крім вище визначених понять існують ряд інших, якими застосовуються в енергетиці і які повинні знати майбутні фахівці.



Основні електростанції України

Назва	Розміщення	Фактична потужність, МВт	Побудова першої черги
1	2	3	4
Теплові електростанції (> 100 МВт)			
Білоцерківська ТЕЦ	Біла Церква	120	1970
Буриштинська ТЕС	Буриштин	1600	1965-1969
Вуглегірська ТЕС	Світлодарськ	2800	1972
Дарницька ТЕЦ (Київська ТЕЦ-4)	Київ, Стара Дарниця	160	1950-1954
Доброутвірська ТЕС	Доброутвір	600	1955-1956
Запорізька ТЕС	Енергодар	3600	1970-1973
Зміївська ТЕС	Комсомольське (Змі- ївський район)	2150	1956-1960
Зуївська ТЕС	Зугрес	1200	1975-1982
Київська ТЕЦ-5	Київ, Теличка	700	1968-1971
Київська ТЕЦ-6	Київ, Витурівщина- Троещина	500	1977-1982
Краматорська ТЕЦ	Краматорськ	120	1935
Кременчуцька ТЕЦ	Кременчук	255	
Криворізька ТЕС	Зеленодольськ	2820	1961-1965
Курахівська ТЕС	Курахове	1460	1936-1937
Ладизинська ТЕС	Ладизин	1800	1968-1972
Луганська ТЕС	Щастя (місто)	1425	1953-1956
Миронівська ТЕС	Миронівський	100	1953
Придніпровська ТЕЦ	Дніпропетровськ	1740	1954
Сіверодонецька ТЕЦ	Сіверодонецьк	260	1952
Слов'янська ТЕС	Миколаївка	880	1951-1954

1	2	3	4
Старобешівська ТЕС	Новий Світ	1350	1954-1958
ТЕЦ «Свема»	Шостка	115	1956
Трипільська ТЕС	Українка	1800	1963-1969
Харківська ТЕЦ-5	Подвірки	470	1972-1979
Черкаська ТЕЦ	Черкаси	230	
Чернігівська ТЕЦ	Чернігів	210	1961
Атомні електростанції			
Запорізька	Енергодар	4048	1981-1984
Південноукраїнська	Южноукраїнськ	3000	1975-1982
Рівненська	Кузнецовськ	2104	1973-1980
Хмельницька	Нетішин	1688	1981-1987
Річкові електростанції			
Дніпровська ГЕС	Запоріжжя (Дніпро)	1538,2	1927-1932
Дніпродзержинська ГЕС	Дніпродзержинськ (Дніпро)	352	1963
Дністровська ГАЕС	Розкопинці (Дністер)	450	1983-2008
Дністровська ГЕС-1	Новодністровськ (Дністер)	702	1973-1981
Дністровська ГЕС-2	Нагоряни, Могилів-Подільський район (Дністер)	27,2	2009
Канівська ГЕС	Канів (Дніпро)	444	1972
Каховська ГЕС	Нова Каховка (Дніпро)	351	1955
Київська ГАЕС	Нові Петрівці (Дніпро)	235,5	1970
Київська ГЕС	Вишгород (Дніпро)	388,8	1964
Кременчуцька ГЕС	Світловодськ (Дніпро)	625	1959
Ташлицька ГАЕС	Южноукраїнськ (Південний Буг)	302	1981-2006
Теребле-Ріцька ГЕС	Хустський район (Теребля та Ріка)	27	1949-1956
Вітрова електростанція			
Новоазовська	Безіменне	20,4	1998



Контрольні питання

1. Надайте визначення електроенергетичним системам.
2. Надайте визначення системі електропостачання.
3. Скільки електроенергетичних систем існує в Україні?
4. Надайте стислу характеристику кожної із електроенергетичних систем України.
5. Що таке об'єднана енергетична система?
6. Яка організаційна структура НЕК «Укренерго»?
7. В чому полягає користь для споживачів електроенергії від ОЕС?
8. Що таке єдина енергетична система?
9. Що таке енергорайон?
10. Що таке електрична частина енергетичної системи?

ТЕМА 2.«СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ ТА РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ»

План

- 2.1 Основні поняття, терміни та визначення.**
- 2.2 Електрична система.**
- 2.3 Склад електричних систем.**
- 2.4 Номінальні напруги.**
- 2.5. Класифікація електричних мереж.**
- 2.6. Типи нейтралей – глухо заземлена, ізольована, компенсована.**

2.1. Основні поняття, терміни та визначення

Практично вся електрична енергія виробляється, передається й доставляється споживачам спеціально створеними об'єднаннями, які називають електроенергетичними системами.

Із техніко-економічних міркувань усі електростанції, що розміщені в одному регіоні, з'єднуються між собою для паралельної роботи на загальне навантаження за допомогою ЛЕП різного класу напруги.

Об'єднання відрізняється спільністю режиму і безперервністю процесу виробництва, розподілу і споживання теплової і електричної енергій. Воно називається енергетичною системою. Іншими словами, енергетична система – це сукупність усіх ланок ланцюга одержання, перетворення, розподілу й використання теплової та електричної енергій.

Енергосистеми, розміщені у різних економічних районах, пов'язані між собою лініями електропередач високої напруги.

Це забезпечує взаємний обмін потужностями і дає такі переваги:

- 1) зниження сумарного максимуму;
- 2) зменшення сумарного резерву потужності (10 – 20 % від сумарної потужності);
- 3) підвищення надійності та якості енергопостачання;
- 4) підвищення економічності використання енергоресурсів;

5) поліпшення використання потужності ЕС (можна будувати потужні агрегати);

6) полегшення роботи систем під час сезонних змін навантаження, під час ремонту та аварій.

Але в об'єднаних системах ускладнюється релейний захист, автоматика та управління режимами.

Схематично енергетична система показана на рисунку 2.1.

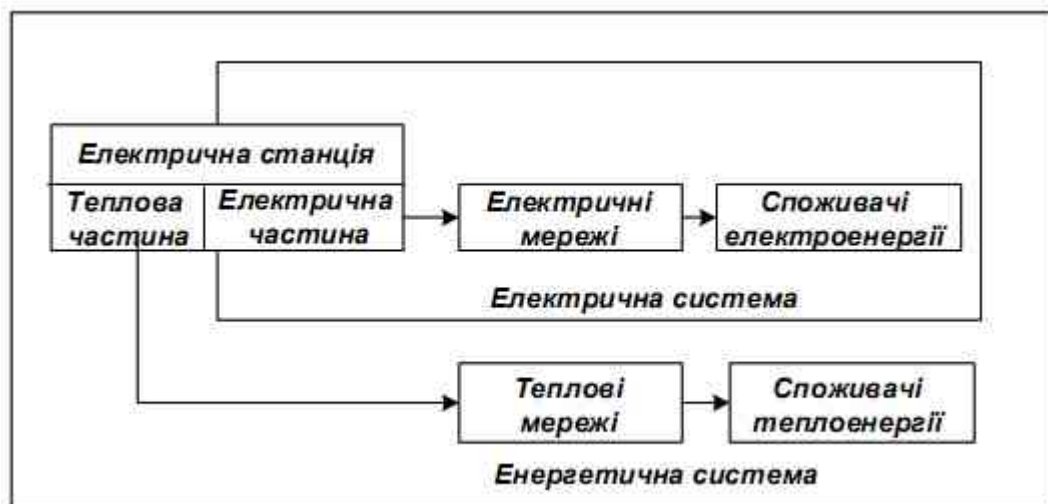


Рисунок 2.1 – Умовне позначення енергетичної та електричної систем

Електрична або електроенергетична система є частиною енергетичної системи. З неї видаляють теплові мережі й теплові споживачі.

Електрична система – це складний об'єкт. Складність обумовлена низкою специфічних особливостей:

1) постійний збіг за часом процесу вироблення, передачі й споживання електроенергії;

2) безперервність процесу вироблення, передачі й споживання електроенергії та необхідність у зв'язку з цим безперервного контролю за цим процесом. Процес передачі електроенергії за ланцюгом «генератор – електроприймач» можливий лише за умови надійного електричного та магнітного зв'язку за всією довжиною цього ланцюга;

- 3) підвищена небезпека електричного струму для довкілля і обслуговуючого персоналу;
- 4) швидке проходження процесів, пов'язаних із відмовою різних елементів основного технологічного ланцюжка;
- 5) різноманітність функціональних систем і пристроїв, що здійснюють технологію виробництва електроенергії; управління, регулювання та контроль. Необхідність їх постійної та чіткої взаємодії;
- 6) віддаленість енергетичних об'єктів один від одного;
- 7) залежність режимів роботи електричних систем від різних випадкових факторів (погодні умови, режим роботи енергосистеми, споживачів);
- 8) значний обсяг робіт із ремонтно-експлуатаційного обслуговування великої кількості різноманітного обладнання.

Виробництво електричної енергії концентрується переважно на великих електростанціях, що працюють спільно (паралельно).

Центри споживання електричної енергії (промислові підприємства, міста, сільські райони тощо) віддалені від її джерел на десятки, сотні й тисячі кілометрів і розподілені на значній території.

Для характеристики системи передачі й розподілу електричної енергії (ЕЕ) і всієї структури «генерація – передача – споживання» введемо деякі поняття, терміни і визначення.

Розвинена електрична мережа як за складом електроустановок, так і за функціональним призначенням, утворює систему передачі й розподілу електроенергії (рис. 2.2.).

Енергетична система (енергосистема) – об'єднання електростанцій, електричних і теплових мереж (ТМ) і ряду установок і пристроїв, що служать для:

- виробництва;
- передачі;
- розподілу;

– споживання електричної й теплової енергії.

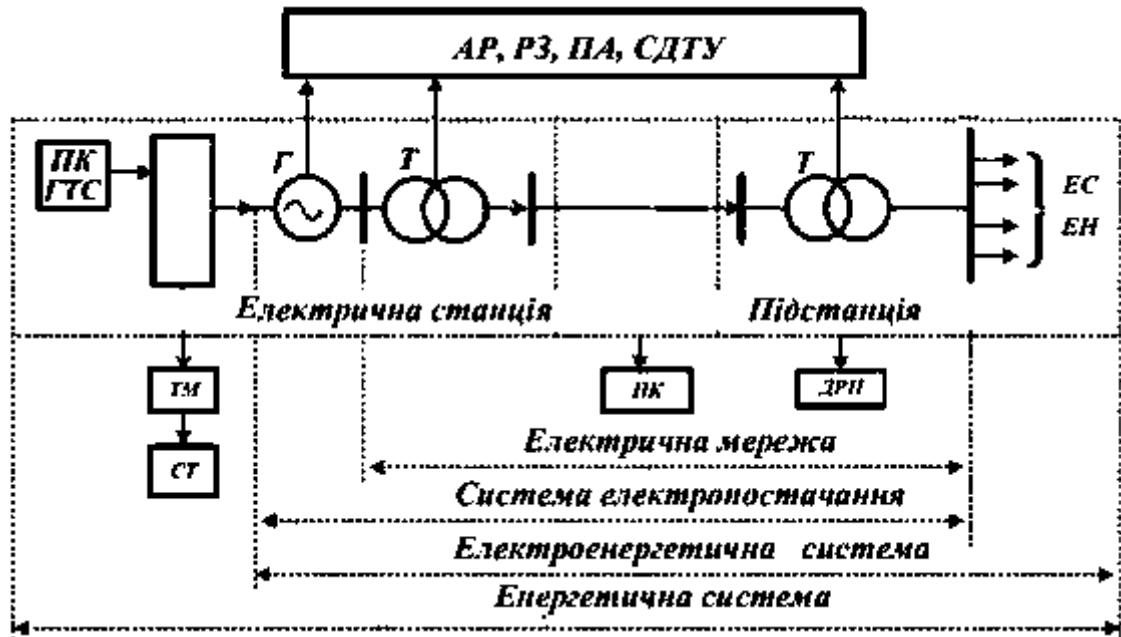


Рисунок 2.2 – Взаємозв'язок об'єктів, що забезпечують виробництво, передачу, розподіл і споживання електричної та теплової енергій

Установки й пристрої:

- джерела енергії – парові котли (ПК) або гідротехнічні споруди (ГТС);
- генератори (Г);
- навантаження – споживачі електричні (СЕ) й теплові (СТ) тощо.

Елементами системи передачі та розподілу ЕЕ є:

- лінії електропередачі різних конструкцій і напруг (ЛЕП);
- пристрої поздовжньої і поперечної компенсації (КП) параметрів ЛЕП (установки поздовжньої компенсації і шунтувальні реактори);
- трансформаторні підстанції (силові трансформатори (Т) та автотрансформатори);
- вимикачі;
- роз'єднувачі;
- контрольно-вимірювальні прилади тощо;
- джерела реактивної потужності (ДРП) (конденсаторні батареї, синхронні й статичні тиристорні компенсатори) ;
- пристрої захисту та автоматики, тобто автоматичні регулятори (АР);

- пристрої релейного захисту (РЗ);
- пристрої протиаварійної автоматики (ПА);
- засоби диспетчерського та технологічного управління (ЗДТУ).

Електроенергетична система – сукупність електричної частини електричних станцій та електричних мереж, з'єднаних між собою і пов'язаних спільністю режиму у безперервному процесі виробництва, перетворення й розподілу електричної енергії за загального управління цим режимом.

Система електропостачання – сукупність усіх електроустановок, призначених для забезпечення споживачів електричною енергією.

Електрична мережа призначена для передачі ЕЕ від електростанції до місць споживання й розподілу її між споживачами, що включає в себе:

- перетворювальні підстанції;
- розподільні пристрої;
- пункти перемикання;
- лінії електропередачі, що їх з'єднують.

Електрична станція – енергоустановка, призначена для виробництва електричної енергії, що містить будівельну частину, обладнання для перетворення енергії й необхідне допоміжне обладнання.

Залежно від джерела енергії основні електричні станції поділяють на:

- теплові (газ, мазут, вугілля);
- атомні (ядерне паливо);
- гідравлічні (вода).

Лінія електропередачі (ЛЕП) – електроустановка, призначена для передачі електричної енергії на відстань із можливим проміжним відбором.

ЛЕП складається з:

- проводів;
- кабелів;
- ізолювальних елементів;
- несучих конструкцій.

Лінії виконують:

- повітряними;
- кабельними;
- у вигляді струмопроводів на промислових підприємствах та електростанціях;
- у вигляді внутрішніх проводок у будівлях і спорудах.

Електроустановки, приймання і розподіл електроенергії в яких виконується на одному рівні напруги, тобто без трансформації, називаються розподільними або пунктами перемикачів.

Підстанція – електроустановка, призначена для:

- приймання;
- перетворення (трансформації);
- розподілу електроенергії, що складається з:
 - трансформаторів (автотрансформаторів) та інших перетворювачів ЕЕ;
 - пристроїв управління;
 - розподільних пристроїв;
 - допоміжних пристроїв.

Залежно від призначення підстанції бувають трансформаторними або претворювальними – випрямними, двигун-генераторними і т. д.

Так як передача електроенергії економічно вигідна лише за ЛЕП високої напруги, то енергія, яка виробляється на ЕС, перетворюється в енергію високої напруги за допомогою трансформаторів ЕС.

Підстанція може бути підвищувальною, якщо перетворення величини напруги змінного струму здійснюється з нижчої напруги на вищу (підстанції електростанцій), і понижувальною – у разі трансформації вищої напруги на нижчу (підстанції підприємств, міст та ін.).

Електроустановка – сукупність апаратів, машин, устаткування і споруд, призначених для виробництва, перетворення, передачі, розподілу чи споживання ЕЕ.

Електроустановки (ЕУ) поділяють за класами напруги:

- до 1 000 В (низьковольтні ЕУ);
- вище 1 000 В (високовольтні ЕУ).

Розподільний пристрій (РП) – електроустановка, що входить до складу будь-якої підстанції і призначена для:

- приймання;
- розподілу електроенергії на одній напрузі.

РП містять:

- комутаційні апарати;
- пристрої управління;

Поряд із підстанціями електрична енергія може розподілятися на розподільчих пунктах – пристроях, призначених для приймання й розподілу ЕЕ на одній напрузі (без трансформації) і не входять до складу підстанції.

Споживач ЕЕ, електроприймач (ЕП) – апарат, агрегат, механізм (електродвигун, перетворювач, світильник і ін.), що споживає або перетворює ЕЕ в інші види енергії.

Із позиції структурної ієрархії системи передачі і розподілу ЕЕ до споживачів може бути віднесена сукупність електричних навантажень (ЕН) (будинки, селище, завод і т. д.), які одержують електроживлення з шин підстанцій тієї чи іншої напруги.

У ряді випадків як споживачі розглядають підстанції, від яких здійснюється електропостачання житлового району, промислового підприємства та інших об'єктів.

Центр, джерело електроживлення – джерело ЕЕ, на збірних шинах (затискачах) якого здійснюється автоматичне регулювання режиму напруги. Поряд з електростанціями це шини підстанцій із трансформаторами, оснащеними:

- регуляторами напруги під навантаженням (РПН);
- регульованими джерелами реактивної потужності;
- лінійними регуляторами та ін.

2.2. Поняття про електричну систему

Під **електроенергетичною системою** розуміється сукупність взаємопов'язаних елементів, призначених для виробництва, перетворення, передачі, розподілу та споживання електроенергії.

До **елементів електроенергетичної системи** відносяться: генератори, що здійснюють перетворення механічної енергії в електричну; трансформатори, що перетворюють величини напруг і струмів; лінії електропередачі, призначені для транспортування електроенергії на відстань; всіляке допоміжне обладнання, що змінює властивості системи, а також пристрої управління і регулювання

Режим системи, так званий її стан в даний момент часу характеризується **параметрами**, що визначають процес її функціонування. До таких параметрів режиму відносяться величини потужностей, напруг, струмів, частоти і т. д.

Режими підрозділяються на сталі і перехідні. Параметри сталих режимів зберігаються на розглянутому інтервалі часу незмінними або змінюються відносно повільно. **Перехідні** режими відповідають переходу системи від одного сталого режиму до іншого; для них характерні відносно повільні і малі або швидкі і значні зміни параметрів. Для того щоб електроенергетична система могла нормально функціонувати, а споживачі електричної енергії могли працювати згідно закладеним у їх конструкціях характеристикам, необхідна відповідність параметрів режиму певним величинам. При цьому забезпечується прийнятна якість електроенергії, що підводиться до споживачів, яка характеризується значенням напруги, частоти, симетрією (для трифазного струму) і синусоїдальні (формою кривої струму).

Фізичні властивості елементів електричної системи та взаємозв'язку елементів між собою. Характеризуються параметрами електричної системи. До таких параметрів відносяться: опір елементів, моменти інерції і постійні

часу, що характеризують швидкості зміни електричних і механічних величин, і т. д.

Елементи електричної системи зв'язані єдністю процесів, що в них відбуваються. Так, на протікання електромагнітних процесів, викликаних, наприклад, збуреннями в електричній мережі, впливають режими роботи турбін, механічна енергія яких перетворюється в електричну. На ці ж процеси впливають режими роботи електричних двигунів і приєднаних до них виробничих механізмів, так як в двигунах електрична енергія перетворюється в механічну. Зміни режимів роботи турбіни, у свою чергу, викликають зміни параметрів пари в паропроводах, а отже, і роботи парогенераторів. Витрата вугілля, газу або якого-небудь іншого органічного палива на ТЕС чи витрата води на ГЕС залежить від споживання електроенергії в системі.

Системи вугледобувні, газо- і нафтопостачаючі і інші- спільно з електроенергетичною системою утворюють Єдину об'єднану енергетичну систему країни. Організація найбільш доцільної (економічно і технічно) оптимальної експлуатації Єдиної об'єднаної енергетичної системи має надзвичайно важливе значення для всього національного господарства. Тому в даний час особливо гостро ставиться проблема залучення якісно нових, найбільш досконалих методів управління, заснованих на новітніх досягненнях науки і техніки.

Електроенергетична система, таким чином, тісно пов'язана з іншими системами (в тому числі і з навколишнього біологічного середовищем), створюючими глобальну систему. При проектуванні розвитку електроенергетичної системи і управління її режимами ці зв'язки необхідно враховувати.

Частина електричної системи, призначена для передачі розподілення електричної енергії, що містить підстанції лінії електропередачі і розподільні пристрої, називається **електричною мережею**.

На підстанціях виробляється перетворення, а іноді і розподіл електричної енергії. Під перетворенням електричної енергії розуміється зміна величини напруги і струму в трансформаторах.

2.3. Класифікація електричних мереж

Електричні мережі класифікуються наступним чином (рис. 2.3)



Рисунок 2.3 – Класифікація електричних мереж

Електричні мережі **загального призначення** умовно можна розділити на:

1) **місцеві** – радіусом дії 15...30 км, напругою до 35 кВ (а також глибокі вводи 110 кВ на промислових підприємствах);

2) **районні** – напругою 110 кВ і вище.

За напругою розділяють мережі **до 1000 В** і **вище 1000 В**.

За родом струму – **постійного** та **змінного** струмів. Останні – або трифазні (три-, чотирипровідні), або одно- чи двофазні відгалуження від чотирипровідних мереж. Тягові мережі електрифікованих залізниць – однофазні.

За призначенням – **живлячі** та **розподільні**. Живлячі мережі зв'язують окремі електричні станції та районні підстанції. В останньому випадку їх часто називають районними мережами (напругою 110 кВ і вище). Розподільні мережі призначені для живлення трансформаторних підстанцій, окремих електроприймачів (двигунів, світильників) та їх груп.

За конфігурацією та схемами приєднання розрізняють розімкнені та замкнені мережі.

До розімкнених мереж відносяться ті, що отримують живлення з одного боку. Вони можуть бути радіальними та магістральними (рис. 2.4 а, б).

Замкнені мережі – такі, в яких живлення будь-якого споживача може бути виконано з двох боків. Кільцеві мережі також відносяться до замкнених (рис. 2.4 в, г).

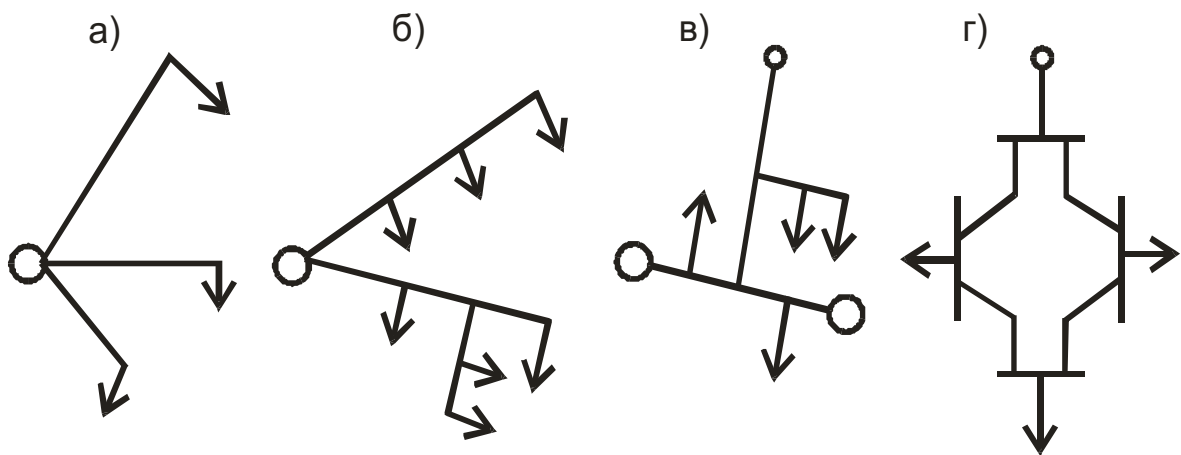


Рисунок 2.4. - Схеми електричних мереж

За конструктивним виконанням – лінії, виконані проводами чи кабелями.

За вимогами до надійності електропостачання згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) електроприймачі розділяються на три категорії.

I категорія – електроприймачі, перерва в електропостачанні яких може викликати небезпеку для життя людей, призвести до значних збитків, пошкодження дорогого основного устаткування, масового браку, розладнання складних технологічних процесів; порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства. Такі електроприймачі повинні отримувати живлення від двох незалежних джерел, перерва в електропостачанні допускається лише на час автоматичного вмикання резервного джерела живлення.

Зі складу електроприймачів I категорії виділяється особлива група електроприймачів, безперебійна робота котрих необхідна для безаварійної зупинки виробництва з метою запобігання життю людей, вибухів, пожеж та пошкодження дорогоцінного основного устаткування. Для них в якості третього незалежного джерела живлення, а для решти електроприймачів I категорії як друге джерело можуть бути використані місцеві електростанції, електростанції енергосистем (шини генераторної напруги), спеціальні агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї та ін..

II категорія – електроприймачі, перерва в електропостачанні котрих призводить до масового недовипуску продукції, масових простоїв робітників, механізмів та промислового транспорту, до порушення нормальної діяльності значної кількості міських та сільських жителів.

Допускається перерва в електропостачанні на час, необхідний для вмикання резервного живлення черговим персоналом чи виїзною бригадою. Допускається підводити до них живлення одноланцюговою ПЛ напругою 6 кВ і вище або однією кабельною лінією, розщепленою на два кабелі, кожний з яких приєднано через окремий роз'єднувач. Це – локомотивні і вагонні депо, залізничні селища, більшість нетягових споживачів, що живляться від тягових підстанцій.

III категорія – решта електроприймачів, що не відповідають визначенню I та II категорій, перерва живлення їх допускається до однієї доби.

2.4. Принцип роботи і конструктивне виконання основних елементів електроенергетичної системи

До основних елементів електроенергетичної системи відносяться установки, що здійснюють вироблення електричної енергії, її перетворення, передачу на відстань і споживання.

У промислових масштабах електричну енергію отримують на електричних станціях перетворенням різних видів енергії - хімічної енергії органічного палива, внутрішньоядерної енергії, гідроенергії і т. д. Перетворення електричної енергії до виду, зручного для передачі, розподілу та споживання проводиться за допомогою трансформаторів. Передача електричної енергії на відстань здійснюється повітряним або кабельними лініями.

Синхронні генератори на станціях перетворюють механічну енергію турбін в електричну. На ТЕС турбогенератори виготовляються швидкохідними з номінальною частотою обертання відповідно до прийнятої у нас стандартної частоти змінного струму, рівною 50 Гц. Великі частоти обертання підвищують економічність роботи парових турбін, дозволяють зменшити габарити турбін і генераторів. На відміну від турбогенераторів гідрогенератори виконують тихохідними, з різними частотами обертання, обумовленими напором і витратою води в створі річки. Значно менші частоти обертання роторів гідрогенераторів призводять до відносного збільшення їх розмірів. Підвищення потужності генераторів може бути отримано збільшенням струмів в обмотках, напруг і магнітних потоків, що призводить до зростання розмірів ротора і статора. Проте максимальні розміри ротора обмежуються допустимими механічними навантаженнями. Тому одиничні потужності генераторів збільшують підвищенням щільності струму в обмотках, що супроводжується значним виділенням у них тепла і, отже, необхідністю застосовувати досконалі системи охолодження. Для охолодження генераторів використовують повітря, водні та воду. На одному валу з генератором розташовується турбіна. На ТЕС турбінні й котельні агрегати разом з допоміжним обладнанням з'єднують в незалежні блоки. Число блоків на станції зазвичай досягає 8 - 12, а потужність станції - 4000 - 6000 МВт. Місце розташування електростанції залежить не тільки від умов постачання її первинними енергоресурсами, а й від наявності в достатній кількості води.

Роботу головних агрегатів блоку забезпечують допоміжні машини, для приведення в дію яких витрачається електроенергія. Потужність, що витрачається на власні потреби блоку, становить 4-8% від його потужності. На ТЕС електроенергія витрачається на приготування палива, подачу води в котли, управління обладнанням і т.д. Витрати електроенергії на власні потреби ГЕС менше. Вони викликаються технічним водопостачанням, управлінням гідротехнічною і електротехнічним устаткуванням, охолодженням генераторів і т. д. На великих ГЕС власне споживання електроенергії складає долі відсотка від загального виробітку. До механізмів власних потреб електростанцій висувають високі вимоги щодо надійності їх роботи, так як відмови або зниження продуктивності механізмів можуть призвести до припинення вироблення електроенергії великим блоком і відключенню у зв'язку з цим великої кількості споживачів електроенергії. Для механізмів власних потреб передбачають резервне джерело живлення в якості якого зазвичай використовують систему.

При пуску блоку в роботу спочатку приводять в рух механізми власних потреб. У процесі пуску збільшують тиск, температуру пара, а швидкість обертання агрегату доводять до номінальної. Потім подають живлення до обмотки збудження і генератор електрично з'єднують з енергосистемою. Далі поступово навантажують блок, збільшуючи впуск пари в турбіну.

Часті пуски та зупинки блоків небажані, оскільки вони призводять до підвищеного зносу основних агрегатів і допоміжного обладнання, знижують надійність їх роботи, викликають додаткові витрати палива. Зазвичай блоки безперервно працюють протягом декількох місяців. У нічні години їх потужність знижують.

