

Міністерство освіти і науки України  
Чернівецький національний університет  
імені Юрія Федьковича

# Електричні системи та мережі

*Навчальний посібник*

Укладач О. А. Парфенюк



Чернівці

Чернівецький національний університет  
2013

УДК 621.311(075.8)

ББК 31.27я 73

Е–502

Друкується за ухвалою редакційно-видавничої ради  
Чернівецького національного університету  
імені Юрія Федьковича

Рецензент – **М.М. Сльотов**, доктор фізико-математичних  
наук, проф. кафедри оптоелектроніки ЧНУ

Укладач О. А. Парфенюк

**Електричні** системи та мережі: навч. посібник / уклад.  
Е-502 О. А. Парфенюк. – Чернівці : Чернівецький нац. ун-т, 2013 –  
184 с.

У виданні викладено основні відомості про конструктивне виконання повітряних і кабельних ліній електропередач. Наведено знання про параметри, схеми, алгоритми розрахунку установлених режимів, якість електричної енергії та методи її забезпечення, техніко-економічні основи проектування електричних мереж.

Для студентів напрямку “Електротехніка та електротехнології”, а також фахівців інженерних спеціальностей.

УДК 621.311(075.8)

ББК 31.27я 73

© Чернівецький національний  
університет, 2013

	<b>ВСТУП</b>	7
Розділ 1	<b>ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ І МЕРЕЖ</b>	8
1.1	Структура та призначення електричних мереж	8
1.2	Вимоги до електричних мереж при їх проектуванні й експлуатації	11
1.3	Класифікація електричних мереж	11
1.4	Електричні параметри електроенергетичних систем і параметри їх режимів	14
1.5	Номінальні напруги електричних мереж	15
1.6	Керування електроенергетичними системами.	17
1.7	Переваги об'єднання електроенергетичних систем	18
1.8	Організація взаємовідносин між енергосистемами та споживачами	19
1.9	Режими нейтралі електричних мереж	20
1.10	Основні поняття про розрахунки електричних мереж	24
1.11	Схеми електричних мереж різного типу	26
	1.11.1 Схеми місцевих електричних мереж	26
	1.11.2 Схеми районних електричних мереж	29
	1.11.3 Системоутворюючі мережі змінного струму	31
	1.11.4 Електропередачі постійного струму	33
	Запитання та завдання для самоконтролю	37
Розділ 2	<b>ПОВІТРЯНІ ТА КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, ЇХ ВИКОНАННЯ Й ЕЛЕМЕНТНА БАЗА</b>	38
2.1	Загальні відомості про виконання повітряних ліній	38
2.2	Проводи та троси повітряних ліній	42
2.3	Опори повітряних ліній	45
2.4	Ізолятори повітряних ліній	46
2.5	Кабельні лінії електропередач	48
2.6	Способи прокладання кабелів	53
2.7	Струмопроводи та шинопроводи	58
	Запитання та завдання для самоконтролю	59

Розділ 3	<b>СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ТА ПАРАМЕТРИ ЕЛЕМЕНТІВ МІСЦЕВИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ</b>	60
3.1	Особливості розрахунку еквівалентних схем заміщення	60
3.2	Активний опір ліній	61
3.3	Індуктивний опір ліній	63
3.4	Активна провідність ліній електропередач	66
3.5	Реактивна (ємнісна ) провідність	68
	Запитання та завдання для самоконтролю	71
Розділ 4	<b>СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ І ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ</b>	72
4.1	Типи трансформаторів і відповідні аббревіатури.	72
4.2	Схеми заміщення трансформаторів	74
4.2.1	Двообмоткові трансформатори	74
4.2.2	Триобмоткові трансформатори	79
4.2.3	Трансформатори з розщепленими обмотками	83
4.2.4	Автотрансформатори	85
4.3	Особливості побудови схем заміщення ліній електропередач	88
	Запитання та завдання для самоконтролю	93
Розділ 5	<b>РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ</b>	94
5.1	Загальні засади	94
5.2	Розрахункові навантаження вузлів районної електричної мережі	97
5.3	Розрахунок режиму розімкненої мережі за напругою, заданою у кінці мережі	98
5.4	Розрахунок режиму розімкненої мережі за напругою, заданою на початку мережі	101
5.5	Визначення напруги на вторинній обмотці трансформатора	103
5.6	Особливості розрахунку місцевих електричних мереж	106
5.7	Розрахунок режиму замкненої мережі	108

	Запитання та завдання для самоконтролю	115
Розділ 6	<b>РЕЖИМИ РОБОТИ</b>	116
	<b>ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ</b>	
6.1	Зображення навантажень у розрахункових схемах. Статичні характеристики навантаження споживачів	116
6.2	Баланс активної потужності	121
6.3	Регулювання частоти в ізольованій електроенер- гетичній системі	123
6.4	Регулювання частоти в електроенергетичній системі.	126
6.5	Основи оптимального розподілу активної потуж- ності в ЕЕС	129
6.6	Баланс реактивної потужності	132
6.7	Джерела реактивної потужності	135
	Запитання та завдання для самоконтролю	139
Розділ 7	<b>ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТА ЇЇ</b>	140
	<b>ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ</b>	
7.1	Якість електричної енергії та її вплив на роботу електроприймачів	140
7.2	Показники якості електричної енергії.	142
7.3	Способи регулювання напруги в електричних мережах	148
	7.3.1 Регулювання напруги на електростанціях системи	149
	7.3.2 Регулювання напруги трансформа- торами й автотрансформаторами	150
	7.3.3 Регулювання напруги компенсацією ре- активної потужності навантаження	154
	7.3.4 Регулювання напруги змінною реактивного опору мережі	157
	Запитання та завдання для самоконтролю	158
Розділ 8	<b>ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ</b>	159
	<b>МЕРЕЖ.</b>	
8.1	Основні етапи проектування електричних мереж	159
8.2	Техніко-економічні показники електричної мережі	160

8.3	Визначення втрат енергії та потужності у лініях електропередач	161
8.4	Вибір номінальної напруги мережі	167
8.5	Вибір перерізів проводів і кабелів за економічними критеріями	169
8.6	Урахування технічних обмежень при виборі перерізів проводів	171
8.7	Вибір перерізів проводів за допустимою втратою напруги у місцевій розподільчій мережі	174
8.8	Вибір трансформаторів на підстанціях	179
	Запитання та завдання для самоконтролю	181
	<b>ЛІТЕРАТУРА</b>	182

## ВСТУП

Електроенергія є найбільш універсальним видом енергії. Її широке її використання в усіх галузях життя людини (побуті, промисловості, транспорті і т. ін.) пояснюється відносною простотою її виробництва, розподілу та перетворення в інші види енергії - світлову, теплову, механічну та ін.

Подібно до кровоносної системи людини, ці величезні потоки енергії доставляються від електричних станцій до споживачів (будинків, фабрик, заводів, сіл, ферм, транспорту і т. ін.) по електричних мережах, об'єднаних у потужні енергетичні системи.

Щоб енергетичні системи та мережі надійно й економічно працювали, треба розуміти складні процеси у лініях надвисоких, високих та інших напруг. Треба вміти правильно ці мережі проектувати: вибирати найбільш економічні та надійні схеми і конфігурації, раціональні напруги, оптимальні перерізи проводів, кількість і потужність трансформаторів, потужність і місця розташування компенсуючих пристроїв та ін. Необхідно знати методи розрахунків нормальних і аварійних режимів роботи: потужності (або струми) на окремих ділянках мережі та напруги у вузлах системи для різних режимів; втрати потужності, які іноді досягають 10-15% від усїєї передаваної потужності в системі та ін. Треба знати основні напрямки розвитку методів управління цими режимами, можливості регулювання напруги, розуміти значення релейного захисту, автоматики контролю та управління, регулювання режимами, вміти вирішувати важливі питання вибору раціонального варіанту мереж для забезпечення надійності роботи та якості енергії і пам'ятати, що питання економіки – дуже важливі при виконанні усіх перелічених завдань.

Курс ґрунтується на дисциплінах "Математика", "Фізика", "Технологія виробництва електроенергії", "Теоретичні основи електротехніки". Курс передує дисциплінам "Електрообладнання станцій та підстанцій", "Релейний захист"

# РОЗДІЛ 1

## ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ І МЕРЕЖ

### 1.1. Структура та призначення електричних мереж

Енергетика – одна з основних галузей суспільного виробництва і відіграє важливу роль у розвитку національної економіки, технічного прогресу та підвищення рівня життя людей. Широке використання електрики у промисловості, сільському господарстві, на транспорті, у побуті та інших сферах зумовлене простотою її передавання на значні відстані та перетворення в інші види енергії – теплову, світлову тощо.

Джерелами електричної енергії є електричні станції, які перетворюють енергію палива, води та нетрадиційних джерел у електричну енергію.

Електричні станції, розташовані в одному або різних районах, об'єднуються за допомогою високовольтних ліній електропередач для паралельної роботи. *Таке об'єднання, призначене для виробництва, передавання та розподілу енергії між споживачами, називається електроенергетичною системою (ЕЕС).* До складу ЕЕС входять генератори, лінії електропередач високої та низької напруги, розподільні пункти (ПР), підстанції (ПС), електроприймачі (ЕП). Окремі електроенергетичні системи з'єднуються високовольтними лініями, у результаті чого утворюється об'єднана електроенергетична система. *Енергетичною системою (ЕС) називають сукупність електричних станцій, мереж і споживачів теплової та електричної енергії, об'єднаних між собою спільними режимами із загальним диспетчерським керуванням.* Електроенергетична система є частиною енергетичної системи.

Техніко-економічні переваги використання об'єднаних енергетичних систем такі:

- значно зменшуються необхідний резерв потужності і сумарна встановлена потужність електростанцій, сумарні капіталовкладення на їх спорудження та подальшу експлуатацію;



- підвищуються надійність електропостачання споживачів і техніко-економічні показники об'єднаної енергосистеми порівняно з ізольованою роботою окремих електростанцій;
- електричні станції в енергетичній системі можна розташовувати незалежно від вузлів навантаження, що дозволяє використовувати місцеві енергетичні ресурси при виробництві електроенергії, зменшуючи її собівартість.

*Електричні мережі призначені для передавання електричної енергії від джерел живлення до споживачів і розподілу її між ними, а також для об'єднання окремих електростанцій для паралельної роботи і створення об'єднаних енергетичних систем.*

Електрична мережа складається з повітряних та кабельних ліній електропередач (ЛЕП), підстанцій та розподільних пунктів (РП). Передавання електроенергії на значні відстані здійснюється при підвищеній напрузі. Для підвищення напруги використовують трансформатори, які встановлюють на *підвищувальних трансформаторних підстанціях*. На *знижувальних трансформаторних підстанціях* напругу понижують до рівня, при якому відбувається її споживання. Підстанції, на яких проходить перетворення змінного струму у постійний, називаються *перетворювальними*.

Розподіл електричної енергії на підстанціях здійснюється за допомогою *розподільчих пристроїв* високої та низької напруги, до яких входять *збірні шини, комутаційні апарати, електровимірювальні прилади, а також пристрої релейного захисту й автоматики*. У розподільних пунктах електрична енергія розподіляється при одній напрузі (без трансформації та перетворення).

*Приймачами електричної енергії* називають електричні установки, в яких електрична енергія перетворюється на інші її види або в електричну енергію з відмінними від початкових параметрами (напругою, частотою, типом струму). Ними можуть бути електродвигуни, дугові та індукційні печі, електроосвітлювальні прилади і т. ін.

Ширшим є поняття *споживача електричної енергії*. Споживачем називають один або групу електроприймачів, які

отримують живлення від однієї чи кількох трансформаторних ПС чи РП: нагрівальні та перетворювальні установки, окремі цехи, будинки, мікрорайони, заводи та інші об'єкти.

*Центрами живлення (ЦЖ) споживачів є шини нижчої напруги районних підстанцій, на яких здійснюється регулювання напруги під навантаженням.*

Приблизна схема відносно простої електроенергетичної системи наведена на рис. 1.1. Тут електрична енергія, яка виробляється на двох електростанціях різних типів: теплової

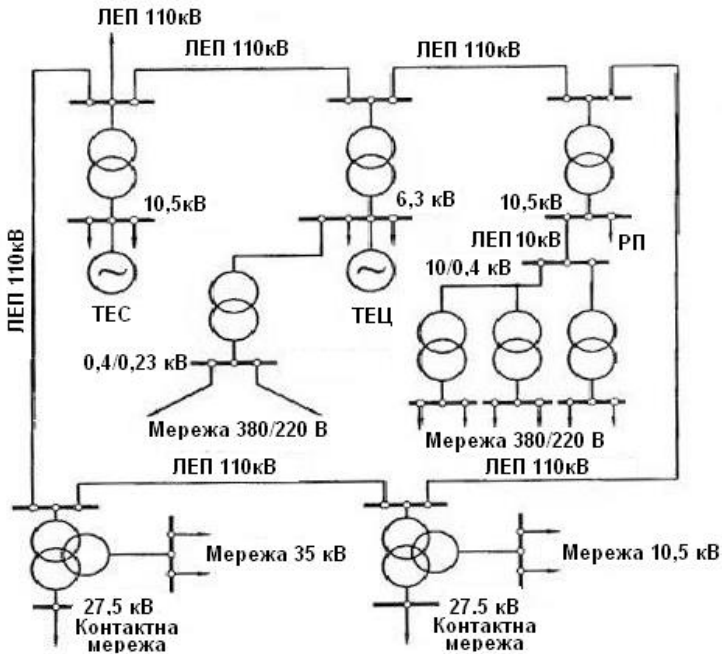


Рис.1.1. Схема електроенергетичної системи

(ТЕС) і теплоелектроцентралі (ТЕЦ), підводиться до споживачів, розміщених на значних відстанях між собою. Для того, щоб передати електроенергію на відстань, її попередньо перетворюють, підвищуючи трансформаторами. Поблизу місць споживання електроенергії напругу знижують до потрібної

величини. Зі схеми зрозуміло, що електроенергія передається по повітряних лініях. Наведена на рис. 1.1 схема подана в однолінійному зображенні. Насправді елементи схеми, які використовують змінний струм, трифазні. Але для розуміння структури системи й аналізу її роботи немає необхідності зображати її у трифазному виконанні; цілком достатньо використовувати її однолінійне зображення.

## **1.2. Вимоги до електричних мереж при їх проектуванні й експлуатації**

- Працездатність у всіх можливих режимах: нормальних, ремонтних та післяаварійних.
- Параметри режиму, такі, як напруга та частота, повинні бути у допустимих межах.
- Електрична мережа має забезпечувати необхідну ступінь надійності електропостачання. Відповідно до існуючих нормативів, усі електроспоживачі діляться на категорії щодо забезпечення надійності електропостачання. Поділ на категорії визначається наслідками, які можуть бути викликані перервою в електропостачанні.
- Мережа має бути гнучкою, тобто пристосованою до роботи у різних режимах (різні навантаження, планове й аварійне від'єднання окремих елементів).
- Мережа має бути економною.

## **1.3. Класифікація електричних мереж**

Електричні мережі характеризуються досить складною структурою та конфігурацією, мають різні номінальні напруги, різне призначення, охоплюють різну територію, живлять різних за своїм характером споживачів електричної енергії. Тому досить важко провести класифікацію електричних мереж за якоюсь однією визначальною ознакою.

Ряд ознак можна зв'язати з номінальною напругою мережі. Також до таких ознак відносять площу, яку охоплює мережа, призначення електричної мережі, характер споживання.

Класифікація мереж за вказаними ознаками наведена у таблиці 1.1.

За величиною номінальної напруги розрізняють електричні мережі напругою до 1 кВ і вище 1 кВ. Мережі  $U > 1$  кВ умовно можна розділити на мережі середньої (СН), високої (ВН) та надвисокої (НВН) напруги.

За розмірами охопленої території розрізняють місцеві електричні мережі з напругою до 35 кВ, районні з напругою до 110. . 220 кВ і регіональні з напругою 30 кВ і більше, які слугують для зв'язку між собою окремих ЕЕС.

Таблиця 1.1

	Номінальна напруга, кВ		
	до 35	110. . 220	$\geq 330$
	СН	ВН	НВН
Покриття території	місцеві	районні	Регіональні
Призначення	розподільчі		системоутворюючі
Характер споживачів	міські, промислові, сільськогосподарські		—

За ієрархічною ознакою електричні мережі діляться на:

- мережні райони;
- підприємства електричних мереж;
- електричні мережі районних ЕЕС;
- електричні мережі об'єднаних ЕЕС;
- електричні мережі єдиної ЕЕС країни.

За призначенням можуть бути виділені *розподільчі* та *системоутворюючі* електричні мережі. Розподільчі слугують для розподілу електроенергії від великих системних підстанцій до споживачів на певній території. Системоутворюючі мережі об'єднують великі електростанції на паралельну (одночасну) роботу, здійснюють передавання електроенергії від електростанцій до системних підстанцій, слугують для зв'язку між собою окремих ЕЕС та їх частин.

За *характером споживачів* розрізняють промислові, сільськогосподарські та міські мережі. Відмітності між ними полягають у тому, що перші розраховані на значні навантаження і їх протяжність мала; другі – на малі навантаження і їх протяжність велика; треті займають проміжне становище.

За *конфігурацією* розрізняють *розімкнені* та *замкнені* мережі. У розімкнених живлення до споживачів іде з однієї сторони, а у замкнених – не менше, як із двох сторін.

За *конструкційним вирішенням* електричні мережі діляться на *повітряні, кабельні, струмопроводи й електропроводи*.

Повітряними лініями може передаватися електрична енергія всіх можливих значень.

На промислових підприємствах з потужними концентрованими навантаженнями електрична мережа може виконуватися струмопроводами напругою 6...35 кВ. Струмопроводи напругою до 1 кВ з жорсткими струмопередаючими елементами називають *шинопроводами* і використовують зазвичай для розподілу електроенергії у середині цехів промислових підприємств.

Електропроводка служить для розподілу електроенергії до 1 кВ усередині житлових, виробничих, громадських приміщень і споруд.

За *природою струму* електричні мережі діляться на мережі постійного та змінного струму. Переважна кількість мереж змінного струму.

Протяжні лінії електропередач постійного струму слугують в якості системоутворюючих зв'язків. Для зв'язку ЕЕС із різними номінальними частотами (50 і 60 Гц) використовують вставки постійного струму. Ці вставки використовують і для незалежного зв'язку ЕЕС з однаковим номінальними частотами. У цьому випадку зміна частоти в одній системі не впливає на частоту в іншій.

Зазначимо, що досі у технічній літературі немає єдиної загальноприйнятої класифікації електричних мереж. Це пояснюється їх складністю та різноманітністю. Однак, всі вищепераховані терміни використовуються на практиці.

## 1.4. Електричні параметри електроенергетичних систем і параметри їх режимів

При аналізі роботи мережі розрізняють *параметри елементів мережі* та *параметри її режимів*. Параметрами елементів електричної мережі є опори та провідності, коефіцієнти трансформації, електрорушійна сила джерел, задаючі струми (потужності) навантажень. До параметрів режиму відносяться: значення частоти, струмів у елементах, напруг у вузлах, фазових кутів, повної, активної та реактивної потужності електропередачі, а також значення, які характеризують несиметрію трифазної системи напруг або струмів, несинусоїдальність зміни напруг і струмів протягом періоду основної частоти.

Під режимом мережі розуміють її електричний стан. Розглянемо можливі режими роботи електричних систем.

При роботі у *нормальному установленому режимі* значення основних параметрів (частота і напруга) дорівнюють номінальним або знаходяться у межах допустимих відхилень від них, значення струмів не перевищують допустимих відповідно до умов нагрівання величин. Навантаження змінюються повільно, що забезпечує можливість плавного регулювання роботи електростанцій і мереж та утримання основних параметрів у межах допустимих норм. Нормальним вважається режим і при увімкненні і вимкненні потужних ліній чи трансформаторів, а також для різко перемінних (ударних) навантажень. У цьому випадку після завершення перехідного процесу, який триває частки секунди, знову настає встановлений нормальний режим.

У *перехідному неуставленому режимі* система переходить із установленого нормального стану в інший установлений стан, але з різко відмінними параметрами. Цей режим вважається аварійним і настає при раптових змінах у схемі і різних змінах генераторних і споживаних потужностей. Це може бути, наприклад, при короткому замиканні і наступному вимкненні пошкоджених електричних мереж, різкому падінні тиску пари чи води і т. ін. При *аварійному перехідному* режимі параметри режиму системи у деяких її

контрольних точках можуть дуже сильно відрізнятися від нормальних значень.

*Післяаварійний установлений режим* настає після локалізації аварії в системі. Найчастіше такий режим відрізняється від нормального, бо деякі елементи (наприклад, генератори, трансформатори) стають несправними. Характерною ознакою післяаварійного режиму є дефіцит потужності. Швидкість повернення системи до роботи у нормальному режимі визначається складністю пошкодження та кваліфікацією й оперативністю роботи диспетчерської служби.

### 1.5. Номінальні напруги електричних мереж

Кожна електромережа розрахована на нормальну роботу з певною напругою, яку називають *номінальною*. При такій напрузі забезпечується найекономніша робота електрообладнання та приймачів електричної енергії. *Номінальна напруга електричної мережі відповідає номінальній напрузі її електроприймачів.* Генератори, синхронні компенсатори, трансформатори, автотрансформатори розраховують на таку номінальну напругу, при якій забезпечується оптимальна робота споживачів електричної енергії при мінімальних відхиленнях напруги від номінальної.

Для прикладу розглянемо схему електричної мережі, зображену на рис. 1.2.

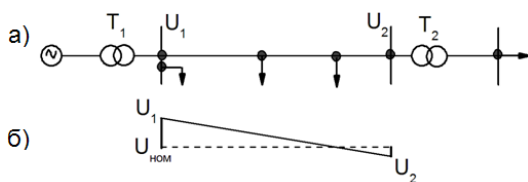


Рис.1.2 Схема електричної мережі (а) з діаграмою напруг (б)

З рис 1.2 бачимо, що споживачі електричної енергії, приєднані у різних точках лінії електропередачі, працюють з різними напругами через її втрату у мережі. Крім того, величина напруги на затискачах споживачів не залишається сталою, а

змінюється протягом доби у залежності від навантаження. Тому всі приймачі, приєднані до мережі, повинні мати однакову номінальну напругу. Цю напругу вважають такою, що дорівнює номінальній напрузі мережі.

Усі номінальні напруги електричної мережі стандартизовані.

З метою компенсації втрат у електричній мережі генераторної напруги, номінальну напругу генераторів приймають на 5% вищою від номінальної напруги мережі.

Номінальна напруга первинних обмоток для підвищувальних трансформаторів дорівнює номінальній напрузі генераторів, а для понижувальних трансформаторів – номінальній напрузі мережі.

Номінальна напруга вторинних обмоток трансформаторів задається для неробочого ходу. Під час навантаження трансформаторів в опорах їх обмоток втрачається напруга, тому номінальну напругу цих обмоток приймають на 5% ( а для малопотужних – на 10%) вищою від номінальної напруги мережі.

Для розподілу електричної енергії у містах, сільській місцевості та на промислових підприємствах використовують переважно мережі з напругою 10 кВ. Напругу 6 кВ застосовують при наявності на підприємствах електродвигунів з номінальною напругою 6 кВ.

Напруги 350 і 110 кВ широко використовуються для створення центрів живлення мереж 6-10 кВ.

Електропостачання великих підприємств та міст, а також розподіл електроенергії між потужними електроспоживачами зазвичай здійснюється електричними мережами з напругою 110 і 220 кВ

Лінії напругою 220 кВ і вище використовуються для зв'язку електростанцій з районними підстанціями, а також як міжсистемні зв'язки.

Системоутворюючою в об'єднаній енергосистемі України є напруга 750 кВ.

Найвищі напруги електропередач, які застосовуються: Канада – 735 кВ; США – 768 кВ; Російська Федерація – 1150 кВ.



Напруги ліній постійного струму Держстандартом не нормуються. Лінію постійного струму 800 кВ Волгоград-Донбас використовують для зв'язку між енергосистемами України та Російської Федерації.

## **1.6. Керування електроенергетичними системами**

Особливістю роботи електроенергетичних систем є те, що електростанції повинні виробляти стільки електроенергії, скільки її потрібно в даний момент для покриття навантаження споживачів, власних потреб електростанції та втрат у мережах. Тому устаткування мереж має бути готовим до різної періодичної зміни навантаження споживачів протягом доби чи року. Для найекономнішої роботи обладнання персоналу необхідно заздалегідь знати графік споживання електроенергії.

Вимоги до роботи електроенергетичних систем ми перерахували у 1.2.

Для забезпечення вказаних вимог енергосистеми обладнують спеціальними диспетчерськими пунктами, які забезпечують засобами контролю, управління, зв'язком, чіткою схемою розташування електростанцій, ЛЕП, понижувальних підстанцій.

Особливістю диспетчерської служби є повна відповідальність диспетчера за роботу електростанцій, електромереж і електропостачання споживачів. *Розпорядження диспетчера є законом і виконуються безумовно усіма ланками обслуговуючого персоналу енергосистеми.*

Для успішної побудов електроенергетичної системи, її надійної роботи та експлуатації необхідно знати:

- властивості та характеристики системи;
- дані про стан технологічних процесів на електростанціях (витрату води і пари, параметри пари, швидкість обертання турбіни і т. ін.);
- дані про електричні параметри режиму (частоту, напругу, струми, активні та реактивні елементи і т. ін.);

- стан схеми системи (які елементи працюють, а які вимкнені).

Для керування роботою електроенергетичних систем широко використовують комп'ютери. При аварійних ситуаціях часто необхідно видати керуючу команду не більш ніж за 0,05 с. Тому роль ЕВМ визначальна.

### **1.7. Переваги об'єднання електроенергетичних систем**

На першій стадії електроенергетика являла собою сукупність окремих електростанцій, не пов'язаних між собою. Кожна електростанція передавала енергію своїм споживачам через окрему мережу. Пізніше стали створювати електричні системи, які включали з'єднані між собою електричні станції з їх інфраструктурою. У подальшому почали виникати великі енергосистеми. Тенденція збільшення енергосистем характерна для всіх країн.

Намагання збільшити й об'єднати енергосистеми пояснюється їх перевагами.

- При створенні об'єднаних енергетичних систем можна зменшити сумарну установлену потужність електростанцій. Це пояснюється тим, що максимума навантаження, які передаються різним споживачам, не збігаються у часі.
- Виходячи з умов надійності роботи системи, повинна існувати резервна потужність генераторів. При паралельній роботі генераторів резервна потужність може бути зменшена.
- При об'єднанні різних типів електростанцій можна повніше використовувати гідроенергетичні ресурси.
- Об'єднання декількох електростанцій різних типів дозволяє підвищити економічність вироблення електроенергії.
- Об'єднання енергосистем дозволяє підвищувати одиничні потужності окремих агрегатів. У свою чергу, при збільшенні потужності агрегатів поліпшуються їх техніко-економічні характеристики та знижується питома вартість вироблення електроенергії.

## 1.8. Організаційні взаємовідносини між енергосистемами та споживачами

Взаємовідносини між енергосистемою та споживачами регламентовані *Правилами користування електричною енергією*. Їх певним чином можна розділити на *юридично-правові, техніко-економічні й оперативно-диспетчерські*.

До *юридично-правових* відносяться:

- регламентація порядку під'єднання електроустановок споживачів до мережі. Це залежить від майбутньої споживаної потужності та складу споживачів;
- розмежування балансового підпорядкування устаткування і мереж, а також експлуатаційної відповідальності між споживачем і енергосистемою;
- вибір тарифів і системи розрахунку за електроенергію;
- вибір умов енергопостачання споживачів у період виникнення в енергосистемі тимчасових дефіцитів потужності, що для збереження енергосистеми у цілому вимагає від'єднання;
- вибір порядку допуску персоналу енергосистеми до установок споживачів для оперативних перемикачів і для контролю над режимом електроспоживання;
- регламентація відповідальності енергосистеми і споживачів за електропостачання, якість електроенергії та дотримання правил користування електроенергією.