Турбогенератори виробляють електроенергію зазвичай при напрузі, що не перевищує 24 кВ. Щоб передати електроенергію на відстань, необхідно підвищити напругу до 110-750 кВ і вище. Для цього в блоки включають підвищувальні трансформатори; Електростанції в більшості випадків

видають електроенергію на двох, іноді на трьох напругах, на яких проводиться розподіл електроенергії між лініями електропередач.

Наявні на ГЕС водосховища дозволяють регулювати витрати води, а отже, і потужність станцій таким чином, щоб забезпечити по можливості рівномірну роботу ГЕС в системі. При цьому в системі в цілому досягається найкращий економічний ефект.

У період часу, коли навантаження в системі зменшується, вода акумулюється у водосховищі ГЕС. Агрегати працюють з мінімальною потужністю або зупиняються. Як тільки навантаження різко зростає, наприклад в ранкові або вечірні години «пік», агрегати ГЕС працюють на повну потужність; витрата води в ці години може перевищувати її приток. Процес пуску і набору потужності гідроагрегатом повністю автоматизований і проводиться всього за кілька хвилин.

Гідравлічні турбіни добре пристосовані до змінного режиму роботи.

За період регулювання, який залежить від обсягу водосховища, витрата води ГЕС дорівнює її природному притоку. Період регулювання може становити добу, тижні і місяці. Під час паводків, щоб зменшити холосте скидання води через греблю, ГЕС працюють цілодобово з максимальною робочою потужністю.

Через великий об'єму будівельних робіт питома вартість більше, ніж у ТЕС, але собівартість вироблюваної електроенергії значно нижче.

Крім основних в електроенергетичній системі є різні додаткові пристрої, призначені для регулювання властивостей основних елементів: всілякі пристрої автоматики, комутаційні апарати, компенсуючі пристрої, що змінюють опір і провідності ліній електропередачі і т. д. Додаткові пристрої надають електричним системам якісно нові властивості, підвищують надійність роботи, полегшують керування, поліпшують якості електроенергії. Ці пристрої разом з основними елементами становить органічну єдність - електричні системи.

2.5. Номінальні напруги

Вироблення, передача і споживання електроенергії виконується за різної напруги:

- генерація за напруги до 30 кВ;
- передача – за напруги 35 кВ і вище;
- споживання – сотні й тисячі вольт.

Номінальною напругою елементів електричної мережі (електроприймачі, генератори, трансформатори) називається та напруга, на якій ці елементи мають найбільш доцільні технічні та економічні характеристики.

Номінальні напруги встановлюються державним стандартом.

Нижче в таблиці 2.1 подано номінальні напруги (до 1000 В) для джерел і перетворювачів, мережі й електроприймачів.

Таблиця 2.1 – Номінальні напруги (до 1000 В) змінного трифазового струму

Джерела і перетворювачі	42	230	400	690
Мережі й електроприймачі	40	220	380	660

Далі у таблиці 2.2 подано номінальні напруги (понад 1000 В) для джерел і перетворювачів, мережі й електроприймачів.

Номінальні напруги джерел (генератори і СК) за умовами компенсації втрат напруги в мережі, що живиться, взяті на 5 % вище від номінальних напруг мережі.

Таблиця 2.2 – Номінальні напруги (понад 1000 В) змінного трифазового струму

Мережа й приймач	Генератор і СК	Трансформатор й автотрансформатор				Найбільше робоче наванта- ження
		без РПН		із РПН		
		Обмотка		Обмотка		
		первинна	вторинна	первинна	вторинна	
(3)	(3,15)	(3 і 3,15)	(3,15 і 3,3)	–	(3,15)	(3,6)
6	6,3	6; 6,3	6,3; 6,6	6; 6,3	6,3; 6,6	7,2
10	10,5	10; 10,5	10,5; 11	10; 10,5	10,5; 11	12,0
20	21	20	22	20; 21	22	24,0
35	–	35	38,5	35; 36,75	38,5	40,5
110	–	–	121	110; 115	115; 121	126
(150)	–	–	(165)	(158)	(158)	(172)
220	–	–	242	220; 230	230; 242	252
330	–	330	347	330	330	363
500	–	500	525	500	–	525
750	–	750	787	750	–	787
1150	–	–	–	1150	–	1200

Первинні обмотки трансформаторів є приймачами електроенергії. Тому для підвищувальних трансформаторів їх номінальні напруги дорівнюють номінальній напрузі генераторів; для понижувальних трансформаторів – номінальній напрузі мережі або на 5 % вище. Вторинні обмотки трансформаторів живлять подальшу мережу. Щоб компенсувати втрату напруги в трансформаторах, їх номінальна напруга вища за номінальні напруги мережі на 5–10 %.

Кожна електрична мережа характеризується номінальною напругою електроприймачів, які від неї живляться. Насправді електроприймачі працюють за напруги, що відрізняється від номінальної напруги через втрати напруги. Згідно Закону про якість електричної енергії, за нормального режиму роботи мережі напруга, що підводиться до електроприймачів не повинна відрізнятися від номінальної більше ніж на $\pm 5\%$. Тобто напруга U_1 не повинна перевищувати номінальну більше ніж на 5 %. Напруга U_2 не

повинна бути нижчою більше ніж на 5 % (див. рис. 2.5). Номінальна напруга мережі дорівнює її середньому значенню: $U_{\text{ном}} = \frac{U_1 + U_2}{2}$.

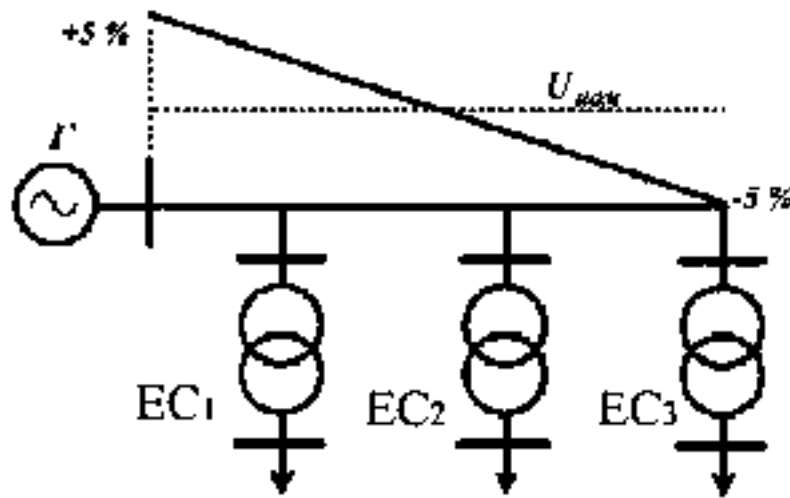


Рисунок 2.5 – Визначення номінальної напруги мережі

2.6 Типи нейтралей.

За режимом роботи нейтралі мережі поділяють на мережі з:

- ізольованою нейтраллю;
- компенсованою нейтраллю;
- ефективно-заземленою нейтраллю;
- глухозаземленою нейтраллю.

Режим роботи нейтралі визначається способом з'єднання нейтралі з землею.

У мережах з ізольованою нейтраллю електроустановки не мають зв'язку з землею. У мережах з компенсованою нейтраллю є зв'язок через дугогасильну котушку.

У мережах з ефективно-заземленою нейтраллю – частина нейтралей трансформаторів заземлена, частина – розземлена (у нейтраль входять роз'єднувач і розрядник).

У мережах із глухозаземленою нейтраллю – безпосередній зв'язок із землею.

Вибір режиму роботи нейтралі в мережі до 1000 В визначається безпекою робіт. У мережі вище 1000 В - двома причинами:

- 1) вартістю ізоляції обладнання;
- 2) величиною струмів однофазового короткого замикання на землю.

Відповідно з Правилами налаштування електроустановок електроустановки до 1000 В працюють або з глухозаземленою або з ізольованою нейтраллю.

У першому випадку маємо чотирипровідну мережу.

Замикання будь-якої фази на землю призводить до короткого замикання в мережі (струм ушкодження великий). Запобіжник пошкодженої фази перегорає, а дві здорові фази залишаються в роботі при фазовій напрузі.

У другому випадку маємо трипровідну мережу. У такій мережі замикання фази на землю не призводить до значного зростання струму у місці пошкодження, фаза не відключається.

Фазові напруги непошкоджених фаз зростають до лінійних значень, тобто зростають у раз.

В обох випадках ізоляція розраховується на лінійну напругу.

Мережі напругою 6-35 кВ вважаються мережами з малими струмами замикання на землю (до 500 А). Працюють такі мережі або з ізольованою або з компенсованою нейтраллю.

У мережі з ізольованою нейтраллю при торканні фази землею напруга цієї фази стає такою, що дорівнює нулю, а на здорових фазах зростає до лінійного значення. Тому ізоляція повинна бути розрахована на лінійну напругу. Ємнісний струм в ушкодженій фазі дорівнює нулю, а в непошкоджених фазах збільшується в $\sqrt{3}$ раз. Сумарний ємнісний струм такий, що дорівнює $3I_0$, буде проходити через місце замикання фази на землю і джерело живлення. Якщо величина цього струму в мережі 6–10 кВ перевищує 30 А, а в мережі 35 кВ-10 А, то в нейтраль трансформаторів

необхідно ввімкнути дугогасильну котушку. Її індуктивний струм складається з ємнісного струму замыкання на землю, який може бути компенсований частково або повністю.

Мережі 6-35 кВ не потребують негайного відключення і можуть працювати кілька годин. Але пошкодження можна виявити лише під час почергового відключення споживачів.

Мережі напругою 110 кВ і вище вважаються мережами з великими струмами замыкання на землю (понад 500 А). Вони не можуть працювати з ізольованою нейтраллю, оскільки ізоляція у цьому разі повинна розраховуватися на лінійну напругу. А це дорого. Мережі працюють з заземленою нейтраллю. При цьому струм однофазового короткого замыкання (к. з.) може перевищувати струм трифазового к. з. У цьому разі комутаційну апаратуру потрібно вибирати за більшим струмом, тобто однофазовим.

У місці пошкодження у таких мережах виникає електрична дуга з великим струмом. Дуга гаситься при відключенні пошкодження. Оскільки більшість к. з. є такими, що самоусуваються, то для перевірки лінія вмикається знову під дією АПВ. Якщо к. з. самоусунулася, то ЛЕП залишається в роботі, якщо немає, то ушкодження відключається знову. У перехідному режимі і при комутаціях у мережі виникають внутрішні перенапруги. Величина перенапруги впливає на вибір ізоляції. Величину перенапруги намагаються обмежити. Для цього заземлюють нейтралі обладнання. Проте чим більше заземлених нейтралей, тим менша величина перенапруги, але тим більша величина струму однофазного к. з.

У мережах 110 кВ діють у такий спосіб. Частина нейтралей розземлюють, щоб величина струмів однофазного к. з. не перевищувала величину струмів трифазового к. з. Заземлюють нейтралі трансформаторів на електростанціях, вузлових підстанціях і на «тупікових» споживчих підстанціях. Напруга на непошкоджених фазах щодо землі в сталому режимі не повинна бути більшою за 0,8 (лінійного). Такі мережі називаються мережами з ефективно-заземленою нейтраллю.

У мережах 220 кВ і вище застосовують глухе заземлення нейтралі усіх трансформаторів. При цьому напруга на непошкоджених фазах щодо землі в сталому режимі не перевищує фазову. Комутаційна апаратура вибирається за більшим струмом к. з.

Контрольні питання

1. Чому необхідно передавати (транспортувати) електроенергію?
2. Які елементи входять до системи передачі й розподілу електроенергії?
3. Що спільного в поняттях «електропередача» і «електрична мережа» і чим вони відрізняються?
4. Чим відрізняються поняття «система електропостачання» та «електроенергетична система»?
5. Яким вимогам повинна задовольняти система передачі й розподілу ЕЕ?
6. Яка роль трансформаторів?
7. Яка класифікація ліній електропередачі змінного струму?
8. Які лінії складають системи передачі й розподілу ЕЕ?
9. Для чого необхідні автоматичні пристрої на всіх об'єктах систем передачі й розподілу ЕЕ?
10. У чому умовність поділу систем передачі і розподілу ЕЕ за номінальною напругою?
11. Яка класифікація електричних мереж за напругою, охопленням території, призначенням?
12. Назвіть режими нейтралей електричної мережі залежно від напруги?
13. Чому використовують глухозаземлену нейтраль у низьковольтних мережах?
14. Які недоліки глухозаземленої нейтралі?
15. Який час роботи непошкоджених фаз під підвищеною напругою для низьковольтної мережі з ізольованою нейтраллю?
16. Наскільки є небезпечним замикання на землю в низьковольтних мережах з ізольованою нейтраллю?

17. Як піде струм після замикання фази на землю у високовольтній мережі з ізольованою нейтраллю?
18. Якою буде напруга фаз після замикання фази на землю у високовольтній мережі з ізольованою нейтраллю?
19. До чого може призвести замикання фази на землю у високовольтній мережі з ізольованою нейтраллю?
20. Які елементи входять у систему передачі й розподілу електроенергії?
21. Яким вимогам повинна задовольняти система передачі і розподілу ЕЕ?
22. Які є основні вимоги до електричних мереж?
23. Які можливі етапи розвитку системи передачі ЕЕ?
24. Якими властивостями характеризується електроенергія?
25. Що таке номінальна напруга?
26. Який номінальний ряд напруг електричних мереж?
27. Чому напруга у вузлах мережі постійно змінюється, а не залишається постійною?
28. Що потрібно зробити для того, щоб компенсувати падіння напруги в мережі живлення?

ТЕМА 3. «ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ ПЕРЕДАЧІ ТА РОЗПОДІЛУ»

План

- 3.1. Вимоги до електричних мереж.**
- 3.2. Топологія розподільних мереж.**
- 3.3. Надійність електропостачання споживачів.**
- 3.4. Основні типи схем розподільних мереж.**
- 3.5. Режим роботи лінії із двостороннім живленням.**

3.1 Вимоги до електричних мереж

Конструктивне виконання ЕМ має забезпечувати:

- надійність та безперебійність електропостачання споживачів електричної енергії;
- нормовану якість електроенергії;
- зручність та безпеку експлуатації обладнання ЕМ;
- економічність ЕЕС;
- можливість подальшого розвитку без необхідності корінного переобладнання мережі.

Вимоги надійності електропостачання визначаються характером споживачів електроенергії. Відповідно до чинних нормативних документів споживачів електроенергії поділяють на три категорії.

До першої категорії відносять споживачів, переривання електропостачання яких пов'язане із загрозою життя людей, суттєвими економічними збитками, пошкодженням обладнання, масовим браком продукції, розладом складного технологічного процесу, порушенням особливо важливих елементів міського господарства

В електропостачальних системах житлових, громадських, адміністративних і побутових будинків до електроприймачів I категорії можуть бути віднесені: -

- у будинках понад 16 поверхів: протипожежні пристрої (пожежні насоси, системи підпирання повітря, димовидалення, пожежної сигналізації й оповіщення про пожежу), ліфти, евакуаційне та аварійне освітлення, вогні світлового огороження;

3.2. Надійність електропостачання споживачів.

Під надійністю електропостачання розуміють безперебійне забезпечення споживачів електричною енергією заданої якості.

Відповідно до ПУЕ споживачі та електроприймачів у відношенні надійності електропостачання діляться на три категорії:

– **I-а категорія** – електроприймачі (споживачі), перерва в електропостачанні яких може створити небезпеку для життя людей, значні збитки, пошкодження основного обладнання, що має високу вартість, хворобу і загибель тварин, масовий брак продукції, порушення складного технологічного процесу та інше.

Електроприймачі I-ї категорії забезпечуються електроенергією від декількох незалежних джерел живлення, що взаємно резервуються.

Допускається перерва в електропостачанні споживачів I-ї категорії на час автоматичного відновлення живлення від резервного джерела.

– **II-га категорія** – електроприймачі (споживачі), перерва в електропостачанні яких призводить до масового недовідпускання продукції, масового простою устаткування і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості жителів.

Електроприймачі II-ї категорії рекомендується також забезпечувати електроенергією від двох джерел живлення.

Допускається живлення споживачів II-ї категорії від однієї лінії або від одного трансформатора, якщо перерва в електропостачанні при виконанні аварійного ремонту не буде перевищувати одну добу (час заміни або ремонту обладнання).

– **III-я категорія** – електроприймачі несерійного виробництва продукції і, допоміжні цехи, комунально-господарські та побутові споживачі.

Електроприймачі (споживачі) III-ї категорії забезпечуються живленням від одного джерела при умові, що перерви в електропостачанні не будуть перевищувати одну добу.

Для підвищення надійності електропостачання споживачів існує ряд організаційно-технічних і технічних заходів.

О р г а н і з а ц і й н о - т е х н і ч н і з а х о д и:

- підвищення кваліфікації персоналу
- підвищення вимог до експлуатаційного персоналу;
- раціональна організація поточних і капітальних ремонтів;

- раціональна організація відшукування і ліквідації пошкоджень;
- організація заходів із визначення утворення ожеледі та її видалення;
- забезпечення аварійних запасів матеріалів і устаткування.

Технічні заходи:

- підвищення надійності окремих елементів мереж;
- скорочення радіусу дії електричних мереж;
- застосування підземних кабельних мереж;
- застосування повітряних ліній електропередач з ізольованими проводами (ПЛІ);
- мережне та місцеве резервування;
- автоматизація електричних мереж.

Максимального ефекту в напрямку підвищення надійності електропостачання можна досягти при комплексному використанні організаційно-технічних і технічних заходів.

3.3. Схеми розподілу електроенергії

Схеми розподілу електроенергії на рівнях зовнішнього і внутрішнього електропостачання на сучасних підприємствах реалізують східчастий принцип побудови з однократною, двох- трьох- і більш кратною трансформацією напруги.

Електроустановку, через яку електроенергія надходить у ланку схеми з даною робочою напругою, будемо називати джерелом живлення (ДЖ), а електроустановку, що одержує електроенергію від цієї ланки, - приймачем (П). Джерелами живлення для першої ланки схеми електропостачання є приймальні пункти, на які електроенергія надходить від енергосистеми, а приймачами - споживачі електроенергії (знижувальні підстанції, двигуни, які працюють на напрузі, що підводиться від енергосистеми). Для другої ланки джерелами живлення є знижувальні підстанції, через які електроенергія надходить з першої в другу ланку, а приймачами - знижувальні підстанції, на

яких виробляється подальше зниження напруги для подачі електроенергії в третю ланку, і двигуни, які працюють при напрузі другої ланки.

Схеми в окремих ланках системи електропостачання можуть бути радіальними, магістральними (з одnobічним живленням, із двостороннім живленням і кільцевими) і змішаними.

Радіальними називають схеми, у яких відсутні відгалуження за довжиною живильної лінії (рис. 3.1). Радіальна система доцільна головним чином там, де маються великі зосереджені навантаження, розташовані в різних напрямках від джерела живлення. При різкозмінних навантаженнях, що викликають значні коливання напруги, застосування радіального живлення дозволяє зменшити їхній вплив на роботу інших електроприймачів.

Радіальна система живлення має велику гнучкість і зручності в експлуатації тому що ушкодження чи ремонт однієї лінії відбивається на роботі тільки одного споживача.

Магістральними називають схеми, у яких від однієї лінії живляться кілька споживачів, розташованих уздовж її протягу (рис. 3.2).

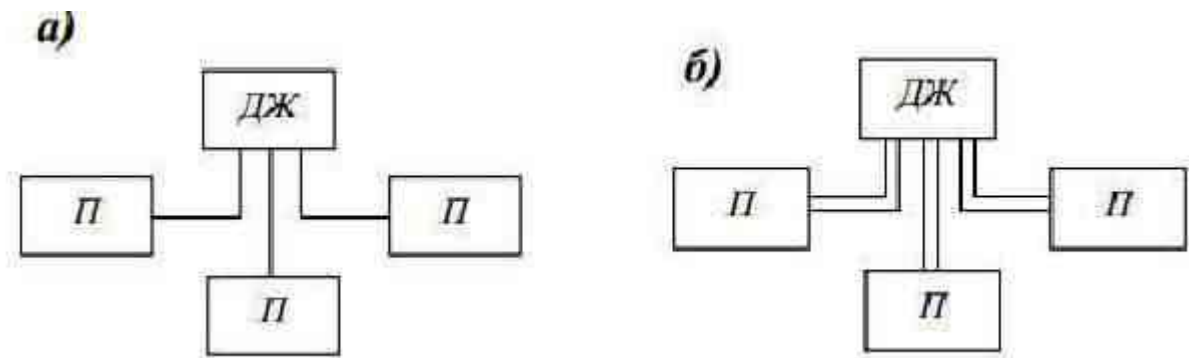


Рисунок 3.1 - Радіальні схеми розподілу електроенергії:

а – одиночна; б – подвійна.

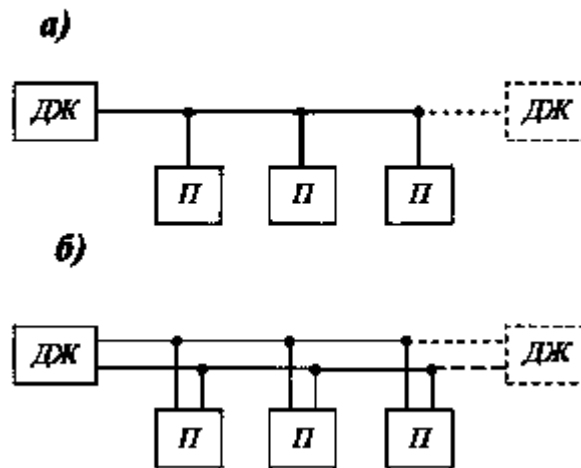


Рисунок 3.2 - Магістральні схеми розподілу електроенергії з глухими відпайками: а – одиночна; б – подвійна.

Вибір тієї чи іншої схеми визначається територіальним розміщенням навантажень, їхніми величинами, необхідним ступенем надійності живлення та інших характерних рис підприємства.

У залежності від необхідного ступеня надійності електропостачання споживачів схеми виконують одиночними (див. рис. 3.1, а і 4, а) чи подвійними (див. рис. 3.1, б і 4, б). Одиночні схеми застосовують для живлення споживачів 3-ї категорії, а також споживачів 2-ї категорії, якщо припинення роботи останніх не зв'язано з порушенням нормального функціонування виробництва і не спричиняє значного економічного збитку.

Для живлення споживачів 1-ї категорії, а також споживачів 2-ї категорії, припинення роботи яких зв'язано з порушенням нормального функціонування чи виробництва спричиняє значний економічний збиток, застосовують подвійні схеми. Радіальні схеми (див. рис. 3.1) застосовують для подачі електроенергії до відособлених споживачів чи групи споживачів, розміщених осторонь від інших споживачів.

Магістральні схеми з однобічним живленням широко застосовують при розташуванні споживачів уздовж одного напрямку, для групи технологічно зв'язаних споживачів, а також у всіх випадках, коли вони мають техніко-

економічні переваги в порівнянні з іншими схемами. При повітряних лініях застосовують в основному магістральні схеми з глухими відпайками (див. рис. 3.2). При кабельних лініях застосовують в основному ланцюжкові схеми з заводом магістральної лінії на розподільний пункт або до споживача (рис. 3.3).

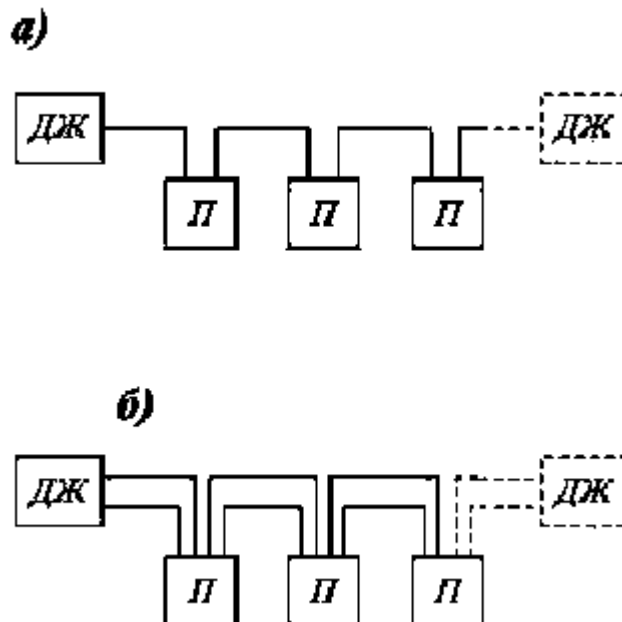


Рисунок 3.3. - Ланцюжкові магістральні схеми розподілу електроенергії: а – одиночна; б – подвійна.

Радіальні і магістральні схеми з однобічним живленням можуть виконуватися одноступеневими та двоступеневими (рис. 3.4).

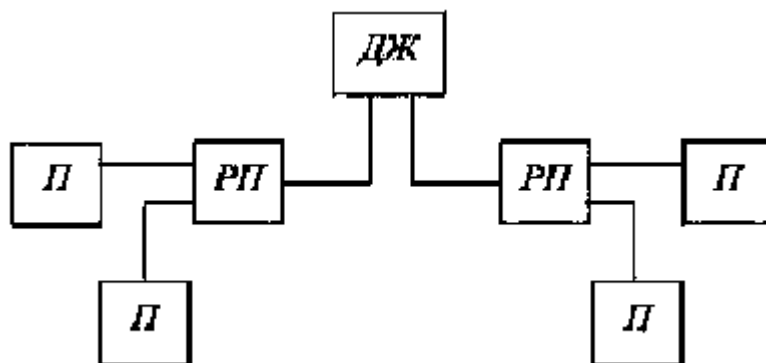


Рисунок 3.4 - Радіальна двоступенева схема розподілу електроенергії

В останньому випадку на першій ступені електроенергія підводиться від джерела живлення до розподільних пунктів, а на другій - від розподільних пунктів безпосередньо до споживачів. При цьому в ряді випадків може виявитися доцільним сполучення радіальної схеми на першій ступені з магістральною на другій ступені (рис. 3.5) чи навпаки (рис. 3.6).

На будь-якій ступені можливо також живлення однієї частини споживачів за радіальною схемою, а іншої - за магістральною. Одноступеневі схеми застосовують, як правило, на малих підприємствах, а також для живлення великих зосереджених навантажень на середніх і великих підприємствах.

Двоступеневі схеми застосовують для живлення через РП вилучених відособлених груп споживачів. Схеми з числом ступіней більш двох допускаються при розвитку підприємства у випадку їхньої техніко-економічної доцільності. Одиночні та подвійні магістралі з двостороннім живленням застосовують при необхідності живлення від двох незалежних джерел за умовами надійності електропостачання, а також у випадках, коли розташування групи споживачів між двома джерелами живлення створює економічні переваги незалежно від необхідної надійності живлення. На рис. 3.2 та 3.3 друге джерело живлення показане пунктиром.

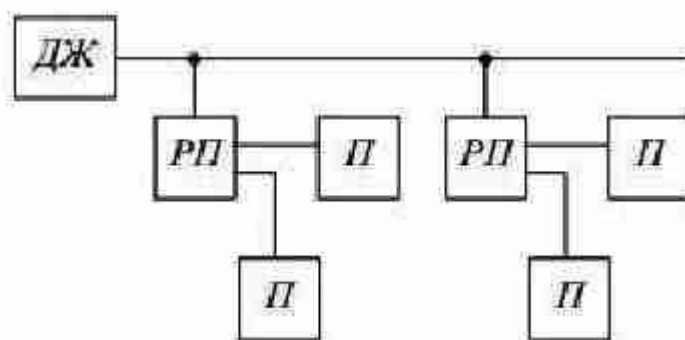


Рисунок 3.5. - Сполука радіальної схеми розподілу електроенергії на першому ступені з магістральною на другому ступені

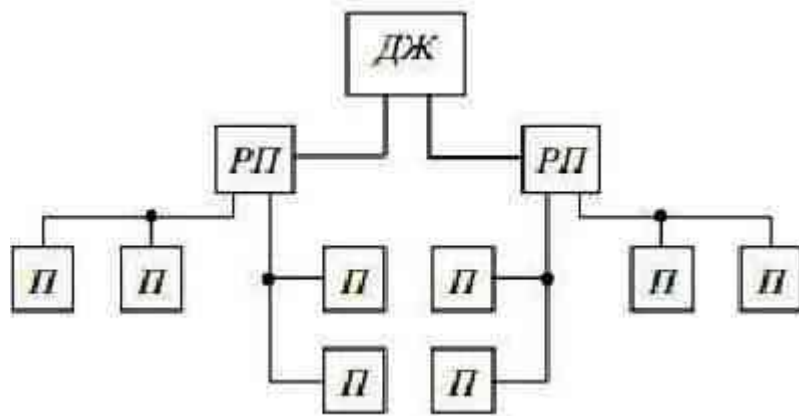


Рисунок 3.6. - Сполука магістральної схеми розподілу електроенергії на першому ступені з радіальною на другому ступені

Кільцеві магістралі, що є окремим випадком одиночної магістралі з двостороннім живленням, застосовують при такому розташуванні споживачів, яке робить доцільним охоплення їхньою однією кільцевою лінією (рис. 3.7).

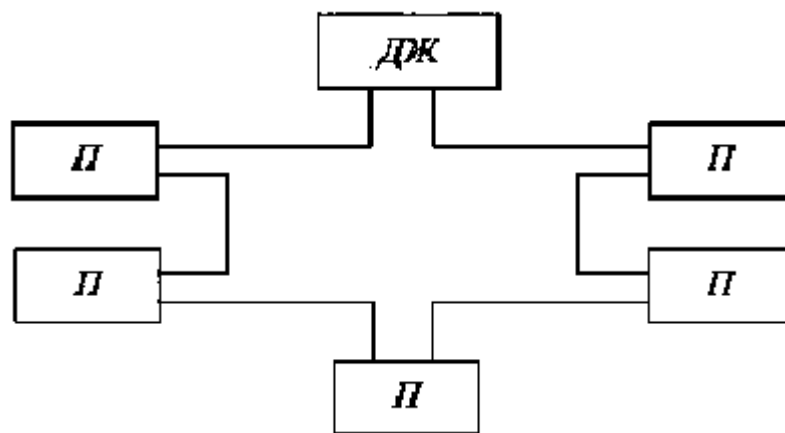


Рисунок 3.7 - Магістральна кільцева схема розподілу електроенергії

Через складність виконання захисту магістральних ліній із двостороннім живленням і кільцевими лініями напругою до 10 кВ ці лінії в нормальному режимі працюють розімкнутими, тобто як магістральні лінії з однобічним живленням. Можливість двостороннього від'єднання будь-якої ділянки лінії при його ушкодженні та подачі електроенергії до всіх споживачів, які приєднані до нешкоджених ділянок, забезпечує підвищену

надійність електропостачання. У режимі двостороннього живлення магістральні лінії працюють тільки при напругах від 20 кВ і вище.

Звичайний розподіл електроенергії на промисловому підприємстві здійснюється не за тою чи іншою схемою в її чистому вигляді, а за змішаною схемою, складеною з окремих основних схем. Змішані схеми живлення, що сполучають принципи радіальних і магістральних систем розподілу енергії, знаходять найбільше застосування на великих підприємствах, що мають різні групи як за потужностями та характером графіка навантаження, так і за вимогами до надійності електропостачання.

Усі три види схем мають багато різновидів і модифікацій по ступеню надійності живлення, і при правильному їхньому виборі кожна з них може бути застосована для живлення електроприймачів будь-якої категорії.

Остаточний вибір типу схеми здійснюється на основі техніко-економічного порівняння варіантів.

3.4. Основні типи схем розподільних мереж.

Розподільні мережі розрізняють напругою 10(6) кВ і 0,38 кВ.

Розподільні мережі виконують за петльовими, радіальними і багатопроменивими схемам. Схеми розподільної мережі залежать від категорійності споживачів, засобів що використовуються для захисту й автоматики, та ін.

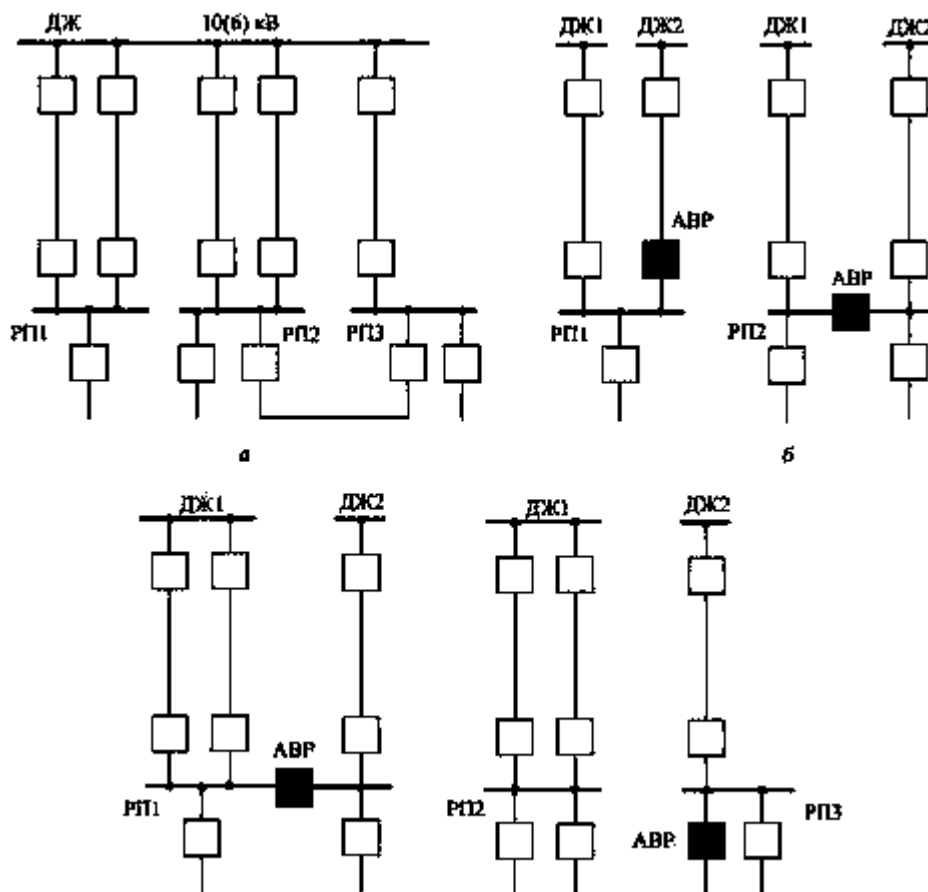


Рисунок 3.8 – Схеми живильної мережі 10(6) кВ міста: а – з паралельною роботою ліній; б – з окремою роботою ліній; в – комбіновані схеми

Розподільна мережа 6-10 кВ. Петльова схема. Найбільше поширення в міських мережах знайшла петльова схема з двостороннім живленням (рис. 3.9). У нормальному режимі ця схема працює в розімкнутому стані в точці поточкорозподілу. У після аварійних режимах ця схема працює також у розімкнутому режимі, тільки точкою поточкорозділу є відключена частина схеми мережі. Петльову схему використовують для електропостачання споживачів II і III категорій.

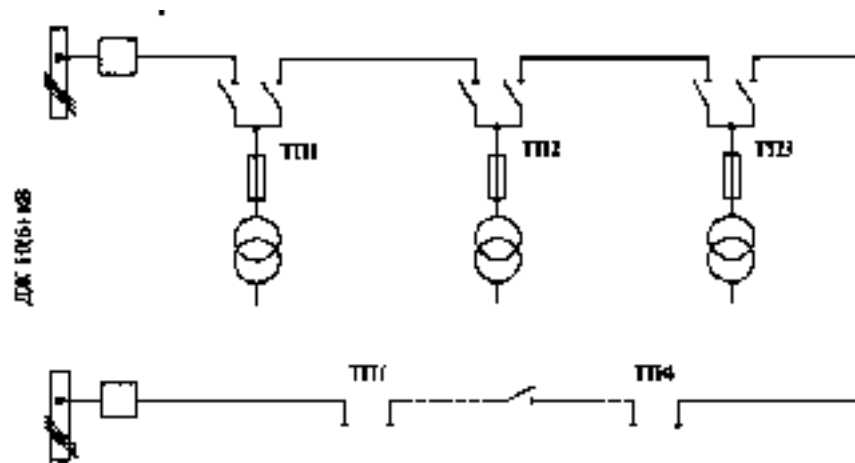


Рисунок 3.9 – Петльова схема з двостороннім живленням

Розподільна мережа 0,4 кВ. Розподільні мережі 0,4 кВ бувають двох типів: зовнішні (від ТП до будинків) й внутрішні (у середині будинків).

Зовнішні розподільні мережі 0,4 кВ. Для електропостачання споживачів III категорії використовують одиночні радіальні і магістральні лінії з одностороннім живленням (рис. 3.10).

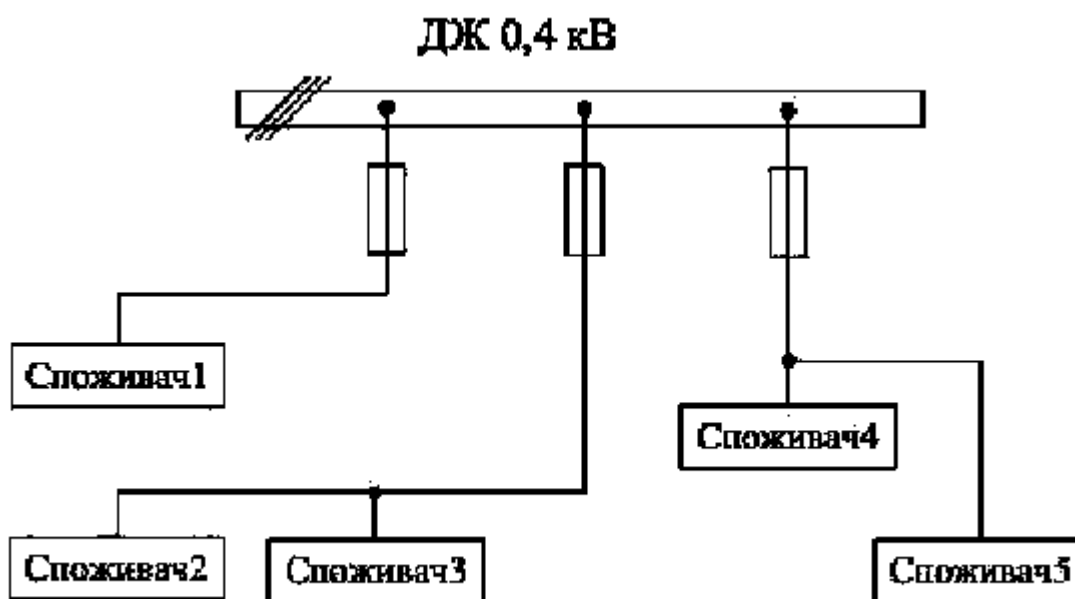


Рисунок 3.10 – Одиночні радіальні й магістральні лінії з одностороннім живленням зовнішніх розподільних мереж 0,4 кВ

Для електропостачання споживачів II і III категорій використовують неавтоматизовані двопробіневі чи петльові схеми двостороннього живлення (рис. 3.11).

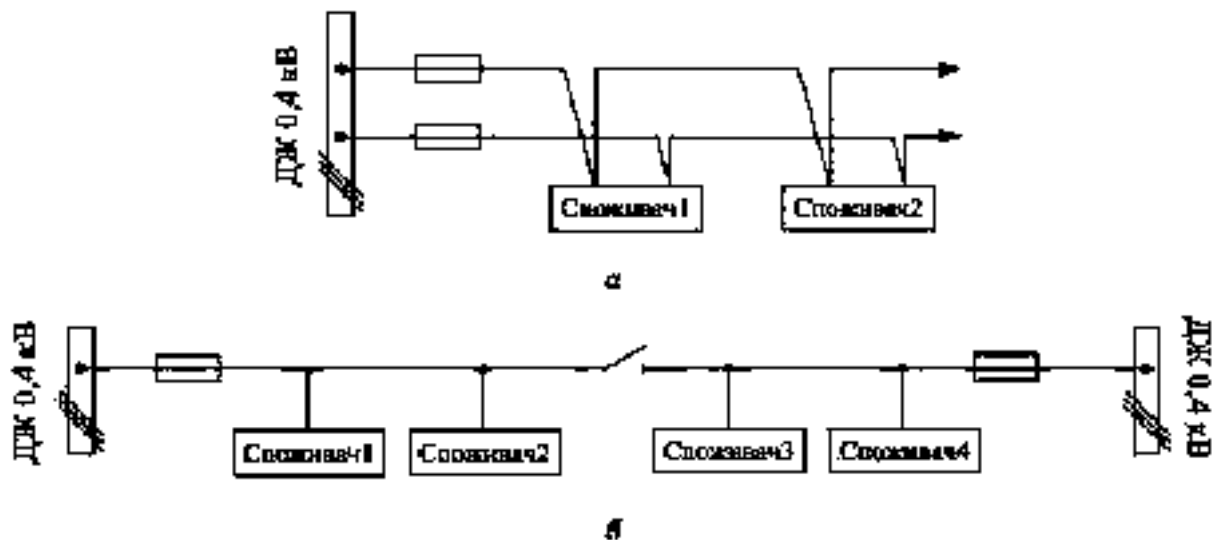


Рисунок 3.11 – Неавтоматизовані схеми з двостороннім живленням зовнішніх розподільних мереж 0,4 кВ: а – двопробінева; б – петльова.

При установці АВР на стороні 0,4 кВ двопробіневих схем з умовою, що лінії одержують живлення від незалежних ДЖ, ця схема може використовуватися для електропостачання споживачів I категорії.

Застосовуються також замкнуті мережі. Така мережа являє собою замкнуту сітку, у вузли якої підводиться живлення від ТП по лініях, що підключені через автомати зворотного струму (рис. 3.12). Вузли мережі, до яких підводиться живлення, виконують із захисними апаратами і без захисних апаратів. У першому випадку (із захисними апаратами) використовуються трижильні кабелі з паперово-масляною ізоляцією і запобіжники. У другому випадку застосовують одножильні кабелі з синтетичною ізоляцією, що прокладаються в блоках. При пошкодженні такого кабелю невелика ділянка його вигорає з наступним заповненням застиглою ізоляцією. Електропостачання припиняється тільки для тих споживачів, що підключені безпосередньо до вигорілої ділянки кабелю.

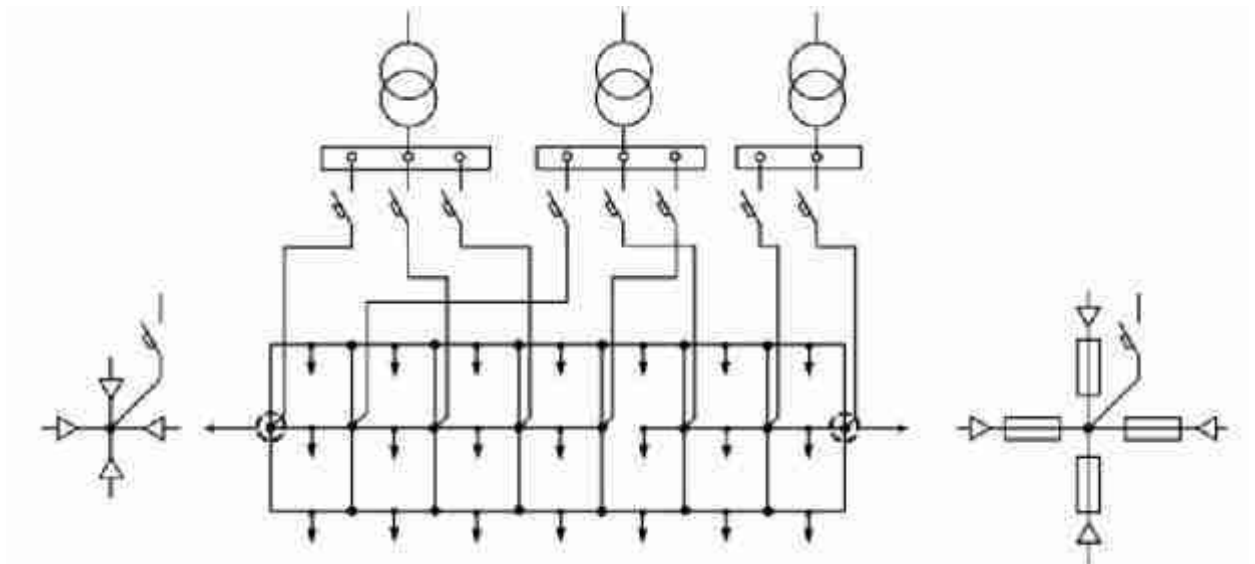


Рисунок 3.12 – Замкнуті зовнішні розподільні мережі 0,4 кВ

Внутрішні розподільні мережі в будинках. Ця мережа складається з ввідно-розподільного пристрою (ВРП), стояків і квартирної мережі.

Внутрішні розподільні мережі виконують за одиночною магістральною схемою з одностороннім живленням та іноді з двостороннім живленням (рис. 3.13), що працює у замкнутому режимі, де в точці поточкорозподілу встановлюють автоматичний вимикач, який поділяє мережу навпіл у разі її пошкодження.

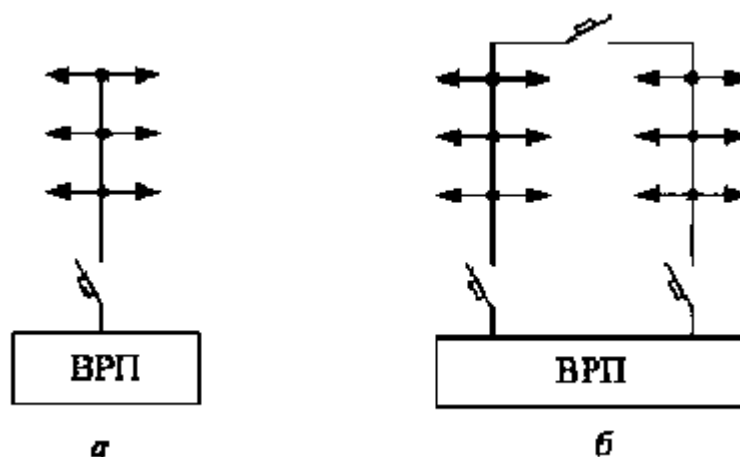


Рисунок 3.13 – Внутрішні розподільні мережі 0,4 кВ: а – одиночна магістральна мережа з одностороннім живленням; б – одиночна магістральна мережа з двостороннім живленням

ТЕМА 4. «ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ ПІДПРИЄМСТВ ТА НАСЕЛЕНИХ ПУНКТІВ».

План.

- 4.1. Загальні відомості. Імовірні характеристики навантажень споживачів.**
- 4.2. Імовірно-статистичні моделі визначення розрахункових навантажень.**
- 4.3. Типи навантажень та їх особливості.**
- 4.4. Коефіцієнти графіків навантаження.**
- 4.5. Розрахунок комунально-побутових навантажень**
- 4.6. Центр навантажень.**

4.1. Загальні відомості. Імовірні характеристики навантажень споживачів.

Задачі визначення електричних навантажень.

Промислові підприємства являють собою енергоємні споживачі активної і реактивної енергії. Активна енергія витрачається на виконання корисної роботи, а також на покриття втрат при передачі і перетворенні активної і реактивної енергії.

Реактивна енергія витрачається на створення магнітного поля в асинхронних двигунах і трансформаторах, та на покриття реактивної енергії, що споживається вентильними перетворювачами зокрема.

Основою прийняття раціональних рішень техніко-економічних питань проектування електропостачання слугують очікувані електричні навантаження.

Правильно визначені розрахункові навантаження мають важливе значення при виборі перерізів ліній живлення і розподільних мереж, електричних апаратів, трансформаторів підстанцій, їх кількості і розташуванні, конфігурації і напруги мереж, засобів компенсації реактивної

потужності, пристроїв захисту та при рішенні питань енергозбереження. Завищення розрахункових навантажень призводить до недовикористання електроустаткування (ЛЕП, трансформаторів, апаратів, тощо), внаслідок чого невиправдано зростають капіталовкладення.

Занижені розрахункові навантаження можуть стати причиною перегріву елементів СЕП, прискореному старінню ізоляції та зношенню електроустаткування в цілому.

Для правильної оцінки очікуваних розрахунків навантажень недостатньо знати кількість електроприймачів та їх номінальну потужність критичного режиму роботи, що вказується на їх заводських табличках та в технічних паспортах. Електроприймачі, паспортна потужність яких наводиться для повторно-короткочасного режиму, що характеризується тривалістю включення $PВ^*$ у відносних одиницях, або у відсотках, приводиться до $PВ^*=1$ тривалого режиму роботи за співвідношенням.

$$P_{ном} = P_{насп} \sqrt{PВ_{насп}^*}$$

Але слід зауважити, що номінальна потужність характеризує лише верхню межу навантаження.

Проблеми визначення очікуваних навантажень полягають у тому, що навантаження є змінною у часі величиною, характер якої залежить одночасно від багатьох факторів, зокрема, від режимів роботи окремих електроприймачів, їх номінальної потужності, фактичного завантаження і використання та співвідношення в групі електроприймачів найменшої та найбільшої потужності.

Адекватну інформацію про електричні навантаження дають графіки навантажень.

4.2. Графіки електричних навантажень

Графіки електричних навантажень – це графічне відображення зміни активної та реактивної потужності, або струму, у часі. Розрізняють

індивідуальні і групові графіки навантажень. Індивідуальні графіки позначаються стрічними буквами відповідно за активною $P(t)$ і реактивною $Q(t)$ потужністю і характеризують споживання активної і реактивної електроенергії окремими електроприймачами. Вони можуть бути періодичними, циклічними, нециклічними і нерегулярними (рис. 4.1) в залежності від співвідношення часу циклів $t_{ци}$, паузи $t_{пи}$, роботи t_{pi} та стабільності активної енергії W_1 , що споживається за цикл.

Групові графіки складаються з індивідуальних графіків відповідних навантажень і позначаються прописними буквами:

$$P(T) = \sum_1^n p_i(t), \quad Q(T) = \sum_1^n q_i(t), \quad I(T) = ((\sqrt{P^2(T) + Q^2(T)}) * (\sqrt{3}U_{ном}))$$

Індивідуальні графіки необхідні для визначення розрахункового навантаження потужних і надпотужних ЕП (електричні печі, перетворювальні агрегати, тощо), а також для уявлення про формування групових графіків.

Розрізняють групові графіки ступінчасті за одну зміну (рис. 4.2) і добові (рис.4.3) та річні за тривалістю (рис.4.4), що будуються на основі добових.

За графіками навантаження, за найбільш завантажену зміну, наприклад, можливо визначити наступні розрахункові параметри:

1) P - середня активна (реактивна Q) потужність за зміну:

$$P_c = \frac{W_c}{T} = \frac{\sum_1^n P_i \Delta t_i}{T}; \quad Q_c = \frac{V_{cm}}{T} = \frac{\sum_1^n Q_i \Delta t_i}{T}$$

де W ; V - середнє споживання активної (реактивної) енергії за найбільш навантажену зміну;

P ; Q - ордината середньої активної (реактивної) потужності, за інтервал;
 T - тривалість зміни (8 год.).

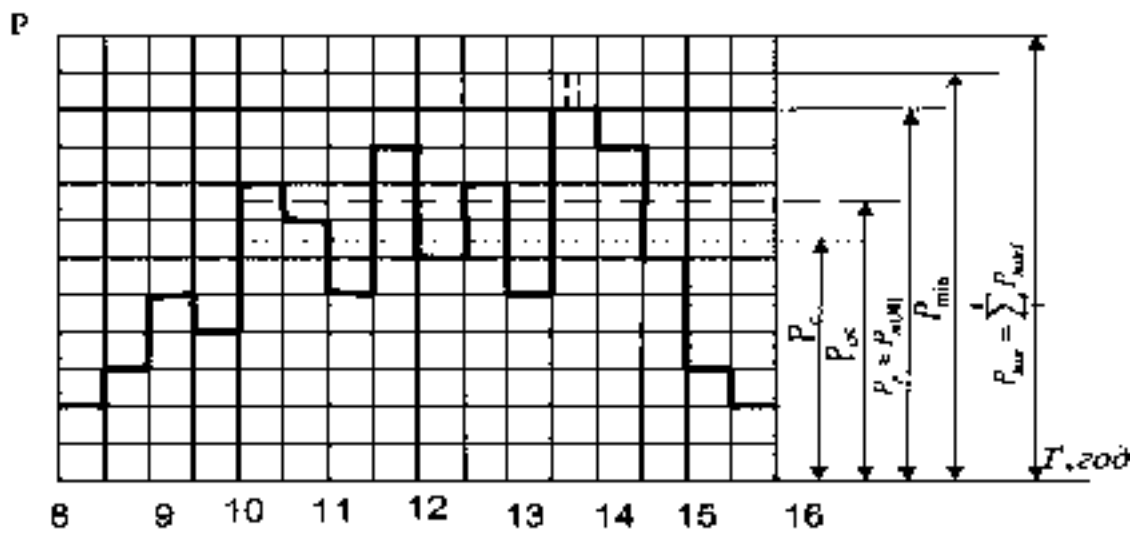


Рисунок 4.2. Графік навантаження за одну зміну.

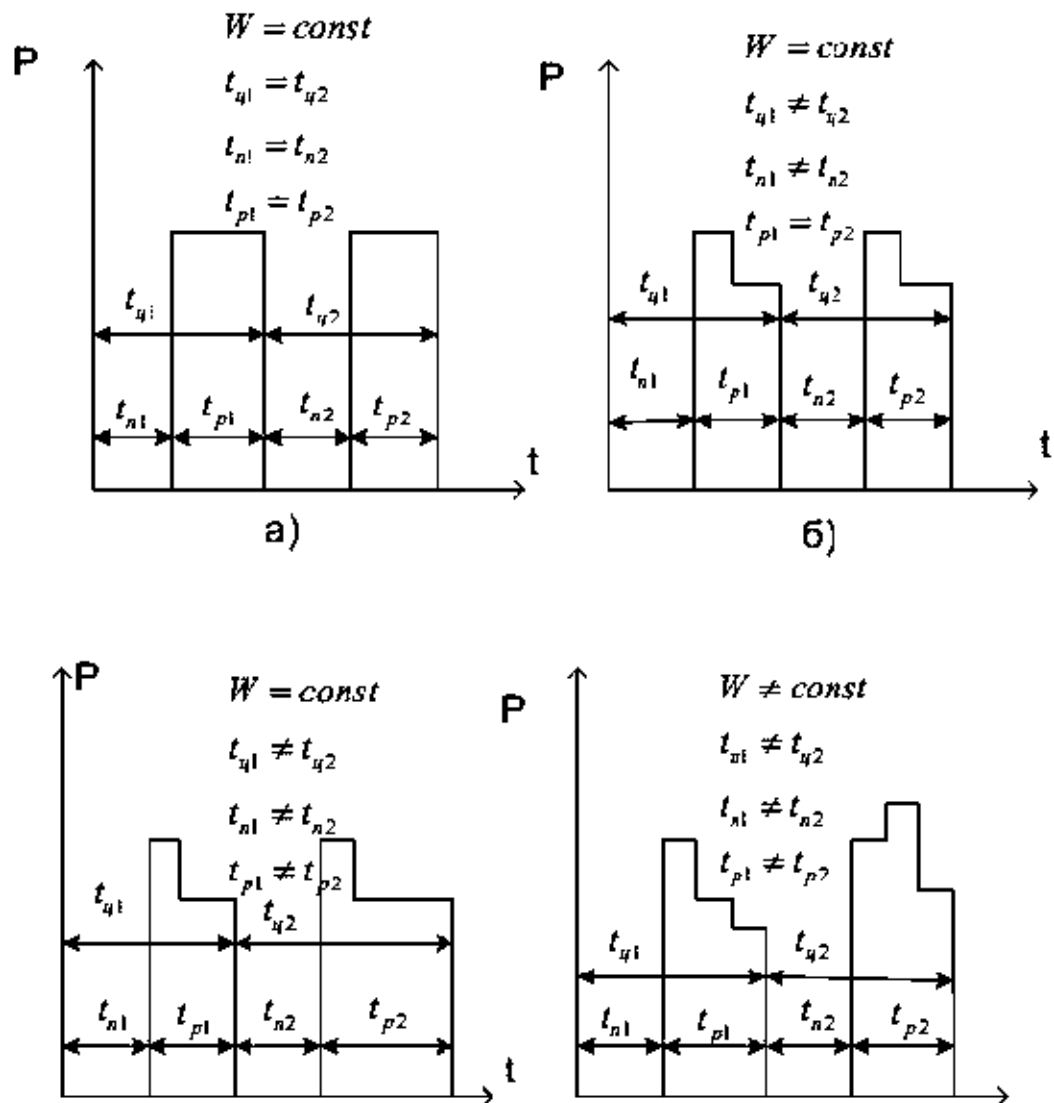


Рисунок. 4.1. Індивідуальні графіки навантажень за активною потужністю $P(t)$: а- періодичний; б – циклічний; в – нециклічний; г – нерегулярний.

Середнє значення змінної величини являє собою її основну статистичну характеристику, таким чином сталі осереднені значення навантаження характеризують електричні навантаження, що змінюються у часі. Сумарне середнє навантаження усіх електроприймачів певної групи P дає можливість приблизно оцінити нижню граничну межу можливих значень розрахункового навантаження.

2) P - середньоквадратична активна потужність за будь-який період часу T , наприклад зміну (рис.4.2)

$$P_{ск} = \sqrt{(\sum_i^n P_i^2 \Delta t_i) / T}$$

Використовується P при визначенні втрат потужності.

3) $P_p \approx P_{м(30)}$ - розрахункове навантаження, або розрахунковий 30-хвилинний максимум навантаження – це найбільше з усіх середніх навантажень, що осереднені за інтервал $T_{ос} = 30$ хв. За деякий період часу T (зміни, доби). Прийнятий інтервал осереднення дорівнює трьом сталим нагріву $\tau = 10$ хв. для найменших перерізів провідників ліній $T_{ос} = \tau = 30$ хв.