*Техніко-економічні* питання взаємовідносин між енергосистемою і споживачем пов'язані з розробленням і виконанням:

- технічних умов на приєднання електроустановок споживачів до енергосистеми;
- схем розміщення приладів контролю якості електроенергії;
- схем розміщення приладів обліку;
- нормативів з компенсації реактивної потужності й оптимальних режимів роботи компенсуючих пристроїв;
- правил і норм з надійної та економічної експлуатації електроустановок електроспоживачів.

*Оперативно-диспетчерські* взаємовідносини визначаються необхідністю забезпечення:

- електропостачання споживачів відповідно до вибраного рівня надійності схеми і зовнішнього електропостачання;
- нормальних умов експлуатації та ремонту устаткування, мереж і приладів енергосистеми і споживачів;
- установлених стандартом норм якості електроенергії;
- розвантаження енергосистеми для збереження стійкості її режиму при виникненні тимчасових аварійних дефіцитів потужності.

### **1.9. Режими нейтралі електричних мереж**

Нульова точка (нейтраль) трифазних електричних мереж може бути заземленою наглухо, заземленою через високоомний опір або ізольованою від землі.

Стан нейтралі, або, як кажуть, режим нейтралі, в електричних мережах напругою до 1000 кВ визначається в основному безпекою обслуговування мереж, а у мережах напругою вище 1000 еВ – безперебійністю електропостачання, економічністю і надійністю роботи електроустановок.

*Мережі з напругою до 1000В.* Такі мережі, згідно з нормативними документами, можуть виконуватися як з глухо заземленою, так і з ізольованою нейтраллю.

Для найпоширеніших глухо заземлених мереж трифазного струму напругою 380/220 В або 220/127 В (чисельник відповідає лінійній напрузі, а знаменник – фазовій), з якими контактує велика група людей, нейтраль потрібно наглухо заземлювати (рис.1.3).

У цьому випадку при замиканні на землю будь-якої фази виникне коротке замикання, запобіжник відповідної фази перегорить і мережа буде продовжувати роботу у неповному режимі. При цьому у тих двох проводах незамкнених фаз, які залишилися у роботі, напруга по відношенню до землі не перевищуватиме фазну.

Корпуси двигунів, світильників, силових частин різних електричних апаратів і устаткування, які живляться від

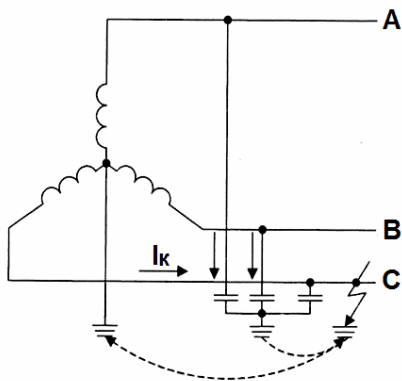


Рис.1.3.  
Схема мережі з  
глухо заземленою  
нейтраллю

4-провідної мережі, з'єднуються металевими провідниками з заземленою нейтраллю. Пошкодження ізоляції устаткування на корпус приводить до короткого замикання у мережі і вимкнення місця пошкодження.

У мережах з ізолюваною нейтраллю замикання на землю не викликає короткого замикання і не приводить до вимкнення пошкодженої фази. (рис. 1.4).

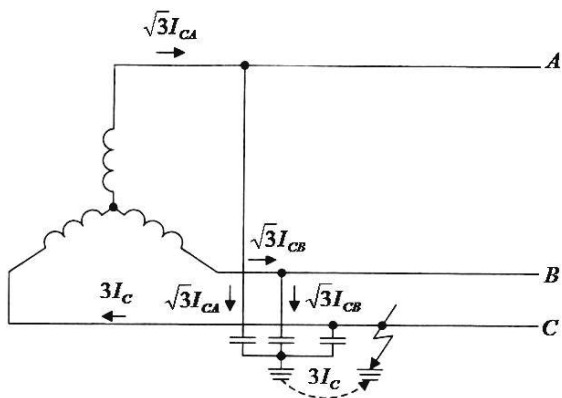


Рис.1.4.  
Схема мережі  
з ізолюваною  
нейтраллю

При цьому напруга двох інших фаз мережі по відношенню до землі зростає до лінійної, що створює підвищену небезпеку для обслуговуючого персоналу. Тому на всіх пристроях з ізолюваною нейтраллю має бути забезпечений контроль ізоляції

для швидкого виявлення замикання на землю, а на виробництвах з підвищеними вимогами щодо безпеки (наприклад, шахти) мають бути прилади автоматики, які забезпечать швидке автоматичне від'єднання від напруги тих ділянок мережі, на яких відбувся пробій на землю.

З іншого боку, для споживачів з не такими жорсткими умовами безпеки режим з ізольованою нейтраллю має позитив, який полягає у тому, що електроустаткування може працювати ще протягом певного часу (години).

*Електричні мережі з  $U > 1000$  В.*

Вони діляться на дві категорії: з малим струмом замикання ( $\leq 500$  А) і великим ( $> 500$  А). До перших відносяться практично всі мережі з напругою  $U \leq 35$  кВ, до інших – з  $U \geq 110$  кВ. Мережі з малим струмом замикання на землю працюють з ізольованою або компенсованою нейтраллю.

У місці замикання фази на землю може виникнути змінна дуга (запалюється і зникає). Така дуга супроводжується високочастотними коливаннями, що приводить до значних перенапруг у мережі, амплітуда яких відносно землі може досягти (2,2-3,2)  $U_{\phi}$ . При тривалій дії таких перенапруг може пошкодитися ізоляція електрообладнання, і однофазні замикання перейдуть у 2- і 3-фазні. Тому мережі з напругою 3-10 кВ монтують на металевих і залізобетонних опорах з *компенсованою нейтраллю* (рис. 1.5).

З метою компенсації ємнісних струмів замикання на землю в нейтраль мережі вмикають заземлену дугогасну котушку (реактор Р). У симетричній системі потенціал нейтралі дорівнює потенціалу землі і струм через котушку не протікає. Під час замикання фази на землю напруги двох інших фаз відносно землі, як і у мережі з ізольованою нейтраллю (рис.1.4) збільшуються у  $\sqrt{3}$  разів, а напруга нейтралі  $U_0$  стає рівною фазній напрузі  $U_{\phi}$ . Під дією цієї напруги протікає струм  $I_L$ , який замикається через місце пошкодження фази і накладається на ємнісний струм замикання на землю. Індуктивний та ємнісний струми мають протилежні напрямки, тому результуючий струм замикання на землю зменшується.

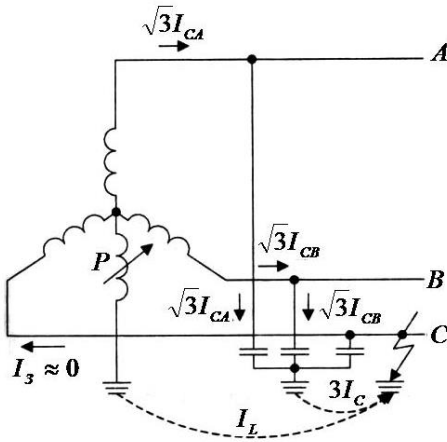


Рис.1.5.  
Схема мережі з  
компенованою  
нейтраллю

Опір котушки вибирають таким чином, щоб індуктивний струм  $I_L$  дорівнював за величиною сумарному ємнісному струмові  $3I_C$ , тоді результуючий струм у місці замикання фази на землю  $\approx 0$ . При цьому дуга, яка виникла у місці пошкодження фази, гасне і не відновлюється.

Компенсацію ємнісних струмів замикання на землю здійснюють у центрах живлення мереж 3-35 кВ за допомогою спеціальних заземлюючих трансформаторів, нейтралі яких заземлюють через дугогасні реактори з регульованим індуктивним опором.

Електричні мережі з  $U \geq 110$  кВ відносять до мереж з великим струмом і їх виконують з *глухо заземленою* нейтраллю. У випадку пробоя однієї з фаз на землю автоматично за допомогою релейних пристроїв вимикається уся лінія.

На завершення зазначимо, що вибір і розрахунок режиму нейтралі має дуже велике значення. Ми привели лише загальні положення щодо цього питання. Кожна лінія електропередач (особливо з  $U \geq 110$  кВ) вимагає свого підходу з урахуванням багатьох факторів.

#### *Занулення.*

Занулення відзначається меншими захисними функціями, ніж заземлення, а у випадку нерівномірного навантаження на фази торкання нейтралі може бути небезпечним.

Занулення – це з'єднання металевих неструмопровідних частин електричного приладу чи пристрою з нульовим проводом (нейтраллю) трифазної мережі, від якої береться живлення. Застосовують занулення для захисту персоналу від ураження струмом при замиканні фази на ці металеві не струмопровідні частини.

Принцип дії заснований на виникненні короткого замикання при «пробі» фази на вищезгадані частини приладу чи пристрою, внаслідок чого спрацьовує система захисту (автоматичне вимикання чи перегорання плавких запобіжників).

Занулення використовують там, де неможливо чи дуже дорого влаштувати заземлення.

Занулення замість заземлення широко використовували у більшості будівель старої радянської забудови, тому тепер це може створювати великі проблеми при під'єднанні потужної побутової техніки, а також деяких комп'ютеризованих інформаційних систем.

### **1.10. Основні поняття про розрахунки електричних мереж**

Електричні мережі повинні відповідати таким вимогам:

- a) безперебійність електропостачання;
- b) висока якість електроенергії;
- c) зручність і безпека експлуатації;
- d) можливість подальшого розвитку мережі без її суттєвої перебудови.

При проектуванні електромереж беруть до уваги те, що споживачі електроенергії поділяються на такі категорії:

- 1) споживачі, порушення електропостачання яких небезпечне для життя людей чи може приводити до пошкодження електроустаткування, масового браку продукції, збою у роботі складного технологічного устаткування, порушення особливо важливих елементів у міському господарстві, значних втрат у народному господарстві;
- 2) електроприймачі, перерва в електропостачанні яких приведе до масового недовипуску продукції, простою



робітників, механізмів і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості міських жителів;

- 3) невідповідні навантаження, наприклад, електроприймачі цехів несерійного виробництва, допоміжних цехів, невеликі населені пункти, малі підприємства і т. ін;

Електроприймачі I-ї категорії повинні забезпечуватися електроенергією від 2-х незалежних джерел живлення; перерва у постачанні для них допускається лише на час, протягом якого відбувається автоматичне увімкнення резервного живлення.

Перерви у електропостачанні енергією споживачів 2-ї категорії допускається на час, за який персонал увімкне резервне живлення.

Для приймачів 3-ї категорії допустимі перерви в електропостачанні на період, необхідний для ремонту пошкоджених елементів мережі, але не більше 1 доби.

Щоб мережі відповідали перерахованим вимогам, при їх проектуванні проводять цілу низку розрахунків.

1. *Техніко-економічний розрахунок* повинен забезпечити такий підбір номінальної напруги мережі, перерізу проводів і кабелів, способу регулювання напруги і т. ін., при яких мережа, що проектується, була би найбільш економічною з народногосподарського погляду, тобто вимагала мінімальних первісних грошових затрат і найменшої витрати кольорових металів при мінімальних експлуатаційних витратах.

2. *Розрахунок на нагрівання проводів і кабелів* ставить за мету визначити величину струму, допустиму для даного перерізу провoda чи кабеля при заданих умовах охолодження, чи, навпаки, вибрати переріз провoda чи кабеля для забезпечення відповідності заданих величин струму і умов охолодження.

3. *Розрахунок на втрату напруги у лініях мережі*, щоб забезпечити споживачів електроенергією необхідної напруги.

4. *Розрахунок на механічну міцність* (механічний розрахунок) для вибору раціональної конструкції й оптимального перерізу проводів, тросів, опор, ізоляторів та інших елементів.

5. *Додаткові розрахунки* полягають у виявленні теплової дії струмів короткого замикання на проводи і кабелі вибраних перерізів; у перевірці стабільності паралельної роботи електростанцій; в установленні надійності у роботі мереж у після аварійних режимах і т. ін.

Усі ці розрахунки обов'язково повинні проводитися з врахуванням вимог відповідних нормативних документів.

## **1.11. Схеми електричних мереж різного типу**

**1.11.1. Схеми місцевих електричних мереж.** У місцевих розподільчих мережах електроенергія до споживачів розподіляється від центрів живлення (ЦЖ), якими є шини розподільчих пристроїв вторинної напруги (6÷10кВ) понижуючих підстанцій чи шини розподільчих пристроїв такої ж напруги електростанцій.

Схеми місцевих розподільчих мереж, які забезпечують електропостачання міських комунально-побутових споживачів і дрібних підприємств, будуються зазвичай на напругу 10 кВ з наступною трансформацією 10/0,4 кВ. Мережі промислових підприємств – на напругу 6-10/0,4 кВ. Напруга 6 кВ використовується при наявності на підприємстві відповідних споживачів.

У місцевих розподільчих мережах сільськогосподарських споживачів використовують напругу 35/10/0,4 кВ. Напруги 6 кВ тут немає. Ці мережі більш протяжні.

Перераховані електричні мережі розімкнені, тобто вони не містять замкнених контурів. Найпоширеніші для місцевих мереж радіальні, магістральні, змішані (радіально-магістральні) та петлеві схеми.

*Радіальна схема розподілу* показана на рис 1.6. У цій схемі лінії електропередач  $W$ , як радіуси, безпосередньо зв'язують ЦЖ з кожним споживачем  $S_1, S_2, \dots$ . Дві секції шин (1 і 2) ЦЖ з'єднані спеціальним вимикачем  $QB$ , який у нормальному режимі вимкнений. При зникненні напруги, наприклад, на 1-й секції шин, цей вимикач вмикається автоматикою вводу резервного живлення (АВР), забезпечуючи

живлення споживачів, під'єднаних до 1-ї секції шин, від шин секції 2.

Вимикачі Q вимикають відповідні гілки при пошкодженні чи плановому відімкненні лінії W або трансформатора Т.

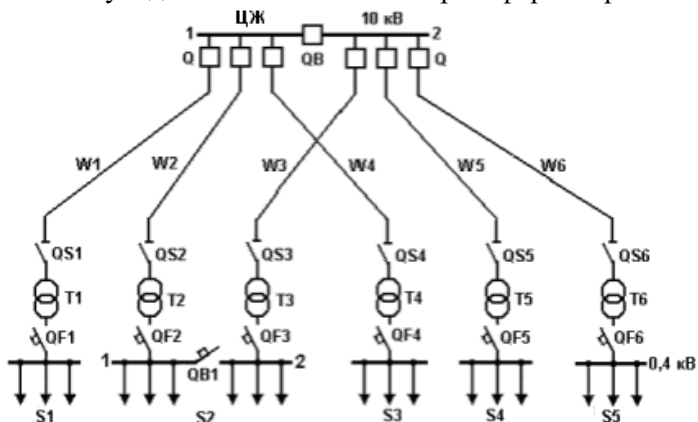


Рис.1.6. Радіальна розподільча мережа

Електропостачання відповідальних споживачів  $S_2$  здійснюється по двох лініях через трансформатори  $T_2$  і  $T_3$  від різних секцій шин ЦЖ. Для таких споживачів на напрузі 0,4 кВ передбачено АВР. При зникненні з будь-якої причини напруги, наприклад, на 1-й секції шин, автоматично вимикається вимикач вводу  $QF_2$  і вмикається секційний вимикач  $QB1$ . Живлення усіх споживачів  $S_2$  здійснюється через трансформатор  $T_3$  від другої секції шини.

Менш відповідальні споживачі ( $S_1, S_3, S_4, S_5$ ) можуть отримувати живлення по одній лінії W через один трансформатор T з однієї секції шин ЦЖ.

Магістральна схема розподілу електроенергії показана на рис. 1.7. При такій схемі до однієї лінії W (магістралі) під'єднується декілька споживачів. Магістралі можуть бути як ординарними, так і подвійними. На рис. 1.7 показана подвійна магістральна лінія.

Будова магістральної схеми живлення зрозуміла з пояснення до рис. 1.6. Відповідальні споживачі ( $S_2$ ) отримують

живлення від двох магістралей, а менш відповідальні – від однієї.

За технічними показниками, надійності, радіальна та магістральна схеми практично рівноцінні. Але магістральні схе-

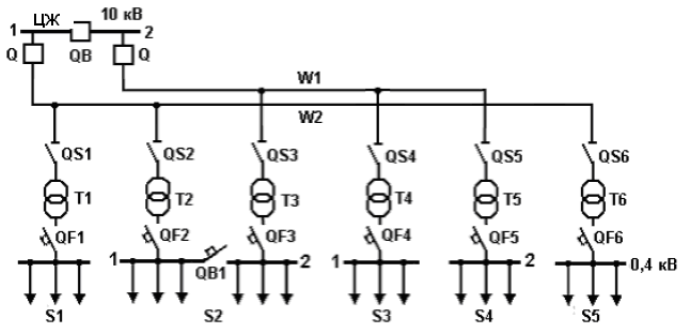


Рис.1.7. Магістральна розподільча мережа

ми економічніші, бо вимагають меншої кількості вимикачів.

Вибір схеми постачання залежить від взаємного розміщення споживачів електроенергії відносно ЦЖ. При розміщенні споживачів у різних напрямках від ЦЖ перевага віддається радіальній схемі, а при розміщенні в одному напрямку – магістральній.

*Змішані схеми* розподільчих місцевих мереж використовуються при різному розташуванні споживачів відносно ЦЖ і поєднують принципи побудови як радіальної, так і магістральної схем.

*Петлева схема* розподілу електричної енергії показана на рис. 1.8.

У такій схемі ділянки ліній  $W_1, W_2, W_3, W_4, W_5, W_6, W_7$ , які зв'язують між собою різних споживачів, утворюють замкнутий контур (петлю). У нормальному режимі петлева схема завжди працює у розімкненому стані. Для цього розмикається, наприклад, роз'єднувач  $QS_7$  на підстанції споживача  $S_4$ . При цьому споживачі  $S_1, S_2$  і  $S_3$  отримують живлення від 1-ї секції шин ЦЖ, а споживачі  $S_4, S_5$  і  $S_6$  – від 2-ї.

При пошкодженні якої-небудь ділянки лінії, наприклад  $W_3$ , вимикається головний вимикач  $Q_1$  першої секції шин ЦЖ. При цьому споживачі  $S_1$ ,  $S_2$  і  $S_3$  залишаються без живлення. Оперативний персонал вимикає пошкоджену ділянку роз'єднувачами  $QS_4$  і  $QS_5$ , і далі вмикає вимикач  $Q_1$ .

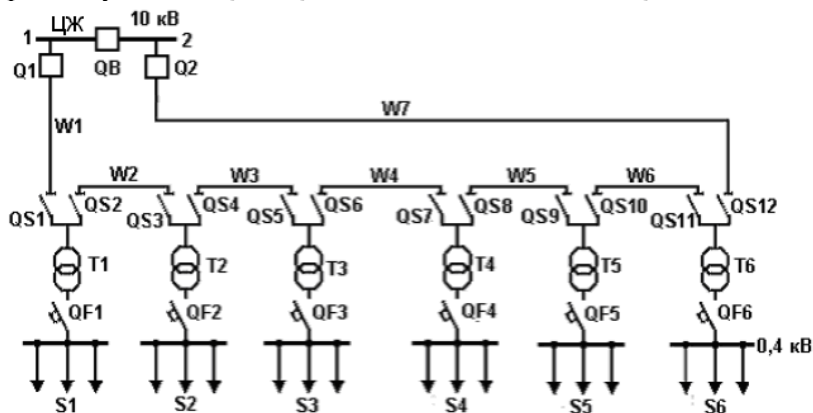


Рис.1.8. Петлева розподільча мережа

Електропостачання споживачів  $S_1$  і  $S_2$  відновлюється. Далі оперативний персонал вимикає головний вимикач  $Q_2$ , включає роз'єднувач  $QS_7$  і знову вмикає головний вимикач  $Q_7$ . Електропостачання споживача  $S_3$  відновлюється.

Петлеві схеми знайшли широке використання у місцевих розподільчих мережах.

### 1.11.2. Схеми районних електричних мереж.

У районних розподільчих мережах електроенергія до споживачів розподіляється від центрів живлення, якими є шини розподільчих пристроїв вторинної напруги (110-220 кВ) великих понижувальних підстанцій електричних мереж чи шини такої ж напруги розподільчих пристроїв електростанцій.

Районні розподільчі мережі з  $U=110-220$  кВ мають зазвичай досить складну структуру, яка визначається з урахуванням багатьох факторів: географічні умови, розподіл навантажень, розміщення джерел електроенергії.

Існує багато схем і конфігурацій електричної мережі. Як і для місцевих мереж, тут використовують радіальні,

магістральні, змішані схеми. Крім того, для районних розподільчих мереж широко використовують замкнені і складнозамкнені схеми.

Найтиповіші районні розподільчі мережі наведені на рис. 1.9.

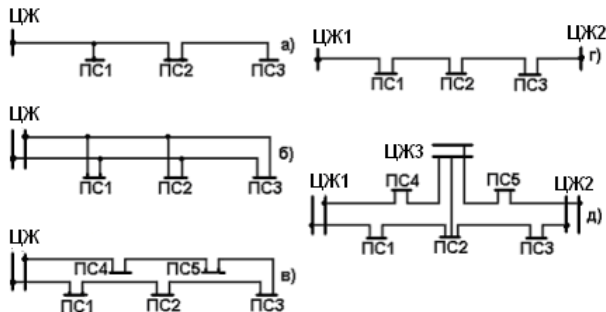


Рис.1.9. Основні типи схем районних розподільчих мереж

Проста (ординарна) схема (рис.1.9, а) найпростіша та найдешевша на першому етапі розвитку електричних мереж. Три підстанції ПС1, ПС2 і ПС3 отримують живлення від ЦЖ. Для простоти і наглядності показані лише шини високої напруги підстанцій без комутаційної апаратури. При подальшому розвитку електропостачання ця мережа перетворювалася на одну з наведених на рис.1.9, б, в, г, д.

*Подвійна схема* (рис. 1.9, б) надійніша завдяки дублюванню лінії та забезпеченню живлення кожного споживача з будь-якої системи шин ЦЖ.

*Проста кільцева схема* (рис.1.9, в) приєднана до різних систем шин ЦЖ і надійна через двостороннє живлення кожного споживача.

При наявності другого центра живлення ЦЖ2 може сформуватися *кільцева схема*, яка опирається на два джерела (1.9, г). Така схема надійніша, ніж звичайна кільцева.

Кільцеві схеми застосовують зазвичай для електропостачання великих міст.

При подальшому розвитку електричної мережі може сформуватися *багатоконтурна система* (рис.1.9, д). Такі

системи більш надійні. У них може бути різна кількість ЦЖ (3 – на рис.1.9, д).

Але при зростанні навантажень, генеруючих потужностей і охоплюваних територій росте і напруга у районній розподільчій мережі. З появою електроенергетичних ліній вищої напруги, частина системоутворюючих мереж переходить до розряду розподільчих. Наприклад, на районну електричну мережу напругою 110 кВ поступово накладається мережа напругою 220 кВ і т. ін.

Отже, районна розподільча мережа будується за ступінчастим принципом поступового накладання електричних мереж вищої напруги на мережі нижчої напруги.

### **1.11.3.Системоутворюючі мережі змінного струму.**

Системоутворюючі мережі напругою 330–1150 кВ характеризуються великою протяжністю (сотні кілометрів) і великою передаваною потужністю (сотні МВА). За конфігурацією це найпростіші мережі, які мають магістральну структуру: електростанція – лінія електропередачі – приймальна підстанція електромережі. Доцільність передавання електроенергії на високій напрузі визначається порівнянням двох можливих варіантів:

- спорудженням лінії електропередачі надвисокої напруги від електростанції, розташованої поряд з джерелом дешевого палива, але далеко від споживача;

- перевезенням палива залізничним транспортом і спорудження електростанції поруч зі споживачем.

Порівнюючи ці обидва варіанти, треба враховувати екологічні аспекти.

Електропередачі надвисокої напруги мають певні особливості. Значна довжина таких ліній, співвимірна з довжиною електромагнітної хвилі (6000 км), вимагає урахування розподіленості параметрів лінії та її хвильових якостей. Управління такою лінією потребує застосування спеціальних пристроїв і заходів для збільшення її пропускної спроможності.

Принципова схема електропередачі надвисокої напруги наведена на рис. 1.10.

Генератори електростанцій G1 і G2 через підвищувальні трансформатори T1 і T2 передають потужність у приймальну електроенергетичну систему по двох високовольтних лініях напругою 500 кВ. До шин 500 кВ приймальної електроенергетичної системи під'єднані понижувальні триобмоткові трансформатори T3 і T4, вторинні обмотки яких мають напру-

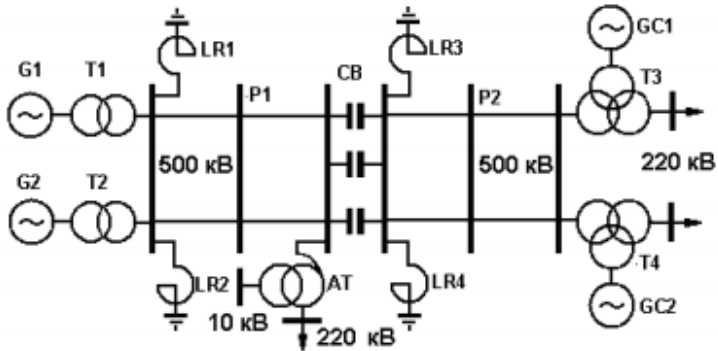


Рис.1.10. Принципова схема електропередачі надвисокої напруги

ги 110-220 кВ і є центрами живлення районної розподільчої мережі приймальної електроенергетичної системи. З рис. 1.10 видно, що у такій мережі надвисокої напруги є багато складових, які відсутні (або не принципові) для мережі нижчої напруги:

- синхронні компенсатори GC1 і GC2, які під'єднані до обмоток нижчої напруги 6-10 кВ трансформаторів T3 і T4, є джерелами реактивної потужності у трансформаторах T3 і T4;

- конденсаторні установки СВ, які одночасно з розщепленням кожної фази високовольтної лінії на кілька проводів служать для зменшення індуктивного опору лінії;

- поділ (секціонування) двох високовольтних ліній на окремі ділянки приблизно рівної довжини, що здійснюється у проміжних перемикальних пунктах P1 і P2. Це дозволяє при аваріях від'єднувати лише пошкоджені ділянки високовольтної лінії, зберігаючи її на інших ділянках другої лінії;



– шунтуючі реактори LR слугують для регулювання режиму реактивної потужності, вирівнювання напруг вздовж лінії і зняття внутрішніх перенапруг. Вони вмикаються між фазою та землею і споживають надлишкову реактивну потужність. Їх вмикання здійснюється спеціальними вимикачами.

Якщо вздовж лінії надвисокої напруги відбувається відбирання потужності для споживачів, то для цього споруджують проміжні понижувальні підстанції 500/220(110) кВ. Зазвичай такі підстанції суміщають з перемикальними пунктами Р чи з установкою поздовжньої компенсації СВ (конденсаторні установки СВ називають установками поздовжньої компенсації УПК).

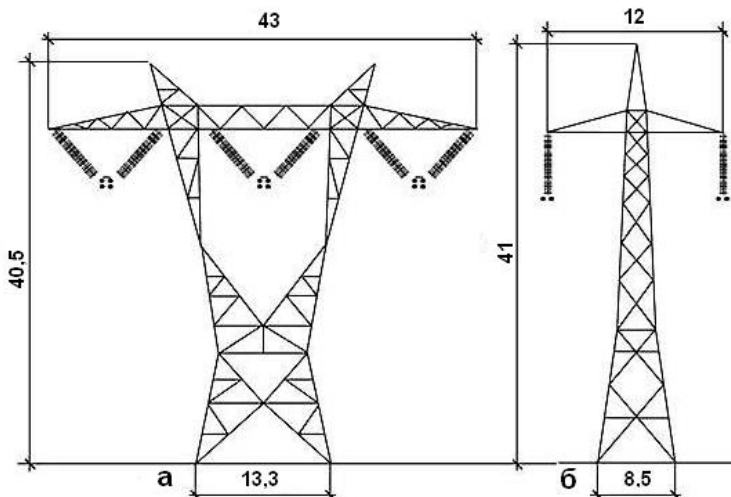
**1.11.4. Електропередачі постійного струму.** Одним із призначень постійного струму, як і змінного, є передавання великих потужностей на значні віддалі. Верхня межа передаваної потужності по лінії постійного струму не залежить від її довжини і значно більша, ніж у лінії змінного струму такої ж напруги.

Крім того, передачі постійного струму служать для несинхронного зв'язку ліній електропередач однакової номінальної частоти і є єдиним засобом зв'язку двох електроенергетичних систем різної номінальної частоти.

Розвиток ліній електропередач постійного струму стримується в основному необхідністю спорудження дорогих і складних перетворювальних підстанцій на передавальному і приймальному кінцях передачі і кожній точці відбору потужності. На даний час у світі налічується біля 20 ліній передач на постійному струмі.

Потужність, яка передається по лінії постійного струму, обмежена в основному потужністю перетворювальних станцій і не залежить, як при передачі змінним струмом, від довжини лінії та стійкості паралельної роботи генераторів ЕЕС.

Лінія постійної напруги дешевша від еквівалентної за напругою лінії змінного струму через меншу кількість ізоляторів, лінійної арматури і легших опор (див рис.1.11). Тому застосування передач постійного струму економічно доцільне для таких ліній, коли подорожання перетворювальних станцій компенсується здешевленням лінії.



Ритс.1.11 Порівняння опор ПЛ 800 кВ змінного струму (а) та ПЛ  $\pm 500$  кВ постійного струму (б) для однакової передаваної потужності (розміри зазначені в метрах)

Принципова схема передачі містить випрямляч трифазного змінного струму в постійний струм високої напруги та інвертор (перетворювач постійного струму в змінний). Випрямляч може створювати високу постійну напругу одного знака (+) на одному полюсі лінії відносно другого заземленого полюса (уніполярна передача) або напругу різних знаків (плюс або мінус) на кожному з полюсів змінної напруги та струму відносно середньої заземленої точки випрямляча (біполярна передача, мал.1.12).

У процесі перетворення струмів споживається значна реактивна потужність (0,5–0,6 кВА на 1 кВт активної потужності). Конденсаторні установки, необхідні для генерації реактивної потужності, ускладнюють і здорожують конструкції перетворювальних підстанцій електропередач постійного струму.

Техніка перетворення струму йшла шляхом безперервного вдосконалення від перших випрямлячів з «ртутниками» і 6-фазним режимом випрямлення до систем на базі силової напівпровідникової техніки і 12-фазним режимом випрямлення з

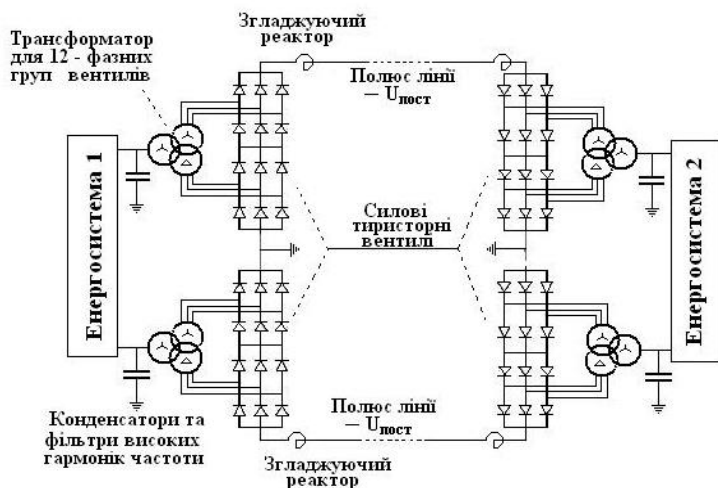


Рис.1.12 Принципова схема лінії електропередачі постійним струмом між двома енергосистемами

електронним управлінням. У 60-х роках ХХ століття почалося широке застосування силових тиристорів спочатку з масляним охолодженням, а потім з охолодженням деіонізованою водою.

Системи електропередач постійного струму виявилися особливо затребуваними для підводних кабельних ліній при відстанях до 300 км і напрузі 400 кВ.

Для всіх напруг лінії постійного струму мають такі переваги:

1. Вони не вимагають розрахунку стійкості.
2. Напряга у таких лініях більш рівномірна, бо у сталому режимі вони не генерують реактивної потужності.
3. Конструкції ліній постійного струму простіша, ніж змінного: менше число гірлянд ізоляторів, менша витрата металу.
4. Напрямок потоку потужності можна змінювати (реверсивні лінії).

*Недоліки:*

1. Необхідність спорудження складних кінцевих підстанцій з великим числом перетворювачів напруги та допоміж-

ної апаратури. Відомо, що випрямлячі й інвертори сильно спотворюють форму кривої напруги на стороні змінного струму. Тому доводиться ставити потужні згладжуючі пристрої, що значно знижує надійність.

2. Відбір потужності від лінії постійного струму поки що затруднений.
3. У лініях постійного струму потрібно, щоб перед увімкненням були приблизно однаковими полярність і напруги по обох кінцях.

Отже, можна зробити висновок, що через великі витрати  $K_0$  (рис.1.13) будівництво ліній електропередач постійного струму (крива 2) стає економічно доцільним тільки при великих відстанях, які дорівнюють приблизно 1000 ... 1200 км (точка  $m$ ).

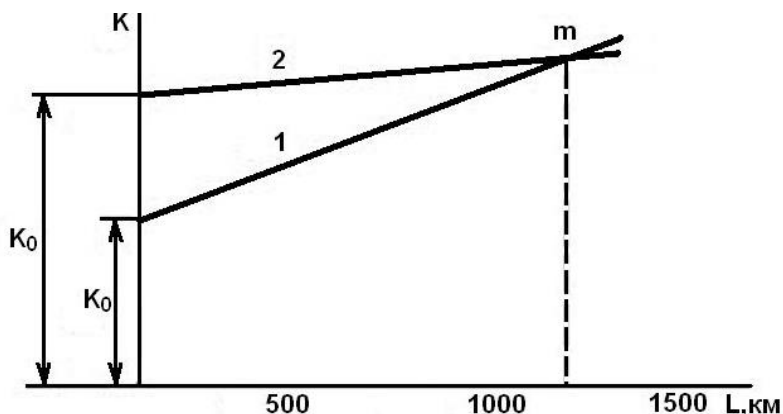


Рис.1.13 Залежність капітальних затрат від довжини лінії  $L$  для змінного (1) і постійного (2) струму

#### *Вставка постійного струму*

Вставка постійного струму є станцією, в якій і інвертори, і випрямлячі знаходяться в одному місці, зазвичай в одному і тому ж будинку. Лінія постійного струму виконується настільки короткою, наскільки можливо. Вставки постійного струму використовуються для: з'єднання магістральних ліній різної частоти, з'єднання двох електричних мереж тієї ж самої номінальної частоти, але різних нефіксованих фазових зсувів.

## ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ

1. Яке основне призначення електричної мережі?
2. Дайте визначення «енергетична система» і «електроенергетична система», відмітності між ними.
3. З яких основних елементів складається електрична мережа?
4. Які переваги використання об'єднаних енергетичних систем?
5. Назвіть вимоги до електричних мереж при їх проектуванні й експлуатації.
6. Сформулюйте ознаки, за якими здійснюється класифікація електричних мереж.
7. Яке призначення мереж постійного струму?
8. Які можливі режими роботи електричних систем Ви знаєте?
9. Яка напруга називається номінальною?
10. Які номінальні значення напруг у місцевих, районних і регіональних мережах?
11. Які Ви знаєте режими нейтралі електричних мереж? Які переваги різних режимів? Що таке «занулення»?
12. У чому полягає зміст розрахунку електричної мережі?
13. Яка різниця між уніполярною та біполярною схемами передачі електроенергії на постійному струмі?
14. Які переваги та недоліки ліній електропередач на постійному струмі порівняно з передаванням електроенергії змінним струмом?
15. Дайте визначення «споживачі електричної енергії» та «приймачі електричної енергії».
16. Чому при об'єднанні місцевих електричних мереж у системи підвищується надійність електропостачання та економічність роботи енергопідприємств?
17. Охарактеризуйте системоутворюючі мережі змінного струму.
18. Для чого використовуються вставки постійного струму?

## РОЗДІЛ 2 ПОВІТРЯНІ ТА КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, ЇХ ВИКОНАННЯ Й ЕЛЕМЕНТНА БАЗА

### 2.1. Загальні відомості про виконання повітряних ліній

Електричною повітряною лінією (ПВ) називається пристрій для передачі та розподілу електричної енергії проводами, розміщеними на відкритому повітрі та прикріпленими за допомогою ізоляторів і арматури до опор або кронштейнів інженерних споруд (рис.2.1).

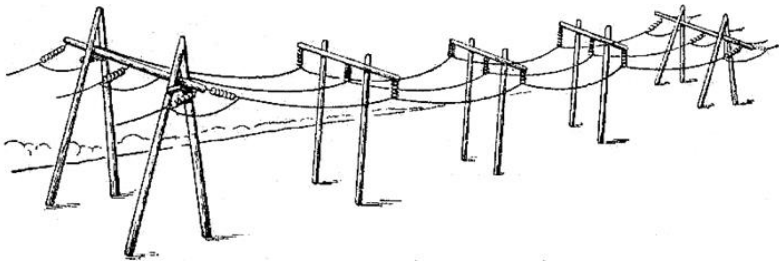


Рис. 2.1. Загальний вигляд одноланцюгової повітряної лінії

Головними конструктивними елементами будь-якої повітряної лінії є (рис.2.2):

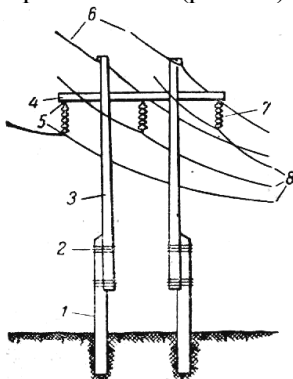


Рис. 2.2.  
Елемент повітряної одноланцюгової лінії – дерев'яна проміжна опора з грозозахисними тросами (на підході до станції). 1 – пасинок; 2 – бандаж; 3 – стійка опори; 4 – траверса; 5 – арматура; 6 – захисні троси; 7 – гірлянда ізоляторів; 8 – проводи

а) *проводи*; б) *захисні троси*; в) *опори*, які підтримують проводи та троси на необхідній висоті; г) *ізолятори*; д) *арматура*, за допомогою якої проводи прикріплюють до ізоляторів, а ізолятори – на опори.

Найбільше поширення мають *одно і дволанцюгові повітряні лінії*. Під поняттям «ланцюг» розуміють *три проводи однієї трифазної лінії* (рис. 2.1 – одноланцюгова лінія; рис.2.3 – дволанцюгова).

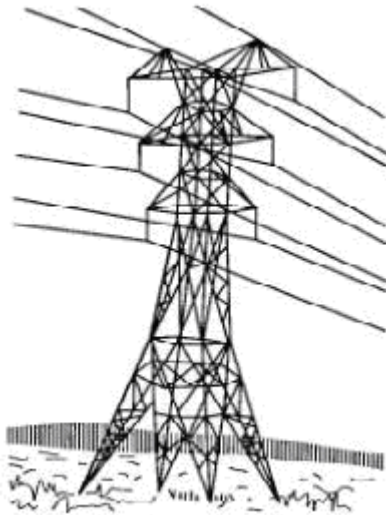


Рис.2.3. Проміжна металева опора для дволанцюгової лінії напругою 220 кВ

Проміжні опори слугують для підтримування проводів і тросів на заданій висоті (рис. 2.4).

Горизонтальна лінія між двома сусідніми точками кріплення проводу на опорах називається *довжиною прогону*, або *прогоном* (рис.2.4). Найменша віддаль по вертикалі від проводу до землі при його найбільшому провисанні називається *габаритом* проводу до землі  $h$ .

Вертикальна віддаль між горизонтальною прямою, яка з'єднує дві розташовані на одному рівні точки кріплення і нижню точку провису проводу, називається *стрілою провису*  $f$ .

Захисні троси (грозозахисні троси, грозотроси) – заземлений провід у повітряних ліній електропередач, який слугує для захисту струмопровідних проводів від прямих ударів блискавки. Його підвішують над струмопровідними проводами і заземляють біля кожної опори.

Опори бувають *анкерні і проміжні*. До перших проводи прикріплюють жорстко і намагаються до необхідного натягу.

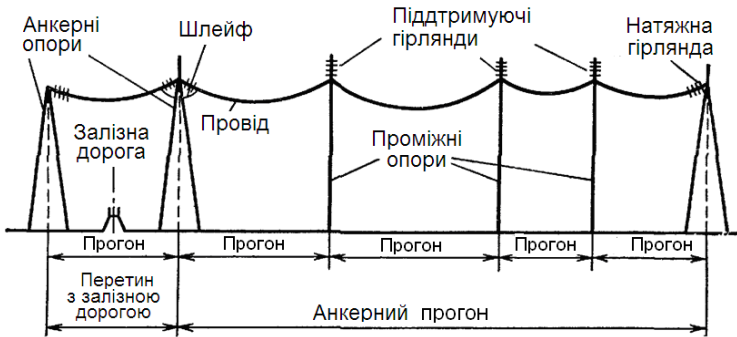


Рис. 2.4. Схема анкерного прогону повітряної лінії та прогону перетину із залізною дорогою

При розміщенні опор на різній висоті (рис.2.5), виділяють дві стріли провису.

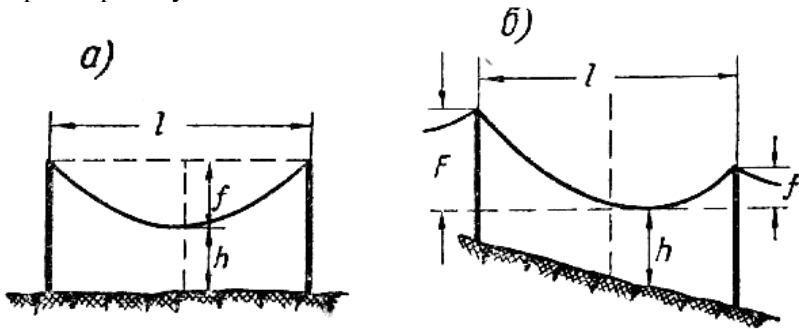


Рис.2.5. Основні характеристики у прогоні при розташуванні точок підвісу проводу: а — на однаковій висоті; б — на різних висотах. Позначення:  $f$  — стріла провису,  $l$  — довжина провису,  $h$  — габарит

Залежно від напруги та призначення повітряні лінії діляться на такі класи:

– клас особливий - усі лінії номінальними напругами між проводами одного ланцюга 500 кВ і більше;



– клас I - усі лінії з номінальними напругами від 35 до 330 кВ включно, за винятком ліній напругою 35 кВ, які живлять навантаження 2-ї та 3-ї категорій;

– клас II – усі лінії з номінальною напругою від 1 до 20 кВ включно, а також лінії з напругою 35 кВ, які живлять навантаження 2-ї та 3-ї категорій.

Лінії з напругою менше 1 кВ у класифікацію не входять.

На рис.2.6 схематично показано типові розташування проводів і тросів на опорах.

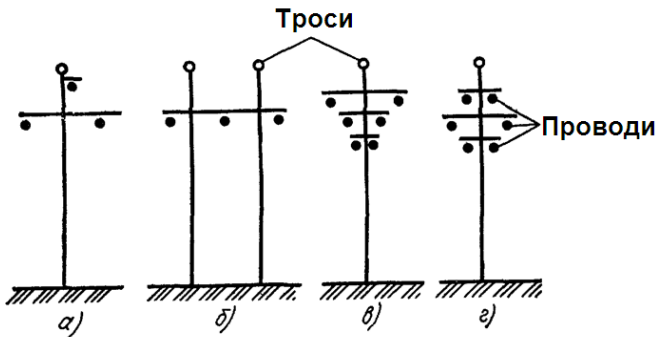


Рис. 2.6. Розташування дротів і тросів на опорах:  
а) – у вершинах трикутника;  
б) – горизонтальне; в) – зворотна ялинка;  
г) – бочка

Прийнято розмішувати проводи на опорах так:

а) на одноланцюгових лініях – трикутником чи горизонтально;

б) на дволанцюгових лініях – оберненою ялинкою або шестикутником (у вигляді “бочки”).

Розташування проводів у вершинах трикутника використовують на всіх одноланцюгових лініях з напругою до 20 кВ включно і на одноланцюгових лініях напругою 35-330 кВ з металевими та залізобетонними опорами.

Горизонтальне розміщення проводів використовують на одноланцюгових лініях з напругою 220 кВ і вище та на

одноланцюгових лініях напругою 35 – 110 кВ з дерев'яними опорами.

Для дволанцюгових ліній проводи розташовують або оберненою ялинкою, що зручно при монтажі, але збільшує вагу опор, бо вимагає підвищення двох захисних тросів, або шестикутником. Останній спосіб більш придатний. Його рекомендують для застосування на дволанцюгових лініях з напругою 35 – 330 кВ.

## 2.2. Проводи та троси повітряних ліній

Оскільки у повітряних лініях застосовують голі проводи і троси, то через атмосферний вплив (вітер, дощ, ожеледь, зміна температури) і дію шкідливих домішок навколишнього повітря вони повинні володіти достатньою механічною міцністю і бути стійкими до корозії.

Різноманітні умови експлуатації повітряних ліній електропередач визначають необхідність існування різних конструкцій проводів.

Основними конструкціями є:

- однодротові проводи з одного металу;
- багатодротові проводи з одного металу;
- багатодротові проводи з різних металів;
- пустотілі проводи;
- біметалеві проводи.

Коротко охарактеризуємо проводи різного типу.

*Однодротові* проводи складаються з одного дроту суцільного перерізу.

*Багатодротові* з одного металу – кілька звитих між собою дротів. Проводи мають один центральний дріт, навколо якого роблять наступні повиви (ряди) дротів (рис. 2.7). При одному повиві провід складається з 7 дротів, при двох – з 19, при трьох – з 37 дротів. Скрутка суміжних повивів здійснюється у різних напрямках, що забезпечує круглу форму і протидіє розкручуванню.

Переваги багатодротових проводів такі: більша гнучкість; великий опір на розрив, бо при зменшенні діаметра

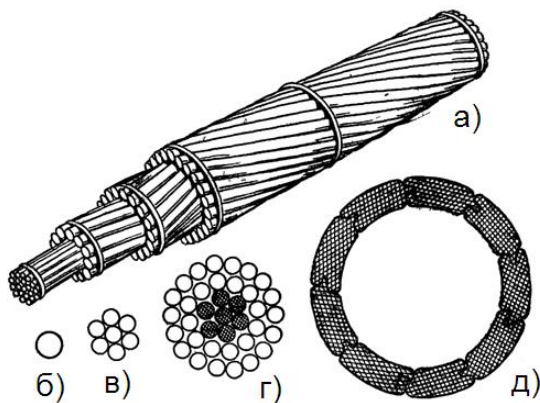


Рис.2.7.  
Конструкції дротів ПЛ:  
а) – загальний вигляд багатодрогового проводу;  
б) – перетин однодротового проводу;  
в, г) – перетин багатодровових проводів з одного та двох металів;  
д) – перетин пустотілого дроту

дроту його міцність на розрив збільшується.

Однодротові проводи роблять перерізами 4, 6, 10 мм<sup>2</sup>; багатодровові – від 10 мм<sup>2</sup>.

Через те, що поверхня кольорових дротів із самого початку покривається тонким окисним шаром, при подальшій експлуатації на відкритому повітрі вони не руйнуються через корозію. Через погану провідність окисної плівки струм у багатодрововій лінії “розбивається” на ряд паралельних струмів, які протікають по окремих дротах. Реальна довжина багатодровового проводу на 2-3% менша від довжини окремих дротів у скрутці. Крім того, на 2-3% збільшується активний опір порівняно з однодротовим проводом.

Намір підвищити механічну міцність проводів привів до створення алюмінієвих проводів зі сталним сердечником, які називають сталеалюмінієвими (рис. 2.7,г). Сердечник проводу виконується з одного чи кількох скручених сталних оцинкованих дротів. Стальний сердечник покривається одним чи кількома шарами алюмінієвих дротів, які є струмопровідною частиною проводу. Оскільки провідність сталі набагато менша від провідності алюмінію, її внесок у загальну провідність проводу не враховується.

Механічне навантаження беруть на себе сталь і алюміній. У сталевалюмінієвих проводах  $S_{Al} / S_{стали} \approx 5 \div 6$ , алюмінієві дроти беруть на себе  $\sim 50-60\%$  повного натягу на дріт, решта – сталь ( $S$  – площа поперечного перерізу).

При необхідності поєднувати малий активний опір з великою механічною міцністю застосовують *сталевбронзові та стелеалдреві* проводи<sup>1</sup>.

Пустотілі мідні і біметалеві проводи (стальний дріт з привареним зовні шаром міді) застосовують рідко.

Для зручності проводи позначають марками: М – мідь; А – алюміній; Ал – алдрей; С – сталь; Б – бронза.

Сталевалюмінієві проводи випускають таких марок:

АС ( $S_{Al} / S_{стали} = 5,5 \div 6$ );

АСО ( $S_{Al} / S_{стали} = 7,5 \div 8$ ) – полегшена конструкція;

АСУ ( $S_{Al} / S_{стали} \approx 4,5$ ) – посилена конструкція.

Найчастіше використовують проводи марки АСО

Для позначення проводу поруч з маркою вказують на *номінальний* переріз: А-50 означає алюмінієвий дріт з поперечним перерізом 50 мм<sup>2</sup>. *Номінальним перерізом називають округлену величину фактичного перерізу проводу.* Наприклад, у проводу АС-150 цифра показує лише на номінальний переріз алюмінієвої частини.

Прийнята така шкала номінальних перерізів неізоляованих проводів: 4; 6; 10; 16; 25; 35; 50; 70; 95; 120; 150; 185; 240; 300; 400; 500; 600; 700 мм<sup>2</sup>.

Стальні багатодротові грозозахисні троси мають марки С-35; С-50; С-70.

*Використання інших типів проводів.*

– АК (алюмінієвий корозостійкий) – біля солених озер, морського узбережжя, на підприємствах хімічної промисловості.

– Проводи марки С – у місцевих мережах до 10 кВ для передачі малих потужностей.

---

<sup>1</sup> Алдрей – це сплав, який складається з 98,8% алюмінію та 1,2% магнію та кремнію. Його провідність приблизно дорівнює провідності алюмінію, але міцність майже у два рази більша.

– У лініях з напругою 330 кВ і вище використовують проводи марки АС з діаметром 40 мм і більше.

### 2.3. Опори повітряних ліній

Опори можуть бути дерев'яні, металеві та залізобетонні.

За призначенням опори діляться на проміжні, анкерні, кутові та кінцеві. (рис. 2.4). Опори можуть бути одноланцюговими (рис. 2.2), дволанцюговими (рис.2.3), з тросом і без нього.

Найпоширенішими на лініях є проміжні опори, кількість яких може дорівнювати 80 – 90% від їх загальної кількості. Опора повинна витримати вертикально напрямлені сили: масу проводів, ізоляторів, льоду і самої опори – і горизонтально напрямлені – тиск вітру на проводи та опору.

Проміжні опори розраховані на те, що при обриві одного з проводів вони повинні взяти на себе силу неурівноваженого натягу з другого боку.

Анкерні опори розраховані на обрив усіх проводів.

Кінцеві опори встановлюють на підходах до підстанцій.

Кутові опори встановлюють у точках повороту лінії.

При всіх варіантах взаємного розташування проводів (рис.2.6) вони розміщені несиметрично один відносно другого, через що будуть різними і їх реактивні опори та провідності. Тому навіть при рівномірному навантаженні фаз падіння напруги в окремих фазах лінії будуть неоднаковими.

Для вирівнювання ємності та індуктивності усіх трьох фаз у лінії при її довжині більше 100 км застосовують *транспозицію* проводів: лінію поділяють на III відрізки, на яких кожен з проводів займає всі III можливі положення (рис.2.8).

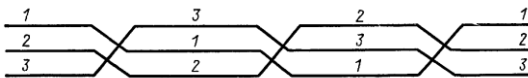


Рис.2.8.

Цикл транспозиції одноланцюгової лінії

У точках лінії, де проводи міняються місцями, встановлюють транспозиційні опори. Також транспозиція

зменшує вплив лінії електропередачі на сусідні проводи зв'язку. Застосовують транспозицію на лініях з напругою від 300 кВ і вище.

Різні типи опор, їх ознаки й особливості наведені у табл. 2.1.

Таблиця 2.1.

Класифікація опор повітряних ліній електропередач

<b>ОЗНАКА</b>	<b>ТИП ОПОРИ</b>	<b>ПРИМІТКА</b>
Кількість трифазних ланцюгів	Одноланцюгова	Усіх напруг
	Дволанцюгова	35 – 330 кВ
	Багатоланцюгова.	—
Спосіб кріплення проводів	Проміжна	Затискувачі підтримуючі
	Анкерна	Затискувачі натяжні
Розташування на трасі	Кутова	У точках повороту траси
Конструктивне виконання	Вільностояча	—
	На відтяжках	—
Матеріал	Дерев'яна	До 220 кВ включно
	Залізобетонна	До 500 кВ включно
	Металева	Усіх напруг
Спеціальне призначення	Транспозиційна	По кінцях участків циклу
	Відгалужуюча	Відгалуження від магістралі
	Перехідна	Переходи через річки і т.д.

#### 2.4. Ізолятори повітряних ліній

Ізолятори повітряних ліній виготовляють з фарфору чи гартованого скла. Ці матеріали відзначаються високою механічною й електричною міцністю та значною стійкістю до атмосферних впливів.

Існують такі типи ізоляторів:

- фарфорові штиреві типу ШС-6; ШС-10, які використовуються в лініях з напругою  $6\div 10$  кВ (рис.2.9);
- фарфорові штиреві типу Ш-20; ШД-35, які використовуються в лініях з напругою  $20\div 35$  кВ (рис.2.10);
- фарфорові та скляні підвісні типу ПФ і ПС – для ліній з напругою вище 35 кВ (рис.2.11).

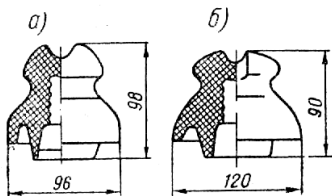


Рис.2.9.  
Штиреві ізолятори типів АИК і ШС для ліній напругою 0,5 (а) і 10 (б) кВ

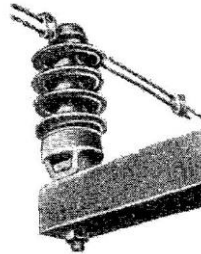


Рис.2.10.  
Стержневий ізолятор лінії напругою 35 кВ

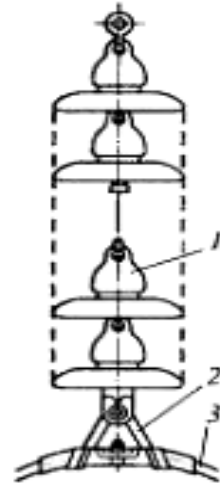


Рис.2.11.  
Гірлянда підвісних ізоляторів:  
1–ізолятор;  
2 – затискач для кріплення проводів;  
3 – провід

Ізолятори типу ШД і ШС прикріплюють до опор за допомогою гаків і штирів. При напругах вище 110 кВ застосовують лише підвісні ізолятори, які збираються у гірлянди (рис.2.11). Гірлянди підвісних ізоляторів бувають підтримуючі та натяжні. Перші з них використовуються на проміжних опорах, другі – на анкерних. Число ізоляторів у гірлянді залежить від напруги ЛЕП, матеріалу опори, типу підвіски (кріплення), величини забруднення атмосфери.