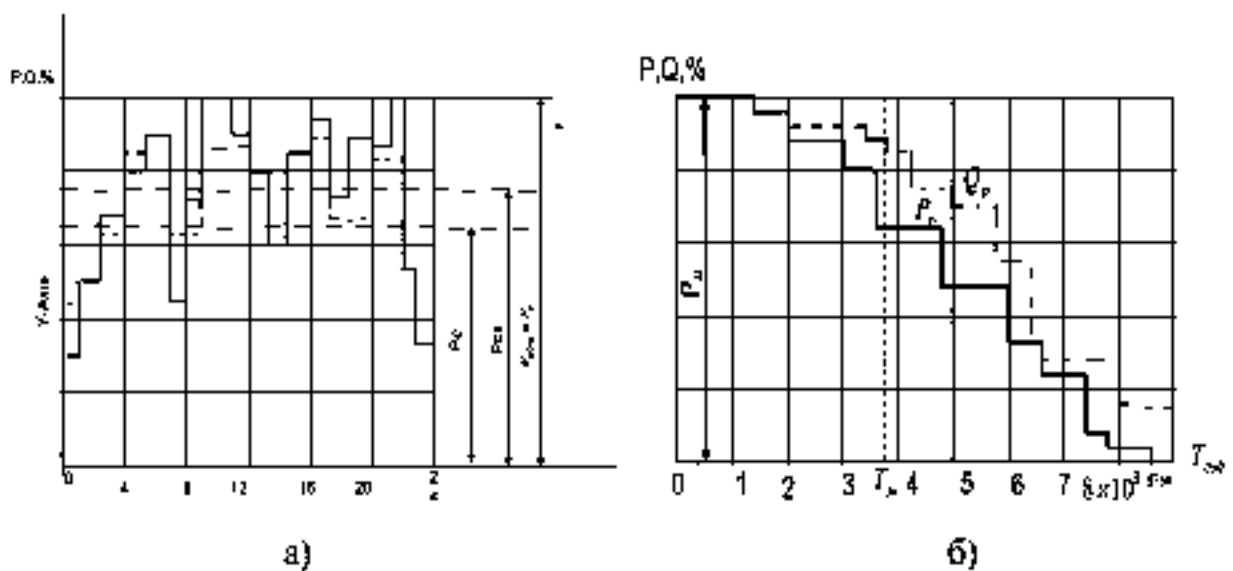


Рисунок 4.3. Побудова річного графіку за активною та реактивною потужностями на основі добових графіків. а – добовий графік за активною та реактивною потужностями. б – річний графік за активною та реактивною потужностями

Це слугує підставою вибирати елементи системи електропостачання за розрахунковими навантаженнями P_p по допустимому нагріву в усіх випадках різко змінних графіків навантаження. Якщо графіки навантаження рівномірний, у якості розрахункового навантаження приймають середнє навантаження за найбільш навантаженої зміну $P_c = W_{cm} / T$.

4) $P_{пк}$ – максимальне короткочасне (пікове) навантаження тривалість 1-2 с. На рисл. 4.2 показано умовний пік. Амплітуда якого перевищує розрахунковий 30-хвилинний максимум. Значення пікового навантаження необхідне для розрахунку струмів спрацювання максимального струмового захисту (МСЗ), для перевірки мереж за умови самозапуску електродвигунів та для перевірки коливань напруги у мережі.

5) $P_{ном}$ – номінальна, або установлена потужність групи ЕП, що розглядається – це сума номінальних потужностей тривалого режиму ($P_B^*=1$) електроприймачів, що складають цю групу.

В техніко-економічних розрахунках електроенергії, що споживається за рік, користуються річними графіками за тривалістю (рис. 4.4). Будують графіки за тривалістю на основі добових (рис.4.3), ординати яких ранжирують за спаданням від P_m до P_{min} . Річне споживання активної енергії визначається за співвідношенням:

$$W_{річ} = P_m \cdot T_m, \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

де T_m – кількість годин використання максимуму активної потужності за рік, що являє собою такий умовний час, протягом якого споживач, працюючи з максимальним навантаженням P_m ., витрачає таку ж кількість електроенергії, як і у разі змінного графіку навантаження протягом року (8760 годин).

Квадрат ординат річного графіку за тривалістю являє собою втрати активної електроенергії за рік

$$\Delta W_{річн} = \Delta P_{макс} \cdot \tau_v$$

де $P_{макс}$ – максимальні активні втрати потужності; τ_v – кількість годин максимальних втрат, що являє собою такий умовний час, протягом якого втрати енергії в лінії з максимальним навантаженням P_m . еквівалентні

втратам енергії в лінії у звичайному режимі роботи за мінливим графіком навантаження.

Приблизно τ_b визначається за формулою: $\tau = 8760(0,124 + T_m \cdot 10^{-4})^2$, год.

4.3. Показники графіків електричних навантажень

Розрахункові параметри електричних навантажень визначають не за їх графіками, а за безрозмірними показниками (коефіцієнтами) графіків навантажень, що характеризують режим роботи приймачів електроенергії за потужністю та у часі. Коефіцієнти графіків навантажень визначаються для індивідуального і групового графіків активної і реактивної потужності, або струму. Коефіцієнти індивідуальних графіків позначаються малою літерою - k_v , а групових великою – K_v . Задля того, щоб відрізнити коефіцієнти графіків за активною і реактивною потужністю, останні доповнюються індексом – «р».

Коефіцієнт використання – це основний показник для розрахунку навантаження. Коефіцієнт використання активної потужності електроприймача k_v , або групи ЕП - K_v , називається відношення середньої активної потужності ЕП (або групи) до номінальної:

$$k_v = \frac{P_c}{P_{ном.}}; \quad K_v = \frac{P_c}{P_{ном.}} = \left(\sum_1^n k_{pi} p_{ном.i} \right) / \sum_1^n p_{ном.i}$$

Коефіцієнт використання як і середнє навантаження p_c , P_c , відносяться до зміни з найбільшим навантаженням електроприймачів.

Аналогічно визначаються коефіцієнти використання реактивної потужності:

$$k_{в.р.} = \frac{q_c}{q_{ном.}}; \quad K_{в.р.} = \left(\sum_1^n k_{в.р.i} q_{ном.i} \right) / \sum_1^n q_{ном.i}$$

Коефіцієнт форми графіка група електроприймачів – це відношення середньоквадратичної потужності до середнього:

$$K_{\text{ср.}} = P_{\text{ск.}} / P_{\text{с}}$$

Коефіцієнт максимуму активної потужності групи ЕП – це відношення розрахункового максимуму навантаження за активною потужністю ($P_{\text{р}} = P_{\text{м}}(30)$) до середнього:

$$K_{\text{м.}} = P_{\text{р.}} / P_{\text{с}}$$

Коефіцієнт максимуму активної потужності $K_{\text{м}}$ залежить від приведеної кількості приймачів ппр. при різних значеннях коефіцієнта використання $K_{\text{в.}}$ за активною потужністю. Залежність $K_{\text{м}} = f(\text{ппр.}; K_{\text{в.}})$ у графічній формі (Рис.4.4) та у табличній наводиться у довідковій літературі.

Під приведеною (ефективною) кількістю електроприймачів ппр. групи різних за номінальною потужністю і режимом роботи розуміють таку кількість однорідних за режимом роботи ЕП однакової потужності, що зумовлює таке ж розрахункове навантаження, що і дана група ЕП різних за номінальною потужністю і режимом роботи:

$$n_{\text{ппр.}} = P_{\text{ном.}}^2 / \sum_1^n P_{\text{ном.і}}^2 = (\sum_1^n P_{\text{ном.і}}^2) / \sum P_{\text{ном.і}}^2,$$

де у числівнику квадрат суми номінальних активних потужностей електроприймачів групи, а у знаменнику – сума квадратів номінальних активних потужностей окремих ЕП, що складають дану групу. Якщо усі ЕП групи мають однакову номінальну потужність $p_{\text{ном.і}}$, то $\text{ппр} = \text{пеп}$.

Коефіцієнт заповнення графіку – це відношення середнього навантаження до розрахункового максимуму навантаження за активною потужністю групи електроприймачів:

$$K_{\text{запов.}} = P_{\text{с}} / P_{\text{р.}} = 1 / K_{\text{м}}$$

Коефіцієнт попиту по активній потужності групи ЕП – це відношення розрахункового максимуму навантаження групи ЕП до номінальної потужності цієї групи:

$$K_{\text{п}} = P_{\text{р}} / P_{\text{ном.}} = P_{\text{р.}} / \sum P_{\text{ном.і}}, \text{ Звідки } P_{\text{р}} = K_{\text{п.}} \sum P_{\text{ном.і}} = K_{\text{п.}} P_{\text{ном.}}$$

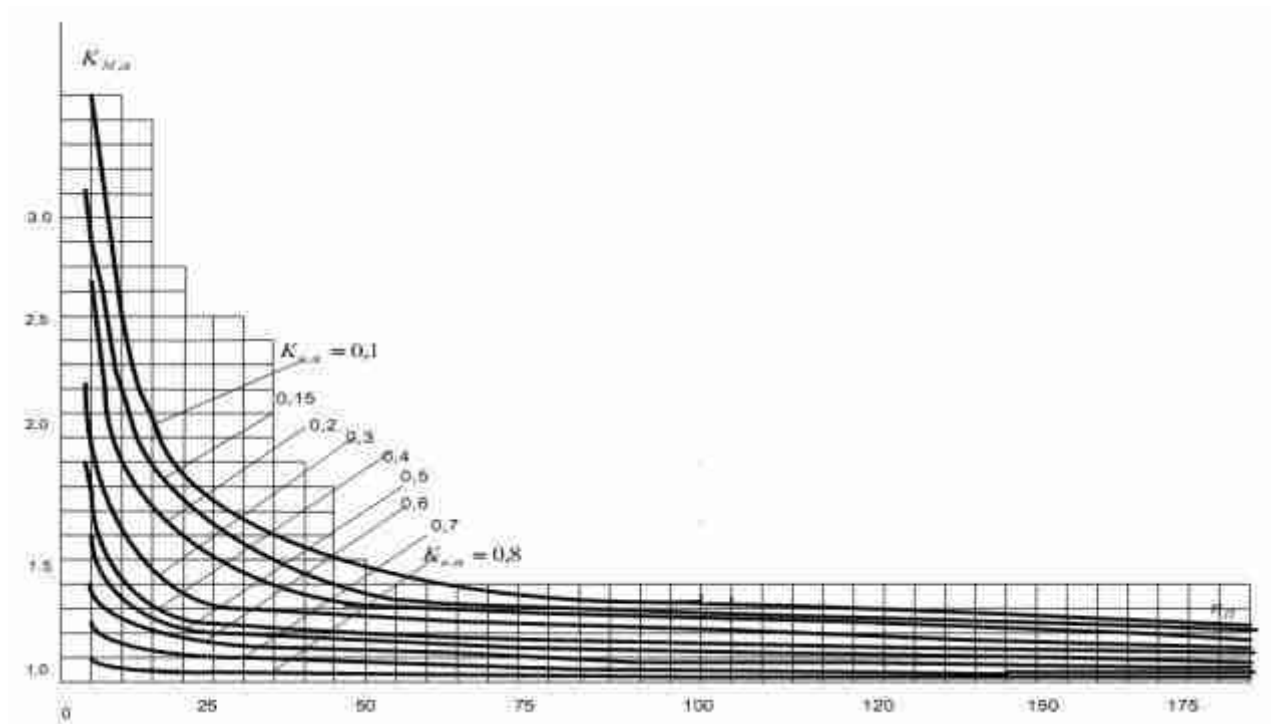


Рисунок 4.4. Залежність коефіцієнта максимуму за активною потужністю K_m від приведеної кількості електроприймачів $n_{пр}$ для коефіцієнта використання $K_v=0,8 \dots 1$.

Коефіцієнт одночасності максимумів навантаження вузла системи електропостачання (ГПП, ЦРП, РП) – це відношення розрахункового максимуму активної потужності вузла до суми розрахункових максимумів навантаження за активною потужністю i -тих груп ЕП, що входять до даного вузла:

$$K_{одн} = P_{д.вуз} / \sum_i P_{pi}$$

$$\text{звідки } P_{д.вуз} = K_{одн} \cdot \sum_i P_{pi}$$

Аналогічно визначається коефіцієнт одночасності максимумів навантаження вузла системи електропостачання за реактивною і повною потужністю на підставі чого визначається розрахунковий максимум вузла за реактивною і повною потужністю:

$$Q_{p.вuz.} = K_{озн} \sum_i Q_{p.i}$$

$$S_{p.вuz.} = K_{озн} \sqrt{\left(\sum_i P_{p.i}\right)^2 + \left(\sum_i Q_{p.i}\right)^2},$$

де $Q_{p.i}$ – розрахунковий максимум навантаження i -ої групи

$$Q_{p.i} = P_{p.i} \operatorname{tg} \varphi_{сзв}$$

де $\operatorname{tg} \varphi_{сзв}$ - величина, що визначається за середньозваженим коефіцієнтом потужності $\cos \varphi_{сзв}$

$$\cos \varphi_{сзв} = \frac{W_{річн.}}{\sqrt{W_{річн.}^2 + V_{річн.}^2}}$$

де $W_{річн.}$, $V_{річн.}$ – річне споживання активної і реактивної потужності, що визначається за річним графіком навантаження, або показами лічильників за рік чи інший термін часу.

Коефіцієнти графіків напрацьовані для різних галузей промисловості по окремих технологічних процесах з метою створення простих емпіричних і аналітичних методів визначення розрахункових електричних навантажень, як на стадії проектування, так і в процесі експлуатації системи електропостачання.

Значення коефіцієнтів навантаження та рекомендації по їх використанню наведені у довідковій літературі.

ТЕМА 5.«ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ»

План

- 5.1. Основні конструктивні характеристики повітряних ЛЕП, кабельних ЛЕП.
- 5.2. Конструкція опор повітряних ліній електропередач.
- 5.3. Арматура повітряних ліній електропередач.
- 5.4. Кабельні лінії електропередачі.

5.5. Основні принципи вибору перерізу ЛЕП.

5.1 Загальні відомості

Електричною повітряною ЛЕП (ПЛ) називається улаштування для передачі електричної енергії по проводах, розташованих на відкритому повітрі і закріплених за допомогою ізоляторів та арматури до опор чи кронштейнів інженерних споруд (мостів, шляхопроводів і т.ін.).

Головні елементи ПЛ:

- а) проводи, що служать для передачі електроенергії;
- б) захисні троси для захисту проводів від атмосферних (грозових) перенапруг;
- в) опори, що підтримують проводи і троси на певній висоті над рівнем землі або води;
- г) ізолятори для ізоляції проводів від опори;
- д) арматура, за допомогою якої проводи кріпляться на ізоляторах, а ізолятори – на опорі.

За конструктивним влаштуванням ПЛ розділяються на одноланцюгові та багатоланцюгові, тобто з розташуванням однієї або кількох ліній на одних і тих же опорах. Найбільше розповсюдження отримали одно- та дволанцюгові лінії. Під поняттям ланцюга мається на увазі три проводи однієї трифазної лінії.

5.2. Опори

Проводи та захисні троси ПЛ повинні бути жорстко закріпленими на окремих опорах і натягнені до заданого тяжіння. Між анкерними опорами встановлюють проміжні, необхідні для підтримання проводів та захисних тросів на заданій висоті.

Горизонтальна відстань між точками кріплення проводу на сусідніх опорах називається **довжиною прогону**, або прогоном l . Найменша відстань по вертикалі від землі до проводу при його найбільшому провисанні

називається **габаритом лінії до землі h** . Вертикальна відстань між горизонтальною прямою, що з'єднує дві розташовані на одному рівні точки кріплення, і найнижчою точкою прогину проводу називається **стрілою прогину**. Якщо точки кріплення проводу розташовані на різних висотах, то в лінії розрізняють дві стріли прогину F та f , рівні вертикальним відстаням між нижчою точкою прогину проводу та точками його закріплення.

Відстань між сусідніми анкерними опорами називається **анкерним прогоном**. За початок і кінець ПЛ приймають лінійні портали розподільних улаштувань (рис. 5.1).

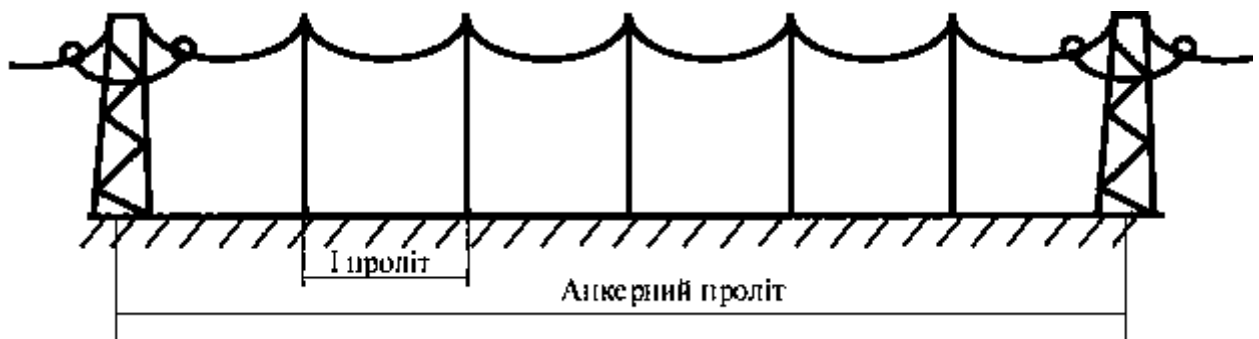


Рисунок 5.1 - Анкерна ділянка ЛЕП

Проміжні опори (рис. 5.2) складають 80-90% загальної кількості опор.



Рисунок 5.2 - П-подібна проміжна одноланцюгова опора

Основними частинами опори будь-якого типу (рис. 5.3) є вертикальні або похилі стійки, горизонтальні траверси для кріплення ізоляторів та підземна частина – фундамент, що забезпечує закріплення опори в ґрунті та її стійкість за нормального та аварійного навантаження.

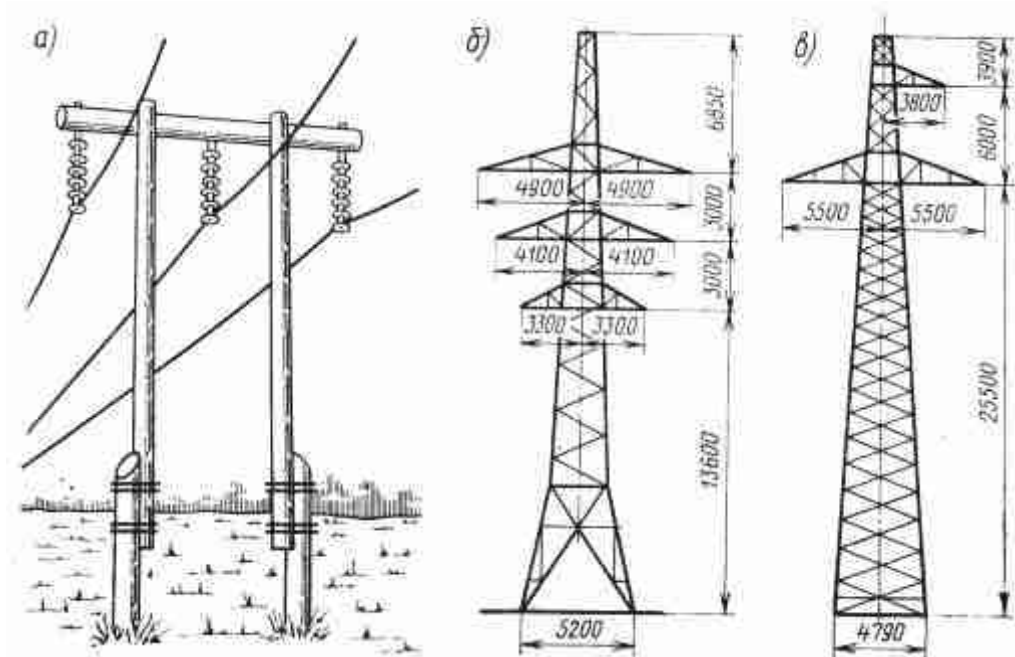


Рисунок 5.3 - Загальний вигляд (а) та схеми опор 110 і 220 кВ (б і в)

Анкерні опори (рис. 5.4) обмежують границі руйнування чи пошкодження при аварійних навантаженнях. При проводах перерізом до 185 мм^2 з випускаючими затискачами на прямих ділянках анкерний прогін звичайно не перевищує 5 км, а при проводах перерізом більше 185 мм^2 – не повинен перевищувати 10 км. Для ліній з глухими затискачами та з затискачами обмеженої міцності закріплення (штирьові ізолятори) анкерні прогони вибирають за умов траси.



Рисунок 5.4 – Одноланцюгова анкерна опора

К у т о в і о п о р и (рис. 5.5) встановлюють в точках лінії, де змінюється її напрямок. Ці опори зазнають постійного навантаження від тяжіння проводів, спрямованого по бісектрисі кута повороту.



Рисунок 5.5 – Анкерно-кутова одноланцюгова опора

Транспозиційні опори (рис. 5.6) встановлюють в точках лінії, де проводи кола міняють місцями для забезпечення симетрії трифазної системи проводів (рис.5.7).



Рисунок 5.6 – Транспозиційна опора



Рисунок 5.7 - Транспозиція проводів трифазної лінії

Перехідні опори (рис. 5.8) застосовують при перетинанні повітряними лініями залізниць, великих рік, озер, ущелин, інших природних перешкод. Довжина прогону при таких опорах досягає 1...5 км, а висота опори (при перетинанні суднохідних рік) досягає 70...80 м.

За матеріалом розрізняють залізобетонні, дерев'яні (просочені) та металеві опори.

Залізобетонні виготовляють з центрифугованого бетону. Використовуються на лініях 35 і 110 кВ. На лініях 220...500 кВ застосовують також П-подібні опори з відтяжками.



Рисунок 5.8 – Перехідна опора

Дерев'яні (просочені) опори виготовляють із сосни чи інших дерев (термін служби 15-25 років). Замість дерев'яних пасинків застосовують залізобетонні, чим збільшують термін служби опор.

Металеві опори виготовляють зі сталі марок Ст3, Ст5 та низьколегованих сталей. Вони міцні та надійні, але вимагають великих затрат металу.

5.3. Проводи повітряних ліній

Основними матеріалами для проводів ПЛ є мідь, алюміній та сталь. Неізольовані (голі) проводи можуть бути однодротовими та багатодротовими. Останні можуть складатись з двох металів (усередині – сталь, зовні – алюміній). У рідких випадках виготовляються порожнисті проводи (з міді ПМ або алюмінію ПА); їх використовують в якості збірних шин РУ 330 кВ та вище.

Позначення проводів:

М – мідні,

А – алюмінієві,

АС – сталє-алюмінієві,
 ПСО – сталеві (однодротові) та ПС чи ПМС (багатодротові). Після букв –
 значення площі перерізу токопровідної частини, наприклад, АС-120 (рис.
 7.9).

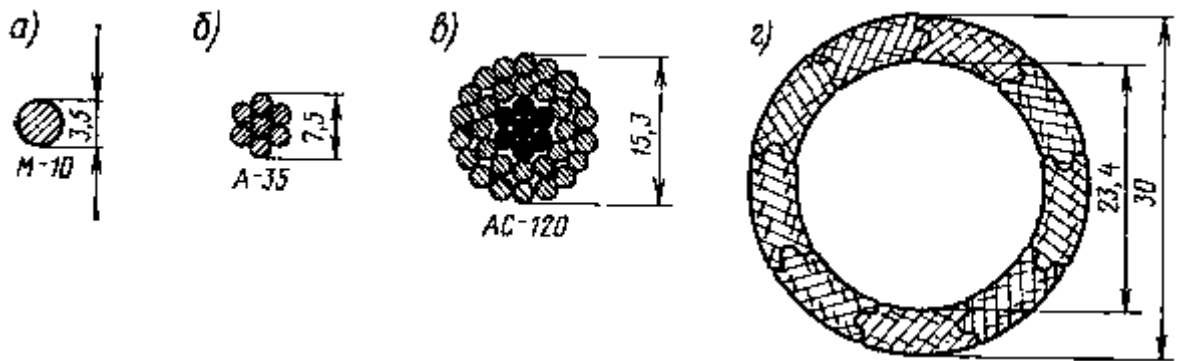


Рисунок 5.9 - Проводи повітряних ліній: а) мідний однодротовий;
 б) алюмінієвий багатодротовий; в) сталєалюмінієвий; г) мідний порожнистий

За технічними якостями **мідні проводи** – найкращі. Питома провідність становить $\gamma=53 \cdot 10^6$ См/м, граничний опір при розриві ($\sigma=380$ МПа). Одначе економічні міркування змушують у більшості випадків використовувати проводи марок А та АС.

Алюмінієві проводи – з холоднокатаного дроту (від 16 мм²) – виконують лише багатодротовими і застосовують в мережах не вище 35 кВ при прогонах між опорами не більше 150 м. Алюміній має питому провідність $\gamma=32 \cdot 10^6$ См/м і граничний опір при розриві $\sigma=150$ МПа.

Сталеві проводи мають малу електричну провідність $\gamma=7,5 \cdot 10^6$ См/м , але значно більшу механічну міцність. Сталеві проводи використовують в мережах з малими електричними навантаженнями напругою до 10 кВ (в сільськогосподарських мережах, лініях зв'язку та автоблокування). Великий недолік – схильність до корозії; щоб запобігти цьому, провід оцинковують. Однодротові сталеві проводи (ПСО) виготовляють діаметром 3; 3,5; 4; 5 мм.

5.4. Ізолятори

За матеріалом виготовлення розрізняють фарфорові, скляні та полімерні ізолятори (рис. 5.10)

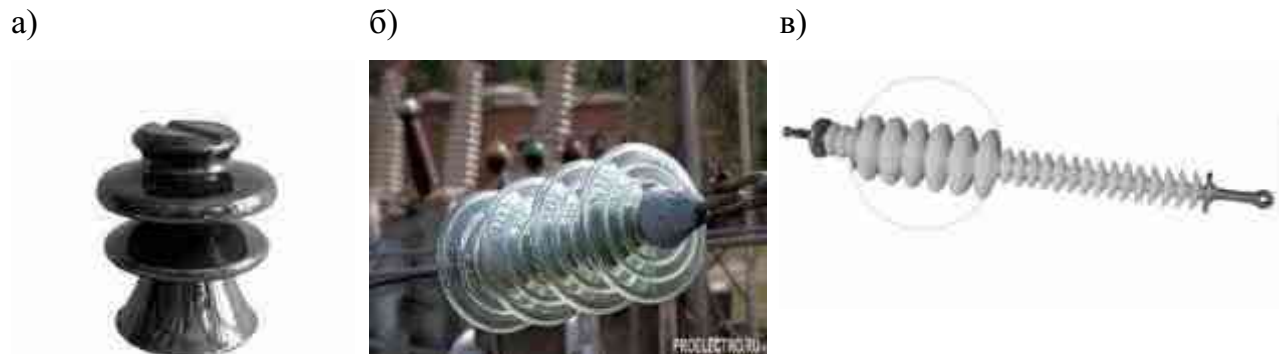
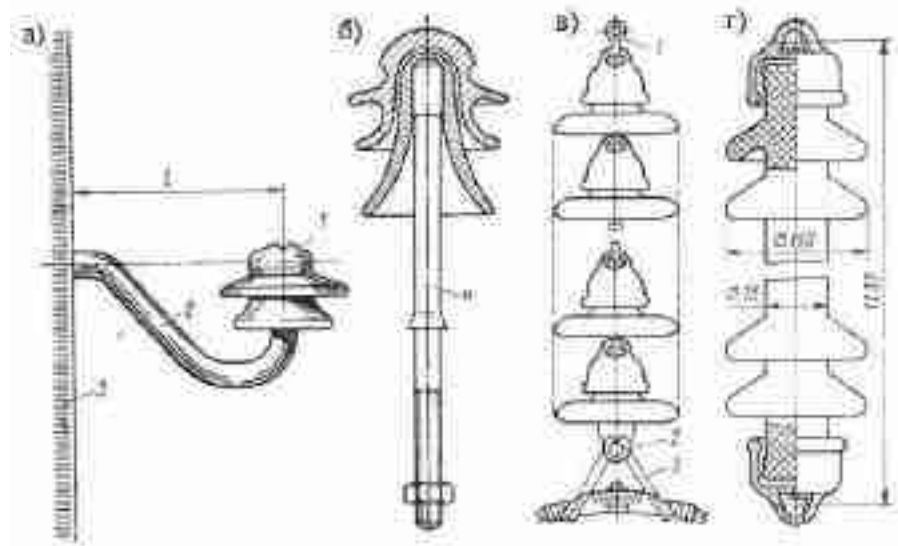


Рисунок 5.10 – Ізолятори за матеріалом виготовлення: а – фарфоровий, б – скляний, в - полімерний

Проводи ПЛ напругою до 1000 В кріплять до стійки опори на фарфорових ізоляторах (ТФ) або скляних (ТСМ),

проводи ліній 6 та 10 кВ – на ізоляторах ШС (штирових).

На ПЛ 20...35 кВ застосовують як штирові ШЖБ, так і підвісні (фарфорові та скляні) (рис. 5.11).



1 – ізолятор; 2 – сталевий крюк; 3 – травеса; 4 – штир

Рисунок 5.11 – Кріплення ізоляторів: а – штировий на крюку, б – штировий на штирі, в – підвісний, г – стрижневий

На ПЛ 110 кВ і вище застосовують лише підвісні ізолятори ПФ та ПС і в районах з підвищеною забрудненістю ПГФ-5 (для підвісних гірлянд) та ПГФ-6 (для натяжних).

Кількість ізоляторів у гірлянді залежить від напруги лінії та матеріалу опор.

На ПЛ 35 кВ з дерев'яними опорами підвісна гірлянда ПФ-5 складається з двох, а на залізобетонних та металевих опорах – з трьох ізоляторів; на ПЛ 110 кВ – відповідно 6 чи 7, 220 кВ – 11 або 13 шт.

Натяжні гірлянди мають на один (до 110 кВ) ізолятор більше, а понад 220 кВ – на два.

Підтримуючі затискачі

Для підвішування та закріплення проводів використовують **підтримуючі затискачі** (рис. 5.12, рис. 5.13): глухий – для жорсткого закріплення; проковзний – допускає проковзування проводу.

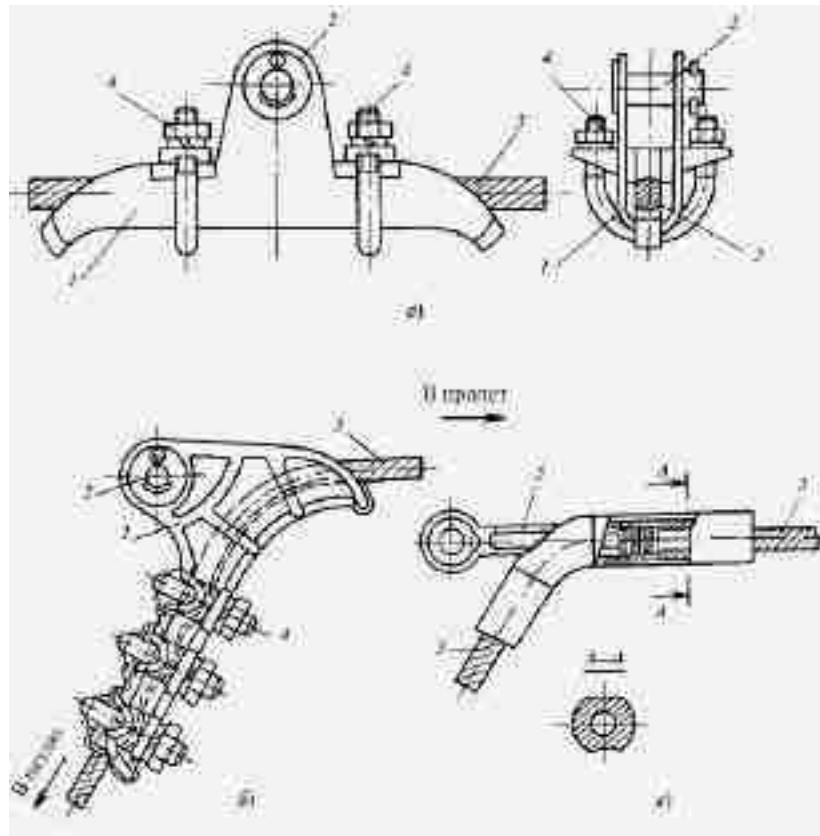


Рисунок 5.12 – Загальний вигляд підтримуючого затискача

Зараз виготовляють затискачі з обмеженою жорсткістю, в котрих провід проковзує, але не падає на землю. На анкерних опорах проводи кріплять наглухо – за допомогою натяжних гірлянд та натяжних затискачів (клинових та болтових).

Для з'єднання проводів користуються з'єднувальними затискачами, а потім зварюють їхні кінці. Проводи (однодротові та багатодротові) можна з'єднувати скруткою, а за тим пропаяти. Найбільш розповсюдженим

з'єднувальним затискачем є овально-трубчастий. Кінці з'єднувальних проводів вводять у трубку з різних боків і за допомогою спеціальних переносних кліщів трубку обтискають (у шаховому порядку). Вільні кінці з'єднаних проводів зварюють.



1 – корпус, 2 – палець, 3 – провід, 4 – U- подібний болт з плашкою, 5 – анкер.

Рисунок 5.13 – Фіксуюча арматура: а – глухий підтримуючий затискач, б – болтовий натяжний затискач, в – пресуємий натяжний затискач

а)

б)

в)



Рисунок 5.14 – Зовнішній вигляд затискачів: а – з'єднувальний перехідний, б – плащечний, в – підтримуючий глухий

5.5. Розташування проводів на опорах

Проводи на опорах ПЛ прийнято розташовувати наступним чином (рис. 5.15, рис. 5.16):

- на одноланцюгових лініях – трикутником або горизонтально;
- на дволанцюгових – зворотною ялинкою або діжкоподібно.

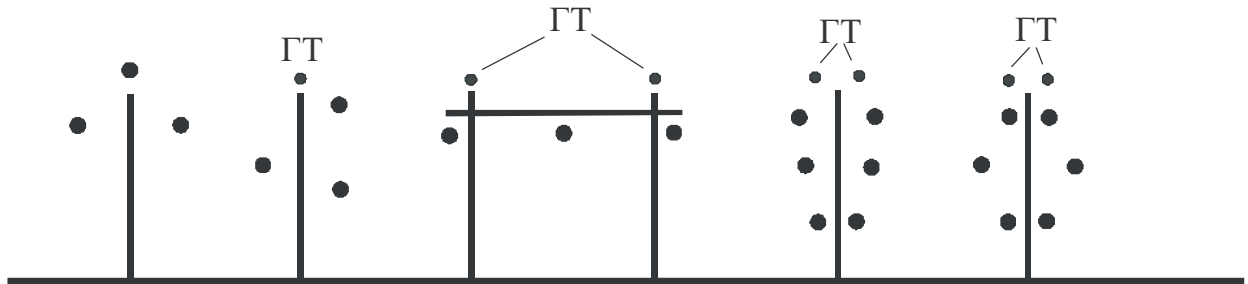


Рисунок 5.15 - Розташування проводів ЛЕП на опорах

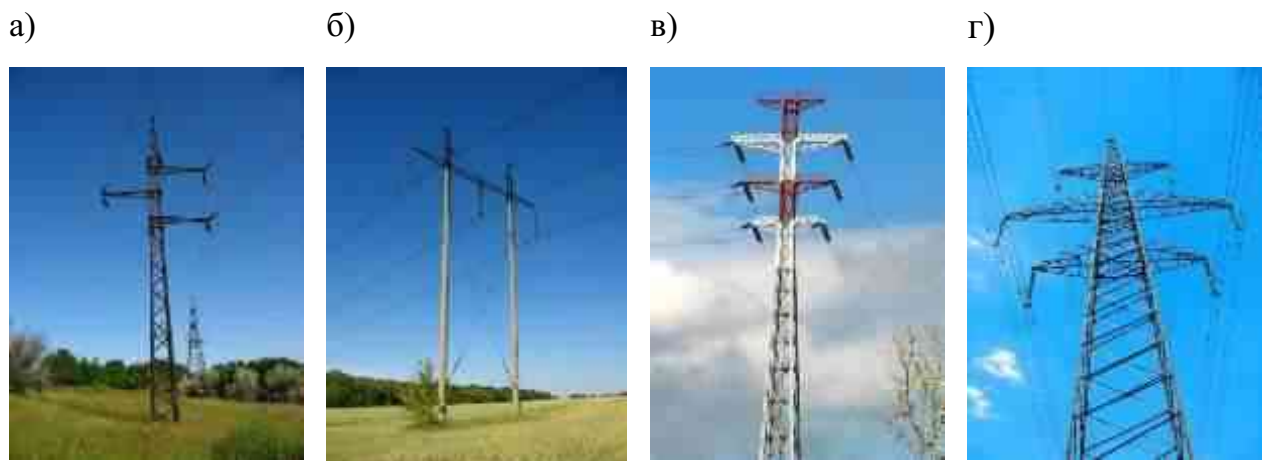


Рисунок 5.16 – Наглядне зображення розташування проводів ЛЕП на опорах: а – трикутником, б – горизонтально, в – зворотною ялинкою, г – діжкоподібно

Лінії 35 кВ і більше обладнують 1 або 2 грозозахисними тросами, що розташовують над проводами. Грозозахисні троси заземлюються. Горизонтальне та трикутне розташування проводів застосовується на всіх одноланцюгових лініях до 330 кВ.

Перетин із залізницею та іншими перешкодами, по можливості, повинно виконуватись під кутом, близьким до 90° , але не менше 40° ; опори, що обмежують прогін перетину, повинні бути анкерного типу.

5.6. Улаштування ліній поздовжнього електропостачання

1. На електрифікованих ділянках залізниць споруджують трифазні повітряні лінії, котрі підвішують на самостійних дерев'яних або залізобетонних опорах. Конструкція опор повинна передбачати в майбутньому ПЛ автоблокування.

При проектуванні ПЛ автоблокування або електропостачання лінійних споживачів передбачають два кола 6...10 кВ: одне – для живлення автоблокування; друге – для лінійних споживачів.

2. На ділянках, що електрифіковані на постійному струмові, ПЛ 10 кВ підвішують на опорах контактної мережі з польового боку. Може бути два кола 10 кВ (автоблокування та поздовжнього електропостачання), а також низьковольтні лінії.

3. При електрифікації на змінному струмові звичайно для живлення споживачів використовують схему «два проводи – рейки» (ДПР).

Тема 6. «РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ.»

План.

6.1. Необхідність компенсації реактивних струмів.

6.2. Коефіцієнт потужності

6.3. Способи підвищення коефіцієнта потужності – організаційні та технічні.

6.1. Загальні відомості та визначення

Одним з важливих питань, що вирішуються під час проектування і експлуатації СЕП є питання зниження споживання реактивної потужності споживачами електроенергії підприємств. Для правильного вирішення цієї задачі перш за все визначимо поняття реактивної потужності.

ЕП, характер навантаження яких відрізняється від чисто активного омичного опору R , при приєднанні до джерела синусоїдальної напруги

$U = \sqrt{2}U \sin \omega t$, споживають змінний синусоїдальний струм, що має зсув по фазі відносно напруги на $< \angle \alpha$, тобто $i = \sqrt{2}I \sin(\omega t - \varphi)$.

Значення миттєвої потужності на затискачах ЕП визначається добутком миттєвих значень напруги та струму:

$$p = ui = 2U \sin \omega t \sin(\omega t - \varphi) = UI \cos \varphi - UI \cos(2\omega t - \varphi)$$

Отриманий вираз є алгебраїчною **сумою двох величин**, перша з яких не залежить від часу, а друга пульсує з подвійною частотою $2\omega t$ (Рис.6.1)

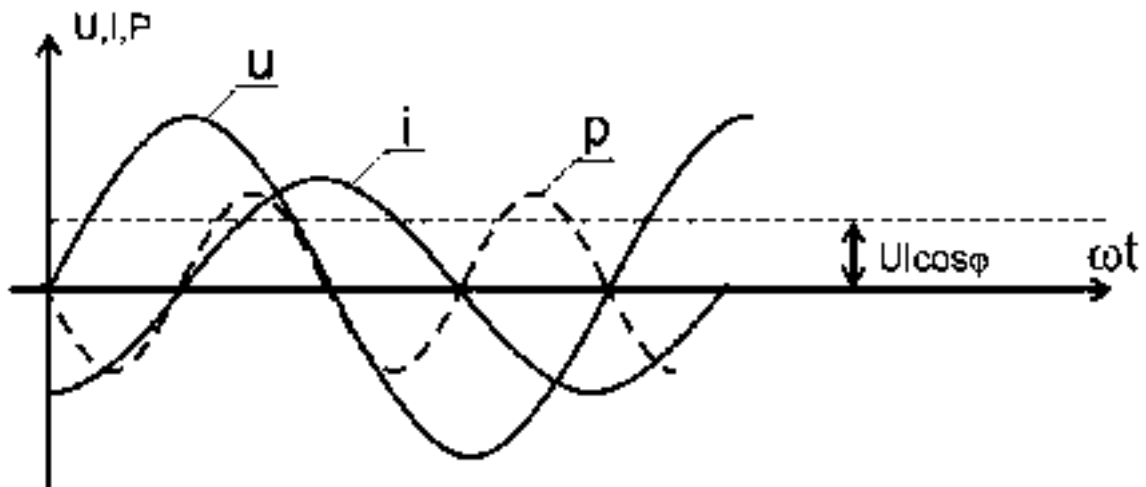


Рисунок 6.1. Криві миттєві миттєвих значень напруги, струму і потужності

Середнє значення потужності за період T повністю визначається першою складовою, що видно після інтегрування:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T [UI \cos \varphi - UI \cos(2\omega t - \varphi)] d\omega t = UI \cos \varphi + 0$$

Саме цю величину називають активною потужністю, що характеризує енергію, що виділяється за одиницю часу на виконання корисної роботи, наприклад, у вигляді тепла в електроприймачах з активним опором R :

$$P = UI \cos \varphi = I^2 R.$$

Середнє значення від другої складової миттєвої потужності дорівнює нулю, що вказує на те, що енергія є, але вона циркулює між ДЖ та ЕП і корисної роботи не виконує – це реактивна потужність.

А це можливо лише у тому випадку, коли присутні так звані реактивні елементи, наприклад індуктивність або ємність, що здатні накопичувати і віддавати електромагнітну енергію.

Таким чином, повну потужність на затискачах ЕП у комплексній формі можливо представити у вигляді:

$$\dot{S} = \dot{U} I^* = UIe^{j\varphi} = UI \cos \varphi + jUI \sin \varphi = P + jQ$$

де $\dot{U}$ – комплекс напруги; I^* – спряжений комплекс струму; $UI \sin \varphi$ – реактивна потужність.

Прийнято вважати, якщо струм, що споживається, відстає від напруги по фазі (тобто індуктивний характер навантаження), то реактивна потужність має позитивний знак (енергія споживається), а якщо випереджує (ємнісний характер навантаження), то приймається зі знаком мінус і реактивна енергія генерується в мережу.

З останнього виразу маємо записати, що:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad \frac{Q}{P} = \tan \varphi = K_{p.n.}$$

де $K_{p.n.}$ - коефіцієнт реактивної потужності $\cos \varphi = \frac{P}{S}$.

Раніше у якості показника (коефіцієнта) споживання реактивної потужності використовувався коефіцієнт потужності $\cos \varphi = \frac{P}{S}$. Але цей показник не дає чіткого уявлення про величину реактивної потужності і її динаміки, тому $\cos \varphi$ був замінений на коефіцієнт реактивної потужності $K_{p.n.} = \frac{Q}{P}$.

Нормована величина $K_{p.n.}$ досягає 1,3 – 1,5 (що й відповідає значенню $\cos \varphi = 0,92 \div 0,95$), але за значенням $K_{p.n.}$ та P значно простіше уявити величину

Q реактивної потужності. Наприклад зниження, $\cos\varphi$ з 0,95 до 0,94 викликає зміну реактивної потужності на 10%, а зміна $\cos\varphi$ з 0,99 до 0,98 вже призводить до зміни Q на 42%.

Головними споживачами реактивної потужності на промислових підприємствах є:

- асинхронні двигуни, що споживають 60 – 65% Q
- трансформатори (20 – 25%)
- вентильні перетворювачі, реактори, газорозрядні освітлювальні прилади і т. ін.

6.2. Підстави щодо компенсації реактивної потужності

Передача значної реактивної потужності по лініях електричної мережі та через трансформатори не вигідна з наступних причин:

1. Виникають додаткові втрати активної потужності в усіх елементах системи електропостачання від ДЖ до ЕП що зумовлені завантаженням їх реактивною потужністю:

$$\Delta P = 3I^2 R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \Delta P_a + \Delta P_r$$

де ΔP_a , ΔP_r – втрати активної потужності на її передачу та передачу реактивної потужності відповідно.

2. Виникають додаткові втрати напруги, що зумовлені активною потужністю (ΔU_a) та реактивною (ΔU_r).

$$\Delta U = \sqrt{3}I(R \cos\varphi + X \sin\varphi) = \frac{PR + QX}{U} = \Delta U_a + \Delta U_r$$

3. Завантаження реактивною потужністю ліній електропередачі та трансформаторів **збільшує їх навантаження**. Оскільки повна потужність це $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$, природно, що зменшується їх пропускна здатність:

а) зі збільшенням потужності S , що передається має бути відповідно збільшена $S_{ном.т}$ трансформаторів;

б) збільшення потужності $S_{лп}$ збільшує струм навантаження лінії $I = \frac{S}{\sqrt{3}U}$, що потребує збільшення перерізу провідників;

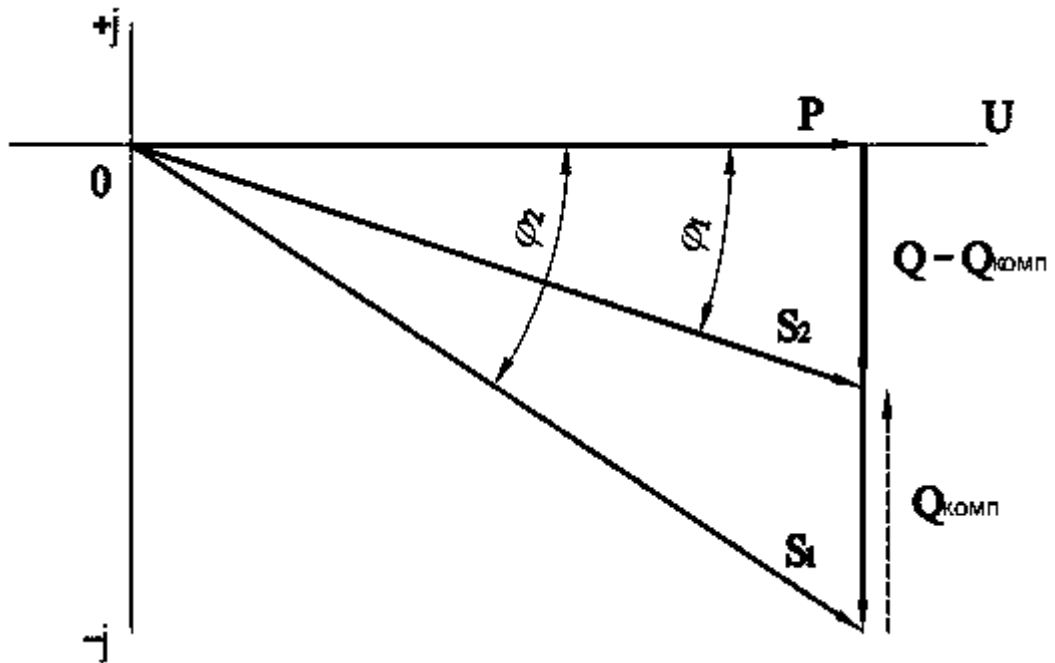


Рисунок 6.2. Векторна діаграма компенсуючого пристрою.

4. Збільшення повної потужності S , що споживається підприємством-споживачем, потребує відповідного збільшення генераторної потужності на підприємстві-виробнику електроенергії, оскільки порушення балансу $S_{ген} = S_{спож}$ недопустимо взагалі і особливо в години максимумів навантаження.

Усі наведені міркування потребують на скільки це можливо з технічної і економічної точки зору, передбачати додаткові заходи по зниженню споживання реактивної потужності. На промислових підприємствах ця проблема вирішується двома шляхами:

а) природнім – за рахунок оптимізації режимів роботи ЕП, використанням двигунів більш сучасних конструкцій, виключенням недоавантаження двигунів.

б) штучним – за рахунок застосування різного типу компенсуючих пристроїв

В цілому обидва шляхи дозволяють зменшити споживання реактивної енергії (потужності) Q до значення $Q-Q_{\text{комп}}$, відповідно підвищити коефіцієнт потужності з $\cos\varphi_1$ до $\cos\varphi_2$ та зменшити повну потужність з S_1 до S_2 , що в певній мірі забезпечує зменшення втрат потужності $\Delta P = \Delta P_a + \Delta P_p$ втрат напруги $\Delta U = \Delta U_a + \Delta U_p$ та збільшення пропускної здатності ЛЕП та трансформаторів.

Векторна діаграма компенсу чого пристрою показана на рис.6.2.

6.3. Зниження споживання реактивної потужності без застосування компенсуючих пристроїв (КП)

Найбільш поширені наступні заходи:

- упорядкування технологічного процесу що покращує енергетичний режим обладнання та підвищує $\cos\varphi$;
- перемикання обмоток АД з Δ на Y зірку якщо завантаження АД менше 40%;
- виключення роботи АД в режимі xx шляхом обмеження часу xx до 10 хв.
- забезпечення завантаження трансформаторів більш як на 30%.
- заміна АД на СД де це можливо;
- широке застосування СД;
- застосування сучасних систем приводу що забезпечують глибоке регулювання напруги (Т-П-Д та ін.);
- виключення з роботи та заміна мало завантажених двигунів двигунами меншої номінальної потужності.

Останній захід пояснюється наступним. Реактивна потужність, що споживають асинхронні двигуни, залежить від квадрату коефіцієнта завантаження двигуна та приросту реактивної потужності двигуна $\Delta Q_{\text{ном}}$

понад величину реактивної потужності в режимі холостого ходу Q_{xx} . Таким чином, при $K_3 < 1$ реактивна потужність двигуна:

$$Q_{дв} = Q_{xx} + K_3^2 \Delta Q_{ном}$$

де $\Delta Q_{ном}$ – приріст споживання реактивної потужності при повному навантаженні в порівнянні зі споживанням в режимі х.х.:

$$\Delta Q_{ном} = Q_{ном} - Q_{xx} \approx \frac{P_{ном}}{\eta} \operatorname{tg} \varphi_{ном} - \sqrt{3} U_{ном} I_{xx}$$

Коефіцієнт потужності двигуна знижується при зменшенні його навантаження, що видно з наступного виразу з урахуванням $Q_{дв}$:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{I}{\sqrt{I + \frac{(Q_{xx} + K_3^2 \Delta Q_{ном})^2}{K_3^2 P_{ном}}}}$$

Отже, для того, щоб зростав коефіцієнт потужності $\cos \varphi$ має зростати завантаження двигуна. Вважається, що у разі завантаження двигуна:

- а) до 45% – його заміна менш потужним завжди доцільна;
- б) в межах 45-70% – потребує техніко-економічного обґрунтування.
- в) більше 70% – потреби в заміні немає.

6.4. Електромашинні пристрої компенсації реактивної потужності

Для компенсації реактивної потужності що споживається асинхронними двигунами, транспортними, люмінесцентними освітлювальними приладами та іншими установками промислового підприємства, використовуються синхронні машини, конденсаторні батареї, статичні джерела реактивної потужності.

Синхронні машини – це синхронні двигуни (СД) загального призначення і спеціальні СД полегшеної конструкції – синхронні

компенсатори (СК), що працюють без навантаження на валу. Застосування СМ у якості КП базується на притаманній їм властивості працювати в режимі генерації реактивної потужності при перезбудженні в режимі споживання – при недозбудженні.

Особливими перевагами СК, як джерел реактивної потужності є: можливість плавного і до того ж автоматичного регулювання; незалежність генерації реактивної потужності від напруги (на шинах); достатня термічна і динамічна стійкість до струмів КЗ; можливість поновлення пошкоджених синхронних компенсаторів шляхом ремонту.

До недоліків СК відносять:

- а) відносно великі втрати активної потужності, що при $K_3=1$ в залежності від номінальної потужності складають 0.013-0.015 кВт/квар, що в 5-6 раз більше ніж в конденсаторах;
- б) відносно велика ціна і ускладнення експлуатації СК в порівнянні з КБ;
- в) суттєвий вплив на екологію, що пов'язаний з гучним шумом роботи СК.

Висока питома ціна СК малих і середніх потужностях і великі втрати активної потужності у них зумовлюють виробництво СК з $P_{ном}=5000-10000$ квар для використання їх лише на великих потужних підстанціях.

Синхронні двигуни при певних умовах такими мають можливість генерувати реактивну потужність. Величина її залежить від завантаження двигуна активною потужністю (тобто на його валу), від величини напруги і технічних даних:

$$Q_{сд} = k_{п.р.п.} \cdot \frac{P_{ном} \cdot tg \cdot \varphi_H}{\eta}$$

де $k_{п.р.п.}$ – коефіцієнт перенавантаження реактивною потужністю.

Додаткові втрати ΔP у СД, що зумовлені з генеруванням реактивної потужності визначаються за співвідношенням

$$\Delta P = k_1 \cdot \frac{Q_{сд}}{Q_{НОМ}} + k_2 \cdot \frac{Q_{сд}^2}{Q_{НОМ}^2}$$

де k_1 , k_2 – розрахункові коефіцієнти що приводяться в довідниках в залежності від $P_{НОМ}$ та $\eta_{сд}$.

6.5. Статичні компенсуючі пристрої (КП)

До класу статичних КП належать тиристорні перетворювачі та батареї статичних конденсаторів, що знайшли широке використання. **Конденсаторні батареї (КБ)** – складаються зі спеціальних косинусних конденсаторів певної величини реактивної потужності, що за своєю дією еквівалентна синхронному компенсатору в режимі перезбудження. Таким чином КБ працюють як генератори реактивної потужності.

Потужність конденсаторів у одному елементі складає 25-100квар.

Випускаються конденсатори з масляним (м) та синтетичним (с) просоченням паперової ізоляції, звідси умовні позначення. Включають КБ в мережу трифазного струму **паралельно з ЕП** (поперечна компенсація) за схемою трикутника, при вимиканні КБ повинно передбачатись автоматичне розрядження енергії, що в них накопичилась на активний опір (R) при $U \leq 1\text{кВ}$, або на опір первинних обмоток трансформаторів напруги. В останньому випадку використовують два однофазних вимірювальних трансформатора масляних НОМ-6 з розімкненою вторинною обмоткою. Випускаються КБ у вигляді комплектних конденсаторних установок типу УК (ККУ): з регулюванням на $U=0.4\text{кВ}$, $Q_{ку}=110-540\text{квар}$ і без регулювання. $U_{ном}=6-10\text{кВ}$, $Q_{ном}=450-500\text{квар}$

Переваги конденсаторних компенсуючих установок: невеликі втрати активної потужності 0.0025-0.005кВт/квар; простота експлуатації і монтажу, оскільки не потребує фундаментів, невелика маса в одному елементі; можливо використовувати будь-яке сухе приміщення.

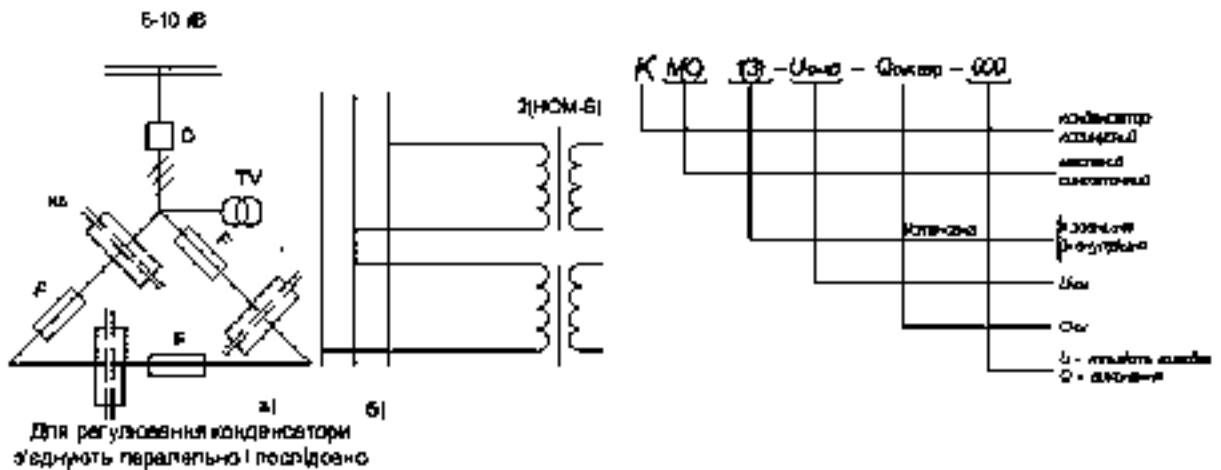


Рисунок 6.3 Схема приєднання КБ до мережі

Недоліки КБ: залежність генеруємої реактивної потужності від напруги

$$Q_{KB} = Q_{НОМ} \cdot \left(\frac{U_*}{U_{KB*}} \right)^2 ;$$

чутливість до підвищення напруги і недостатня електрична міцність (пробивна) при перенапругах і КЗ.

Промисловістю випускаються комплектні конденсаторні установки УК-0.38-(110÷900кват та УК-6/10-(450 до 1800квар).