На повітряних лініях з напругою 220 кВ для захисту гірлянди від пошкоджень при виникненні дуги короткого замикання застосовують захисні роги та кільця.

Для прикріплювання проводів до ізоляторів різного типу розроблено багато пристроїв – затискачів.

## 2.5. Кабельні лінії електропередач

### *Загальна інформація.*

Кабельні лінії змінного струму обходяться значно дорожче від повітряних за вартістю їх спорудження, так і ремонтом та обслуговуванням. Вони теж потребують більших витрат кольорових матеріалів порівняно з повітряними. Тому кабельні лінії використовуються там, де прокладання повітряних ліній неможливе або небажане (території промислових підприємств, через водойми, з архітектурних міркувань і т. ін.).

Переваги кабельних ліній такі:

- вони нечутливі до атмосферних впливів (ожеледь, вітер, грозові враження і т. ін.);
- прихованість траси і недоступність кабелю для сторонніх людей.

Основні складові частини кабелю будь-якої конструкції такі:

- струмопровідні жили;
- ізоляція або ізолюючі оболонки, які відокремлюють жили одну від одної і від землі;
- захисні оболонки, які захищають ізоляцію від шкідливої дії вологи, кислот, механічних пошкоджень.

### *Конструкції кабелів.*

Силові кабелі випускають на напругу до 110 кВ включно.

Силові кабелі з напругою менше від 35 кВ мають від 1 до 4-х мідних чи алюмінієвих жил з перерізом  $1 \div 2000 \text{ мм}^2$ . Жили з  $S < 16 \text{ мм}^2$  – однодротові, при більших перерізах – багатожильні. За формою перерізу жили одножильних кабелів круглі, а багатожильних – сегментні чи секторні. Найчастіше жили кабелів виготовляють з алюмінію, рідше – з міді. Кабелі з



мідними жилами використовують для живлення рухомих механізмів, а також у вибухонебезпечних приміщеннях.

*Ізоляцію жил* виготовляють з кабельного паперу, просоченого олійно-каніфольним складом, гуми, полівінілхлориду та поліетилену.

*Захисна герметична оболонка кабелю* захищає ізоляцію від шкідливого впливу вологи, газів, кислот і механічних пошкоджень. Оболонки роблять зі свинцю, алюмінію, гуми і полівінілхлориду.

*Броня кабелю* робиться зі сталевих стрічок чи сталевих оцинкованих дротів. Поверх броні накладають покриття з кабельної пряжі (джуту), просоченого бітумом і покритого крейдяним складом. При прокладанні у приміщеннях, каналах і тунелях джутове покриття з міркувань протипожежної безпеки знімають.

Кабелі на напругу 110 кВ і вище зазвичай виконують газочили маслянонаповненими, одножилевими з покриттям сталеву броню чи асфальтованими, для прокладання на повітрі чи у землі. Масло у кабелі знаходиться під тиском. Конструкція кабелів знаходить відображення у їх позначенні.

Кабелі з паперовою ізоляцією і алюмінієвими жилами мають марки: ААБ; ААГ; ААП; ААШВ; АСБ; АСБГ; АСПГ; АСШВ.

Перша буква означає матеріал жили: А – алюміній, відсутність першої букви означає, що використовують мідну жилу.

Друга буква вказує на тип матеріалу, з якого виготовлена оболонка: А – алюміній; С – свинець. Буква Б означає, що кабель броньований сталеву стрічкою; Г – відсутність захисного покриття; ШВ – означає, що зовнішнє покриття зроблене у вигляді шланга з полівінілхлориду.

Ізоляція позначається так: Р – гумова; П – поліетиленова; В – полівінілхлоридна; відсутність позначення – паперова з нормальним просочуванням.

Броня позначається так: зі сталеву стрічки – Б; з плоского оцинкованого дроту – Д; з круглого оцинкованого дроту – К.

Для прикладу, позначення на кабелі марки СБШШ означає: кабель з мідними жилами у свинцеву оболонку, броньований

сталю стрічкою з зовнішнім покриттям у вигляді шланга з полівінілхлориду.

У маркуванні кабелів після буквених позначень указують на його номінальну напругу (у кВ), кількість жил і їх поперечний переріз.

Для прикладу, з маркування кабелю АВПБГ-1-3×50+1×25 бачимо, що він містить 3 алюмінієві жили, поперечний переріз яких 50 мм<sup>2</sup>, і 4-ту – перерізом 25мм<sup>2</sup>; з поліетиленовою ізоляцією; напругою 1 кВ; оболонкою з полівінілхлориду; броньований сталю стрічкою без зовнішнього протикорозійного покриття.

Кабелі для напруг менше 1 кВ з'єднуються чавунними муфтами; при більших номінальних напругах – свинцевими муфтами, залитими спеціальним складом.

Кінці кабелів зазвичай заробляють герметично, а при контакті з шинами розподільного пристрою на них напаюють спеціальні наконечники.

Доцільність використання газо- та маслонаповнених кабелів базується на такому.

Застосування у кабелях в'язкого просочуючого розчину приводить до того, що при остиганні кабелів (наприклад, після великих навантажень), у ізоляції кабелю можуть з'являтися газові вкраплення. Оскільки діелектрична міцність газових (повітряних) вкраплень у кілька разів менша, ніж у просоченого розчином паперу, то напруга електричного поля у них вища, ніж у інших частинах ізоляції, і тут можливий пробій. При виникненні газових вкраплень у газонаповнених кабелях вони будуть поступово заповнюватися азотом, який подається у кабель під тиском 0,15-0,2 атм. Подача газу (азоту) у кабель здійснюється постійно. Газонаповнені кабелі випускають для напруг 10 і 35 кВ.

З цією ж метою виготовлюють і маслонаповнені кабелі. Вони бувають низького, середнього та високого тиску. Необхідний тиск у таких кабелях забезпечується спеціальними пристроями.

Різні типи кабелів зображено на рис.2.12 – 2.15.

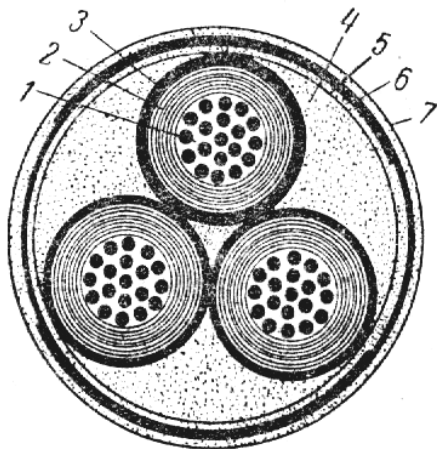


Рис.2.12. Кабель напругою 35 кВ.  
 1 – струмопровідна жила; 2 – паперова ізоляція з в'язким просоченням; 3 – свинцева заземлена оболонка (екран); 4 – просочена кабельна пряжа; 5 – скріплююча стрічка з тканини чи пряжі; 6 – шар броні; 7 – шар кабельної пряжі, просочений бітумним складом

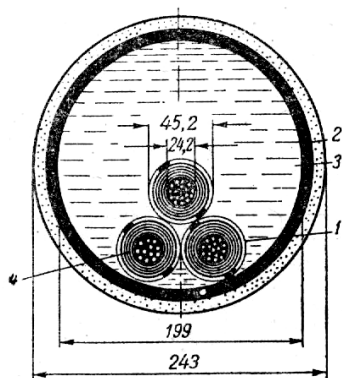


Рис.2.13. Маслонаповнена кабельна лінія високого тиску напругою 110 кВ.  
 1 – шар антикорозійної ізоляції; 2 – стальна труба діаметром 199/219 мм; 3 – ізоляційне масло; 4 – фази кабелю

Перевагою додаткового екранування кожної жили є те, що при цьому зникають тангенційні складові напруженості електричного поля усередині кабеля, характерні для кабелів з однією спільною оболонкою (рис. 2.16).

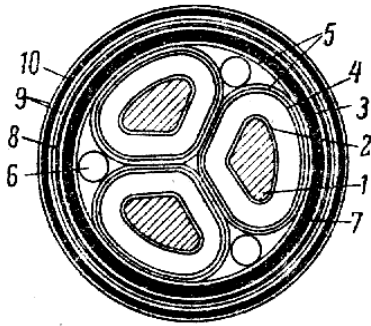


Рис.2.14.

Газонаповнений кабель напругою 35 кВ. 1 – струмопровідна жила; 2 – екран із напівпровідного паперу; 3 – збідненопросочена фазна паперова ізоляція; 4 – металізований папір; 5 – стрічка з тканини з дротом; 6 – сталевий гнучкий газопроникний шланг; 7 – свинцева оболонка; 8 – мідна стрічка; 9 – захисний шар; 10 – сталеві листова броня і джутове покриття

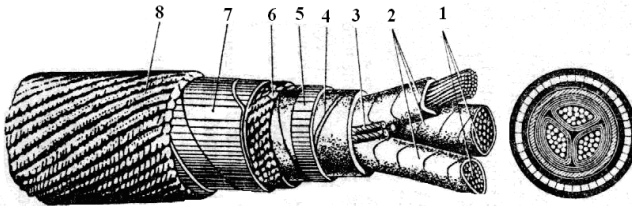


Рис 2.15.

Будова трижильного кабеля напругою 1-10 кВ із секторними жилами: 1– алюмінієві чи мідні струмопровідні жили; 2 – папір, просочений маслом (фазна ізоляція); 3 – джутові наповнювачі; 4 – папір, просочений маслом (поясна ізоляція); 5 – свинцева оболонка; 6 – прошарок із джуту

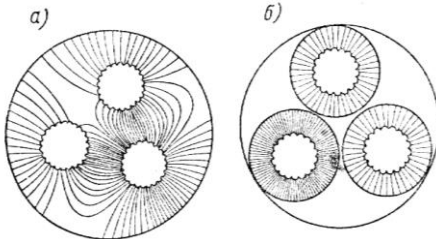


Рис. 2.16.

Електричне поле у трифазному кабелі з поясною ізоляцією (а) й екранованим жилами (б)

## 2.6. Способи прокладання кабелів

Прокладання кабелів можна здійснювати у кілька способів: у *траншеях, каналах, тунелях, блоках, на естакадах*.

Прокладання у траншеях найпростіше і найпоширеніше (рис. 2.17). Спершу на дні траншеї створюють м'яку подушку з шару просіяної землі чи піску товщиною 100 мм. Таким же шаром засипають кабель зверху, а потім подушку покривають цеглою чи бетонними плитами. Далі засипають землею і утрамбовують.

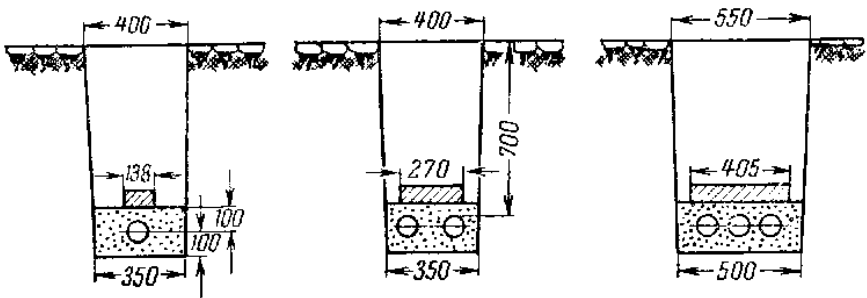


Рис.2.17. Прокладання кабелів у земляних траншеях

При переходах через дороги, проїжджі частини вулиць і під залізничним коліями кабелі прокладають у азбестових чи бетонних трубах. Але необхідно враховувати, що охолодження кабелю у трубі погіршується порівняно з землею.

При паралельному прокладанні великої кількості кабелів, а також у місцях, де є багато інших підземних комунікацій, використовують спеціальні споруди: *колектори, тунелі, канали, блоки*.

*Колектор* – підземна споруда круглого чи прямокутного профілю, призначена для спеціального розміщення в ньому кабельних ліній (силових і зв'язку), водопроводу, теплопроводу. Використання колекторів особливо виправдане при спорудженні нових чи реконструкції існуючих вулиць великих міст.

Тунель – підземна споруда, призначена прокладання лише кабельних ліній (силових і зв'язку) (рис.2.18). Вони можуть бути круглими чи прямокутними у перерізі, прохідними чи напівпрохідними. Останні мають меншу висоту (до 1,5 м) і у

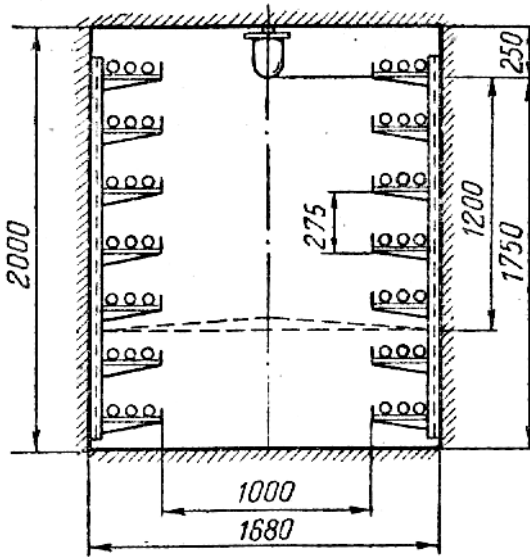


Рис.2.18.

Прохідний ( $h=2000$  мм) кабельний тунель прямокутного перерізу

ни бувають закритими землею (рис.2.19, а), чи такими, які виходять на поверхню землі (рис.2.19, б). Недоліком такого способу прокладання кабелів є те, що при ремонті чи збільшенні кількості кабелів канали потрібно розкривати.

Кабельні блоки використовують для прокладання кабелів тільки у випадку, коли, виходячи з місцевих умов, прокласти їх простішими способами неможливо, а саме: при наявності блукаючих струмів, при агресивних ґрунтах, імовірності розливу на трасі металу чи агресивних рідин і т. ін. Зазвичай це азбоцементні труби діаметром 100 мм, стики яких зароблені бетоном (рис.2.20). У місцях, де напрям траси змінюється чи де треба розмістити з'єднувальні кабельні муфти, споруд-

довжину не перевищують 100 м, причому їх використовують для кабелів лише з напругою не вище 10 кВ. Розташування кабелів у тунелях двостороннє. Для їх спорудження використовують збірний залізобетон і каналізаційні труби. Ємність тунелів – від 20 до 50 кабелів.

Кабельні канали використовують при меншій кількості кабелів. Во-

жують кабельні колодязі.

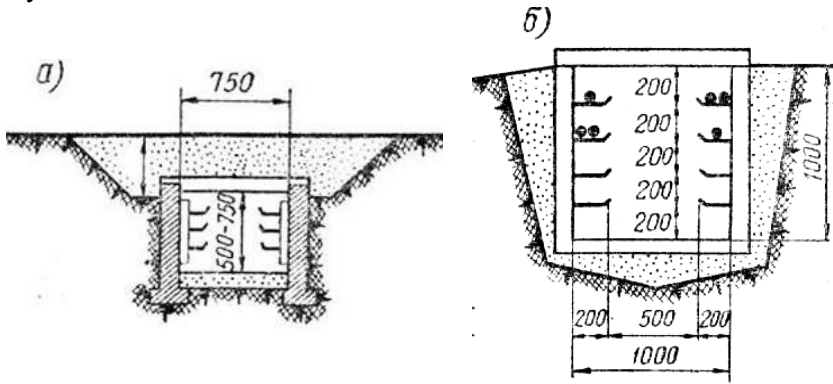


Рис. 2.19. Кабельні канали: а – закритий землею; б – такий, який виходить на рівень землі

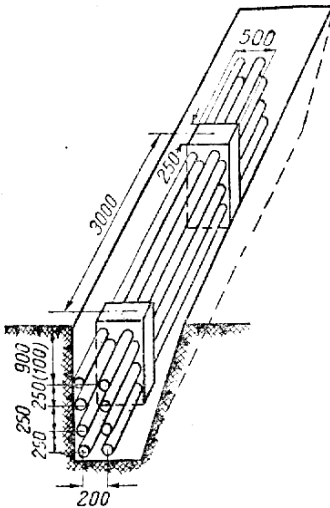


Рис. 2.20. Кабельні блоки з горизонтальним розміщенням труб

При вертикальному прокладанні кабелі скобами прикріплюють до стін (рис.2.21).

Прокладка кабелів у блоках значно уступає прокладці у тунелях чи колекторах. Через погане охолодження їх пропускна здатність відносно мала; дорогий ремонт, бо необхідно міняти цілий кусок, рівний віддалі між колодязями.

Усередині приміщень силові кабелі прокладають горизонтально або вертикально. При горизонтальному прокладанні вони розміщуються на металевих кронштейнах, які встановлюються біля підлоги чи під стелею.

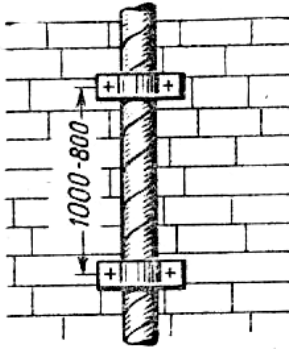


Рис.2.21. Прокладання кабелів по стінах

Перед прокладанням кабелів у приміщеннях, тунелях, каналах з них знімають джутове покриття.

Прокладання кабелів на *галереях і естакадах* застосовують при значних потоках кабелів (рис.2.22). Даний тип прокладання доцільний для використання:

- на хімічних, нафтохімічних та інших заводах, території яких насичені різними підземними комунікаціями.;

- на підприємствах з високою агресивністю ґрунту;

- у місцях, де при підземних способах прокладання (канали та тунелі) можливі скупчення вибухонебезпечних газів, важчих за повітря.

Естакади та галереї можуть бути споруджені для двостороннього й одностороннього прокладання кабелів. Однак вартість будівельної частини односторонніх естакад і галерей лише трохи менша від вартості аналогічних споруд для двосторонньої прокладки кабелів, в яких можна укласти майже удвічі більше кабелів. Відкриті естакади застосовують в основному для південних районів країни, не схильних до снігопадів. Двосторонні естакади застосовують для 20-30 силових кабелів, а двосторонні галереї - для 50-60 силових кабелів.

Використання естакад і галерей дозволяє вести роботи при прокладці кабелів незалежно від стану готовності робіт зі спорудження підземних технологічних та інших комунікацій, здійснюваних суміжними організаціями.

Прокладка кабелів на естакадах і в галереях забезпечує більшу надійність у порівнянні з підземними видами кабельної каналізації (можливість зовнішнього огляду, швидку заміну і ремонт кабелів і т. ін.), однак даний спосіб електропостачання досить дорогий і може бути виправданий лише для прокладання великих потоків кабелів.



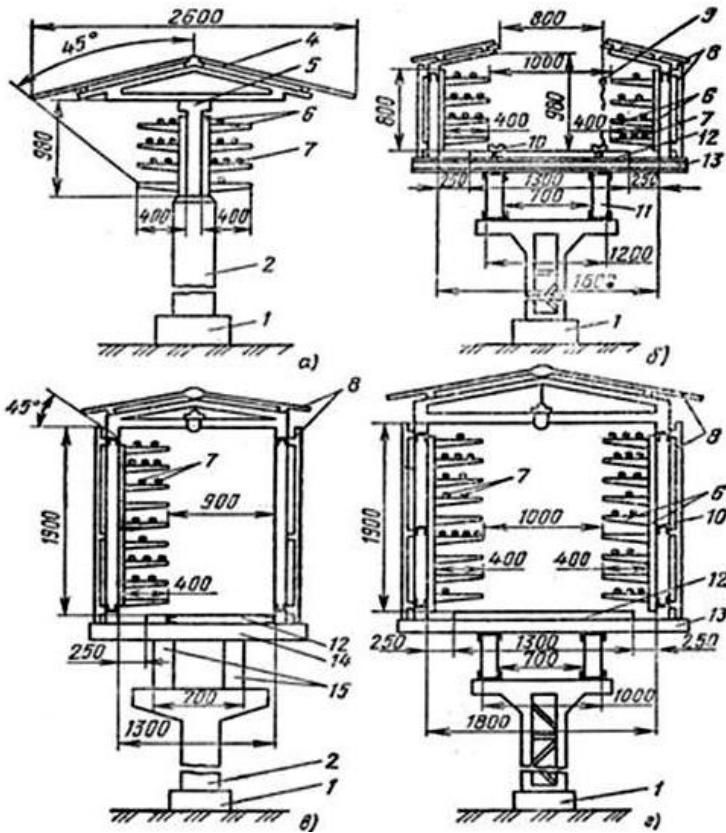


Рис.2.22.

Кабельні естакади і галереї: а – естакада непрохідна; б – естакада прохідна; в – галерея одностороння; г – галерея двохстороння. 1– залізобетонна основа; 2 – залізобетонна колона; 3 – металева колона; 4 – сонцезахисний дашок; 5 – залізобетонна балка; 6 – кабельна конструкція; 7 – кабелі; 8 – сонцезахисні панелі; 9 – зйомні сонцезахисні панелі; 10 – профіль сталевий; 11 – основні несучі металеві ферми; 12 – металевий настил; 13 – металева траверса; 14 – залізобетонна траверса; 15 – основні несучі залізобетонні балки

## 2.7. Струмопроводи та шинопроводи

Струмопроводи напругою 6 – 35 кВ застосовують на промислових підприємствах при великих питомих густинах навантаження, сконцентрованому розташуванні великих потужностей і при розміщенні споживачів, яке сприйнятливе для здійснення магістрального живлення. Головними галузями промисловості, у яких широко використовують струмопроводи, є чорна і кольорова металургія, хімічна промисловість.

Їх переваги перед кабельними лініями такі: неізольовані алюмінієві шини чи проводи; економія свинцю й алюмінію, з яких виготовлюють оболонки кабелів, а також економія ізоляційних матеріалів; індустріалізуються монтажні роботи, бо при монтажі використовують готові секції проводів. Відсутність горючої ізоляції робить струмопроводи стійкими до перевантажень.

Шини струмопроводів виготовляють з алюмінію та його сплавів. При силі струму  $I < 2000$  А пакет шин складається з плоских шин, а при  $I > 2000$  А – з шин швелерного типу.

Густина струму у шинопроводі може сягати 400 кА. Максимальна довжина струмопроводів – 10 км.

*Цехові мережі з  $U < 1$  кВ.* Цехові мережі можуть бути виконані так:

- кабельними й ізольованими проводами;
- комплектними шинопроводами (магістральними, розподільчими, освітлюваними);
- комплектними *тролями* та комплектними тролейними шинопроводами.

Жорсткий струмопровід з  $U \leq 1$  кВ заводського виготовлення, який поставляється комплектними секціями, називається *шинопроводом*.

Шинопроводи різних серій і типів комплектуються з окремих секцій різної конфігурації та призначення. Довжина секцій уніфікована і кратна 770 мм.

Шинопроводи використовують при монтажі цехових мереж. Максимальний струм у шинопроводах змінного струму може досягати 4000 А.

Тролейні шинопроводи використовують для живлення під'йомно-транспортних механізмів, переносних електрифікованих інструментів.

Особливість тролейних ліній – наявність на жорсткому струмопроводі ковзного контакту (може бути струмознімальна каретка).

## ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ

1. Назвіть основні конструктивні елементи повітряної лінії.
2. Які класи повітряних ліній Ви знаєте?
3. Які мережі повітряних ліній називаються одно- і дволанцюговими?
4. У чому полягає доцільність використання багатоланцюгових ліній?
5. Яке функціональне призначення тросів повітряних ліній?
6. Які основні типи проводів повітряних ліній Ви знаєте і як вони маркуються?
7. Назвіть основні типи ізоляторів, які використовуються у повітряних лініях.
8. Які види опор повітряних ліній електропередач Вам відомі?
9. Які лінії електропередач називаються кабельними і де вони використовуються?
10. Опишіть конструкцію кабелів. Як маркують кабелі?
11. Які ізоляційні матеріали використовують при виготовленні промислових кабелів?
12. Опишіть основні способи прокладання кабелів.
13. Які метали використовують для виготовлення повітряних і кабельних ліній електропередач?
14. Де доцільно використовувати струмопроводи і шинопроводи?
15. Як розташовують проводи і троси на опорах повітряних ліній?
16. У яких випадках для прокладання кабелів необхідно використовувати кабельні блоки?

## РОЗДІЛ 3

### СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ТА ПАРАМЕТРИ ЕЛЕМЕНТІВ МІСЦЕВИХ МЕРЕЖ

#### 3.1. Особливості розрахунку еквівалентних схем заміщення

Як ми зазначали, до місцевих мереж відносяться мережі відносно невеликого радіуса дії (15 – 30 км) і напругою до 35 кВ.

До складу електричної мережі входять різні за призначенням і конструкцією елементи (ЛЕП, трансформатори і т. ін.). Але на кожній дільниці мережу можна охарактеризувати однаковим набором параметрів, які відображають властивості системи і кількісно відрізняються між собою.

Кожен елемент електричної мережі зображається у вигляді схеми заміщення. Тоді розрахункова схема електричної мережі може бути зображена як об'єднання схем заміщення окремих елементів з урахуванням послідовності їх з'єднання.

*Еквівалентна схема заміщення – електрична схема, у якій усі реальні елементи замінені максимально близькими за функціональністю ланцюгами з ідеальних елементів.*

Будь-яка ЛЕП має велику кількість рівномірно розподілених уздовж неї нескінченно малих активних і реактивних опорів і провідностей. Їх точне врахування потрібне при розрахунку довгих ЛЕП (>300 км), для кабельних ліній (>50 км). При розрахунку місцевих мереж можна вважати, що ЛЕП володіє не розосередженими, а зосередженими опорами та провідностями.

Отже, для розрахунку ліній місцевих мереж у загальному

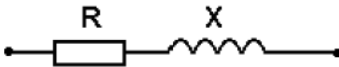


Рис.3.1. Схема заміщення  
місцевої мережі

випадку можна взяти схему заміщення, яка складається з послідовно з'єднаних активного ( $R$ ) і реактивного ( $X$ ) опорів (рис.3.1).

### 3.2. Активний опір ліній

З курсу електротехніки відомо, що для провідника розрізняють: омичний опір  $R_{\text{ом}}$  ( $I = \text{const}$ ) і активний опір  $R_a$  ( $I$  – змінний). Активний опір більший від омичного через існування поверхневого ефекту, який полягає у тому, що струм через переріз провідника розподіляється у напрямку від центра до поверхні. Під дією протиелектрорушної сили, яка виникає внаслідок змінного магнітного поля, густина струму біля поверхні більша, ніж у центрі. Тому через зменшення ефективності використання перерізу проводу його опір зростає. Поверхневий ефект різко проявляється на високих частотах, а також у сталених проводах (через високу магнітну сприйнятливості сталі).

Для ЛЕП з кольорових металів поверхневих ефект на промислових частотах малий ( $R_a \approx R_{\text{ом}}$ ). Для сталених проводів активний опір перевищує омичний:  $R_a / R_{\text{ом}} = 1,5 \div 2,5$ .

При розрахунках не враховують вплив температури на параметри і беруть значення величин при  $20^\circ\text{C}$ .

Активний опір залежить від матеріалу провідника та його перерізу:

$$R = \rho \frac{l}{F}, \quad (3.1)$$

де:  $[R]$  – Ом;

$[\rho]$  – питомий опір, Ом·мм<sup>2</sup>/км;

$[l]$  – довжина, км;

$[F]$  – поперечний переріз, мм<sup>2</sup>.

*Опір одного кілометра проводу називають погонним опором.*

$$r_o = \frac{\rho}{F} \quad (3.2)$$

Для мідних проводів  $\rho = 18,8$  Ом·мм<sup>2</sup>/км; алюмінієвих  $\rho = 31,5$  Ом·мм<sup>2</sup>/км. При практичних розрахунках використовують табульовані значення  $r_o$  (при  $t^\circ = 20^\circ\text{C}$ ).

Величина активного опору ділянки мережі розраховується за формулою:

$$R = r_o \cdot l \quad (3.3)$$

Активний опір сталених проводів значно більший від омичного через такі причини: а) поверхневий ефект; б) додаткові втрати через гістерезис; в) вихрові струми у сталі:

$$r_o = r_{o_{\text{омичній}}} + r_{o_{\text{додатковий}}}, \quad (3.4)$$

де:  $r_{o_{\text{додатковий}}}$  – додатковий опір, викликаний змінним магнітним полем у середині провідника, який залежить від явищ поверхневого ефекту, гістерезису і вихрових струмів.

$$r_{o_{\text{додатковий}}} = r_{o_{\text{поверхні}}} + r_{o_{\text{гістерезис}}} + r_{o_{\text{вихрові}}} \quad (3.5)$$

Залежність омичного і активного опорів сталених проводів однакового перерізу зображено на рис. 3.2.

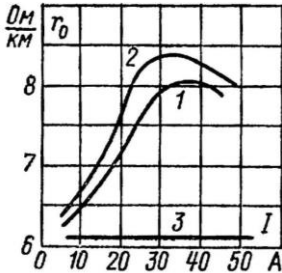


Рис. 3.2.  
1, 2 –  $I \neq \text{const}$ ;  
3 –  $I = \text{const}$ ;  
2 – одножильний;  
1 – багато-  
тожильний

*Пояснення до рис. 3.2.*

Оскільки напруженість магнітного поля пропорційна величині струму у провіднику, а магнітна індукція залежить як від величини струму, так і величини насичення сталі, то при малих навантаженнях

на провід магнітний потік, а, отже, і додатковий опір провода будуть приблизно пропорційні струму. Зі збільшенням струму у провіді настає магнітне насичення ( $B = \text{const}$ ). При подальшому зростанні струму активний опір починає зменшуватися у величині через зменшення магнітної проникливості сталі.

Зменшення активного опору у багатожильному провіді порівняно з одножильним пояснюється тим, що у першому випадку магнітний потік менший через існування повітряних проміжків між дротами.

### 3.3. Індуктивний опір лінії

Змінний струм, який протікає по провіднику, утворює навколо нього змінне магнітне поле, яке наводить у провіднику електрорушійну силу зворотного напрямку (ЕРС самоіндукції). Опір струму, викликаний 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:

$$x_o = x'_o + x''_o, \quad (3.6)$$

де: –  $x'_o$  – зовнішній індуктивний опір, який зумовлений лише зовнішнім магнітним полем і залежить від геометричних розмірів ЛЕП;

–  $x''_o$  – внутрішній індуктивний опір, який зумовлений тільки внутрішнім магнітним полем і залежить від величини струму у проводі.

Чим далі розміщені фазні проводи лінії, тим менший вплив сусідніх проводів, тому потік розсіювання й індуктивний опір збільшуються.

На величину індуктивного опору одного проводу (фази) впливають: діаметр проводу та віддаль між фазними проводами, магнітна проникливість  $\mu$  матеріалу проводу (для проводів з кольорових металів  $\mu=1$ ) і частота струму. Величина погонного індуктивного опору розраховується за формулою:

$$x_o = \omega \cdot (4,6 \lg \frac{2D_{сep}}{d} + 0,5\mu) \cdot 10^{-4} \text{ [Ом/км]}, \quad (3.7)$$

де:  $\omega$  кутова частота при 50 Гц;  $D_{сep}$  – середньгеометрична відстань між фазами;  $d$  – діаметр проводу.

Середньгеометрична відстань між фазними проводами  $D_{сep}$  розраховується за формулою:

$$D_{сep} = \sqrt[3]{D_{12}D_{13}D_{23}} \quad (3.8)$$

На рис.3.3 показані можливі розміщення проводів на опори.

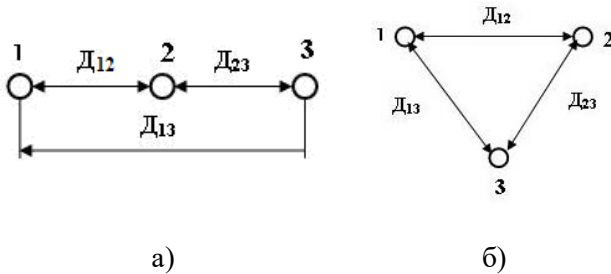


Рис.3.3. Можливі розміщення проводів на опорах: а) – на одній лінії; б) – у вершинах правильного трикутника

Якщо проводи розміщені на одній лінії, то:

$$D_{сер} = \sqrt[3]{D \cdot 2D \cdot D} = 1.26D \quad (3.9)$$

Якщо проводи розміщені у вершинах правильного трикутника, то  $D_{сер} = D$ .

Відстань між проводами росте зі збільшенням напруги: від 1 м при напрузі 6 – 10 кВ до 4 – 7 м при напрузі 110 і 220 кВ. Одночасно, як правило, зростає і діаметр проводу, хоча у меншій мірі. Тому у більш високовольтних ліній індуктивний опір дещо вищий.

Внутрішній індуктивний опір у ліній з одним дротом значно вищий, ніж у багатожильних, бо у них значно сильніший магнітний потік.

Для повітряних ліній електропередач при промисловій частоті 50 Гц формула (3.7) набуває вигляду:

$$x_o = 0,144 \lg \frac{2D_{сер}}{d} + 0,016\mu \text{ [Ом/км]} \quad (3.10)$$

Формули (3.7) і (3.10) справедливі для симетричного розташування проводів (у вершинах правильного трикутника).

При несиметричному розміщенні проводів і їх значній довжині (>100 км) використовують транспозицію, що робить лінію практично симетричною.

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



Величина погонного індуктивного опору при розщепленій конструкції фази можна розрахувати як :

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{сер}}{R_{пров.еквів}} + \frac{0,16\mu}{n} \quad (3.11)$$

де:  $n$  – кількість проводів у фазі;  $R_{пров.еквів}$  – еквівалентний радіус проводу. При  $n=2,3 \dots n$ , =

$$R_{еквів} = \sqrt[n]{\alpha^{n-1} \cdot R_{i\varnothing}} \quad (3.12)$$

де:  $R_{пр}$  – радіус проводу;  $\alpha$  – крок розщеплення (середньогогеометрична відстань між проводами у фазі).

При  $U=330$  кВ звичайно використовують 2 проводи (індуктивний опір зменшується приблизно на 19%); при  $U=500$  кВ – 3 проводи (індуктивний опір зменшується на 28%); при  $U=750$  кВ – 4-6 проводів (індуктивний опір зменшується на 33%).

При розрахунках індуктивних опорів використовують спеціальні таблиці, виходячи з  $D_{сер}$ ,  $d$  та виду металу.

У кабельних лініях через малу відстань між струмопровідними жилами індуктивні опори значно менші, ніж у повітряних ліній, і користуватися формулами (3.7) і (3.10) для кабелів неможливо. Часто через те, що для кабелів  $\gamma_{акт} \gg \gamma_{індукт}$ , останнім нехтують.

Реактивний індуктивний опір  $X$  лінії довжиною  $l$  (км) визначають за виразом :

$$X = x_0 \cdot l \quad (3.13)$$

Для порівняння наведемо погонні індуктивні опори кабельних і повітряних ліній електропередач різної напруги:

Номінальна напруга (кВ)	КЛЕП (Ом/км)	ПЛЕП (Ом/км)
6	0,06	0,31
35	0,125	0,40

### 3.4. Активна провідність ліній електропередач

Активна провідність ліній зумовлена втратами у них активної енергії, по-перше, від струмів втрат через ізоляцію і, по-друге, від електричної корони на проводах.

Струми втрат на ізоляторах малі, тому ними нехтують. Втрати на корону можуть бути значними. Вони зумовлені 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. Місцева корона спричиняється нерівномірностями поверхні багатродотових проводів, забруднень і задирок на них; вона появляється в окремих місцях проводу. При подальшому зростанні напруги корона охоплює весь провід по довжині – виникає загальна корона.

Втрати на корону залежать від погодних умов. Найбільші втрати спостерігаються при різних атмосферних опадах. Наприклад, для повітряних ЛЕП з  $U = 330-750$  кВ при снігопаді втрати на корону ( $\Delta P_{кор}$ ) зростають на 14%; при дощі – на 47%; при інеї – на 107% у порівнянні із сухою погодою. Корона викликає ерозію проводів, створює перешкоди на лініях зв'язку та радіоперешкоди.

Зазначимо, що для ліній з  $U < 35$  кВ втрат на корону практично немає.

Величину втрат на корону можна розрахувати за формулою:

$$\Delta P_{кор} = \frac{0,18}{\delta} \sqrt{\frac{R_{пр}}{D_{сер}}} (U_{\phi} - U_{кор.ф})^2, \text{ кВт/км}, \quad (3.14)$$

де:  $\delta$  – коефіцієнт, який залежить від тиску;  $U_{\phi}$  і  $U_{кор.ф}$  – середня робоча напруга ЛЕП і напруга, при якій виникає корона, відповідно;  $R_{пр}$  – радіус проводу;  $D_{сер}$  – середньгеометрична відстань між фазами.

Початкова напруга (при хорошій погоді), при якій виникає загальна корона, розраховується за формулою Піка:

$$E_o = 30,3 \cdot m \cdot \delta \cdot \left(1 + \frac{0,3}{\sqrt{R_{np} \cdot \delta}}\right), \text{кВ/см}, \quad (3.15)$$

де  $m$  – коефіцієнт негладкості провoda; інші позначення стандартні.

Робоча напруга електричного поля на поверхні проводів трифазної лінії в нормальних умовах роботи задається формулами:

– для нерозщепленої фази:

$$E = \frac{0,355 \cdot U}{R_{np} \lg \frac{D_{сер}}{R_{np}}}, \text{кВ/см}; \quad (3.16)$$

– для розщепленої фази:

$$E = \frac{0,355 \cdot U}{n \cdot R_{np} \lg \frac{D_{сер}}{R_{np,екв}}}, \text{кВ/см}. \quad (3.17)$$

У формулах (3.16) і (3.17):  $U$  – робоча напруга лінії, кВ; решта позначень – стандартні.

З формул (3.16) і (3.17) бачимо, що напруженість електричного поля на поверхні проводів можна зменшити, збільшивши діаметр проводів чи відстані між ними. Оскільки діаметр проводів значно більше впливає на величину напруги  $E$ , ніж відстань між проводами, то збільшують діаметр проводів. Крім того, збільшення відстані між проводами приводило би до зростання вартості ЛЕП.

Встановлені такі мінімально допустимі перерізи проводів для унеможливлення виникнення корони: 110 кВ – 70 мм<sup>2</sup>; 150 кВ – 120 мм<sup>2</sup>; 220 кВ – 240 мм<sup>2</sup>.

Активна провідність фази (См/км) трифазної лінії вираховується за формулою:

$$g_o = \frac{\Delta P_{\text{ейд}}}{U^2}, \quad (3.18)$$

де  $\Delta P_{\text{кор}}$  – втрати потужності на корону, МВт/км;  $U$  – середньо-експлуатаційна напруга, кВ.

Активну провідність ділянки мережі знаходять наступним чином:

$$G = g_o \cdot l, \quad (3.19)$$

де  $l$  – довжина лінії.

Для кабельних ліній розрахунок активної провідності проводиться за тими ж формулами, що і для повітряних ЛЕП.

### 3.5 Реактивна (смісна) провідність ліній

Смісна провідність ліній зумовлена наявністю ємності між фазними проводами, а також між фазними проводами і землею (див. рис. 3.4).

Нехтуючи впливом землі, робочу ємність фази трифазної симетричної (транспонованої) нерозщепленої лінії можна визначити за формулою:

$$c_o = \frac{0,0241 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\text{сер}}}{R_{\text{пр}}}}, \Phi / \text{км} \quad (3.20)$$

де:  $D_{\text{сер}}$  – середньгеометрична віддаль між проводами;  $R_{\text{пр}}$  – зовнішній радіус провода.

Використовувати формулу (3.20) для розрахунку кабельних ліній не можна, бо діелектрична проникливість ізоляції кабеля дуже відрізняється від 1. Крім того, значення електричних полів повітряної й кабельної ліній електропередач сильно відрізняються. На практиці для розрахунків користуються табульованими значеннями ємностей кабелів різних марок.

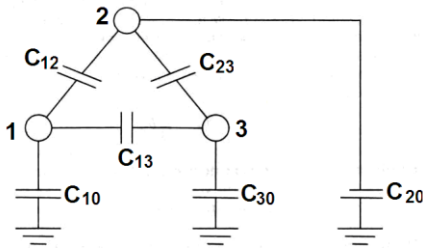


Рис. 3.4.  
Часткові ємності ліній

Реактивна (ємнісна) погонна провідність повітряних і кабельних ліній визначається за формулою:

$$b_0 = \omega \epsilon_0, [\text{Ом}^{-1}/\text{км}], \quad (3.21)$$

а повітряних ліній з ємністю, яка задається формулою (3.20), і з частотою 50 Гц – за формулою:

$$b_o = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{\text{сер}}}{R_{\text{пр}}}} \cdot 10^{-6}, [\text{Ом}^{-1}/\text{км}] \quad (3.22)$$

Щоб розрахувати провідність повітряної лінії з розщепленими проводами, треба у формулі (3.22) замінити  $R_{\text{пр}}$  на  $R_{\text{пр. еквівалентне}}$ . Розщеплення проводів збільшує ємнісну провідність лінії на 19 ÷ 21%.

Ємнісна провідність усієї лінії визначається за виразом:  
 $B_0 = b_0 \cdot l$ , де  $b_0$  – погонна провідність, а  $l$  – довжина лінії, км.

#### *Зарядний струм лінії.*

Під дією прикладеної до лінії змінної напруги в ємності лінії виникає змінне електричне поле і проходить переміщення зарядів, тобто виникає реактивний змінний струм. Цей струм називають ємнісним, або зарядним струмом лінії.

Величина ємнісного струму на одиницю довжини лінії ( $I_{b_0}$ ) залежить від величини напруги у кожній точці лінії. Оскільки падіння напруги у лінії, викликане струмами навантаження, неперервно змінює напругу вздовж лінії як по величині так і по фазі, то відповідно буде змінюватися і ємнісний струм. Але у практичних розрахунках це не враховують і при визначенні ємнісного струму на одиницю довжини використовують номінальну, чи середню робочу напругу:

$$I_{b_o} = U_{\phi} b_o = \frac{U_H}{\sqrt{3}} b_o \quad [\text{А/км}], \quad (3.23)$$

де:  $U_H$  – номінальна напруга мережі;  $U_{\phi}$  – фазна напруга;  $b_o$  – погонна ємнісна повідність.

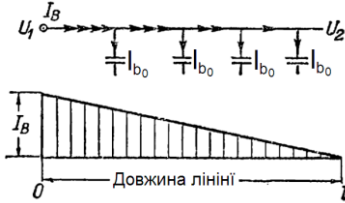


Рис. 3.5.

Зміна величини ємнісного струму по довжині лінії

Як видно з рис. 3.5, ємнісний струм змінюється пропорційно до довжини лінії. На початку він складається з суми одиничних ємнісних струмів всієї лінії і, отже, буде дорівнювати:

$$I_B = I_{b_o} \cdot l = \frac{U_H}{\sqrt{3}} b_o \cdot l = \frac{U_H}{\sqrt{3}} B, \text{ А} \quad (3.24)$$

#### Зарядна потужність

Наявність ємнісної провідності дозволяє розглядати лінію електропередачі як споживача реактивної ємнісної потужності (втрат реактивної потужності). Величина цієї потужності визначається зарядним ємнісним струмом і робочою напругою лінії:

$$Q_{b_o} = \sqrt{3} U \cdot I_{b_o} = \sqrt{3} U \frac{U}{\sqrt{3}} b_o = U^2 \cdot b_o, \quad (3.25)$$

де:  $Q_{b_o}$  – погонна зарядова потужність, Мвар/км;  $U$  – робоча напруга, кВ. Ця потужність називається зарядною. Тоді величина ємнісної (зарядної) потужності у всій лінії буде дорівнювати:

$$Q_B = U_H^2 \cdot b_o \cdot l = U_H^2 \cdot B, \quad (3.26)$$

де:  $U_H$  – номінальна напруга;  $B$  – загальна провідність лінії.

Задаючи справжні значення напруг початку і кінця лінії ( $U_1$  і  $U_2$ , відповідно), для зарядної потужності усієї лінії буде справедливим вираз:

$$Q_B = Q_{B1} + Q_{B2} = U_1^2 \frac{B}{2} + U_2^2 \frac{B}{2} \quad (3.27)$$

де:  $B$  – загальна провідність лінії.

## ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ

1. Для чого використовують еквівалентні схеми заміщення?
2. Яка різниця між реальними та ідеальними елементами електричних кіл?
3. Наведіть загальний вигляд схеми заміщення лінії електропередачі і назвіть поздовжні та поперечні параметри лінії.
4. Який опір лінії називається активним? Від яких параметрів електричних проводів та струму, що передається, він залежить?
5. У чому відмінність омичного і активного опорів провідника?
6. Що таке погонний параметр лінії електропередачі?
7. Назвати причини виникнення індуктивного опору лінії електропередачі.
8. Яка різниця між зовнішнім і внутрішнім індуктивним опором?
9. Яке фізичне явище відбивається наявністю у схемі заміщення повітряної лінії активної провідності?
10. Як виникає реактивна (ємнісна) провідність?
11. Який струм називається ємнісним (зарядним)?
12. Яка потужність називається ємнісною (зарядною) і від чого вона залежить?
13. Поясніть термін «транспозиція проводів».
14. Як визначається середньогометрична відстань між проводами?
15. З якою метою розщеплюють дроти у фазі повітряної лінії?
16. Яке співвідношення індуктивних опорів та ємнісних провідностей повітряних і кабельних ліній електропередачі?

## РОЗДІЛ 4

# СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ І ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

### 4.1 Типи трансформаторів і відповідні абрєвіатури

У переважній більшості розрахунків електропередач потужність і напруга задаються не на кінцях ліній, як ми розглядали вище, а на генераторних шинах електростанцій чи на шинах низької та середньої напруги понижувальних підстанцій. У такому випадку у розрахунковий канал передачі електричної енергії входять понижувальний чи підвищувальний трансформатори, або вони обидва. Трансформатори володіють своїми опорами та провідностями, тому розрахунок електропередач проводиться з урахуванням цих параметрів.

У системах електропостачання найчастіше використовують такі типи трансформаторів: *двообмоткові, триобмоткові, з розщепленими обмотками, автотрансформатори.*

У даному розділі будуть детально розглянені особливості будови названих типів трансформаторів, відмінності між ними та переважні місця використання.

Наведемо дані про інформацію та позначення в абрєвіатурі трансформатора.

В абрєвіатурі трансформатора послідовно (зліва направо) подається така інформація:

- тип пристрою (**А** – автотрансформатор; без позначення – трансформатор);

- кількість фаз (**О** – однофазний; **Т** – трифазний);

- наявність розщепленої обмотки вищої напруги (**Р**);

- система охолодження (**М** – природна циркуляція масла та повітря; **Д** – природна циркуляція масла та примусова повітря; **МЦ** – природна циркуляція повітря та примусова циркуляція масла; **ДЦ** – примусова циркуляція масла та повітря і т. ін.);

- кількість обмоток (без позначення – двообмотковий; **Т** – триобмотковий);



- наявність пристрою регулювання напруги під навантаженням (РПН);
- виконання (З – захисне; Г – грозостійке; У – удосконалене; Л – з литою ізоляцією);
- специфічна сфера використання (С – для власних нужд електростанції; Ж – електрифікації залізниць);
- номінальна потужність, у кВА;
- клас напруги обмоток (напруга електричної мережі, до якої під'єднується трансформатор), в кВ.

Тоді аббревіатура трансформатора **ТДТН–25000/110/35/10** розшифровується так: трансформатор трифазний, триобмотковий, з природною циркуляцією масла та примусовою циркуляцією повітря; з системою регулювання напруги під навантаженням; номінальна потужність – 25000 кВА; клас напруги обмотки вищої напруги – 110 кВ, середньої напруги – 35 кВ, нижчої – 10 кВ.

Обмотки трифазних трансформаторів можуть бути з'єднані зіркою чи трикутником. При з'єднанні зіркою початки обмоток приєднуються до трьох фазних проводів мережі, а кінці з'єднуються і приєднуються до нульового проводу.

При з'єднанні обмоток трикутником початок 1-ї фази з'єднують з кінцем 2-ї фази, початок 2-ї фази з'єднують з кінцем 3-ї фази, початок 3-ї фази з кінцем 1-ї фази. Точки з'єднання початку однієї фази з кінцем іншої під'єднують до проводів трифазного струму.

З'єднання обмоток трифазних трансформаторів зіркою позначають  $\Upsilon$ , а трикутником –  $\Delta$ . Якщо обмотка з'єднана зіркою і має виведену нульову точку, то таке з'єднання позначається так:  $\Upsilon_0$ .

У стандартних схемах обмотки з'єднані трикутником, бо при цьому у  $\sqrt{3}$  фазні напруги менші від лінійних і спрощується проблема ізолювання.

Обмотки нижчої напруги частіше з'єднують трикутником, бо при цьому трансформатор менш чутливий до асиметрії навантаження фаз. Обмотки нижчої напруги теж з'єднують

зіркою з нульовою точкою, бо при цьому можна отримати дві напруги.

Для збільшення потужності трансформаторної підстанції та для спрощення резерву потужності використовують паралельне увімкнення трансформаторів, однією з обов'язкових умов якого є їх належність до однакових груп.

## 4.2.Схеми заміщення трансформаторів

**4.2.1.Двообмоткові трансформатори.** Графічне зображення двообмоткового трансформатора, яке використовується у схемах електричних мереж, показано на рис. 4.1.

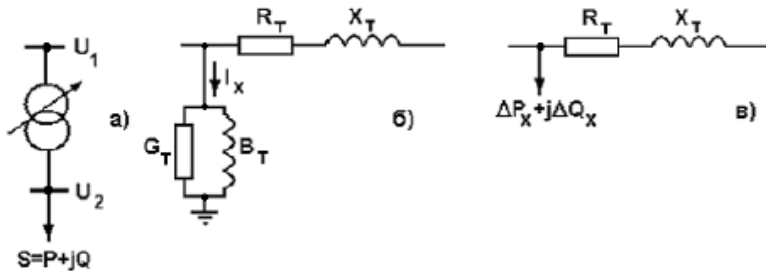


Рис.4.1. Графічне зображення (а) і схеми заміщення (б, в) двообмоткового трансформатора

*Первинною напругою*  $U_1$  вважається напруга зі сторони живлення трансформатора, *вторинною*  $U_2$  – напруга зі сторони навантаження  $S=P+jQ$ . Відповідно й обмотки трансформатора називаються *первинною* і *вторинною*. Стрілка, яка перекреслює зображення трансформатора, показує, що трансформатор має пристрій РПН (пристрій регулювання напруги під навантаженням).

При розрахунках електричних мереж двообмотковий трансформатор зображають  $\Gamma$ -подібною схемою заміщення (рис.4.1, б). Поздовжніми параметрами схеми є активні та реактивні опори  $R_T$  і  $X_T$  обмоток трансформатора, які дорівнюють сумі відповідних опорів первинної обмотки та зведеної до цієї напруги опорів вторинної обмотки. Поперечними параметрами схеми є активна та реактивна

провідності  $G_T$  і  $B_T$ , які визначають, відповідно, активну і реактивну складові струму холостого ходу трансформатора  $I_x$ . Провідності  $G_T$  і  $B_T$  зазвичай приєднують з боку первинної обмотки, якою здебільшого є обмотка вищої напруги.

Оскільки трансформатор зв'язує мережі різних напруг, усі його параметри приводяться до однієї напруги. Без спеціальних обмовок вважатимемо, що всі параметри трансформатора приведені до напруги первинної обмотки. На підстанціях електричних мереж первинною обмоткою є зазвичай обмотка вищої напруги, а вторинною – обмотка нижчої напруги.

Поряд зі схемою рис.4.1, б використовують спрощену схему заміщення (рис.4.1, в), у якій поперечна вітка зображена у вигляді відбору чи втрат потужності  $\Delta S_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x$ . Індекс “x” біля активних і реактивних втрат означає, що ці втрати існують не лише при навантаженні трансформатора, але і при його холостому ході.

При визначенні параметрів елементів схеми заміщення використовують паспортні дані трансформаторів. До них відносять:

- $S_{T\text{ ном}}$  – номінальну потужність трансформатора, кВА;
- $U_{\text{вн}}$ ,  $U_{\text{нн}}$  – номінальні напруги обмоток вищої та нижчої напруг, кВ;
- $\Delta P_x$  – втрати активної потужності при холостому ході трансформатора, кВт;
- $I_x$  – струм холостого ходу, %;
- $U_k$  – напругу короткого замикання, %;
- $\Delta P_k$  – втрати активної потужності при короткому замиканні трансформатора, кВт.

Останні 4 параметри визначають з дослідження холостого ходу та короткого замикання (рис.4.2).

У досліді холостого ходу (рис.4.2, а) на первинну обмотку трансформатора подають номінальну напругу  $U_{\text{вн}}$ , а вторинна розімкнена. Амперметром вимірюємо струм холостого ходу  $I_x$ , а ватметром – втрати активної потужності  $\Delta P_x$ .

Струм холостого ходу виражається у процентах від номінального струму трансформатора:

$$I_x (\%) = 100 \frac{I_x}{I_n} = 100 I_x \sqrt{3} \frac{U_{BH}}{S_{TНОМ}} \quad (4.1)$$

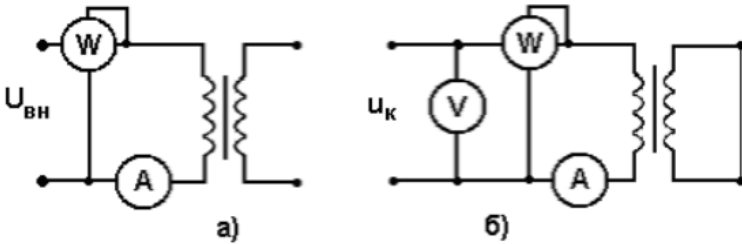


Рис.4.2. Схеми дослідів холостого ходу (а) і короткого замикання (б)

У досліді короткого замикання (рис.4.2, б) вторинна обмотка закорочується, а на первинну подається така напруга  $U_K$ , щоб через цю обмотку протікав номінальний струм  $I_{BH}$ . Величини напруги та струму вимірюють відповідними приладами. Ватметром вимірюють втрати активної потужності  $\Delta P_K$ .

Напруга короткого замикання виражається у процентах від номінальної напруги:

$$U_K (\%) = 100 \frac{U_K}{U_{BH}} \quad (4.2)$$

*Втрати активної потужності в обмотках трансформатора при його номінальному навантаженні дорівнюють величині  $\Delta P_K$ , виміряній у досліді короткого замикання:*

$$\Delta P_K = 3 I_{BH}^2 R_T = (S_{TНОМ} / U_{BH})^2 R_T \quad (4.3)$$

З формули (4.3) для активного опору трансформатора маємо:

$$R_T = \frac{\Delta P_K U_{BH}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}. \quad (4.4)$$

Урахувавши вираз (4.2), напругу короткого замикання можна записати:

$$U_K = U_K (\%) U_{BH} / 100 = \sqrt{3} I_{BH} \cdot Z_T, \quad (4.5)$$

де  $Z_T$  – повний опір трансформатора.