Тема 7. «ЕЛЕКТРИЧНИЙ РОЗРАХУНОК ЗАМКНЕНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ»

План

- 7.1.Схеми заміщення і параметри елементів електричних мереж.
- 7.2.Параметри схеми заміщення двообмоткових трансформаторів. Загальні відомості. Двообмотковий трансформатор. Двообмотковий трансформатор із розщепленою обмоткою низької напруг.
- 7.3. Параметри схеми заміщення триобмоткових трансформаторів.
- 7.4.Розрахунок режиму лінії електропередачі.
- 7.5. Розрахунок режиму електричної мережі з трансформаторами.

7.6. Розрахунок режиму розімкненої мережі різних номінальних напруг.

7.1. Схеми заміщення та параметри елементів електричних мереж

7.1.1. Загальна схема заміщення ЛЕП.

7.1.2. Активний опір.

7.1.3. Реактивний опір.

7.1.4. Активна провідність.

7.1.1. Загальна схема заміщення ЛЕП

До складу електричної мережі входять різні за призначенням і конструкціями елементи (ЛЕП, трансформатори і т. д.). Але на кожній із ділянок її можна охарактеризувати однаковим набором параметрів, що відображають властивості елементів і відрізняються між собою лише кількісно.

Кожен елемент електричної мережі можна подати у вигляді схеми заміщення. Розрахункова схема електричної мережі, таким чином, утворюється в результаті об'єднання схем заміщення окремих елементів з урахуванням послідовності з'єднання їх у мережу.

Будь-яка ЛЕП має велику кількість рівномірно розподілених уздовж неї нескінченно малих активних і реактивних опорів і провідностей. Точний їх облік необхідний при розрахунку довгих ліній (ПЛЕП більше 300 км, для КЛЕП більше 50 км). У практичних розрахунках обмежуються спрощеними методами і вважають, що ЛЕП має не розподілені, а зосереджені опори і провідності.

У практичних розрахунках повітряні лінії довжиною до 300 км і кабельні лінії, як правило, подаються П-подібною схемою заміщення (рис. 7.1), що містить активну X_L і реактивний опір G_L , а також активну і реактивну (ємнісну) B_L провідності. Вони визначаються за формулами:

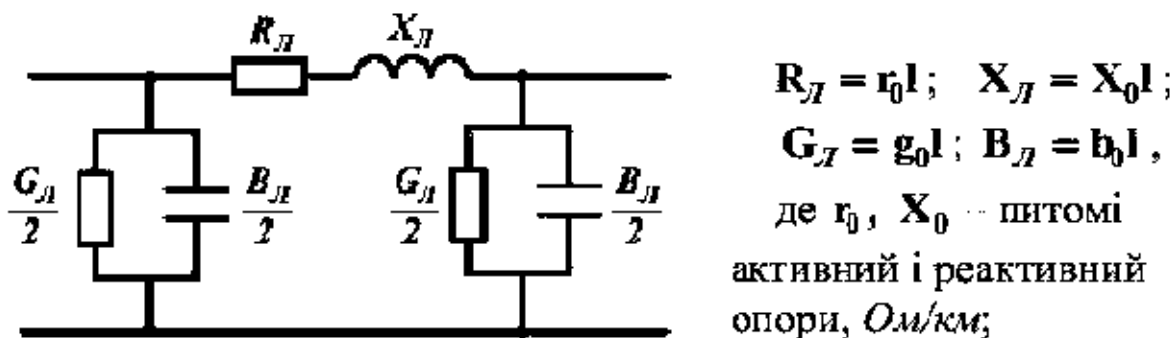


Рисунок 7.1 — Схема заміщення
ділянки лінії

g_0, b_0 — питомі активна і реактивна (ємнісна) провідності,
 $\text{См/км};$
 l — довжина лінії, $\text{км}.$

7.1.2. Активний опір

Активний опір залежить від матеріалу, перерізу і температури. Активний опір обумовлює теплові втрати проводів і кабелів. Визначається матеріалом струмопровідних провідників і площею їх перерізу.

Розрізняють опір провідника постійного струму (омічний) і змінного струму (активний). Активний опір більший омічного ($R_a > R_{om}$) через поверхневий ефект. Змінне магнітне поле всередині провідника викликає протиелектрорушійну силу, завдяки якій відбувається перерозподіл струму поза перерізом провідника. Струм із центральної його частини витісняється до поверхні. Таким чином, струм у центральній частині дроту менший, ніж біля поверхні, тобто опір проводу зростає порівняно з омічним. Поверхневий ефект різко проявляється при струмах високої частоти, а також у сталевих проводах (через високу магнітну проникність сталі).

Для ЛЕП, виконаних з кольорового металу, поверхневий ефект на промислових частотах незначний. Отже, $R_a \approx R_{om}$.

Зазвичай впливом коливання температури на R_a провідника в розрахунках нехтують. Виняток становлять теплові розрахунки провідників. Перерахунок величини опору виконують за формулою:

$$R_{\theta} = R_{20^{\circ}\text{C}} [1 + 0,004(\theta - 20)],$$

де $R_{20^{\circ}\text{C}}$ – активний опір за температури 20°C ;

θ – поточне значення температури.

Активний опір залежить від матеріалу провідника і поперечного перерізу:

$$R_{20^{\circ}\text{C}} = \rho \frac{l}{F},$$

де ρ – розрахунковий питомий опір, $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{км}$;

l – довжина провідника, км ;

F – переріз провідника, мм^2 .

Опір одного кілометра провідника називають *погонним опором*:

$$r_0 = \frac{\rho}{F},$$

де ρ – для міді 18,8; для алюмінію 31,5.

На практиці значення r_0 визначають за відповідними таблицями, де вони зазначені для $t_0 = 20^{\circ}\text{C}$.

Величини питомих індуктивних опорів повітряних ліній подані у довідниках залежно від марки проводу і середньогометричних відстаней між проводами або номінальної напруги лінії.

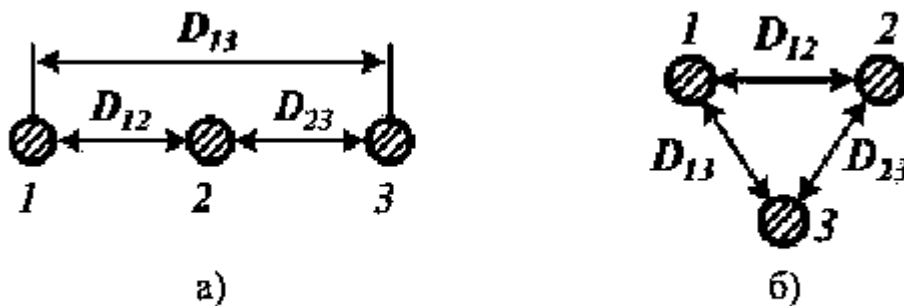


Рисунок 7.2 – Розміщення проводів на опорі:
а) в одній площині; б) у вершинах трикутника

На ЛЕП високої напруги (330 кВ і вище) застосовують розщеплення фази на кілька проводів.

На напрузі 330 кВ зазвичай використовують 2 дроти у фазі (індуктивний опір знижується приблизно на 19 %).

На напрузі 500 кВ зазвичай використовують 3–4 дроти у фазі (індуктивний опір знижується приблизно на 28 %).

На напрузі 750 кВ використовують 4–6 проводів у фазі (індуктивний опір знижується приблизно на 33 %).

На напрузі 1150 кВ використовують 8 проводів у фазі (індуктивний опір знижується приблизно на 38 %).

Величина погонного індуктивного опору за розщепленої конструкції фази розраховується як:

$$x_0 = 0,1441 \lg \frac{D_{\text{сер}}}{R_{\text{прекв}}} + \frac{0,0157}{n},$$

де n – кількість проводів у фазі;

$R_{\text{прекв}}$ – еквівалентний радіус проводу;

$$R_{\text{прекв}} = \sqrt[n]{a^{n-1} R_{\text{др}}},$$

де a – крок розщеплення (середньгеометрична відстань між проводами у фазі);

У практиці проектування величина АСР береться такою, що дорівнює 40–60 см.

7.1.3. Індуктивний опір

Змінний струм, проходячи по проводу, утворює навколо нього змінне магнітне поле, яке створить у провіднику ЕРС зворотного напрямку (ЕРС самоіндукції). Опір струму, обумовлений протидією ЕРС самоіндукції, називається реактивним індуктивним опором.

Величина реактивного індуктивного опору залежить як від значення струму у власному проводі, так і від величини струмів у сусідніх проводах. Чим далі розміщені фазові дроти лінії, тим менше вплив сусідніх проводів – потік розсіювання і індуктивний опір збільшуються.

На величину індуктивного опору впливає:

- діаметр проводу;
- магнітна проникність (μ);
- частота змінного струму.

Величина x_0 одного проводу (фази) повітряної лінії виражається такою формулою:

$$X_0 = 2\pi f \left(4,6 \lg \frac{D_{сер}}{R_{пр}} + 0,5\mu \right) \cdot 10^{-4},$$

де f – частота змінного струму;

$D_{сер}$ – середньгеометрична відстань між фазовими проводами;

R_{np} – радіус проводу;

μ – магнітна проникність матеріалу проводу.

Для повітряної лінії, з проводами з кольорових металів при промисловій частоті 50 Гц формула набирає вигляду

$$X_0 = 0,1441g \frac{D_{сер}}{R_{np}} + 0,0157.$$

Середньгеометрична відстань між фазовими проводами розраховується за формулою

$$D_{сер} = \sqrt[3]{D_{12} D_{13} D_{23}},$$

де D_{12} , D_{13} , D_{23} – відстані між проводами окремих фаз.

На рисунку 4.2 показано можливе розміщення проводів на опорі.

Величина $D_{сер}$ росте зі збільшенням номінальної напруги повітряної лінії і становить:

0,4 м – 380 В	3,5 м – 35 кВ	8 м – 220 кВ	14 м – 500 кВ
1,5 м – 6–10 кВ	5 м – 110 кВ	11 м – 330 кВ	19,5 м – 750 кВ

7.1.4. Активна провідність

Активна провідність (G) зумовлена втратами активної потужності в діелектриках. Її величина залежить від:

- 1) струму витоку по ізоляторах (мала, можна знехтувати);
- 2) втрат потужності на корону.

Активна провідність призводить до втрат активної потужності в режимі холостого ходу ПЛЕП. Втрати потужності на корону (кор.) обумовлені іонізацією повітря навколо проводів. Коли напруженість електричного поля біля проводу стає більшою за електричну міцність повітря (21,2 кВ/см), на поверхні проводу утворюються електричні розряди. Через нерівності поверхні багатодротяних проводів, забруднень і задирок розряди з'являються спочатку лише в окремих точках проводів – місцева корона. Через підвищення напруженості корона поширюється на велику поверхню проводу і в кінцевому результаті охоплює провід цілком за всією довжиною – загальна корона.

Втрати потужності на корону залежать від погодних умов.

Найбільші втрати потужності на корону відбуваються при різних атмосферних опадах. Наприклад, на повітряних ЛЕП напругою 330750 кВ_{кор} корона:

- викликає корозію дротів;
- створює перешкоди на лініях зв'язку і радіоперешкоди.

Величину втрат потужності на корону можна розрахувати за такою формулою:

$$\Delta P_{\text{кор}} = \frac{0,18}{\delta} \cdot \sqrt{\frac{R_{\text{уп}}}{D_{\text{сер}}}} \cdot (U_{\text{ф}} - U_{\text{кор ф}})^2,$$

де δ – коефіцієнт, що враховує барометричний тиск;

$U_{\text{ф}}$, $U_{\text{кор ф}}$ – відповідно фазові робоча напруга ЛЕП і напруга, за якої виникає корона.

Початкова напруженість (у гарну погоду), за якої виникає загальна корона розраховується за формулою Піка кВ/см :

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \delta \cdot \left(1 + \frac{0,3}{\sqrt{R_{\text{пр}} \cdot \delta}}\right),$$

де m – коефіцієнт негладкості проводу;

$R_{\text{пр}}$ – радіус проводу, см ;

δ – коефіцієнт, що враховує барометричний тиск.

Для гладких циліндричних проводів значення $m = 1$, для багатодровових проводів – $m = 0,820,92$.

Величина δ розраховується за такою формулою:

$$\delta = \frac{0,386 \cdot P}{273 + \theta},$$

де P – тиск, мм ртутного стовпа;

θ – температура повітря, $^{\circ}\text{C}$.

За нормального атмосферного тиску (760 мм рт. ст.) і температури 20°C $\delta = 1$. Для районів з помірним кліматом середньорічне значення дорівнює 1,05.

Робоча напруженість за нормальних умов роботи ЛЕП визначається за формулами:

для нерозщепленої фази, кВ/см ,

$$E = \frac{0,355 U_{\text{екс}}}{R_{\text{пр}} \lg \frac{D_{\text{сер}}}{R_{\text{пр}}}},$$

для розщепленої фази, кВ/см

$$E_r = \frac{0,355 U_{\text{екс}}}{n R_{\text{пр}} \lg \frac{D_{\text{сер}}}{R_{\text{пр.екв}}}},$$

де $U_{\text{екс}}$ – середня експлуатаційна (лінійна) напруга.

Якщо величина експлуатаційної напруги невідома, то вважають, що $U_{\text{екс}} = U_{\text{ном}}$.

Величина робочої напруженості на фазах різна. У розрахунках береться величина найбільшої напруженості:

$$E_{\text{мах}} = k_{\text{розм}} k_{\text{розщ}} E,$$

де $k_{\text{розм}}$ – коефіцієнт, що враховує розміщення проводів на опорі;

$k_{\text{розщ}}$ – коефіцієнт, що враховує конструкцію фази.

Для проводів, розміщених у вершинах рівностороннього трикутника або близького до нього, $k_{\text{розм}} = 1$. Для проводів, розміщених горизонтально або вертикально, $k_{\text{розм}} = 1,05 - 1,07$.

Для нерозщепленої фази $k_{\text{розщ}} = 1$. За розщепленої конструкції фази коефіцієнт $k_{\text{розщ}}$ розраховується за формулами.

Щоб підвищити $U_{\text{кор}}$, потрібно знизити $E_{\text{мах}}$. Для цього необхідно збільшити або радіус проводу $R_{\text{пр}}$ або $D_{\text{сер}}$. У першому випадку ефективно розщеплювати дроти у фазі.

Збільшення $D_{\text{сер}}$ призводить до значної зміни габаритів ЛЕП.

Захід малоефективний, так як $D_{\text{сер}}$ знаходиться під знаком логарифма.

- при $n = 2$

$$k_{\text{розст}} = 1 + \frac{2 \cdot R_{\text{пр}}}{a};$$

- при $n = 3$

$$k_{\text{розст}} = 1 + \frac{3,5 \cdot R_{\text{пр}}}{a}.$$

Напруга, за якої виникає корона, розраховується за формулою

$$U_{\text{кор}} = \frac{U_{\text{екс}} \cdot E_0}{E_{\text{мах}}}.$$

Якщо $E_{\text{мах}} > E_0$, то робота ЛЕП є неекономічною через втрати потужності на корону. Згідно з ПУЕ корона на проводах відсутня, якщо виконується умова

$$E_{\text{мах}} = 0,9E_0 (m = 0,82).$$

При проектуванні вибір перерізів проводів виконують таким чином, щоб корони в гарну погоду не було. Оскільки збільшення радіуса дроту є основним засобом зниження $R_{\text{кор}}$, то встановлені мінімально допустимі перерізи за умовами корони за напруги:

- 110 кВ – 70 мм²;
- 150 кВ – 120 мм² ;
- 220 кВ – 240 мм².

Величина погонної активної провідності, См/км, розраховується за формулою:

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\text{кор}}}{U_{\text{ном}}^2}.$$

Під час розрахунку сталих режимів мереж напругою до 220 кВ активна провідність не враховується – збільшення радіуса дроту знижує втрати потужності на корону практично до нуля.

При $U_{\text{ном}}=330$ кВ збільшення радіуса дроту призводить до значного подорожчання ЛЕП. Тому в таких мережах розщеплюють фазу і враховують в розрахунках активну провідність.

У кабельних ЛЕП розрахунок активної провідності виконують за тими самими формулами, що і для повітряної ЛЕП. Природа втрат активної потужності інша.

У кабельних лініях Р викликаються явищами, що відбуваються в кабелі за рахунок струму абсорбції. Для КЛЕП діелектричні втрати зазначаються заводом-виробником. Діелектричні втрати в КЛЕП враховуються при $U \leq 35$ кВ.

7.1.5. Реактивна (ємнісна провідність)

Реактивна провідність обумовлена наявністю ємності між фазами і між фазами і землею, так як будь-яку пару проводів можна розглядати як конденсатор.

Наявність ємнісної провідності дозволяє розглядати лінію як споживача реактивної ємнісної потужності. Ця потужність, яку частіше називають зарядною, визначається напругою лінії і її провідністю:

$$Q_C = U^2 B_{\Sigma} = U^2 b_0 \cdot l$$

Для ПЛЕП величина погонної реактивної провідності розраховується за формулами:

— для нерозщеплених проводів, См/км ,

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\text{сер}}}{R_{\text{пр}}}};$$

— для розщеплених проводів

$$b_{0p} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{сер}}{R_{прже}}}.$$

Розщеплення збільшує b_0 на 21–33 %.

Для КЛЕП величина погонної провідності частіше розраховується за формулою

$$b_0 = \omega \cdot C_0.$$

Величину ємності C_0 наводять у довідковій літературі для різних марок кабелю.

Реактивну провідність ділянки мережі розраховують за формулою:

$$B_{\Sigma} = b_0 \cdot l.$$

У повітряних ЛЕП значення b_0 значно менше, ніж у кабельних ЛЕП, так як $D_{серЛЕП} \gg D_{серКЛЕП}$.

Під дією напруги в провідності проходить ємнісний струм (струм зміщення або зарядний струм):

$$I_c = B \cdot U_{\phi}.$$

Величина цього струму визначає втрати реактивної потужності в реактивній провідності або зарядну потужність ЛЕП:

$$\Delta Q_c = Q_{зар} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_c = B \cdot U^2.$$

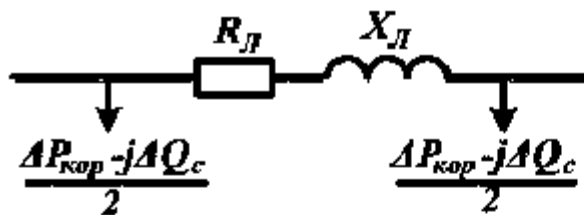
У районних мережах зарядні струми порівняні з робочими струмами. При $U_{ном} = 110$ кВ, величина Q становить близько 10 % від переданої активної потужності, при $U_{ном} = 220$ кВ – $Q \approx 30$ % P . Тому її потрібно враховувати у розрахунках. У мережі номінальною напругою до 35 кВ величиною Q можна знехтувати.

7.1.6. Схеми заміщення ВЛЕП і КЛЕП для різних напруг

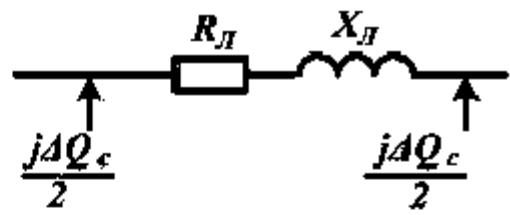
Отже, ЛЕП характеризується активним опором R_L , реактивним опором лінії X_L , активною провідністю G_L , реактивною провідністю B_L .

Залежно від класу напруги тими чи іншими параметрами повної схеми заміщення можна знехтувати (рис. 7.3):

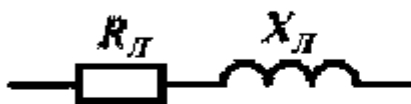
- 1) ПЛЕП напругою до 220 кВ ($R_{кор} 0$);
- 2) ПЛЕП напругою до 35 кВ ($R_{кор} 0$, $Q_c 0$);
- 3) КЛЕП напругою 35 кВ (реактивний опір 0);
- 4) КЛЕП напругою 20 кВ (реактивний опір 0, діелектричні втрати 0);
- 5) КЛЕП напругою до 10 кВ (реактивний опір 0, діелектричні втрати 0, $Q_c 0$).



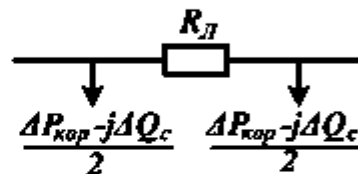
а) ПЛЕП за $U_{ном} \geq 330$ кВ



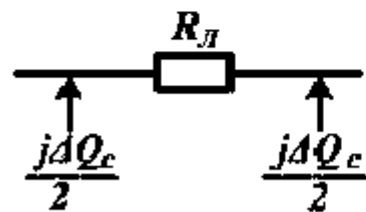
б) ПЛЕП за $U_{ном} 220$ кВ



в) ПЛЕП за $U_{ном} \leq 110$ кВ



г) КЛЕП за $U_{ном} 35$ кВ



д) КЛЕП за $U_{ном} 20$ кВ



е) КЛЕП за $U_{ном} 6-10$ кВ

Рисунок 7.3 – Спрощені схеми заміщення ЛЕП

7.2 Двообмоткові трансформатори. Загальні відомості.

На електростанціях і підстанціях встановлюють трифазові й однофазові, двообмоткові й триобмоткові силові трансформатори й автотрансформатори, силові однофазові та трифазові трансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги.

В аббревіатурі трансформатора послідовно (зліва направо) наводять таку інформацію:

1) вид пристрою (А – автотрансформатор, без позначення – трансформатор);

2) кількість фаз (О – однофазовий, Т – трифазовий);

3) наявність розщепленої обмотки нижчої напруги – Р;

4) система охолодження:

– С – природна повітряна;

– М – природна циркуляція масла;

– Д – примусова циркуляція повітря і природна циркуляція масла;

– МЦ – природна циркуляція повітря й примусова циркуляція масла;

– ДЦ – примусова циркуляція повітря й масла;

– МВ – масляно-водяний з примусовою циркуляцією масла;

– Ц – масляно-водяний з природною циркуляцією масла;

5) кількість обмоток (без позначення – двообмоткові, Т – триобмоткові);

6) Н – наявність пристрою регулювання напруги під навантаженням (РПН);

7) виконання:

– З – захисне;

– Г – грозоупорне;

– У – удосконалене;

– Л – з литою ізоляцією;

8) специфічна область застосування:

– С – для систем власних потреб електростанцій;

– Ж – для електрифікації залізниць);

9) номінальна потужність у $\text{kV} \cdot \text{A}$;

10) клас напруги обмоток (напруги мережі, до якої під'єднується трансформатор) у kV .

Відповідно до прийнятої системою позначень аббревіатура трансформатора ТДН–10000/110/10 розшифровується:

– трансформатор трифазовий;

– двообмотковий з примусовою циркуляцією повітря і природною циркуляцією масла;

– системою регулювання напруги під навантаженням;

– номінальна потужність – $10\,000\text{ kV} \cdot \text{A}$;

– клас напруги обмотки вищої напруги – 110 kV ;

– клас напруги обмотки нижчої напруги – 10 kV .

ТДРН–25000/110/10 розшифровується: трансформатор трифазовий, двообмотковий з розщепленою обмоткою нижчої напруги з примусовою циркуляцією повітря, природною циркуляцією масла й системою регулювання напруги під навантаженням. Номінальна потужність – $25\,000\text{ kV} \cdot \text{A}$, клас напруги обмотки вищої напруги – 110 kV , нижчої напруги – 10 kV .

Двообмоткові трансформатори (рис. 7.4, а) з достатнім ступенем точності представляють Г-подібними схемами заміщення (рис. 7.1, б), де провідність для понижувальних трансформаторів підключається з боку обмотки ВН.

Подовжня частина схеми заміщення трансформатора містить R_T і X_T - активний і індуктивний опори трансформатора. Ці опори дорівнюють сумі відповідно активних і реактивних опорів обмотки вищої напруги (R_B , X_B) і приведених до неї опорів обмотки нижчої напруги (R'_H , X'_H):

$$R_T = R_B + R'_H;$$

$$X_T = X_B + X'_H;$$

$$\underline{Z}_T = R_T + jX_T; \quad (7.1)$$

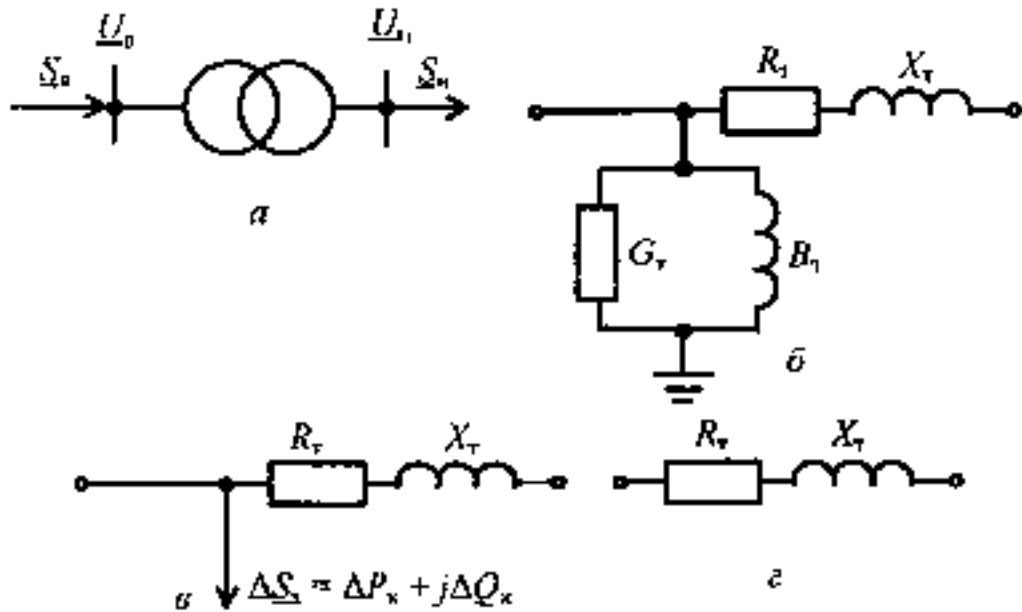


Рисунок 7.4 – Позначення і схеми заміщення двообмоткових трансформаторів

Примітка. У вказаній схемі заміщення відсутній ідеальний трансформатор, який слід враховувати при розрахунках мереж, пов'язаних трансформаторами, параметри яких не приведені до однієї базисної напруги.

Поперечна гілка схеми заміщення (гілка намагнічування) складається і акційної і реактивної провідності G_T і B_T :

$$\underline{Y}_T = G_T - jB_T \quad (7.2)$$

Активна провідність G_T обумовлена втратами активної потужності в сталі трансформатора від струму намагнічування I_μ (на перемагнічування і вихрові струми).

Реактивна провідність B_T , визначається магнітним потоком взаємоіндукції в обмотках трансформатора.

Двообмоткові трансформатори при напрузі вищої сторони до 110 (150) кВ подаються спрощеною схемою заміщення (рис. 7.4, в). У цій схемі гілка намагнічування враховується у вигляді додаткового навантаження у вигляді втрат потужності в сталі трансформатора (втрати холостого ходу)

$$\Delta \underline{S}_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x \quad (7.3)$$

Для двообмоткових трансформаторів при напрузі вищої сторони до 10 кВ впливом провідності нехтують і використовують просту схему заміщення, що складається тільки з послідовно сполучених активного і індуктивного опорів (рис. 7.4, г).

Опори і провідність двообмоткових трансформаторів визначають за їх паспортними (каталожним) даними:

$S_{н.т.}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

$U_{н.в.}$ $U_{н.н.}$ – номінальна напруга обмоток вищої і нижчої напруги, кВ;

ΔP_k – втрати короткого замикання (втрати в міді), кВт;

ΔP_x – втрати холостого ходу (втрати в сталі), кВт;

u_k – напруга короткого замикання, %;

I_x – струм холостого ходу, %.

Активний опір трансформатора визначається за формулою, Ом:

$$R_T = \Delta P_k \cdot U_{н.в.}^2 / S_{н.т.}^2 \quad (7.4)$$

Індуктивний опір трансформатора визначається за формулою, Ом:

$$X_T = u_k'' \cdot U_{н.в.}^2 / (100 \cdot S_{н.т.}) \quad (7.5)$$

де u_k'' – падіння напруги в індуктивному опорі від струму, що протікає в режимі короткого замикання, %.

З трикутника короткого замикання випливає:

$$u_K'' = \sqrt{(u_K^2 - u_K'^2)} \quad (7.6)$$

де u_K' – падіння напруги в активному опорі від струму, що протікає в режимі короткого замикання, %.

$$u_K' = 100 \cdot \sqrt{3} \cdot R_T \cdot I_{\text{НОМ}} / U_{\text{Н.В}} = 100 \cdot \Delta P_K / S_{\text{Н.Т}} \quad (7.7)$$

У потужних трансформаторах при $u_K' \ll u_K''$ можна прийняти:

$$u_K'' \approx u_K' \quad (7.8)$$

Тоді індуктивний опір трансформатора буде дорівнювати:

$$X_T = u_K \cdot U_{\text{Н.В}}^2 / (100 \cdot S_{\text{Н.Т}}) \quad (7.9)$$

Провідності трансформатора визначаються за формулами, См:

$$\begin{aligned} G_T &= \Delta P_X / U_{\text{Н.В}}^2 \\ B_T &= \Delta Q / U_{\text{Н.В}}^2 \end{aligned} \quad (7.10)$$

Якщо на ПС працюють паралельно n_T однакових трансформаторів, то їх еквівалентні опори в n , разів менше і дорівнюють R_T / n_T , X_T / n_T , а провідності в n разів більше і дорівнюють $n_T \cdot G_T$, $n_T \cdot B_T$ аналогічно втрати потужності в сталі трансформаторів будуть $n_T \cdot \Delta P_X$, $n_T \cdot \Delta Q_X$.