Після множення правої та лівої частини (4.5) на  $U_{BH}$ , отримаємо:

$$U_K (\%) \cdot U_{BH}^2 / 100 = S_{\text{ТНОМ}} \cdot Z_T, \quad (4.6)$$

звідки:

$$Z_T = \frac{U_K (\%) \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{\text{ТНОМ}}}. \quad (4.7)$$

Для трансформаторів з потужністю 1000 кВА і вище справедливі співвідношення:  $R_T \ll X_T$ , або  $Z_T \cong X_T$ . Тому вираз (4.7) можна використовувати для визначення реактивного опору обмоток трансформатора:

$$X_T = \frac{U_K (\%) \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{\text{ТНОМ}}} \quad (4.8)$$

Для трансформаторів меншої потужності (< 1000 кВА), величину  $X_T$  можна знайти:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (4.9)$$

Активна провідність трансформатора  $G_T$  визначається через утрати активної потужності  $\Delta P_X$  при холостому ході:

$$G_T = \Delta P_X / U_{BH}^2 \quad (4.10)$$

Реактивна провідність трансформатора  $B_T$  визначається, відповідно, через утрати реактивної потужності  $\Delta Q_X$  при холостому ході:

$$B_T = \Delta Q_X / U_{BH}^2 \quad (4.11)$$

Величина втрат реактивної потужності є параметром, який розраховується і визначається так:

$$I_X = I'_X + jI''_X \quad (4.12)$$

Для трансформаторів, які використовуються у електричних мережах, справедливі співвідношення:  $I'_X \ll I''_X$ , або  $I_X \cong I''_X$ . Тому:

$$\begin{aligned} \Delta Q_X &= \sqrt{3} \cdot I''_X \cdot U_{BH} \cong \sqrt{3} \cdot I_X \cdot U_{BH} = \\ &= \sqrt{3} \cdot I_X (\%) \cdot I_{BH} \cdot U_{BH} / 100 = \\ &= I_X (\%) \cdot S_{\delta \dot{m}} / 100 \end{aligned} \quad (4.13)$$

Передача потужності через трансформатор супроводжується втратами активної та реактивної потужності у його сердечнику та обмотках. Утрати активної потужності у сердечнику  $\Delta P_X$  витрачаються на перемагнічування сталі сердечника та його нагрівання вихровими струмами.

Утрати реактивної потужності у сердечнику  $\Delta Q_X$  витрачаються на створення у ньому магнітного потоку. *Втрати у сердечнику не залежать від навантаження, а залежать від напруги у мережі  $U_M$ , до якої під'єднаний трансформатор.* Вважається, що напруга мережі приблизно дорівнює

номінальній напрузі мережі  $U_M \cong U_{НОМ}$ , а втрати у сердечнику приблизно дорівнюють втратам холостого ходу  $\Delta P_X$  і  $\Delta Q_X$ .

*Втрати активної потужності у обмотках трансформатора йдуть на нагрівання обмоток і мають квадратичну залежність від навантаження трансформатора.*

Сумарні втрати активної та реактивної потужностей у трансформаторі при його навантаженні, яке дорівнює  $S$ , кВА, визначаються виразами:

$$\Delta P_T \cong \Delta P_X + S^2 \cdot R_T \cdot / U_{III}^2 \quad \text{кВт} \quad (4.14)$$

$$\Delta Q_T \cong \Delta Q_X + S^2 \cdot X_T \cdot / U_{III}^2 \quad \text{квар} \quad (4.15)$$

Втрати активної потужності можна знайти за паспортними даними трансформатора без розрахунку його опору. Для цього у вирази (4.14) і (4.15) треба підставити значення  $R_T$ ,  $X_T$  і  $\Delta Q_X$  з виразів (4.4), (4.8), (4.13). Після вирівнювання номінальних напруг трансформатора і мережі ( $U_{ВН} \cong U_{НОМ}$ ), отримаємо:

$$\Delta P_T \cong \Delta P_X + \Delta P_K \frac{S^2}{S_{ТНОМ}^2} \quad (4.16)$$

$$\Delta Q_T \cong I_X (\%) \cdot S_{ТНОМ} / 100 + U_K (\%) \cdot S^2 / 100 \cdot S_{ТНОМ} \quad (4.17)$$

Наведені вище міркування стосувалися двообмоткового трифазного трансформатора. Ми їх виклали досить детально, бо за аналогічною схемою проводять дослідження параметрів і побудову схем заміщення та для інших типів трансформаторів – триобмоткових і автотрансформаторів.

**4.2.2. Триобмоткові трансформатори.** Триобмоткові трансформатори призначені для зв'язку електричних мереж трьох номінальних напруг: вищої ( $U = 35 - 220$  кВ), середньої ( $U_C = 20 - 35$  кВ), і низької ( $U_H = 6 - 10$  кВ) (рис. 4.3).

У розрахунках триобмотковий трансформатор зображається схемою заміщення у вигляді трипроменевої зірки

(рис.4.3, б). Усі напруги у схемі приведені до напруги вищої обмотки.

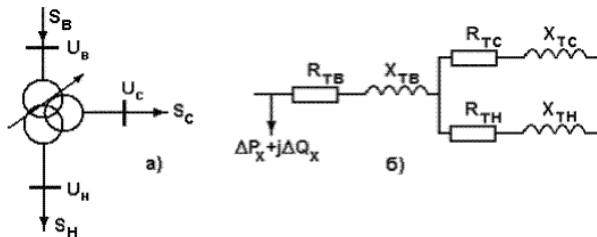


Рис.4.3. Умовне зображення триобмоткового трансформатора (а), та його схема заміщення (б)

Для визначення параметрів схеми заміщення трансформатора треба виконати один дослід холостого ходу і три досліді короткого замикання. З досліді холостого ходу визначають дані для розрахунку активної та реактивної провідностей. Вони розраховуються за тими ж формулами, що і для двообмоткового трансформатора (формули 4.10, 4.11, 4.16).

Досліді короткого замикання виконуються так: одну обмотку закорочують, друга знаходиться на холостому ході, а на третю подають напругу короткого замикання.

У результаті цих дослідів визначають такі паспортні дані, як втрати активної потужності ( $\Delta P_{K BH}$ ,  $\Delta P_{K CH}$ ,  $\Delta P_{K BC}$ ) і відповідні напруги ( $U_{KBH}$ ,  $U_{KCH}$ ,  $U_{KBC}$ ).

Значення  $\Delta P_{K BH}$  і  $U_{KBH}$  отримуються при закороченій обмотці низької напруги та живленні зі сторони вищої напруги.

Аналогічно визначаються пари:  $\Delta P_{K CH}$ ,  $U_{KCH}$  та  $\Delta P_{K BC}$ ,  $U_{KBC}$ .

На основі другого закону Кірхгофа можна записати:

$$\left. \begin{aligned} U_{KBH} &= U_{KB} + U_{KH} \\ U_{KBC} &= U_{KB} + U_{KC} \\ U_{KCH} &= U_{KC} + U_{KH} \end{aligned} \right\} \quad (4.18)$$



Подібну систему можна записати для втрат активної потужності:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{KBH} &= \Delta P_{KB} + \Delta P_{KH} \\ \Delta P_{KBC} &= \Delta P_{KB} + \Delta P_{KC} \\ \Delta P_{KCH} &= \Delta P_{KC} + \Delta P_{KH} \end{aligned} \right\} \quad (4.19)$$

Системи (4.18) і (4.19) означають, що ми фактичним втратам  $\Delta P_{KBH}$ ,  $\Delta P_{KBC}$ ,  $\Delta P_{KCH}$  і справжнім значенням прикладених напруг ( $U_{KBH}$ ,  $U_{KBC}$ ,  $U_{KCH}$ ) ставимо у відповідність фіктивні значення втрат і напруг у відповідних 2-х променях схеми (попарно).

Як і у випадку двообмоткового трансформатора, напруга короткого замикання виражається у процентах.

Загальний активний опір трансформатора визначають за виразом (4.4).

Індуктивний опір трансформатора можна розрахувати за тією ж формулою, що і для двообмоткового трансформатора (ф-ла 4.8):

$$\begin{aligned} X_B &= \frac{U_{KB} \cdot U_B^2 \hat{m}}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}; \\ X_C &= \frac{U_{KC} \cdot U_B^2 \hat{m}}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}; \\ X_H &= \frac{U_{KH} \cdot U_B^2 \hat{m}}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} \end{aligned} \quad (4.20)$$

Значення  $U_{KB}$ ,  $U_{KC}$ ,  $U_{KH}$  можна знайти, розв'язавши систему (4.18):

$$\left. \begin{aligned} U_{KB} &= 0,5(U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}) \\ U_{KC} &= 0,5(U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) \\ U_{KH} &= 0,5(U_{KBH} + U_{KCH} - U_{KBC}) \end{aligned} \right\} \quad (4.21)$$

Активні опори обмоток трансформаторів розраховуються за тією ж формулою, що і для двообмоткового (4.4):

$$R_B = \frac{\Delta P_{KB} \cdot U_{BНОМ}^2}{S_{\dot{O}НОМ}^2}; \quad R_C = \frac{\Delta P_{KC} \cdot U_{BНОМ}^2}{S_{\dot{O}НОМ}^2}; \quad (4.22)$$

$$R_H = \frac{\Delta P_{KH} \cdot U_{BНОМ}^2}{S_{\dot{O}НОМ}^2}$$

Значення активних втрат  $\Delta P_{KB}$ ,  $\Delta P_{KC}$ ,  $\Delta P_{KH}$  у кожній обмотці знаходимо як розв'язок системи (4.19):

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{KB} &= 0,5(\Delta P_{KBH} + \Delta P_{KBC} - \Delta P_{KCH}) \\ \Delta P_{KC} &= 0,5(\Delta P_{KBC} + \Delta P_{KCH} - \Delta P_{KBH}) \\ \Delta P_{KH} &= 0,5(\Delta P_{KBH} + \Delta P_{KCH} - \Delta P_{KBC}) \end{aligned} \right\} \quad (4.23)$$

Вирази для втрат потужності у триобмотковому трансформаторі відрізняються від виразів (4.14) і (4.15) для двообмоткового трансформатора сумою втрат потужності у кожній обмотці трансформатора:

$$\Delta P_T \cong \Delta P_X + \sum S_i^2 \cdot R_{Ti} / U_{НОМ}^2 \quad (4.24)$$

$$\Delta Q_T \cong \Delta Q_X + \sum S_i^2 \cdot X_{Ti} / U_{НОМ}^2, \quad (4.25)$$

де  $S_i$  – потужність, яка протікає по кожній  $i$ -тій обмотці трансформатора.

Ці втрати приблизно можна виразити через табличні дані трансформатора за аналогією з виразами (4.16) і (4.17):

$$\Delta P_T \cong \Delta P_X + 0,5 \cdot \Delta P_K \sum S_i^2 / S_{TНОМ}^2 \quad (4.26)$$

$$\Delta Q_T \cong I_X(\%) \cdot S_{TНОМ} / 100 + \sum U_{Ki}(\%) \cdot S_i^2 / 100 \cdot S_{TНОМ}. \quad (4.27)$$

### 4.2.3. Трансформатори з розщепленими обмотками

Двообмоткові трансформатори потужністю 20000 кВА і більше виконуються, як правило, з обмоткою нижчої напруги, яка складається з двох ізольованих одна від одної паралельних гілок (напівобмоток). Такі трансформатори називаються трансформаторами з розщепленою обмоткою низької напруги (рис.4.4). Потужність кожної з півобмоток складає 50% від потужності обмотки вищої напруги, а їх номінальні напруги можуть бути 6,3/6,3 кВ; 10,5/10,5 кВ; 6,3/10,5 кВ.

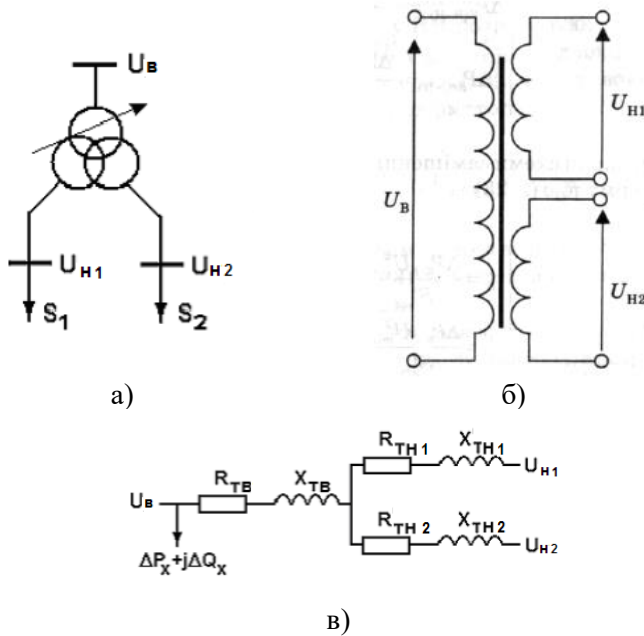


Рис. 4.4 Умовне позначення (а), принципова схема сполучення обмоток (б) і схема заміщення двообмоткового трансформатора з розщепленими обмотками (в)

Параметри схеми заміщення трансформатора з розщепленими обмотками зводяться до номінальної напруги

обмотки вищої напруги і визначаються на основі технічних даних трансформатора.

До розщепленої вторинної обмотки під'єднані різні навантаження:  $S_1$  і  $S_2$ . Тоді сумарне навантаження трансформатора буде:  $S = S_1 + S_2$ .

Поздовжні параметри схеми заміщення трансформатора включають опори первинної обмотки  $R_{ТВ}$  і  $X_{ТВ}$  і приведені до напруги цієї обмотки опори гілок розщепленої вторинної обмотки:  $R_{Н1}$  і  $X_{Н1}$ ,  $R_{Н2}$ , і  $X_{Н2}$ . Поперечні параметри схеми заміщення такі ж, як у двообмоткового трансформатора без розщеплення вторинної обмотки і визначаються виразами (4.10), (4.11), (4.13).

Загальний активний і реактивний опір трансформатора визначають за виразами (4.4) і (4.8). У виразі (4.4) величина  $\Delta P_K$  теж визначається з досліду короткого замикання.

Трансформатори з розщепленою обмоткою виконуються зі співвідношенням потужностей обмоток 100% / 50% / 50%.

Обмотки низької напруги розміщені симетрично щодо обмотки високої напруги, тому їх індуктивні опори однакові. При розміщенні обмотки вищої напруги між обмотками нижчої напруги її індуктивний опір  $X_B = 0$ . З достатньою для інженерних розрахунків точністю можна вважати, що опори первинної обмотки трансформатора дорівнюють нулю:  $R_{ТВ} = X_{ТВ} = 0$ . Тоді опори кожної вторинної обмотки дорівнюють:  $X_{Н1} = X_{Н2} = 2X_T$  і  $R_{Н1} = R_{Н2} = 2R_T$ .

Трансформатори з розщепленими обмотками можуть працювати з паралельним сполученням обмоток НН або з роздільним вмиканням цих обмоток. При роздільному вмиканні обмоток НН можна зменшити потужність короткого замикання на шинах НН майже в три рази, тому що опір кожної з обмоток НН приблизно у два рази більший від опору звичайного двохобмоткового трансформатора. У цьому полягає основна перевага застосування трансформаторів з розщепленими обмотками.

При паралельному сполученні обмоток НН трансформатор буде працювати як звичайний двообмотковий, і параметри його схеми заміщення визначають так само, як для двообмоткового трансформатора.

**4.2.4. Автотрансформатори.** В електричних мережах напругою 220 кВ і вище широке застосування знайшли автотрансформатори (АТ), які встановлюють на потужних підстанціях системоутворюючих і районних електричних мереж.

Як і триобмоткові трансформатори, АТ мають три обмотки – вищої, середньої та нижчої напруг. Схемне позначення і принципова схема однієї фази АТ наведені на рис. 4.5.

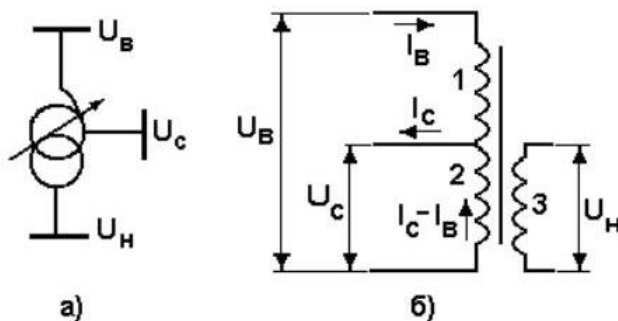


Рис.4.5. Графічне зображення (а) та принципова схема однієї фази (б) автотрансформатора

Відмітна особливість АТ – наявність електричного зв'язку між обмотками високої та середньої напруги. Зв'язок цих обмоток з обмоткою нижчої напруги електромагнітна. Частина обмотки вищої напруги, яка суміщається з обмоткою середньої напруги, називається *спільною обмоткою 2*, інша частина обмотки вищої напруги – *послідовною обмоткою 1*.

Схема заміщення АТ аналогічна схемі заміщення триобмоткового трансформатора (рис. 4.3).

За номінальну потужність АТ приймається потужність, яку можна передати через обмотку вищої напруги АТ:

$$S_{AT\text{ ном}} = \sqrt{3} I_{BH} U_{BH}, \quad (4.28)$$

де  $I_{BH}$  і  $U_{BH}$  – номінальні струм і напруга обмотки вищої напруги.

Потужність послідовної обмотки 1 визначається відповідно до принципової схеми АТ (рис.4.5, б) виразом:

$$\begin{aligned} S_1 &= \sqrt{3}I_{BH}(U_{BH} - U_{CH}) = \\ &= \sqrt{3}I_{BH}U_{BH}\left(1 - \frac{U_{CH}}{U_{BH}}\right) = S_{AT\dot{m}} \left(1 - \frac{1}{k_{BC}}\right), \end{aligned} \quad (4.29)$$

де  $k_{BC}$  – коефіцієнт трансформації АТ між обмотками високої та середньої напруги.

Аналогічно можна визначити потужність обмотки 2 (рис. 4.5, б):

$$\begin{aligned} S_2 &= \sqrt{3}(I_{CH} - I_{BH})U_{CH} = \sqrt{3}I_{BH}\left(\frac{I_{CH}}{I_{BH}} - 1\right)\frac{U_{BH}U_{CH}}{U_{BH}} = \\ &= S_{ATНОМ}(k_{BC} - 1)/k_{BC} == S_{ATНОМ}\left(1 - \frac{1}{k_{BC}}\right) \end{aligned} \quad (4.30)$$

Із (4.29) і (4.30) бачимо, що потужності послідовної ( $S_1$ ) і загальної ( $S_2$ ) обмоток менші від номінальної потужності  $S_{AT\text{ ном}}$ . Потужність послідовної та загальної обмоток АТ називають *типовою потужністю автотрансформатора*  $S_{\text{тип}} = S_1 + S_2$ . Типова потужність визначає втрати активних матеріалів на обмотки і магнітопровід АТ і, отже, його вартість .

Відношення:

$$\alpha = \frac{S_{\dot{\delta}\dot{E}\dot{I}}}{S_{AT\dot{m}}} = \left(1 - \frac{1}{k_{B\dot{N}}}\right) < 1 \quad (4.31)$$

називають *коефіцієнтом вигідності* АТ.

Обмотка нижчої напруги розраховується на потужність, меншу від номінальної. Потужність обмотки нижчої напруги виражається через номінальну потужність АТ у такий спосіб:

$$S_{HH} = \alpha_{HH} S_{ATНОМ}, \quad (4.32)$$

де  $\alpha_{HH}$  – частина потужності обмотки нижчої напруги від номінальної потужності АТ; для сучасних АТ величина  $\alpha_{HH}=0,25; 0,40$  або  $0,50$ .

У триобмотковому трансформаторі кожна з обмоток розрахована на номінальну потужність. В автотрансформаторах кожна з обмоток розрахована на потужність, меншу від номінальної. У цьому полягає основна перевага АТ перед триобмотковим трансформатором. Чим менший коефіцієнт  $\alpha$ , тим вигідніший автотрансформатор порівняно зі звичайним трифазним триобмотковим трансформатором, тобто  $\alpha$  зменшується при наближенні  $U_{CH}$  і  $U_{BH}$ .

Паспортні дані АТ аналогічні до паспортних даних триобмоткового трансформатора. У цих даних додатково вказується потужність обмотки нижчої напруги, або величина коефіцієнта  $\alpha_{HH}$ .

Схема заміщення АТ аналогічна до схеми заміщення триобмоткового трансформатора.

Поперечні параметри схем заміщення АТ розраховуються, як і для двообмоткових трансформаторів, за виразами (4.10), (4.11) та (4.13).

Поздовжні параметри визначаються окремо для кожної гілки трипроменевої схеми заміщення. Активні опори обмоток вищої та середньої напруги АТ рівні між собою:

$$R_{ТВ}=R_{ТС}=0,5R_T, \quad (4.33)$$

де  $R_T$  – загальний активний опір обмоток вищої та середньої напруги АТ, який визначається за виразом (4.4).

Активний опір обмотки нижчої напруги визначається її потужністю:

$$R_{TH}=R_{ТВ}/\alpha_{HH}. \quad (4.34)$$

Реактивні опори обмоток і втрати потужності в АТ, як і для триобмоткового трансформатора, вираховуються за виразами (4.20) та (4.24) – (4.27), відповідно.

Перерахуємо переваги та недоліки АТ порівняно з триобмотковими трансформаторами.

*Переваги:*

- менші витрати матеріалів (мідь, сталь, ізоляція);
- менші габарити;
- менші втрати активної потужності у режимах холостого ходу та короткого замикання;
- більший коефіцієнт корисної дії;
- простіші умови охолодження.

*Недоліки:*

- складність незалежного регулювання напруги;
- небезпека переходу атмосферних перенапруг з обмоток вищої напруги в обмотку середньої напруги через електричний зв'язок обмоток;
- підвищені вимоги до забезпечення умов заземлення АТ порівняно з трьохобмотковим трансформатором.

### **4.3. Особливості побудови схем заміщення ліній електропередач**

Електрична система – складна інженерна споруда, яка охоплює лінії електропередач, трансформатори, джерела живлення, навантаження, а також різні додаткові пристрої, призначені для підвищення надійності, економічності передачі, поліпшення якості електричної енергії.

Для аналізу електричних процесів необхідно реально існуючі елементи системи замінити їх електричним аналогами, або схемами заміщення. У результаті схема буде зображатися електричним ланцюгом. Електричний стан цього ланцюга – струми, напруги, потоки активної та реактивної потужностей – називають *параметрами режиму*.

Величини, які визначають схеми заміщення, називають *параметрами схем заміщення елементів* електричної мережі.

Визначення параметрів схем заміщення трансформаторів різного типу розглядалося у параграфі 4.2. Визначення активної (G) і реактивної провідностей (B), а також активного (R) і реактивного (X) опору повітряних і кабельних ліній



електропередач розглядалося у параграфах 3.2 – 3.5. З наведених там формул зрозуміло, що значення  $G$ ,  $B$ ,  $R$ ,  $X$  залежать від багатьох величин: діаметра та взаємного розміщення проводів; матеріалу, з якого вони виготовлені; стану атмосфери; температури; довжин лінії і т. ін. Хоча величини  $G$ ,  $B$ ,  $R$ ,  $X$  можна розрахувати для різних типів ліній, співвідношення між їх значеннями буде неоднаковим у лініях різної конструкції та з різними параметрам режиму.

Існує кілька типових схем заміщення електричних ліній, про які ми будемо говорити, і визначимо ті параметри мереж електропередач, які дають підстави використовувати ту чи іншу схему заміщення.

*Хвильові властивості лінії.* Передача електроенергії по лініях електричної мережі викликана поширенням електромагнітного поля у проводах (жилах кабеля) і в навколишньому просторі. У повітряній лінії під дією змінної напруги виникає змінне магнітне поле навколо проводів, а також змінне електричне поле між фазними проводами і між кожним із проводів і землею. Виникнення змінного електричного поля приводить до виникнення струмів зміщення (зарядних струмів), значення яких залежить від властивостей діелектрика, що оточує провід, і від різниці потенціалів між проводом і землею, а для трифазної лінії – і між фазними проводами. Зарядні струми, накладаючись на струми навантаження, визначають поступову зміну загального струму уздовж лінії. Зумовлена цим струмом напруженість магнітного поля теж змінюється уздовж лінії. У це призводить до того, що наведені ЕРС само- і взаємоіндукції виявляються неоднаковими для різних елементів довжин лінії. Нерівність цих ЕРС визначає складний закон зміни напруги і струмів зміщення уздовж лінії.

Співвідношення між напругами  $u$  та струмами  $i$  на межах елементарної ділянки лінії довжиною  $dl$  визначається двома відомими з курсу теоретичних основ електротехніки рівняннями у часткових похідних:

$$-\frac{\partial u}{\partial l} = ir_0 + L_0 \frac{\partial i}{\partial t} \quad (4.35)$$

$$-\frac{\partial i}{\partial l} = i g_0 + C_0 \frac{\partial u}{\partial t}, \quad (4.36)$$

де:  $r_0$ ,  $g_0$ ,  $L_0$ ,  $C_0$  – відповідно, активний опір, провідність, індуктивність і ємність на одиницю довжини лінії («погонні» параметри лінії).

Рівняння (4.35) і (4.36) загальні і характеризують як перехідні, так і встановлені режими ліній.

*Типи схем заміщення ліній.*

Лінії електропередач характеризуються параметрами (опорами та провідностями), рівномірно розподіленими по довжині лінії. Розрахунок ліній електропередач з урахуванням розподіленості параметрів складний і застосовується для дуже довгих ліній електропередач надвисокої напруги, довжина яких співвимірна з довжиною електромагнітної хвилі.

Абсолютна більшість ліній електропередач мають довжину, значно меншу за довжину хвилі. Тому розрахунок повітряних ліній електропередач довжиною до 300 км і кабельних довжиною до 50 км виконують при допущенні про зосередженість їх параметрів. Похибка розрахунків при такому допущенні не перевищує 1-2%.

Для таких ліній параметри схем заміщення можна визначити за формулами:  $R = r_0 l$ ;  $X = x_0 l$ ;  $G = g_0 l$ ;  $B = b_0 l$ , де  $r_0$ ,  $x_0$ ,  $g_0$ ,  $b_0$  – погонні параметри лінії. Значення погонних параметрів ліній електропередач різної конструкції, різних напруг з різними перерізами проводів можна знайти у довідковій літературі.

Типова П-подібна схема заміщення (рис.4.6) складається з поздовжньої гілки і двох поперечних. Відповідно розрізняють

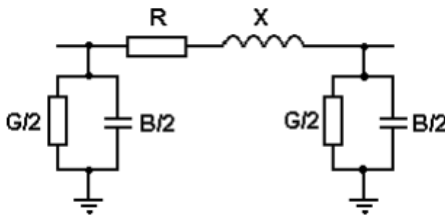


Рис.4.6. Типова П-подібна схема заміщення

поздовжні параметри ( $R, X$ ) та поперечні ( $G, B$ ) для однієї фази.  $B$  і  $G$  характеризують провідності між фазою і землею (точкою нульового потенціалу).

Поперечні параметри  $B$  і  $G$  зображають зосе-

редженим по кінцях лінії, тому провідність кожної з них буде у 2 рази меншою за повну провідність лінії.

Для вибору доцільного варіанта схеми заміщення конкретної лінії електропередачі треба мати уяву про співвідношення величин погонних параметрів ліній різних напруг і конструкцій.

Величина погонного активного опору проводів повітряних ліній і жил кабельних ліній зменшуються при збільшенні діаметра проводу. Так, для сталеалюмінієвого проводу з площею поперечного перерізу  $S = 10 \text{ мм}^2$  величина  $x_0=2,8 \text{ Ом/км}$ , а при  $S=500 \text{ мм}^2 - x_0=0,06 \text{ Ом/км}$ .

Погонний індуктивний опір повітряної лінії з проводами різних перерізів без розщеплення фази змінюється у досить вузькому діапазоні 0,39–0,44 Ом/км. При розщепленні фази цей опір зменшується на 20–40% залежно від ступеня розщеплення.

Індуктивний опір кабельних ліній у 3 ÷ 7 разів менший від індуктивного опору кабельних ліній.

Зі сказаного випливає, що для кабельних ліній з малим перерізом жил можна нехтувати індуктивним опором, бо  $X \ll R$ . Для повітряних ліній з розщепленням проводів у фазі можна нехтувати активним опором, бо  $X \gg R$ .

Для кабельних ліній з напругою 35 кВ і нижче втрати на корону мізерні. Для повітряних ліній з напругою 110-220 кВ втрати на корону несуттєві при відповідних перерізах проводів (таблиця 4.1):

Таблиця 4.1		При таких співвідношеннях напруги та поперечного перерізу корона не виникає. Для повітряних ліній з напругою 330-750кВ з розщеп-
Напруга U, кВ	Переріз S, мм <sup>2</sup>	
110	≥70	леним фазами втрати на корону можуть досягати 3-15 кВт/км, але вони мізерні порівняно з передаваними по таких лініях потужностями і зазвичай при розрахунках установлених режимів не враховуються.
150	≥120	
220	≥240	

леним фазами втрати на корону можуть досягати 3-15 кВт/км, але вони мізерні порівняно з передаваними по таких лініях потужностями і зазвичай при розрахунках установлених режимів не враховуються.

Струми втрат через ізоляцію повітряних ліній при всіх напругах мізерні, а для кабельних ліній повинні враховуватися при напрузі  $U \geq 220$  кВ.

Величина погонної ємнісної провідності повітряних ліній при нерозщеплених фазах приблизно дорівнює  $(2,5 \div 3)$  См/км і слабо залежить від діаметра проводів. При розщепленні фази вона помітно зростає (на 25 – 60%) у залежності від ступеня розщеплення. Оскільки зарядова потужність залежить від напруги у лінії, то при збільшенні напруги вона може досягати помітних значень, співвимірних з втратами реактивної потужності в індуктивному опорі повітряної лінії.

Середньгеометрична відстань між жилами кабельних ліній значно менша, ніж між проводами повітряних ліній. Крім того, діелектрична проникливість ізоляції кабелю вища, ніж у повітря. Отже, ємнісна провідність і зарядова потужність кабельних ліній значно більша (у 20÷50 разів), ніж у повітряних ліній такого ж класу напруги. Зарядна потужність кабельної лінії напругою 6÷35кВ складає 5-100 квар/км, а для кабельної лінії з напругою 110-500 кВ – 3÷17 Мвар/км. Одночасно, кабельні лінії зазвичай значно коротші від повітряних ліній такої ж номінальної напруги. Тому поперечну ємнісну провідність кабельних ліній враховують при  $U \geq 35$  кВ, а для повітряних ліній – при  $U \geq 110$  кВ.

Враховуючи вищесказане, можна рекомендувати такі схеми заміщення повітряних і кабельних ліній різної напруги (рис.4.7):

- для кабельних ліній з  $U = 6 \div 10$  кВ і перерізом жил  $S < 120$  мм<sup>2</sup> – просту схему, яка містить лише поздовжній активний опір (рис.4.7, а);
- для повітряних ліній з  $U \leq 35$  кВ і кабельних ліній з  $U = 6 \div 10$  кВ і  $S \geq 120$  мм<sup>2</sup> – схему з поздовжніми активним та індуктивним опорами без поперечних гілок (рис. 4.7, б);
- для повітряних ліній з  $U = 110-220$  кВ і кабельних ліній з  $U = 35-110$  кВ – схему з поздовжніми активним та індуктивним опорами та поперечною ємнісною

- провідністю чи зарядовою потужністю (рис. 4.7, в чи 4.7, г); схема 4.7, г більш зручна для розрахунків встановлених режимів електричних мереж.
- для кабельних ліній з  $U \geq 220\text{kV}$  – повну схему, яка включає всі поздовжні та поперечні параметри (рис.4.6);
  - для повітряних ліній з  $U \geq 330\text{kV}$  – схему з поздовжнім індуктивним опором і поперечною зарядовою ємністю (рис.4.7,д).

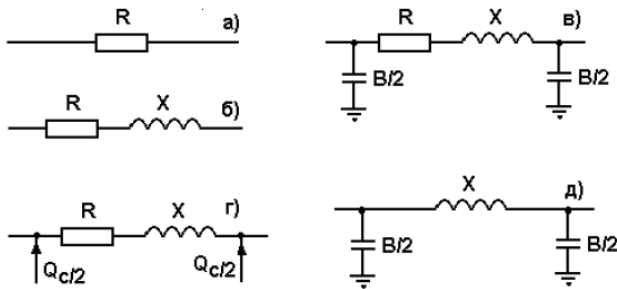


Рис. 4.7. Схеми заміщення ліній електропередач

## ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ

1. Як графічно зображається двообмотковий трансформатор? Як будують його схему заміщення?
2. Як проводять досліди холостого ходу і короткого замикання трансформатора?
3. Як визначають активний, реактивний та загальний опори трансформатора?
4. Як визначити втрати активної та реактивної потужності у трансформаторі при його навантаженні?
5. Як будується схема заміщення для триобмоткового трансформатора?
6. Назвіть конструктивні особливості трансформаторів з розщепленими обмотками й автотрансформаторів. Перерахуйте їх переваги порівняно із звичайними трансформаторами.
7. Зобразіть типові схеми заміщення електричних ліній залежно від конкретних параметрів мереж.

## РОЗДІЛ 5 РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

### 5.1. Загальні засади

*Під усталеним режимом електричної мережі називають такий її нормальний чи післяаварійний режим, у якому струми, напруги та потужності в її елементах вважаються незмінними. Розрахунок усталеного режиму передбачає визначення цих струмів, напруг і потужностей, які характеризують режими електричної мережі і називаються параметрами режиму.*

Метою та завданням розрахунку усталеного режиму електричної мережі є:

- перевірка допустимості параметрів режиму для елементів мережі, а саме: перевірка допустимості величини напруги – за умовами роботи ізоляції, величини струмів – за умовами нагрівання проводів, величини потужності – за умовами роботи джерел реактивної й активної потужності;
- оцінка якості електроенергії порівнянням відхилень напруги у мережі з допустимими відхиленнями напруги від номінальних значень;
- визначення економічності режиму за величинами втрат потужності електроенергії у електричній мережі.

Вихідними даними для розрахунку усталеного режиму є:

- принципова схема електричної мережі, яка характеризує взаємний зв'язок між окремими її елементами;
- розрахункова схема заміщення електричної мережі, яка складається зі схем заміщення окремих елементів, тобто опорів, провідностей, коефіцієнтів трансформації, які називаються параметрами схеми заміщення електричної мережі;
- значення активних і реактивних потужностей у вузлах навантаження;
- значення активних і реактивних потужностей джерел живлення, крім одного, яке називається балансуєчим за

потужністю і яке покриває дисбаланс між вироблюваною та споживаною у електроенергетичній системі потужністю;

- значення напруги в одному з вузлів електричної мережі, який називається базовим вузлом по напрузі.

З погляду теоретичної електротехніки, електрична мережа є електричним ланцюгом, і для його розрахунку справедливі закони Ома і Кірхгофа та всі інші методи розрахунку електричних ланцюгів, відомі з теоретичної електротехніки.

Зауважимо, що розрахунок з використанням загальних методів – складна задача. Це пояснюється як великою кількістю елементів, які входять у мережі сучасних електроенергетичних систем, так і специфікою задавання вихідних даних.

Наприклад, нехай відома потужність деякого навантаження  $S = P + jQ$ , яке треба врахувати разом із іншими при розрахунку режиму мережі. Струм цього навантаження

$I = S / \sqrt{3}U$  може бути розрахований тільки при відомій напрузі  $U$  на шинах цього навантаження. Але напруги у точках електричної мережі є величинами, які шукають (визначають) і які невідомі на початку розрахунку. Ця обставина не дає змоги безпосередньо використовувати закони Кірхгофа для отримання однозначного розв'язку.

Зауважимо, що низка параметрів схеми заміщення, таких, як активна провідність ліній, активна і реактивна провідності трансформаторів, опори та провідності електроприймачів і параметри інших елементів електричної мережі залежать від параметрів режиму, тобто є нелінійними. Але у багатьох практичних розрахунках цією нелінійністю нехтують і вважають схему мережі лінійною.

Методи розрахунку режимів електричних мереж можна поділити на традиційні та формалізовані. Традиційні методи ґрунтуються на простому використанні основних законів електричних кіл і методів еквівалентних перетворень схем електричних мереж. Перевагою традиційних методів є їх простота і наочність. Вони використовуються при розрахунку простих розімкнених і замкнених електричних мереж.

Простішими методами розрахунку є метод послідовних наближень (ітераційний) і метод систематизованого підбору.

Метод ітерацій полягає у такому. Виходячи з приблизного розрахунку чи досвіду особи, яка виконує розрахунок, оцінюється величина напруги у вузлі, наприклад  $k$ , і виконується розрахунок режиму мережі, виходячи з прийнятого наближеного значення напруги. У результаті розрахунку визначається величина напруги у вузлі, наприклад  $n$ , і порівнюється з заданою величиною  $U$  у цьому вузлі. Відповідно до отриманої помилки корегується величина напруги у вузлі  $k$  і розрахунок повторюється. Це робиться доти, аж поки напруга у вузлі  $n$  (розрахована) не збігатиметься із заданою з необхідною точністю. Даний метод широко використовується при розрахунках на ЕОМ.

Як нульове наближення доцільно розглядати припущення про те, що в усіх точках мережі напруга дорівнює номінальній напрузі її елементів.

Досвід показує, що при розрахунку місцевих мереж достатньо обмежитися 1-им наближенням, а районних – 2-ітерацією.

Формалізовані методи розрахунку побудовані на основі теорії графів і елементах матричної та векторної алгебри.

Конфігурація електричної мережі (її геометрична схема чи граф) аналітично описується матрицею сполучень, яка враховує усі зв'язки між вузлами (вершинами) схеми. Формалізація складання рівняння стану (у векторній чи координатній формі) дає можливість повністю автоматизувати на ЕОМ розрахунок мережі будь-якої конфігурації.

Розрахунок режимів здійснюється яка на стадії проектування, так і на стадії експлуатації. Точність розрахунку залежить від точності вихідних даних, методики розрахунку та припущень, що приймаються при розрахунках.

На стадії проектування точність розрахунків може бути невисокою, а на стадії експлуатації – високою.

Для розрахунку режиму задається схема електричної мережі, значення активних і реактивних потужностей навантаження у вузлах і напруга в одному з вузлів заданої схеми. Відповідно до схеми сполучення елементів мережі складають розрахункову схему і визначають її параметри (опори



та провідності елементів), а також розрахункові навантаження вузлів, після чого розраховуються параметри режиму.

Електрична мережа (ланцюг) складається з гілок, вузлів і контурів.

*Гілка* – це ділянка мережі, яка складається з послідовно з'єднаних елементів, по яких протікає той самий струм.

*Вузол* – це місце з'єднання двох чи більше гілок.

*Контур* – замкнена ділянка мережі, що складається з декількох гілок.

## 5.2. Розрахункові навантаження вузлів районної електричної мережі

Як приклад розрахунку навантаження вузла, визначимо навантаження в одному з вузлів електричної мережі, яка складається з двох ліній електропередач ( $W_1$  і  $W_2$ ) і трансформатора  $T$  (рис.5.1). При цьому врахуємо втрати потужності на кінцях лінії, що примикають до трансформатора.

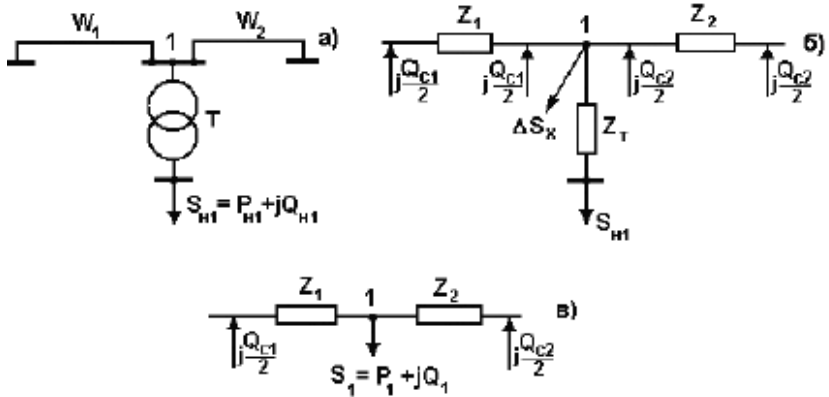


Рис.5.1 Фрагмент електричної мережі (а), його повна схема заміщення (б) і схема заміщення з розраховуванням навантаження вузла (в)

Схема заміщення електричної мережі складається зі схеми заміщення її елементів, об'єднаних згідно з принциповою схемою мережі.

Як видно з рис. 5.1, а, лінії електропередач сходяться у вузлі 1. До цього вузла під'єднаний трансформатор Т з навантаженням, яке задається незмінною потужністю  $S_{Н1}=P_{Н1}+jQ_{Н1}$  на шинах нижчої напруги трансформатора.

На рис.5.1,а показана схема заміщення цієї мережі, яка складається зі схем заміщення ліній і трансформатора. Для ліній районної електричної мережі прийняті П-подібні схеми заміщення із зарядовими потужностями. Для трансформатора прийнята спрощена Г-подібна схема заміщення з відбором потужності.

Розрахункове навантаження вузла 1, відповідно до позначень, вказаних у схемі заміщення (рис.5.1,б), складає:

$$\begin{aligned} P_1 &= P_{Н1} + \Delta P_{Т1} \\ Q_1 &= Q_{Н1} + \Delta Q_{Т1} - (Q_{C1} + Q_{C2})/2 \end{aligned} \quad (5.1)$$

де:  $\Delta P_{Т1}$ ,  $\Delta Q_{Т1}$  – втрати потужності у трансформаторі Т, які визначаються виразами (4.16), (4.17);  $Q_{C1}/2$  і  $Q_{C2}/2$  – половини зарядних потужностей ліній  $W_1$  і  $W_2$ , які визначаються виразом (3.26).

Після визначення розрахункового навантаження вузла 1 схема заміщення набуває виду, наведеного на рис. 5.1, в. Видно, що частина схеми, яка відповідає вузлу 1, помітно спростилася.

Аналогічно визначають розрахункові навантаження вузлів, до яких підходять три і більше ліній.

### 5.3. Розрахунок режиму розімкненої мережі за напругою, заданою у кінці мережі

Схема заміщення розімкненої районної мережі із загальною кількістю розрахункових навантажень  $n$  наведена на рис. 5.2. Параметри ліній електропередач відомі. Напруга задана у кінці мережі у вузлі  $n$ . Необхідно розрахувати напругу в інших вузлах електричної мережі, включаючи і напругу у дже-

релі живлення  $U_0$  і поточкорозподіл у мережі. Під терміном “поточкорозподіл” мають на увазі потоки потужності в усіх гілках схеми, включаючи і потужність джерела живлення  $S_0$ . Ін-

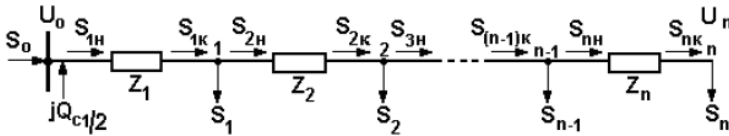


Рис.5.2 Схема заміщення розімкненої електричної мережі

дексом “п” будемо позначати потужність на початку кожної лінії, а індексом “к” – потужність у кінці кожної лінії.

Отже, потужність  $P_n + jQ_n = P_{nk} + jQ_{nk}$  і напруга  $U_n$  у кінці n-лінії відомі. Тоді розрахунок усталеного режиму електричної мережі виконують прямим методом з використанням закону Ома і першого закону Кірхгофа. Потужність на початку n-лінії відрізняється від потужності на її кінці на величину втрати потужності у n-лінії:

$$\begin{aligned} P_{np} &= P_{nk} + \Delta P_n \\ Q_{np} &= Q_{nk} + \Delta Q_n. \end{aligned} \quad (5.2)$$

Потужність у кінці (n-1) лінії визначається за 1-м законом Кірхгофа:

$$\begin{aligned} P_{(n-1)к} &= P_{np} + P_{(n-1)} \\ Q_{(n-1)к} &= Q_{np} + Q_{(n-1)} \end{aligned} \quad (5.3)$$

Напруга у вузлі (n-1) відрізняється від напруги у вузлі n на величину падіння напруги  $\Delta U_n$  у n-ій лінії:

$$U_{n-1} = U_n + \Delta U_n \quad (5.4)$$

Втрати потужності у n-ій лінії будуть:

$$\begin{aligned} \Delta P_n &= (P_{nk}^2 + Q_{nk}^2) R_n / U_n^2 \\ \Delta Q_n &= (P_{nk}^2 + Q_{nk}^2) X_n / U_n^2, \end{aligned} \quad (5.5)$$

де  $R_n$  і  $X_n$  – активний та реактивний опір лінії n (див. § 8.3 ).

Падіння напруги у n-ій лінії відповідн до закону Ома буде:

$$\begin{aligned} \Delta U_n &= \sqrt{3} I_n Z_n = \sqrt{3} (I_{na} - j I_{np}) (R_n + j X_n) = \\ &= \sqrt{3} (I_{na} R_n + I_{np} X_n) + j \sqrt{3} (I_{na} X_n - I_{np} R_n) = \Delta U_n + j \delta U_n \end{aligned} \quad (5.6)$$

де  $I_{na}$ ,  $I_{np}$  – активна і реактивна складові струму у n-ій лінії;  $\Delta U_n$  і  $\delta U_n$  – дійсна і уявна складові падіння напруги у n-ій лінії, які ще називають *поздовжньою та поперечною складовими падіння напруги  $\Delta U_n$* .

Враховуючи, що

$$\begin{aligned} I_{na} &= P_{nk} / \sqrt{3} U_n \\ I_{np} &= Q_{nk} / \sqrt{3} U_n \end{aligned} \quad (5.7)$$

отримаємо співвідношення для падіння напруги, виражене через потужності:

$$\Delta U_n = (P_{nk} R_n + Q_{nk} X_n) / U_n + j (P_{nk} X_n - Q_{nk} R_n) / U_n = \Delta U_n + j \delta U_n, \quad (5.8)$$

де  $\Delta U_n$   $\delta U_n$  – поздовжня та поперечна складові падіння напруги  $\Delta U_n$ .

Модуль напруги у вузлі (n-1) з урахуванням співвідношень (5.4) і (5.8) буде:

$$\begin{aligned} U_{n-1} &= \sqrt{(U_n + \Delta U_n)^2 + \delta U_n^2} = \\ &= \sqrt{(U_n + (P_{nk} R_n + Q_{nk} X_n) / U_n)^2 - ((P_{nk} X_n - Q_{nk} R_n) / U_n)^2}. \end{aligned} \quad (5.9)$$

Вирази (5.2...5.9), записані для n-ної лінії схеми заміщення, справедливі і для довільної i-тої лінії мережі. У них потрібно замість індексу n поставити індекс i.

При послідовному русі від кінця схеми до її початку визначаються напруги у кожному i-тому вузлі, включаючи напругу джерела живлення  $U_0$  і потужності у кінці  $P_{ik} + j Q_{ik}$  і початку  $P_{in} + j Q_{in}$  кожної i-тої лінії.

Потужність, яка подається у мережу від джерела живлення, визначається як:

$$P_0 = P_{1П} \quad ($$

$$Q_0 = Q_{1П} - jQ_{C1}/2 = Q_{1П} - jU_{НОМ}^2 B_1/2 \quad 5.10)$$

Тут  $Q_{C1}/2$  – половина зарядної потужності 1 – лінії і визначається за формулою 3.26.

З виразів 5.9 і 5.10 бачимо, що при русі від кінця схеми до її початку, напруга від вузла до вузла змінюється як по величині, так і по фазі.

На рис. 5.3 показана векторна діаграма напруг двох останніх вузлів електричної мережі. Вектор напруги у вузлі n направлений по дійсній осі.

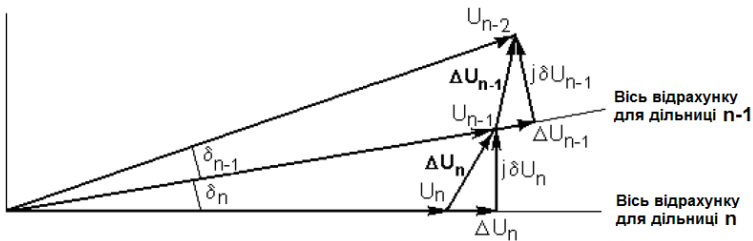


Рис.5.3. Векторна діаграма напруг для двох сусідніх ліній

Вектор напруги у вузлі n-1 отриманий сумуванням вектора напруги у вузлі n і вектора падіння напруги у n-1 лінії. Вектор напруги у n-1 лінії  $\Delta U_n$  розкладений на повздовжню і поперечну складові. Аналогічна векторна діаграма будується для сусідньої n-1 лінії і т. ін. Фазові кути між векторами напруг позначені через  $\delta_n$  і  $\delta_{n-1}$ .

#### 5.4. Розрахунок режиму розімкненої мережі за напругою, заданою на початку мережі

При розрахунках усталених режимів районних електричних мереж напруга зазвичай задається у центрі

живлення цієї мережі. Що ж до схеми заміщення (рис.5.2), то вважають заданими напругу джерела  $U_0$  і розрахункові навантаження вузлів 1,2, ...,n. Необхідно визначити напругу у вузлах 1,2, ...,n електричної мережі та поточкорозподіл у вітках схеми, включаючи потужність джерела живлення  $S_{дж}$ .

У розглядуваному випадку, на відміну від попереднього, застосування прямого методу неможливе, бо напруги та навантаження задані у різних точках електричної мережі. У цьому випадку використовують ітераційний метод розрахунку. Кожна ітерація складається з двох етапів, які розглядаються нижче.

*Перший етап.* Для всіх n вузлів електричної мережі задають початкові наближені напруги, рівні номінальній напрузі мережі,  $U_{ном}$ . У подальшому за виразами, аналогічними до (5.5), для кожної i-тої лінії (i=1,2, ...,n) визначають втрати потужності.

$$\begin{aligned} \Delta P_i &= (P_{ik}^2 + Q_{ik}^2)R_i / U_{ном}^2 \\ \Delta Q_i &= (P_{ik}^2 + Q_{ik}^2)X_i / U_{ном}^2, \end{aligned} \quad (5.11)$$

За виразами, аналогічними (5.2), визначається потужність на початку кожної i-тої лінії:

$$\begin{aligned} P_{in} &= P_{ik} + \Delta P_i \\ Q_{in} &= Q_{ik} + \Delta Q_i. \end{aligned} \quad (5.12)$$

За виразом, аналогічним до (5.3), визначаємо потужність у кінці кожної (i-1) лінії:

$$\begin{aligned} P_{(i-1)k} &= P_{in} + P_{(i-1)} \\ Q_{(i-1)k} &= Q_{in} + Q_{(i-1)} \end{aligned} \quad (4.13)$$

Процес розрахунку за виразами (5.11)...(5.13) триває до визначення потужності на початку 1-ї лінії. Після цього за виразом, аналогічним (5.10), визначається потужність, яка передається від джерела живлення у мережу,  $P_0$ :

$$P_0 = P_{1П} \quad (5.14)$$

$$Q_0 = Q_{1П} - jQ_{C1}/2 = Q_{1П} - jU_{НОМ}^2 B_1 / 2$$

Після визначення потужностей у кінці і початку кожної і-ї лінії та потужності джерела живлення, перший етап розрахунку закінчується.

На *другому етапі* за заданою напругою джерела живлення  $U_0$  і отриманим на 1-у етапі поточкорозподілі визначають напруги у вузлах  $i = 1, 2, \dots, n$  електричної мережі. Наприклад, напруга у вузлі 1 буде:

$$U_1 = U_0 - (P_{1i} R_1 + Q_{1i} X_1) / U_0 + j(P_{1i} X_1 - Q_{1i} R_1) / U_0, \quad (5.15)$$

а напруга у довільному вузлі (i):

$$U_s = U_{s-1} - (P_{sj} R_s + Q_{sj} X_s) / U_{s-1} + j(D_{sj} X_s - Q_{sj} R_s) / U_{s-1}, \quad (5.16)$$

Визначенням напруг у вузлових точках електричної мережі закінчується другий етап першої ітерації.

На другій ітерації знову розраховують поточкорозподіл у мережі. При цьому використовують уже не номінальні напруги, а напруги у вузлах, отримані на 1-й ітерації. Далі за отриманим поточкорозподілом уточнюють напруги у вузлах. Кількість ітерацій визначається потрібною точністю розрахунку.

При розрахунках усталених режимів розімкнених районних електричних мереж зазвичай достатньо однієї – двох ітерацій.

### 5.5. Визначення напруги на вторинній обмотці трансформатора

На наведеній схемі розімкненої мережі (рис.5.2) потужності, які відбираються у вузлах 1, 2, ..., n, зображені векторами  $S_1, S_2, \dots, S_n$ . Оскільки ми розглядаємо усталені режими районних розподільчих мереж, то зрозуміло, що при передаванні потужності у вузлах використовуються

понижувальні трансформаторні підстанції. У даному параграфі розглянемо, як за відомими напругами первинних обмоток трансформаторів, що відповідають розрахованим у §5.3 – 5.4 значенням напруг у вузлах, визначити напруги на вторинних обмотках трансформаторів, якщо відомі їх розрахункові потужності. Але спершу розглянемо загальну інформацію про *статичні характеристики навантаження*.

Потужність, яка споживається у електричній мережі, залежить не лише від складу електроприймачів і режиму їх роботи, але і від параметрів режиму роботи системи – значення напруги у вузлах і частоти.

*Залежності активної та реактивної потужностей навантаження від напруги  $P(U)$ ,  $Q(U)$ , які відповідають ustalеним режимам, називають статичними характеристиками навантаження за напругою, а залежності цих потужностей від частоти  $P(f)$ ,  $Q(f)$  – статичними характеристиками навантаження за частотою.* Статичні характеристики комплексного навантаження електричних мереж  $P(U)$ ,  $Q(U)$ ,  $P(f)$ ,  $Q(f)$  можна розрахувати або отримати експериментально.

При зміні параметрів режиму змінюються активна та реактивна потужності навантаження, що впливає на рівні напруг і баланс потужностей у системі.

Отже, знання напруги на одній із обмоток трансформатора і коефіцієнта трансформації не дозволяє відразу встановити напругу на його іншій обмотці, бо необхідно врахувати різні втрати у цьому пристрої при зміні потужності, яка відбирається з вторинної обмотки.

У розглянутих вище розрахунках ustalених режимів районних електричних мереж визначались напруги у вузлах, які відповідають напругам на первинній обмотці трансформаторів підстанцій. Для визначення справжньої напруги на вторинній обмотці трансформаторів розглянемо довільний вузол і електричної мережі та його схему заміщення (рис.5.4).

Навантаження підстанції  $S_{Ні}$  задане на шинах вторинної напруги трансформатора  $T$ . У результаті розрахунку ustalеного режиму електричної мережі відома напруга  $U_i$  на первинній



обмотці трансформатора. Треба визначити справжню напругу на вторинній обмотці трансформатора  $U_i''$ . Такий розрахунок потрібний для оцінки величини цієї напруги та необхідності її

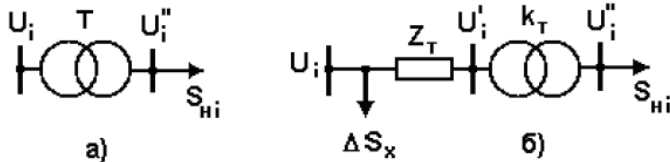


Рис.5.4. Вузол електричної мережі (а) і його схема заміщення (б)

регулювання з метою забезпечення потрібної якості електроенергії у споживачів.

У схемі заміщення вузла електричної мережі трансформатор Т зображають Г-подібною схемою заміщення ( $\Delta S_x$ ,  $Z_T$ ) та ідеальним трансформатором (трансформатор без втрат потужності) з коефіцієнтом трансформації:

$$k_T = U_{ВН} / U_{НН}, \quad (5.17)$$

де  $U_{ВН}$  і  $U_{НН}$  – номінальні напруги первинної та вторинної обмоток трансформатора.