7.3. Трансформатори з розщепленими обмотками

Трансформатори з розщепленими обмотками (рис. 7.5, а) мають схему заміщення у вигляді трипроменевої зірки (рис. 7.5, б, в), де R_{H1} , R_{H2} , X_{H1} , X_{H2} активні та індуктивні опори розщеплених обмоток нижчої напруги, приведені до напруги обмотки вищої напруги.

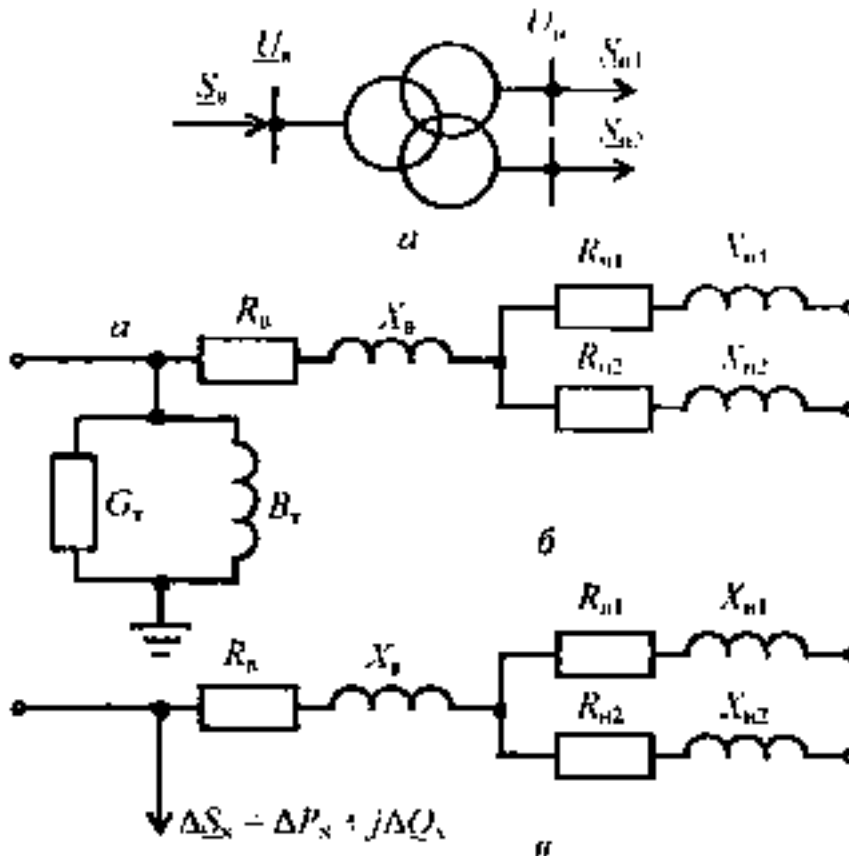


Рисунок 7.5 – Позначення і схеми заміщення трансформаторів з розщепленими обмотками

При паралельному з'єднанні обмоток нижчої напруги трансформатор з розщепленими обмотками працюватиме як звичайний двообмотковий. При цьому опори трансформатора між виводами обмотки вищої напруги і загальним виводом обмоток нижчої напруги 1 і 2 будуть дорівнювати опорам R_T і X_T :

$$R_T = R_B + R_{H1} \cdot R_{H2} / (R_{H1} + R_{H2});$$

$$X_T = X_B + X_{H1} \cdot X_{H2} / (X_{H1} + X_{H2}); \quad (7.11)$$

Потужність кожної обмотки нижчої напруги дорівнює половині потужності обмотки вищої напруги, тобто половині номінальної потужності трансформатора. Відповідно опори будуть:

$$R_{H1} = R_{H2} = 2 \cdot R_B \quad (7.12)$$

З урахуванням виразу (7.11):

$$R_B = 0.5 \cdot R_T \quad (7.13)$$

Індуктивний опір обмотки вищої напруги $X_B = 0$, тобто можна вважати X_T цілком зосередженим в обмотках нижчої напруги, що включені паралельно. Враховуючи, що $X_{H1} = X_{H2}$, з співвідношення (7.11):

$$X_{H1} = X_H = 2 \cdot X_T \quad (7.14)$$

Основний сенс застосування трансформаторів з розщепленими обмотками полягає в здатності можливості набуття підвищених значень індуктивних опорів на стороні НН. За рахунок цього потужність короткого замикання на шинах НН знижується майже удвічі, що дозволяє у багатьох випадках обійтися без струмообмежувальних реакторів.

Провідність трансформаторів з розщепленими обмотками визначається також за формулами (7.10).

7.4. Триобмоткові трансформатори

Схема заміщення триобмоткового трансформатора (рис. 7.6, а) має вигляд трипроменевої зірки (рис. 7.6, б), де R_c , X_c , R_n , X_n - відповідно активні та індуктивні опори обмоток середньої і нижчої напруги, приведені до сторони вищої напруги, а G_t і B_t - активна і реактивна провідності.

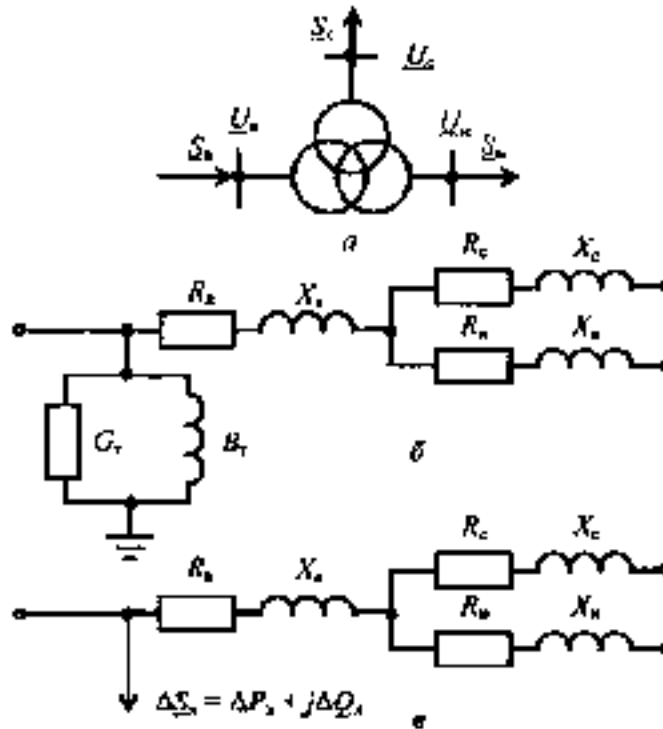


Рисунок 7.6 – Позначення і схеми заміщення три обмоткових трансформаторів

Схема заміщення триобмоткового трансформатора при напрузі вищої сторони до 110 (150) кВ наведена на рис. 7.6, в. Як і для двообмоткового трансформатора, в наведених схемах заміщення відсутній ідеальний трансформатор, але опори обмоток середньої і нижчої напруги приведені до напруги вищої сторони.

Опори і провідність триобмоткових трансформаторів визначають за їх паспортними (каталожним) даними:

$S_{н.т.}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

$U_{н.в.}$, $U_{н.с.}$, $U_{н.н.}$ – номінальна напруга обмоток вищої, середньої і нижчої напруги, кВ;

ΔP_k – втрати короткого замикання (втрати в міді), для обмоток вищої і середньої напруги, тобто $\Delta P_k = \Delta P_{k.в.с.}$, кВт;

ΔP_x – втрати холостого ходу (втрати в сталі), кВт;

$U_{к.в.с}, U_{к.в.н}, U_{к.с.н}$ – напруга короткого замикання, %;

I_x – струм холостого ходу, %.

Для схеми заміщення триобмоткового трансформатора, на відміну від двообмоткового, потрібно визначати опори кожної обмотки окремо. Активні і реактивні опори обмоток триобмоткових трансформаторів знаходять за даними досліджень короткого замикання, кожен з яких проводять при замиканні однієї з обмоток і відсутності навантаження на іншій.

Усі сучасні триобмоткові трансформатори випускаються із співвідношенням потужностей обмоток 100/100/100 %, тобто $S_v = S_c = S_n = S_{н.т.}$, тому активні опори схеми заміщення, приведені до напруги обмотки вищої напруги, приблизно однакові:

$$R_v \approx R_c \approx R_n \quad (7.15)$$

Тоді для розрахунків активних опорів променів схеми заміщення достатньо знати втрати короткого замикання тільки для однієї пари обмоток, причому в паспортних даних даються максимальні втрати $\Delta P_{к.в-с}$.

Активні опори променів схеми заміщення триобмоткових трансформаторів дорівнюють, Ом:

$$R_v = R_c = R_n = \Delta P_{к.в-с} \cdot U_{н.в}^2 / (2 \cdot S_{н.т}^2) \quad (7.16)$$

Примітка. При потужностях обмоток, відмінних від співвідношення 100/100/100 %, активні опори променів схеми заміщення зворотно пропорційні потужностям відповідних обмоток. Так, опір обмотки потужністю 66,7% номінальною буде в 1,5 рази більше опору обмотки потужністю 100 %,тобто:

$$R_{66.7} = R_{100} / (S_{66.7} / S_{100}) = R_{100} / (66.7 / 100) = 1.5 \cdot R_{100} \quad (7.17)$$

Для триобмоткових трансформаторів напруги КЗ в каталожних даних наводяться для кожної пари обмоток у відсотках від номінального.

Згідно з еквівалентною схемою заміщення променів триобмоткового трансформатора при одній з обмоток, що залишається не включеною, можна записати:

$$\begin{aligned} u_{K.B-C} &= u_{K.B} + u_{K.C}; \\ u_{K.B-H} &= u_{K.B} + u_{K.H}; \\ u_{K.C-H} &= u_{K.C} + u_{K.H} \end{aligned} \quad (7.18)$$

Розв'язавши спільно рівняння (7.18), можна знайти напругу КЗ для кожного променя:

$$\begin{aligned} u_{K.B} &= 0.5 \cdot (u_{K.B-C} + u_{K.B-H} - u_{K.C-H}); \\ u_{K.C} &= 0.5 \cdot (u_{K.B-C} + u_{K.C-H} - u_{K.B-H}); \\ u_{K.H} &= 0.5 \cdot (u_{K.B-H} + u_{K.C-H} - u_{K.B-C}); \end{aligned} \quad (7.19)$$

За знайденими значеннями $u_{K.B}$, $u_{K.C}$ і $u_{K.H}$ визначаються індуктивні опори обмоток трансформатора:

$$\begin{aligned} X_B &= u_{K.B} \cdot U_{H.B}^2 / (100 \cdot S_{H.T}); \\ X_C &= u_{K.C} \cdot U_{H.B}^2 / (100 \cdot S_{H.T}); \\ X_H &= u_{K.H} \cdot U_{H.B}^2 / (100 \cdot S_{H.T}); \end{aligned} \quad (7.20)$$

Оскільки триобмоткові трансформатори мають значну номінальну потужність $u'_K \ll u''_K$, можна прийняти $u'' \approx u_K$.

Індуктивний опір одного з променів схеми заміщення триобмоткового трансформатора (зазвичай X_c), відповідної обмотки, що розташована між двома іншими обмотками, через взаємний вплив цих обмоток є близьким до нуля, і в практичних розрахунках ним нехтують.

Провідність триобмоткових трансформаторів визначається за формулами (7.10).

Контрольні запитання

1. Для яких цілей використовують схеми заміщення? Назвіть переваги і недоліки цих схем.
2. Яка фізична сутність активного опору ЛЕП?
3. Як і в якому разі необхідно враховувати температуру дроту?
4. Який фізичний зміст індуктивного опору повітряних і кабельних ліній?
5. Чому для ліній одного виконання і класу напруги індуктивні опори практично однакові, незначно залежать від перерізу проводів і жил фаз?
6. Які значення опорів характерні для ЛЕП різних напруг?
7. Як визначити питомі (на 1 км) активний та індуктивний опори ПЛ, не використовуючи довідників?
8. Чим обумовлена ємнісна провідність ЛЕП?
9. Як залежить ємнісна провідність від перерізу проводів і конструкції фаз ПЛ?

Тема 8. «РОЗРАХУНОК ЗАМКНЕНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖІ».

План

- 8.1. Часні випадки розрахунку усталеного режиму простих замкнених мереж.**
- 8.2. Розрахунок усталеного режиму мережі з двостороннім живленням при однакових значеннях напруг джерел живлення.**
- 8.3. Розрахунок усталеного режиму мережі з двострунним живленням при неоднакових значеннях напруг живлення.**

8.1. Розрахунок ustalених режимів роботи замкнених електричних мереж.

Високовольтні електричні мережі мають переважно складнозамкнену конфігурацію. Вони містять велику кількість джерел з різними рівнями напруги. При цьому замкнені мережі мають такі *переваги* перед розімкненими:

1. Вищий рівень надійності електропостачання споживачів.
2. Більш економічна робота мережі під час передавання електричної енергії.
3. Менші втрати потужності та енергії. Найбільшою мірою ця перевага виявляється у замкнених однорідних ЕМ.
4. Більша гнучкість під час експлуатації, оскільки замкнені мережі легко сприймають збурення і коливання навантажень споживачів.
5. Широкі можливості для проведення профілактичних, ремонтних і техніко-організаційних заходів у мережі без вимикання споживачів.

До *недоліків* замкнених мереж можна віднести:

1. Значні капітальні вкладення і великі наступні експлуатаційні витрати на спорудження та експлуатацію резервних зв'язків, що формують замкнену мережу.
2. Перевантаження перетинів за умовами можливих післяаварійних режимів роботи мережі.
3. Ускладнення умов роботи релейного захисту.
4. Ускладнення розрахунків ustalених режимів роботи замкнених мереж і розрахунків щодо вибору оптимальних режимів роботи системи.

Розрізняють такі види замкнених мереж.

1. Прості замкнені (наприклад кільцеві (рис. 8.1), лінії із двостороннім живленням (рис. 8.2)).
2. Складнозамкнені (характеризуються наявністю великої кількості вузлів і віток (рис. 8.3)).

Під вузлом розуміють точку мережі, в якій сходиться не менше ніж три лінії, що належать щонайменше двом незалежним контурам, а під віткою - лінію, що об'єднує два вузли між собою або вузлом мережі із БП схеми.

Виходячи з цих визначень, схема, зображена на рис. 8.3, містить два вузли (без урахування БП) і п'ять віток.

У сучасних міських ЕМ використано петльові схеми, що містять перемички (рис. 8.4). Останні вмикають у роботу за наявності аварійної ситуації в мережі, що загрожує відключенням частини споживачів. Тому петльові схеми з нормально розімкненими перемичками можна розглядати як окремий випадок замкнених мереж.

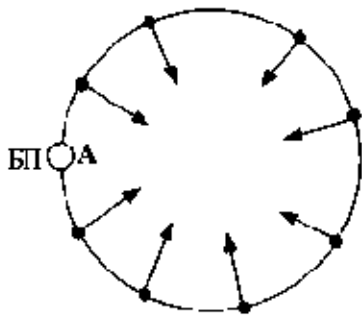


Рисунок 8.1.- Кільцева мережа.

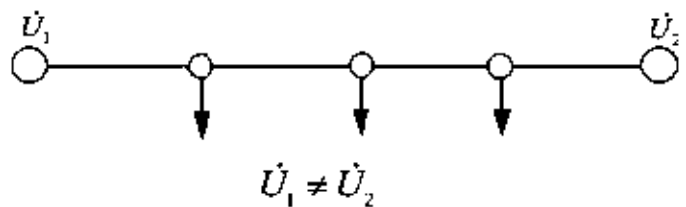


Рисунок 8.2. – Мережа із двостороннім живленням.

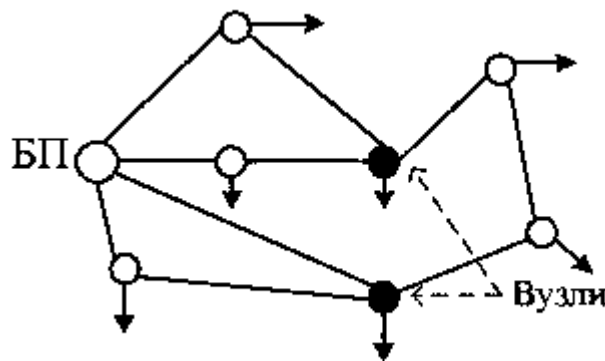


Рисунок 8.3. – Складнозамкнена багатоконтурна мережа.

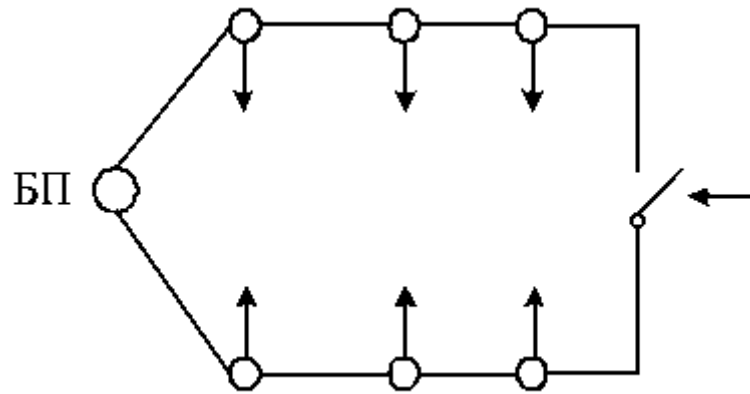


Рисунок 8.4. – Петльова мережа.

8.2. Розрахунок усталених режимів роботи замкнених кільцевих мереж.

Лінія з двостороннім живленням є найпростішим видом замкненої ЕМ.

Електрична енергія передається споживачам із двох сторін по радіальній лінії від двох ДЖ, як показано на рис. 8.2, або від одного ДЖ за кільцевою схемою, поданою на рис. 8.1.

Розглянемо розрахункову схему (рис. 8.5) кільцевої мережі (рис. 8.1), яка розімкнена в центрі живлення БП (точка А, рис. 8.5). Заданими параметрами будемо вважати напругу $\dot{U}_A$ та розрахункові навантаження $\dot{S}_1$ і $\dot{S}_2$, причому

$$U_A = U'_A$$

На першому етапі розрахунку визначимо розподіл потужностей у мережі.

У першому наближенні напруги в усіх пунктах мережі беремо рівними номінальному значенню (рис. 2.33, а):

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 = \dot{U}_A = \dot{U}'_A = \dot{U}_{ном}$$

Струми, що протікають на окремих ділянках схеми, виразимо формулою:

$$\dot{I}_k = \frac{\dot{S}_k}{\sqrt{3}\hat{U}_{НОМ}},$$

де $\dot{S}_k$ - повна комплексна потужність k-ї ділянки.

Задавшись напрямком потужностей відповідно до рис. 2.33, запишемо рівняння за другим законом Кірхгофа для замкненого контуру А-А':

$$\frac{\dot{S}_A}{\sqrt{3}\hat{U}_{НОМ}}\underline{Z}_1 + \frac{\dot{S}_{12}}{\sqrt{3}\hat{U}_{НОМ}}\underline{Z}_2 - \frac{\dot{S}'_A}{\sqrt{3}\hat{U}_{НОМ}}\underline{Z}_3 = 0.$$

Після скорочення членів рівняння на $\sqrt{3}\hat{U}_{НОМ}$ отримаємо

$$\dot{S}_A\underline{Z}_1 + \dot{S}_{12}\underline{Z}_2 - \dot{S}'_A\underline{Z}_3 = 0.$$

Виразимо потужності $\dot{S}_{12}$, $\dot{S}_A$ через потужність $\dot{S}_A$ і задані розрахункові навантаження $\dot{S}_1$ та $\dot{S}_2$:

$$\dot{S}_A(\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3) - \dot{S}_1(\underline{Z}_2 + \underline{Z}_3) - \dot{S}_2\underline{Z}_3 = 0,$$

Підставивши вирази потужностей у рівняння, після перетворення отримаємо

$$\dot{S}_A(\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3) - \dot{S}_1(\underline{Z}_2 + \underline{Z}_3) - \dot{S}_2\underline{Z}_3 = 0,$$

звідки

$$\dot{S}_A = \frac{\dot{S}_1(\underline{Z}_2 + \underline{Z}_3) + \dot{S}_2\underline{Z}_3}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3}.$$

Аналогічно можна отримати

$$\dot{S}'_A = \frac{\dot{S}_1 \underline{Z}_1 + \dot{S}_2 (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2)}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3}.$$

У загальному випадку для n навантажень мережі потужності на головних ділянках кільцевої схеми визначають за «правилом моментів»:

$$\dot{S}_A = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i \underline{Z}_{iA'}}{\underline{Z}_{AA'}},$$

$$\dot{S}'_A = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i \underline{Z}_{iA}}{\underline{Z}_{AA'}},$$

де $\dot{S}_i$ - розрахункове навантаження i -го вузла; $\underline{Z}_{iA}$, $\underline{Z}_{iA'}$ - комплексні опори ліній на ділянках від i -го вузла до відповідних центрів живлення; $\underline{Z}_{AA'}$ - сумарний комплексний опір лінії.

Потужності на інших ділянках розраховують за балансом потужностей.

Оскільки втрати потужності в лініях не враховано, то визначений потокорозподіл буде наближеним, при цьому для мережі в цілому має виконуватися баланс потужностей:

$$\dot{S}_A + \dot{S}'_A = \dot{S}_1 + \dot{S}_2.$$

Припустимо, що розраховані значення потужностей відповідають заданим на схемі рис. 8.5, а напрямкам. Точка 2, потужність навантаження в якій покривається із двох сторін, називають точкою потокорозділу потужностей. На рис. 8.5, а цю точку позначено темним трикутником. Може виявитись, що точки поділу активних і реактивних потужностей не збігаються.

Наприклад, на рис. 8.5, б точка 2 є точкою поділу активних, а точка 1 - реактивних потужностей.

На другому етапі розрахунку мережу умовно розмикають у точці поділу потужностей так, як це показано на рис. 8.5, в, і переходять до розрахунку режиму її окремих частин, який виконують так само, як для розімкнених мереж за даними на початку. При цьому для районних мереж поточкорозподіл, визначений на першому етапі розрахунку, уточнюють із врахуванням втрат потужності в лініях, після чого розраховують напруги у вузлових точках мережі, а для місцевих мереж розрахунок напруги виконують наближено без врахування втрат потужності в лініях.

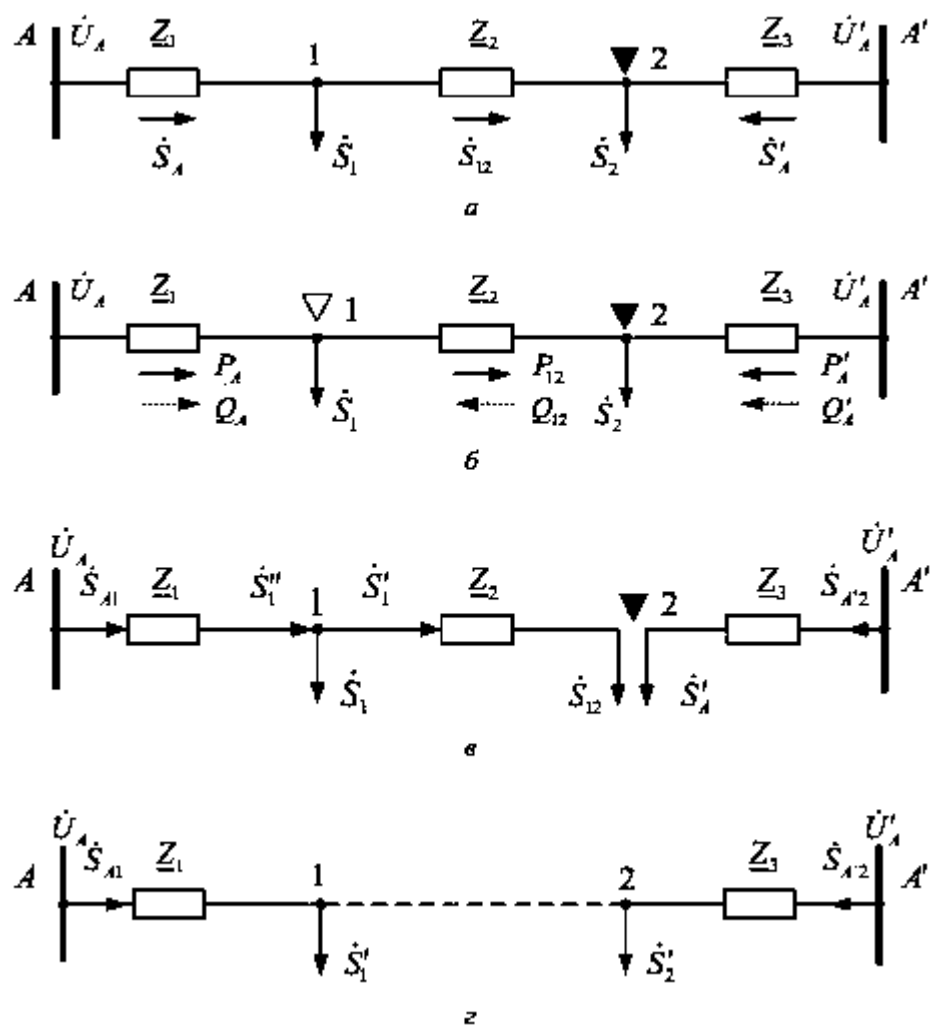


Рисунок. 8.5. – Розрахункові схеми кільцевої ЕМ: а - наближений розподіл потужностей;

б - випадок незбіжності точок поділу активних і реактивних потужностей;

в - схема для розрахунку поточкорозподілу із врахуванням втрат потужності;

г - розрахункова схема у випадку незбіжності точок поділу потужностей

У разі незбіжності точок поділу потужностей (рис. 8.5, г) розрахункові потужності S_1' та S_2' визначають із врахуванням втрат потужності на ділянці 1-2:

$$\dot{S}_1' = P_A + jQ_A + \Delta P_{12}, \quad \dot{S}_2' = P_A' + jQ_A' + j\Delta Q_{12},$$

де

$$\Delta P_{12} = \frac{P_{12}^2 + Q_{12}^2}{U_{ном}^2} r_2; \quad \Delta Q_{12} = \frac{P_{12}^2 + Q_{12}^2}{U_{ном}^2} x_2.$$

Далі розрахунок виконують аналогічно, як для мережі з однією точкою поділу потужностей.

Для однорідних мереж з однаковим співвідношенням між активними та реактивними опорами на всіх ділянках

$$\frac{x_i}{r_i} = \frac{x}{r} = const, \quad i = 1, 2, \dots, n,$$

визначення потужності $\dot{S}_A$ зводиться до такого виразу:

$$\dot{S}_A = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i + jQ_i) (1 - j \frac{x_{iA'}}{r_{iA'}}) r_{iA'}}{(1 - j \frac{x_{AA'}}{r_{AA'}}) r_{AA'}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i r_{iA'}}{r_{AA'}} + j \frac{\sum_{i=1}^n Q_i r_{iA'}}{r_{AA'}}.$$

Аналогічно визначають потужність $\dot{S}_A$.

Зауваження Необхідно враховувати, що однаковість перерізів проводів не дає права вважати мережу однорідною. Мережа, в якій одну ділянку виконано кабелем, а другу - ПЛЕП, за однакових значень перерізів жил і проводів не буде однорідною, оскільки має різні співвідношення реактивних погонних опорів. Неоднорідною буде і ПЛЕП з однаковим перерізом проводів, але з різною середньгеометричною відстанню між проводами на окремих ділянках. Мережу можна штучно звести до однорідної

послідовним включенням у фази конденсаторів на окремих ділянках так, щоб відношення реактивного та активного опорів було однаковим на всіх ділянках.

Таким чином, під час розрахунку однорідних мереж розподіл активних і реактивних потужностей можна визначати незалежно один від одного.

В однорідних кільцевих мережах, усі ділянки яких виконано проводом однакового поперечного перерізу за однакової середньгеометричної відстані між фазами, потокорозподіл можна визначити через відповідні довжини ділянок:

$$\dot{S}_A = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i l_{iA'}}{l_{AA'}},$$

$$\dot{S}'_A = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i l_{iA}}{l_{AA'}}.$$

Розрахунок режимів кільцевих мереж виконують методом послідовних наближень. Практично обмежуються однією ітерацією, при цьому досягають необхідної точності розрахунку.

8.3. Розрахунок усталеного режиму роботи мережі із двостороннім живленням

Розглянемо мережу, яка отримує живлення від двох підстанцій I та II з неоднаковими значеннями напруги на шинах одного класу напруги $\dot{U}_I \neq \dot{U}_{II}$. Виконаємо розрахунок режиму роботи відповідно до розрахункової схеми (рис. 8.6), в якій електричні навантаження в пунктах подані фіксованими значеннями струмів.

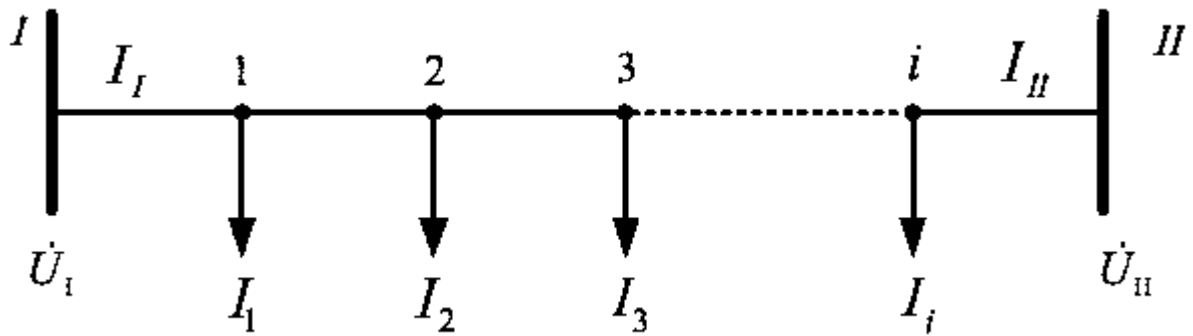


Рисунок 8.6. – Розрахункова схема лінії із двостороннім живленням

з навантаженнями заданими струмами й $\dot{U}_I \neq \dot{U}_{II}$

Припустимо, що струм головної ділянки з боку першого ДЖ відомий заздалегідь. Тоді за першим законом Кірхгофа можна визначити струморозподіл за всіма ділянками розрахункової схеми:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{12} &= \dot{I}_I - \dot{I}_1; \\ \dot{I}_{23} &= \dot{I}_{12} - \dot{I}_2 = \dot{I}_I - \dot{I}_1 - \dot{I}_2; \\ &\dots \\ \dot{I}_{iII} &= \dot{I}_I - \dot{I}_1 - \dot{I}_2 - \dots - \dot{I}_i, \end{aligned}$$

де $\dot{I}_I$ – струм головної ділянки з боку ДЖ I;

$\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dots, \dot{I}_i$ – струми навантажень у пунктах розрахункової схеми;

i – загальна кількість пунктів навантаження у складі розрахункової схеми.

Запишемо рівняння закону Ома для розрахункової схеми:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{II} &= \dot{U}_I - \Delta \dot{U}_{I1} - \Delta \dot{U}_{12} - \Delta \dot{U}_{23} - \dots - \Delta \dot{U}_{iII} = \\ &= \dot{U}_I - \dot{I}_I z_{I1} - (\dot{I}_I - \dot{I}_1) z_{12} - (\dot{I}_I - \dot{I}_1 - \dot{I}_2) z_{23} - \\ &\dots - (\dot{I}_I - \dot{I}_1 - \dot{I}_2 - \dots - \dot{I}_i) z_{iII}, \end{aligned}$$

де $\dot{U}_I, \dot{U}_{II}$ – вектори напруги на початку та у кінці лінії із двостороннім живленням відповідно;

$\underline{z}_{I,II}, \underline{z}_{I,2}, \dots$ – опори ділянок розрахункової схеми.

Вираз по суті є рівнянням другого закону Кірхгофа для замкненого контуру, утвореного лінією із двостороннім живленням. Після елементарних перетворень вираз набуває вигляду

$$\dot{U}_I - \dot{U}_{II} = \dot{I}_I \underline{z}_{I,II} - \sum_{i=1}^n \dot{I}_i \underline{z}_{i,II},$$

де $\underline{z}_{I,II}$ – сума опорів всіх ділянок розрахункової схеми між джерелами живлення;

$\underline{z}_{i,II}$ – сума опорів всіх ділянок схеми між i -м пунктом та ДЖ II.

Із попереднього виразу можна визначити струм головної ділянки:

$$\dot{I}_I = \frac{\dot{U}_I - \dot{U}_{II}}{\underline{z}_{I,II}} + \frac{\sum \dot{I}_i \underline{z}_{i,II}}{\underline{z}_{I,II}} = \dot{I}'_I + \dot{I}''_I.$$

Аналіз виразу свідчить про те, що струм головної ділянки містить дві складові. Складова являє собою зрівнювальний струм, обумовлений розбіжністю векторів напруги на шинах ДЖ.

$$\dot{I}'_I = \frac{\dot{U}_I - \dot{U}_{II}}{\underline{z}_{I,II}}.$$

Складова обумовлена впливом навантажень усіх пунктів мережі та має назву навантажувального струму.

$$\dot{I}''_I = \frac{\sum \dot{I}_i \underline{z}_{i,II}}{\underline{z}_{I,II}},$$

Аналогічно можна визначити струм протилежної головної ділянки електропередачі:

$$I_{II} = \frac{U_{II} - U_I}{Z_{I-II}} + \frac{\sum I_i Z_{II}}{Z_{I-II}},$$

де Z_{II} – сума опорів всіх ділянок схеми між ДЖ I та I-м пунктом мережі.

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

$$I_i + I_{II} = \sum I_i$$

Якщо в лінії із двостороннім живленням вектори напруги на шинах ДЖ збігаються між собою за модулем і за фазою, вираз не містить складової зрівнювального струму:

$$I_I = \frac{\sum I_i Z_{II}}{Z_{I-II}},$$

Така ситуація спостерігається під час розрахунку ustalених режимів електричних систем з кільцевими мережами.

Аналогічно можна виконати розрахунок режиму мережі із двостороннім живленням у разі подання навантажень пунктів схеми розрахунковими потужностями, як подано на рис. 8.7.

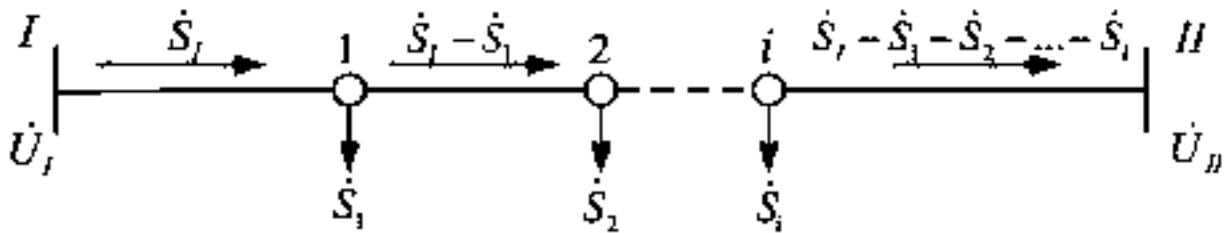


Рисунок 8.7. – Розрахункова схема мережі із двостороннім живленням

із навантаженнями заданими потужностями за $\dot{U}_I \neq \dot{U}_{II}$.

Оскільки рівні напруги у пунктах ЕМ у нормальних робочих режимах різняться від номінального значення напруги не більше, ніж на $\pm 10\%$, із достатньою інженерною точністю можна визначати розрахункову потужність

навантаження кожного пункту схеми і зрівняльну потужність за номінальною напругою ЕМ.

У цьому разі потік потужності на головній ділянці з боку ДЖ визначають за виразами

$$\dot{S}_I = \frac{\dot{U}_I - \dot{U}_{II}}{Z_{I-II}} U_H + \frac{\sum \dot{S}_i Z_{iII}}{Z_{I-II}};$$

$$\dot{S}_{II} = \frac{\dot{U}_{II} - \dot{U}_I}{Z_{I-II}} U_H + \frac{\sum \dot{S}_i Z_{iI}}{Z_{I-II}},$$

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

Після визначення потоків потужностей $\dot{S}_I$ і $\dot{S}_{II}$, що протікають головними ділянками лінії, за допомогою першого закону Кірхгофа виконують розрахунок потоків потужностей на інших ділянках лінії із двостороннім живленням.

Аналогічно поданню навантаження у струмовій формі потік потужності містить дві складові, обумовлені розбіжністю векторів напруги ДЖ та навантаженнями проміжних пунктів. Для лінії із двостороннім живленням, в якій напруги на шинах ДЖ збігаються, зрівняльна потужність дорівнює нулю, а потоки потужності головних ділянок визначають за виразами

$$\dot{S}_I = \frac{\sum \dot{S}_i Z_{iII}}{Z_{I-II}};$$

$$\dot{S}_{II} = \frac{\sum \dot{S}_i Z_{iI}}{Z_{I-II}}.$$

Правильність виконаних розрахунків перевіряють, контролюючи дотримання закону збереження енергії за співвідношенням

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

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

$$\begin{aligned}\dot{S}_{12} &= \dot{S}_I - \dot{S}_1; \\ \dot{S}_{23} &= \dot{S}_I - \dot{S}_1 - \dot{S}_2; \\ &\dots \\ \dot{S}_{II} &= \dot{S}_I - \dot{S}_1 - \dot{S}_2 - \dots - \dot{S}_n.\end{aligned}$$

Для мережі, виконаної проводами однакового перерізу, коли напруги на шинах ДЖ збігаються, розрахунок розподілу потоків потужностей на ділянках схеми виконують за довжинами ділянок. У такому разі з (2.60) випливає, що

$$\begin{aligned}\dot{S}_I &= \frac{1}{z_0 l_c} \sum_{i=1}^{i=M} \dot{S}_i z_0 l_{i,II} = \frac{1}{l_c} \sum_{i=1}^{i=M} \dot{S}_i l_{i,II}; \\ \dot{S}_{II} &= \frac{1}{z_0 l_c} \sum_{i=1}^{i=M} \dot{S}_i z_0 l_{i,I} = \frac{1}{l_c} \sum_{i=1}^{i=M} \dot{S}_i l_{i,I},\end{aligned}$$

де l_c – сумарна довжина ділянок, що поєднують два ДЖ, км;

$l_{i,II}$ – довжина частини лінії, частини лінії із двостороннім живленням, розміщеної між розглядуваним i -м пунктом і ДЖ II, км;

$l_{i,I}$ – те саме, але між розглядуваним i -м пунктом і ДЖ I, км;

$z_0 = r_0 + jx_0$ – повний погонний опір мережі, Ом/км.

Розглянутий підхід до визначення потокорозподілу потужностей по ділянках лінії із двостороннім живленням не враховує втрат потужності від протікання навантажувальних струмів та обумовлює похибку розрахунку.

Це допустимо тільки в оціночних розрахунках, які не вимагають високої точності.

Під час аналізу усталених режимів мереж із двостороннім живленням, так само, як і для кільцевих мереж, у складі розрахункової схеми треба виділити вузол, до якого стікаються потоки потужностей від обох ДЖ (рис. 8.8), тобто точки потокорозділу (чорний трикутник на рис. 8.8).

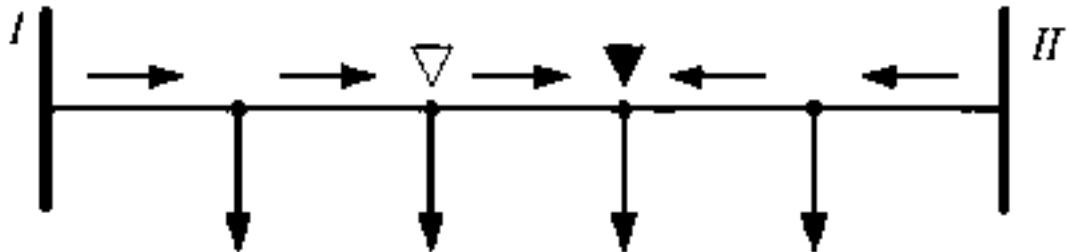


Рисунок 8.8. – Точки потокорозділу активної та реактивної потужностей мережі із двостороннім живленням

Із виразів випливає, що положення точки потокорозділу у складі розрахункової схеми визначається різницею напруг на шинах ДЖ та пунктах розрахункової схеми з навантаженнями. Це означає, що зміна режимів ДЖ та споживання електричної енергії може призводити до зміни положення точки потокорозділу в розрахунковій схемі ЕМ. Не виключені й випадки, коли точки потокорозділу за активною та реактивною потужностями не збігаються.

Затемнений трикутник на рис. 8.8 вказує на точку потокорозділу за реактивною потужністю, а незатемнений за активною потужністю. Зазначимо, що поняття точки потокорозділу стосується будь-яких замкнених ЕМ. Точки потокорозділу є електрично найбільш віддаленими від ДЖ з найнижчою напругою на своїх шинах. Очевидно, що у разі, коли режим напруги в точках потокорозділу задовольняє вимоги якості електричної енергії за напругою, у всіх інших пунктах розрахункової схеми режим напруги гарантовано допустимий.

Контрольні питання

1. Дайте визначення та наведіть приклади ліній із двостороннім живленням.
2. Наведіть послідовність моделювання усталеного режиму ліній із двостороннім живленням.
3. Поясніть наявність зрівнювального струму у виразі для визначення струму головної ділянки.
4. Дайте визначення точок струморозділу та потокорозділу.
5. Поясніть можливість незбіжності точок потокорозділу за активною та реактивною потужностями.
6. Поясніть положення про те, що точки потокорозділу є електрично найвіддаленішими від ДЖ ліній із двостороннім живленням.
7. Дайте визначення та наведіть приклади кільцевих мереж.
8. Наведіть послідовність розрахунку усталеного режиму кільцевих мереж.
9. Дайте визначення однорідних мереж.
10. Наведіть послідовність розрахунку усталеного режиму однорідних кільцевих мереж.
11. У чому полягає основна ідея методу «у два етапи»?
12. Поясніть причину та допустимість похибки моделювання усталеного режиму електричної системи за методом «у два етапи».
13. Наведіть загальний алгоритм моделювання усталеного режиму ЕМ за методом «у два етапи».
14. Наведіть умови застосування безітераційного алгоритму методу «у два етапи».

Тема 9. «РОЗРАХУНОК ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕНЕРГІЇ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ МЕРЕЖ»

План

- 9.1. Статистичні методи розрахунків**
- 9.2. Визначення статистичних показників**
- 9.3. Збір вихідної інформації**

9.4. Статистична обробка отриманої інформації.

9.5. Аналіз отриманої інформації.

9.6. Організація та проведення спеціальних вимірів для прийняття кінцевого варіанту рішення.

9.7. Заходи щодо зниження втрат.

9.1. Загальна характеристика втрат потужності в електричних мережах

Передавання електричної енергії по електричних мережах завжди пов'язане із втратами енергії в лініях електропередавання, трансформаторах та інших елементах електричної мережі. Такі втрати визначаються нагріванням проводів та обмоток трансформаторів під час протікання електричного струму, втратами енергії на іонізацію повітря (втрати на корону), діелектричні втрати кабельних ліній, втрати енергії на перемагнічування осереддя трансформаторів тощо.

В загальному випадку втрати енергії в елементах електричних мереж можна поділити на два класи.

1. Втрати енергії на нагрівання проводів ліній та обмоток трансформаторів. Такі втрати визначаються робочими струмами в лініях і трансформаторах та мають місце лише під час протікання робочих струмів.

2. Втрати енергії на корону в лініях електропередавання, діелектричні втрати в кабельних лініях, втрати на перемагнічування осереддя трансформаторів. Такі втрати визначаються робочою напругою на елементах електричних мереж та мають місце весь час, протягом якого устаткування знаходиться під напругою.

Миттєві значення втрат енергії визначають втрати потужності в устаткуванні електричних мереж. При цьому розрізняють втрати активної та реактивної потужності. Втрати активної енергії, віднесені до одиниці часу (1 с) визначають втрати активної потужності. Такі втрати визначаються

протіканням струмів навантаження та струмів витоку через активні елементи (опори та провідності) схем заміщення устаткування електричних мереж.

По аналогії з втратами активної потужності визначають також втрати реактивної потужності. Такі втрати обумовлені протіканням струмів навантаження та струмів витоку через реактивні елементи схем заміщення устаткування електричних мереж.

Слід зважати на те, що втрати реактивної потужності можуть мати різну фізичну природу. Втрати, обумовлені протіканням струмів через індуктивні елементи схем заміщення устаткування носять індуктивний характер.

Відповідно до принципів визначення повної потужності за київською електротехнічною школою такі втрати враховують з від'ємним знаком.

Навпаки, втрати реактивної потужності, обумовлені протіканням струмів через ємнісні елементи схем заміщення носять ємнісний характер, такі втрати враховують із додатнім знаком. Часто місця локалізації ємнісних втрат реактивної потужності, зокрема зарядних потужностей повітряних ліній електропередач, розглядають як джерела реактивної потужності в електричних системах.

Відомо, що схеми заміщення устаткування електричних мереж в загальному випадку містять повздовжні і поперечні гілки. В повздовжніх гілках спостерігаються втрати енергії та потужності від протікання робочих струмів, в поперечних - втрати енергії та потужності від впливу робочої напруги.

Режим напруги в нормальних робочих режимах електричних систем змінюється у достатньо вузькому діапазоні навколо свого номінального значення. Це означає, що струми витоку, а, отже, і втрати в поперечних елементах схем заміщення устаткування майже не змінюються під час зміни навантаження електричної системи. Такі втрати умовно вважають незмінними і, зазвичай, визначають за номінальною напругою відповідного устаткування.

Навпаки, втрати, обумовлені робочими струмами в елементах електричної мережі, постійно змінюються відповідно до зміни навантаження електричної системи. Такі втрати є змінними. Їх визначають за поточним навантаженням робочими струмами устаткування електричних мереж.

9.2. Визначення втрат потужності в лініях електропередавання.

Втрати потужності в лініях електропередавання мають місце в поздовжніх та поперечних елементах схем заміщення ліній. Позначимо втрати повної потужності в поздовжніх елементах схем заміщення ліній через $\Delta \dot{S}_Z$. Такі втрати визначаються робочими струмами лінії. Втрати повної потужності в гілках поперечних провідностей схеми заміщення лінії позначимо через $\Delta \dot{S}_Y$.

Такі втрати визначаються дією робочої напруги.

Відповідно до схеми заміщення ліній електропередавання, втрати потужності від протікання робочих струмів спостерігаються в активному та індуктивному поздовжніх опорах схеми заміщення. Такі втрати можна визначити за виразом

$$\Delta \dot{S}_Z = \Delta \hat{U} I = (\hat{I} \hat{Z}) I = I^2 \hat{Z} = I^2 (r - jx),$$

де I^2 – квадрат модуля вектора робочого струму лінії електропередавання;
 $\hat{Z} = r - jx$ – спряжений комплекс поздовжнього опору схеми заміщення ліній електропередавання.

Аналіз виразу свідчить про те, що втрати потужності, обумовлені робочими струмами лінії містять дві складові - активні та індуктивні. Тут індуктивні втрати реактивної потужності мають від'ємний знак, що характерно для київської електротехнічної школи.

Втрати потужності на поздовжніх ділянках схем заміщення ліній електропередач можна визначити також за значеннями потоків активної та реактивної потужності за виразом

$$\Delta \dot{S}_z = I^2 (r - jx) = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} (r - jx),$$

де P, Q - потоки активної та реактивної потужності по лінії електропередавання; U - модуль вектора робочої напруги.

Для визначення втрат потужності у вираз слід підставляти параметри (потужності та напругу) початку або кінця лінії відповідно.

Втрати потужності від протікання струмів витоку визначаються дією робочої напруги та параметрами гілок поперечних провідностей схеми заміщення лінії. Для симетричних П-подібних схем заміщення ліній електропередавання такі втрати складаються з втрат на початку та на кінці схеми заміщення лінії і визначаються за виразом

$$\Delta \dot{S}_y = \hat{U}_1 \dot{I}_{10} + \hat{U}_2 \dot{I}_{20} = \hat{U}_1 \dot{U}_1 \frac{Y}{2} + \hat{U}_2 \dot{U}_2 \frac{Y}{2} = \frac{1}{2} (U_1^2 + U_2^2) \underline{Y} = U_{\text{ср}}^2 (g + jb),$$

де $\dot{U}_1, \dot{I}_{10}, \dot{U}_2, \dot{I}_{20}$ - вектори напруги та струмів витоку на початку та кінці лінії відповідно; $U_{\text{ср}} = \sqrt{\frac{1}{2} (U_1^2 + U_2^2)}$ - середньоквадратична робоча напруга в лінії електропередавання; U_1^2, U_2^2 - квадрати модулів векторів напруги на початку та кінці лінії відповідно; $\underline{Y} = g + jb$ - повна поперечна провідність лінії електропередавання (без поділу навпіл згідно П-подібної схеми заміщення).

В оціночних розрахунках втрати потужності в поперечних елементах схеми заміщення лінії електропередавання можна визначати за номінальною напругою за виразом

$$\Delta \dot{S}_y = U_n^2 (g + jb),$$

де U_n - номінальна напруга лінії електропередавання.

Аналіз виразів свідчить, що втрати потужності в поперечних провідностях містять дві складові: активну та ємнісну.

Втрати активної потужності в поперечних елементах визначаються втратами потужності на корону в повітряних лініях електропередавання та діелектричними втратами в ізоляції кабельних ліній:

$$\Delta P_{\gamma} = \Delta P_{\kappa} \text{ для повітряних ліній;}$$
$$\Delta P_{\gamma} = \Delta Q_{\text{зар}} \operatorname{tg} \delta \text{ для кабельних ліній,}$$

де ΔP_{κ} - втрати активної потужності на корону в повітряних лініях електропередавання; $\Delta Q_{\text{зар}}$ - зарядна потужність кабельної лінії; $\operatorname{tg} \delta$ - тангенс кута діелектричних втрат кабельних ліній.

Ємнісні втрати в поперечних провідностях ліній електропередавання зазвичай називають зарядною потужністю лінії. Такі втрати, відповідно до Київської електротехнічної школи, мають додатній знак. Тому гілки поперечних провідностей схем заміщення ліній електропередавання можна розглядати як джерела реактивної потужності в електричних системах.

9.3. Визначення втрат потужності в силових трансформаторах та автотрансформаторах

Втрати потужності в силових трансформаторах мають дві складові, які визначаються робочим струмом в обмотках трансформатора та робочою напругою на його затискачах. Відповідно до Г-подібної схеми заміщення, втрати від робочого струму спостерігаються в гілках повздовжніх опорів, а втрати від робочої напруги у контурі намагнічування силового трансформатора.

Втрати потужності в силових трансформаторах можна визначити за його паспортними даними та параметрами робочого режиму.

Втрати потужності у поперечному контурі намагнічування мають активну та індуктивну складові, які чисельно дорівнюють втратам потужності в досліді неробочого ходу:

$$\Delta P_Y = \Delta P_{н.х};$$

$$\Delta Q_Y = -\Delta Q_{н.х} = -\frac{i_{н.х}}{100} S_T.$$

Для визначення втрат реактивної потужності в контурі намагнічування потрібно на попередньому етапі визначити реактивну складову струму неробочого ходу. Проте для сучасних потужних трансформаторів активна складова струму незначна і нею можна знехтувати.

Втрати реактивної потужності в контурі поперечної провідності трансформаторів носять індуктивний характер. Саме тому у вищенаведеному виразі такі втрати представлені з від'ємним знаком.

Втрати потужності в обмотках трансформаторів від протікання струмів навантаження визначаються за даними дослідів короткого замикання відповідно до типу конструктивного виконання трансформатора.

Так, для двообмоткового трансформатора для визначення втрат потужності у поздовжній гілці схеми заміщення застосовують вирази:

$$\Delta P_Z = \Delta P_{к.з} \left(\frac{S}{S_T} \right)^2 = \Delta P_{к.з} \beta^2;$$

$$\Delta Q_Z = -\Delta Q_{к.з} \left(\frac{S}{S_T} \right)^2 = -\frac{u_{к.з}}{100} S_T \left(\frac{S}{S_T} \right)^2 = -\frac{u_{к.з}}{100} S_T \beta^2.$$

У виразах $\beta = \frac{S}{S_T}$ - коефіцієнт завантаження обмоток трансформатора;

S - модуль потужності навантаження трансформатора; S_T - номінальна потужність трансформатора.

Введення коефіцієнта завантаження обмоток у вирази пояснюється наступними міркуваннями. Справа в тому, що характеристики дослідів короткого замкнення визначають виходячи з номінального завантаження

У виразах вторинної обмотки силового трансформатора. В дійсності навантаження обмоток трансформатора відрізняється від номінального та визначається стохастичними процесами виробництва та споживання електричної енергії.

Тому під час визначення втрат потужності в обмотках силового трансформатора від протікання робочих струмів необхідно враховувати зміну втрат відносно даних дослідів короткого замкнення пропорційно квадрату струму навантаження, що і враховує квадрат коефіцієнта завантаження обмоток трансформатора.

Зазначимо, що для визначення втрат реактивної потужності в обмотках силового трансформатора потрібно на попередньому етапі визначити реактивну складову напруги короткого замкнення. Проте для сучасних потужних трансформаторів активна складова напруги незначна і нею можна знехтувати.

Для триобмоткових силових трансформаторів та автотрансформаторів втрати потужності від протікання робочих струмів по обмотках визначають окремо для кожної обмотки за виразами:

$$\Delta P_Z = \Delta P_{к.в} \beta_v^2 + \Delta P_{к.с} \beta_c^2 + \Delta P_{к.н} \beta_n^2;$$

$$\Delta Q_Z = -\frac{S_T}{100} (u_{к.в} \beta_v^2 + u_{к.с} \beta_c^2 + u_{к.н} \beta_n^2),$$

де $\Delta P_{к.в}$, $u_{к.в}$, $\Delta P_{к.с}$, $u_{к.с}$, $\Delta P_{к.н}$, $u_{к.н}$ – фіктивні характеристики дослідів короткого замкнення, віднесені до обмоток високої, середньої та низької напруг відповідно; $\beta_v = S_v/S_T$, $\beta_c = S_c/S_T$, $\beta_n = S_n/S_T$ – коефіцієнти завантаження

обмоток високої, середньої та низької напруг відповідно; S_v , S_c , S_n - модулі потужностей навантаження обмоток високої, середньої та низької напруг відповідно.

Зауважимо, що навантаження обмоток триобмоткових силових трансформаторів відрізняються. Відповідно до першого закону Кірхгофа потужність навантаження первинної обмотки високої напруги дорівнює геометричній сумі потужностей навантажень вторинних обмоток середньої та низької напруг. Тому коефіцієнт завантаження первинної обмотки зазвичай не дорівнює алгебраїчній сумі коефіцієнтів завантаження вторинних обмоток:

$$\dot{S}_B = \dot{S}_C + \dot{S}_H;$$

$$\beta_B \neq \beta_C + \beta_H.$$

Якщо триобмотковий трансформатор виконаний із скороченими обмотками, то перед визначенням втрат потужностей, на попередньому етапі, характеристики дослідів короткого замкнення необхідно перерахувати до номінальної потужності трансформатора (до умов первинної обмотки трансформатора).

Втрати реактивної потужності в обмотках силового трансформатора носять індуктивний характер, тому вони записані зі знаком мінус.

Контрольні питання

1. Наведіть загальний вираз для визначення втрат енергії в електричній мережі.
2. Наведіть вираз для визначення втрат енергії, обумовлених дією робочої напруги.
3. Що являють собою квадратичні графіки навантаження за тривалістю?
4. У чому полягає основна властивість квадратичних графіків навантаження?
5. Наведіть визначення часу максимальних втрат.
6. Наведіть вираз для визначення втрат енергії протягом року із застосуванням часу максимальних втрат.
7. Наведіть вираз емпіричної формули для визначення часу максимальних втрат.

8. Наведіть визначення середньоквадратичного навантаження.
9. Наведіть вираз для визначення втрат енергії протягом року із застосуванням середньоквадратичного навантаження.
10. Наведіть вирази для визначення втрат енергії протягом року в лінії електропередавання.
11. Наведіть вирази для визначення втрат енергії протягом року в силовому двообмотковому трансформаторі.
12. Наведіть вирази для визначення втрат енергії протягом року в силовому триобмотковому трансформаторі.

Список використаних джерел

1. Апарати захисту та керування в електричних установках низької напруги. Навчальний посібник / М. В. Бурштинський, Л. С. Копчак, М. В. Хай. 2-ге вид. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2008. 184 с.
2. Конспект лекцій з дисципліни «Електричні мережі та системи» для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ Укл.: к.т.н., доцент Ключев О.В. – Кам'янське: ДДТУ, 2019, 196 стор.
3. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. – Електронні текстові данні (1 файл: 4,46 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.– 167 с. 4. Кирик В. В. Електричні мережі: підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2024. – 280с.
5. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2018. – 214 с.
6. 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.
7. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж : навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців напряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології” / уклад. В. В. Кирик. Київ : НТУУ «КПІ», 2014. 130 с.
8. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: Підручник / М. С. Сегеда. - Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. - 488 с.

**Савойський Олександр Юрійович
Козін Віктор Миколайович
Шашков Сергій Валерійович
Сіренко Юлія Володимирівна
Лисенко Віта Василівна**

Електричні мережі та системи

Конспект лекцій

м. Суми, РВВ, Сумський національний аграрний університет, вул. Г. Кондратьєва, 160.

Підписано до друку: січень 2025 р. Формат А5: Гарнітура. Times New Roman.
Тираж: _____ примірників. Замовлення _____ Ум. друк. арк. 5,6