Розрахунок справжньої напруги на вторинній обмотці трансформатора виконується у такій послідовності.

Визначається модуль падіння напруги у трансформаторі:

$$\Delta U_T = \sqrt{((P_{fi} R_T + Q_{Hi} X_T) / U_{\bar{m}})^2 + ((P_{Hi} X_T - Q_{Hi} R_T) / U_{\bar{m}})^2} \quad (5.18)$$

У виразі 5.18 використовується номінальна напруга мережі  $U_{ном}$ , бо навантаження задане на шинах вторинної напруги трансформатора, а напруга відома на його первинній обмотці.

Напруга на вторинній обмотці трансформатора, приведена до його первинної обмотки, дорівнює:

$$U'_i = U_i - \Delta U_T \quad (5.19)$$

Справжня величина напруги на вторинній обмотці трансформатора визначається з урахуванням коефіцієнта трансформації  $k_T$  за виразом:

$$U''_i = U'_i / k_T = U'_i U_{HH} / U_{BH} \quad (5.2)$$

За величиною напруги  $U''_i$  визначають необхідність її регулювання.

## 5.6. Особливості розрахунку місцевих електричних мереж

Місцеві електричні мережі – це повітряні лінії до 35 кВ включно. Такі мережі виконуються зазвичай розізнаними.

Розглянені вище методики розрахунку районних розподільчих мереж напругою 110-220 кВ у принципі справедливі і для розрахунку місцевих електричних мереж. Але через специфіку місцевих мереж – менші напруги та менші довжини ліній електропередач, ніж у районних – для розрахунку місцевих мереж приймають певні спрощуючі допущення:

- не враховується ємнісна провідність і, отже, зарядна потужність ліній; схеми заміщення ліній електропередач приймаються відповідно до рис. 4.7, а,б.
- у трансформаторах не враховують втрати холостого ходу  $\Delta P_x$   $\Delta Q_x$ . Отже, схеми заміщення елементів місцевої електричної мережі містять лише поздовжні активні та реактивні опори;
- для місцевих електричних мереж характерні досить малі відхилення напруги від номінального значення, що визначається вимогами, які виставляють споживачі до якості електроенергії. Тому при розрахунках

місцевих електричних мереж напруга у всіх її вузлах приймається рівною номінальній,  $U_{ном}$ ;

- поточкорозподіл у місцевій електричній мережі розраховується без врахування втрат потужності у її елементах. Цей поточкорозподіл зумовлений лише величинами навантажень у вузлах електричної мережі, а потужності у початку та кінці кожної лінії мережі приймаються рівними між собою. Потужність, яка протікає по будь-якій лінії місцевої мережі, дорівнює сумі навантажень, розташованих у кінці цієї лінії, і далі у сторону, протилежну до центра живлення;
- при розрахунку місцевої мережі нехтують поперечною складовою падіння напруги і у лініях електропередач, і у трансформаторах.

Розглянемо принципову схему розгалуженої місцевої електричної мережі, наведену на рис.5.5.

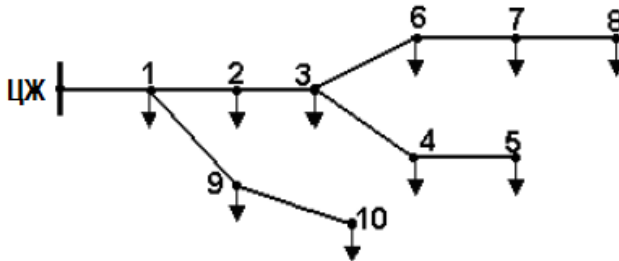


Рис.5.5. Принципова схема місцевої електричної мережі

Потужність, яка протікає, наприклад, поміж вузлами 2 і 3, дорівнює:

$$S_{23} = S_3 + S_4 + S_5 + S_6 + S_7 + S_8 \quad (5.21)$$

Аналогічно визначаються потоки потужності і в інших лініях електричної мережі.

Поздовжня складова падіння напруги у лінії між вузлами і та j визначаються так:

$$\Delta U_{ij} = (P_{ij}R_{ij} + Q_{ij}X_{ij})/U_{ном} \quad (5.22)$$

Ця поздовжня складова падіння напруги, яка приблизно дорівнює алгебраїчній різниці напруг на початку і у кінці лінії, називається *втратою напруги*.

Втрату напруги у лініях і трансформаторах місцевої електричної мережі найчастіше виражають у відсотках від номінальної напруги мережі  $U_{ном}$ :

$$\Delta U_{il}(\%) = 100(P_{il}R_{il} + Q_{il}X_{ij})/U_{ном}^2 \quad (5.23)$$

Досить жорсткі вимоги до якості електроенергії зі сторони споживачів у місцевих електричних мережах обмежують найбільшу втрату напруги  $\Delta U_{max}$  у цих мережах величиною допустимої втрати напруги  $\Delta U_{д}$ . У спеціальній літературі рекомендується приймати  $\Delta U_{д} = 0,06U_{ном}$ . Як впливає з досвіду експлуатації, при такій величині  $\Delta U_{д}$  споживачі у мережі 0,4кВ будуть користуватися напругою, відхилення якої не виходять за межі допустимих значень.

Найбільша втрата напруги – це алгебраїчна різниця між напругою у центрі живлення (ЦЖ) місцевої мережі та вузлом мережі з найнижчою напругою.

Для визначення найбільшої втрати напруги у розгалуженій місцевій електричній мережі розраховують сумарні втрати напруги  $\Delta U_{\Sigma}$  від ЦЖ до кожного тупикового споживача. Із отриманих значень вибирається найбільше, яке порівнюють з допустимою втратою напруги  $\Delta U_{д}$ .

Для схеми, зображеної на рис. 4.5, розглядають сумарні втрати напруги від ЦЖ до точок 5,8,10:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\Sigma 5} &= \Delta U_{ЦЖ 1} + \Delta U_{1 2} + \Delta U_{2 3} + \Delta U_{3 4} + \Delta U_{4 5} \\ \Delta U_{\Sigma 8} &= \Delta U_{ЦЖ 1} + \Delta U_{1 2} + \Delta U_{2 3} + \Delta U_{3 6} + \Delta U_{6 7} + \Delta U_{7 8} \\ \Delta U_{\Sigma 10} &= \Delta U_{ЦЖ 1} + \Delta U_{1 9} + \Delta U_{9 10} \end{aligned} \quad (5.24)$$

З цих значень вибирають найбільше значення  $\Delta U_{max}$  і порівнюється з допустимою втратою напруги  $\Delta U_{д}$ .

## 5.7. Розрахунок режиму замкненої мережі

До простих замкнених мереж відносяться кільцеві мережі та мережі з двобічним живленням (рис.5.6). Такі мережі відзначаються підвищеною надійністю в електропостачанні.

Кільцеву мережу можна класифікувати як мережу з двобічним живленням з однаковими напругами у центрах живлення, умовно розімкнених у точці А.

Для прикладу розглянемо найпростішу мережу, яка містить один контур, в одному вузлі якого розміщений центр живлення, а у інших вузлах – навантаження. Для розрахунку усталеного режиму така мережа умовно розрізається по центру живлення, розвертається і зображається як мережа з двостороннім живленням від джерел А і В (рис.5.6, б).

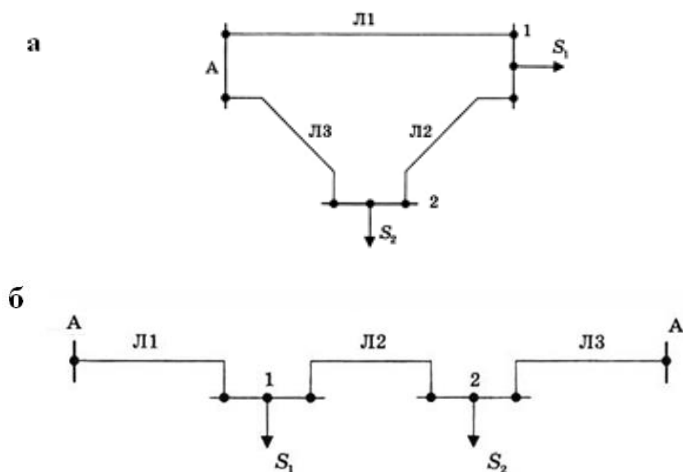


Рис.5.6. Схеми простих замкнених мереж: а) – кільцева мережа; б) – з двобічним живленням

Вихідними даними є розрахункові потужності навантаження у вузлах  $1, 2, \dots, n$ , напруга центра живлення  $U_A = U_B$ , опори ліній мереж  $Z_{A1}, Z_{A2}, \dots, Z_{nB}$ .

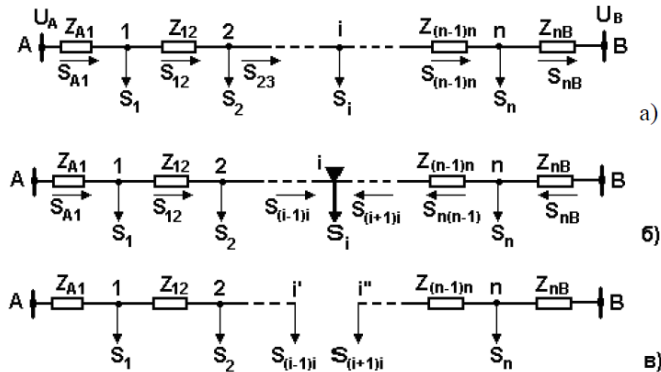
Необхідно розрахувати потокорозподіл у кільцевій мережі і напруги у її вузлах  $1, 2, \dots, n$ .

Кільцева схема розраховується у такій послідовності:

– визначається попередній поточкорозподіл у мережі та напруги у мережі без врахування втрати потужності, пр. рівності напруги у всіх вузлах номінальній напрузі мережі  $U_{ном}$ ;

– на основі попереднього поточкорозподілу визначається вузол поточкорозподілу та кільцева мережа при цьому ділиться на дві розімкнені схеми;

– для кожної з розімкнених схем розраховується точний поточкорозподіл і напруги у вузлах за методикою, викладеною у §5.4.



Ри Розрахункова схема заміщення кільцевої мережі (а), поточкорозподілу у кільцевій мережі (б) і її перетворення у дві розімкнуті схеми (в)

Для визначення попереднього поточкорозподілу задамося довільно напрямками потужностей (струмів) у лініях мережі (рис.5.7, а). На основі другого закону Кірхгофа для замкненого контуру кільцевої мережі запишемо рівняння:

$$I_{A1}Z_{A1} + I_{A12}Z_{A12} + \dots + I_{nB}Z_{nB} = 0 \quad (5.25)$$

Між значення струму та потужності існують співвідношення:

$$S = \sqrt{3}U_{\text{ф}} I^* ; \quad I^* = S / \sqrt{3}U_{\text{ф}} ; \quad I = S^* / \sqrt{3}U_{\text{ф}} ,$$

де  $I^*, S^*$  – спряжені комплексні значення струму та потужності.



Як випливає з виразів (5.29) і (5.30), потік потужностей на головній ділянці замкнутої мережі дорівнює сумі добутків навантаження кожного вузла на спряжений опір мережі від цього вузла до протилежного джерела живлення, поділений на спряжений сумарний опір всієї мережі. Після визначення потужностей головних діляниць потоки потужності на інших діляницях електричної мережі однозначно визначаються за рівняннями (5.28).

При проведенні розрахунків, виконаних на основі виразів (5.27...5.30), отримаємо, що до деякого вузла і потужності надходять з двох сторін (рис.5.7, б). Такий вузол називають вузлом поточкорозподілу і на схемах його позначають значком ▼.

Після визначення вузла поточкорозподілу кільцева мережа набуває вигляду, наведеного на рис. 5.7, в. Вихідна кільцева мережа умовно розділяється у вузлі поточкорозподілу на дві розімкнені схеми. Навантаження вузлів і' та і'' лівої та правої частин схеми дорівнюють потужностям, які надходять до вузла поточкорозподілу. Навантаження у решті вузлів таке ж, як і у початковій схемі.

Отже, кільцева мережа перетворюється у дві розімкнені схеми із заданими навантаженнями і напругами джерел живлення. Подальший розрахунок режиму таких схем наведено у § 5.4.

Виконаємо аналіз поточкорозподілу у замкненій мережі.

Запишемо (5.29):

$$\begin{aligned}
 S_{A1} &= \sum_{i=1}^n S_i Z_{iB}^* / Z_{AB}^* = \\
 &= \sum_{i=1}^n (P_i + jQ_i)(R_{iB} - jX_{iB}) / (R_{AB} - jX_{AB}) = \quad (5.31) \\
 &= (P_i + jQ_i)R_{iB}(1 - \frac{jX_{iB}}{R_{iB}}) / R_{AB}(1 - \frac{jX_{AB}}{R_{AB}})
 \end{aligned}$$

Якщо у замкненій мережі існує постійне співвідношення між реактивними й активними опорами, тобто  $X/R = \text{const}$ , то розрахунок поточкорозподілу можна виконати з урахуванням



лише активних опорів, бо у цьому випадку  $(1-jX_{iB}/R_{iB}) = (1-jX_{AB}/R_{AB})$ .

Замкнена мережа, у якій для всіх її діляниць виконується співвідношення  $X/R=const$ , називається *однорідною*. Як приклад, кільцева мережа, виконана повітряними лініями однакового перерізу чи кабельними лініями однакового перерізу. В обох випадках мережа повинна бути однакової напруги.

Отже, в однорідній замкненій мережі поточкорозподіл можна розраховувати за активними опорами діляниць мережі:

$$\begin{aligned} S_{A1} &= P_{A1} + jQ_{A1} = \\ &= \sum_{i=1}^n S_i R_{iB} / R_{AB} = \sum_{i=1}^n (P_i + jQ_i) R_{iB} / R_{AB} = \\ &= \sum_{i=1}^n P_i R_{iB} / R_{AB} + j \sum_{i=1}^n Q_i R_{iB} / R_{AB} \end{aligned} \quad (5.32)$$

Як видно з (5.32), в однорідній замкненій мережі поточкорозподіл можна розрахувати окремо для активних і реактивних потужностей. У такому випадку розраховуються дві незалежні замкнені системи: перша має лише активні навантаження, друга – лише реактивні. У першій схемі розраховується поточкорозподіл активних потужностей, у другій – реактивних потужностей. Такий прийом, який називається *розщепленням мережі*, зменшує трудомісткість розрахунків, бо їх проводять з дійсними, а не комплексними числами.

В однорідній замкненій мережі, виконаній, наприклад, повітряними лініями однакового перерізу, замість активних опорів можна використовувати довжини ліній  $L$ . Це видно з виразу (5.32) після підставлення у нього погонного активного опору  $r_0$ :

$$\begin{aligned}
S_{A1} &= P_{A1} + jQ_{A1} = \\
&= \sum_{i=1}^n P_i r_0 L_{iB} / r_0 L_{AB} + j \sum_{i=1}^n Q_i r_0 L_{iB} / r_0 L_{AB} = \\
&= \sum_{i=1}^n P_i L_{iB} / L_{AB} + j \sum_{i=1}^n Q_i L_{iB} / L_{AB}
\end{aligned} \tag{5.33}$$

Якщо замкнена мережа виконана повітряними лініями з проводами різних перерізів, чи повітряними та кабельними лініями, то для різних її діляниць співвідношення  $X/R \neq \text{const}$  і така мережа буде *неоднорідною*.

Якщо замкнена мережа виконана лініями різної номінальної напруги, тобто деякими ділянками такої мережі є трансформатори, то така мережа буде *сильно неоднорідною*, бо відношення  $X/R$  для трансформаторів значно більше від відношення  $X/R$  для повітряних чи кабельних ліній.

У неоднорідній мережі по замкнутому контуру циркулює *вирівнювальна* потужність  $S_{\text{вир}}$ , яка дорівнює різниці потужностей, які визначаються виразами (5.31) і (5.32):

$$S_{\text{вир}} = \sum_{i=1}^n S_i Z_{iB}^* / Z_{AB}^* - \sum_{i=1}^n S_i R_{iB} / R_{AB} \tag{5.34}$$

Ця вирівнювальна потужність, зумовлена неоднорідністю мережі, яка протікає по всіх її елементах, викликає додаткові втрати активної потужності у мережі. Зрозуміло, чим більша ступінь неоднорідності, тим більша величина  $S_{\text{вир}}$  і тим більша величина додаткових втрат потужності.

Для зменшення втрат потужності у неоднорідній замкненій мережі поточкорозподіл у ній намагаються наблизити до поточкорозподілу, який відповідає однорідній замкненій мережі. Для цього використовують спеціальні заходи примусової зміни поточкорозподілу у неоднорідній мережі.

Мережа з двостороннім живленням, зображена на рис. 5.7, може мати у загальному випадку різні напруги джерел живлення,  $U_A \neq U_B$ . У цьому випадку навіть при умові  $X/R = \text{const}$ , по мережі тече *вирівнювальний* струм:

$$I_{\text{вир}} = (U_A - U_B) / \sqrt{3} Z_{AB}, \quad (5.35)$$

або вирівнювальна потужність:

$$S_{\text{вир}} = \sqrt{3} I_{\text{вир}} U_{\text{ном}} = U_{\text{ном}} (U_A - U_B) / Z_{AB} \quad (5.36)$$

Розрахунок такої мережі виконують з використанням методу накладання. Спершу визначається поточкорозподіл у схемі при рівності напруг джерел  $U_A = U_B$ . Такий розрахунок проведений вище. Справжні потоки у потужностей у лініях мережі визначаються сумуванням потужностей, отриманих при умові  $U_A = U_B$ , та вирівнювальній потужності  $S_{\text{вир}}$ .

#### ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ

1. Який режим електричної мережі називають усталеним і для чого його розраховують?
2. Які вихідні дані для розрахунку усталеного режиму?
3. Привести схему заміщення розімкненої електричної мережі.
4. Яка послідовність розрахунку розімкненої мережі при нарузі, заданій у її кінці ?
5. Запишіть вирази для втрат потужності в лінії.
6. Запишіть вираз для падіння напруги в лінії і назвіть її складові.
7. Яка послідовність розрахунку розімкненої мережі при нарузі, заданій на її початку?
8. Які спрощуючі допущення використовують при розрахунку місцевої електричної мережі?
9. Поясніть термін «втрата напруги».
10. Як визначається найбільша втрата напруги у місцевій мережі?
11. Яка послідовність розрахунку замкненої електричної мережі?
12. Запишіть вираз для розрахунку потужності головної ділянки кільцевої мережі.

13. Що таке вузол поточкорозподілу у замкненій мережі?
14. Яка замкнена мережа є однорідною? Наведіть приклад.
15. При якому спрощуючому допущенні розраховується поточкорозподіл в однорідній замкненій системі?
16. Яка замкнена система вважається сильно неоднорідною?
17. На яку величину відрізняється поточкорозподіл у однорідній і неоднорідній замкнених системах?
18. Як визначити напругу на вторинній обмотці трансформатора?

## **РОЗДІЛ 6**

### **РЕЖИМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ**

В електроенергетичних системах практично немає можливості акумулювати електроенергію у великих межах. Тому у кожний момент часу потужність, яка виробляється джерелами електричної енергії, має споживатися електроприймачами, тобто у системі повинен підтримуватися баланс потужностей.

З балансом реактивної й активної потужностей у системі пов'язані такі параметри режиму, як напруга і частота, причому баланс активних потужностей впливає в основному на зміну частоти у системі, а баланс реактивних потужностей визначає рівні робочих напруг у вузлових точках системи.

Оскільки значення складових рівнянь балансу потужностей обчислюють з урахуванням статичних характеристик навантаження, розглянемо детально це питання.

#### **6.1. Зображення навантажень у розрахункових схемах. Статичні характеристики навантаження споживачів**

*Приймачем* електричної енергії називається апарат, агрегат чи пристрій, призначений для перетворення електричної енергії в інший вид енергії.

*Споживачем* електроенергії називається група електроприймачів, об'єднаних технологічним процесом і розміщених на певній території (цех, житловий будинок).

Режим роботи електричної мережі залежить від роботи споживачів, які отримують від неї електроенергію. Сукупність споживачів, які отримують електроенергію від шин однієї підстанції, прийнято називати *комплексним навантаженням*, чи просто навантаженням, а відповідні шини – *вузлом навантаження*. Процентне співвідношення складових комплексного навантаження різне для промислових, міських і сільських споживачів.

Приблизний склад комплексного навантаження, характерний для електричних систем нашої країни, поданий нижче у таблиці (у %, за даними на 1990 рік).

Дрібні асинхронні двигуни	34	Залежно від потрібної точності розрахунку та достовірності інформації, навантаження може задаватися одним із нижче поданих способів.
Потужні асинхронні двигуни	14	
Освітлення	25	<i>Задавання навантаження струмом, незмінним за величиною і фазою.</i>
Випрямлячі, печі, нагрівальні прилади	10	
Синхронні двигуни	10	
Втрати у мережах	7-9	

У цьому випадку вважається, що до шин вузла навантаження з напругою  $U$  під'єднується джерело струму (рис.6.1, а)

$$I_H = I'_H + jI''_H = const, \quad (6.1)$$

де  $I'_H, I''_H$  – незмінні активна та реактивна складові струму у вузлі навантаження.

Така форма задавання навантаження часто використовується при розрахунках місцевих розподільчих мереж. При цьому усталені режими описуються найпростішими лінійними алгебраїчними рівняннями.

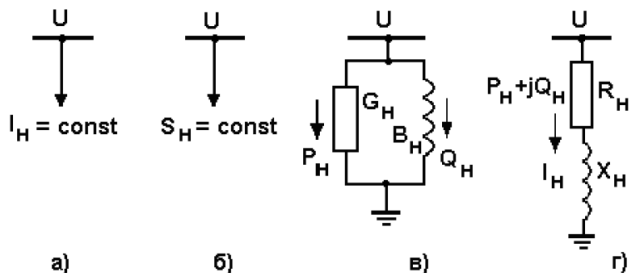


Рис.6.1. Зображення навантажень у розрахункових схемах  
*Задавання навантаження постійною потужністю*  
 (рис. 6.1, б).

При розрахунках місцевих і районних електричних мереж навантаження часто задається постійною потужністю:

$$S_H = P_H + jQ_H = \text{const}, \quad (6.2)$$

де  $P_H$   $Q_H$  – незмінні активна та реактивна потужності вузла навантаження.

При зображенні навантаження таким способом струм вузла навантаження буде нелінійно (обернено пропорційно) залежати від напруги  $U$  у цьому вузлі:

$$I_H = S_H^* / \sqrt{3}U^*. \quad (6.3)$$

Отже, усталений режим буде описуватися нелінійними алгебраїчними рівняннями.

Широке використання способу задавання навантаження незмінною потужністю зумовлено тим, що розрахунки електричних мереж ведуться зазвичай у потужностях, а не у струмах. Даний спосіб задавання навантаження є досить точним для електричних мереж, обладнаних засобами регулювання напруги. Останні підтримують напругу у вузлах навантаження в

достатньо вузькому інтервалі допустимих відхилень  $U$  від номінальних значень.

*Задавання навантаження постійною провідністю (опором) (рис.5.1,в).*

При цьому вважається, що до шин вузла навантаження з напругою  $U$  під'єднана незмінна провідність:

$$Y_H = G_H - jB_H = \text{const}, \quad (6.4)$$

або опір (рис.6.4,г):

$$Z_H = R_H + jX_H = \text{const}, \quad (6.5)$$

де  $G_H$ ,  $B_H$ ,  $R_H$ ,  $X_H$  – активна та реактивна складові повної провідності  $Y_H$  або повного опору  $Z_H$  навантаження.

Потужність навантаження у цьому випадку квадратично залежить від напруги у вузлі. Для випадку (6.1, в) потужність навантаження задається співвідношеннями:

$$\begin{aligned} P_H &= U^2 G_H \\ Q_H &= U^2 B_H \end{aligned}, \quad (6.6)$$

а для випадку (5.1,г) – виразами:

$$\begin{aligned} P_H &= U^2 R_H / Z_H^2 \\ Q_H &= U^2 X_H / Z_H^2 \end{aligned}, \quad (6.7)$$

Отже, рівняння усталеного режиму електричної мережі при такому задаванні навантаження будуть нелінійними. Цей спосіб задавання навантаження використовують здебільшого при розрахунках перехідних процесів у електричних системах.

*Задавання навантаження статичними характеристиками.*

*Статичними характеристиками навантаження називають залежності активної та реактивної складових потужності*

навантаження від напруги та частоти у вузлі під'єднання, відповідно:  $P_H(U)$ ,  $Q_H(U)$ ,  $P_H(f)$ ,  $Q_H(f)$  – при повільних змінах параметрів режиму. Вважається, що зміни настільки повільні, що кожне значення параметрів відповідає усталеному режимові. *Динамічні характеристики* відповідають швидким змінам параметрів режиму й описують перехідні процеси.

Статичні характеристики комплексного навантаження електричних мереж можна отримати розрахунками або експериментально. Оскільки склад електроприймачів на кожному підприємстві різний, а від шин окремих підстанцій мережі можуть одночасно отримувати живлення кілька споживачів, то узагальнені статичні характеристики комплексного навантаження за напругою можна отримати експериментально, вимірюючи потужності  $P$  і  $Q$  у вузлах навантаження при різних значеннях  $U$  і  $f$ .

Для аналізу режимів роботи електричних систем можна використати типові статичні характеристики вузлів навантаження за напругою, отримані на основі розрахунків для характерного складу електроприймачів (рис.6.2)

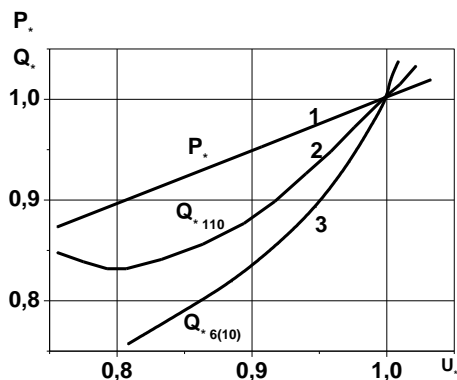


Рис.6.2.  
Типові статичні характеристики навантаження за напругою:  
1 – активної потужності;  
2 – реактивної потужності для вузла 110 кВ;  
3 – реактивної потужності для вузла 6(10) кВ



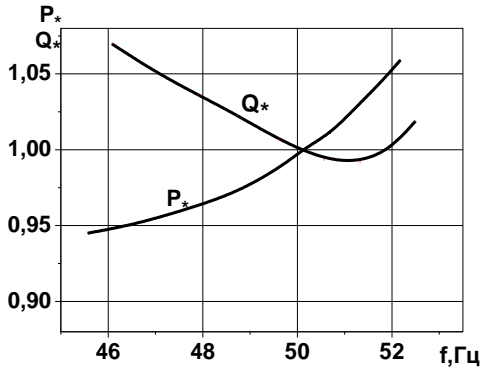


Рис.6.3.  
Типові статичні характеристики навантаження за частотою

Характеристики на рис.5.2 побудовані у відносних одиницях. За одиницю напруги  $U_0$  приймають напругу на затискачах комплексного навантаження у вихідному усталеному режимі. Цій напрузі відповідають задані значення активної  $P_0$  і реактивної  $Q_0$  потужностей навантаження. Щоб знайти значення потужностей  $P$  і  $Q$  при іншій напрузі, треба скористатися виразами:  $P = P_* P_0$ ;  $Q = Q_* Q_0$ , де  $P_*$  і  $Q_*$  – відносні значення напруги.

Зауважимо, що нормальним усталеним режимам відповідають права від точки мінімуму частина характеристики на рис.6.2. і ліва – на рис 6.3. При зниженні напруги реактивна потужність навантаження зменшується, а при зниженні частоти – збільшується.

*Ступінь зміни активної та реактивної потужностей навантаження при зміні напруги або частоти називають регулюючим ефектом навантаження.*

## 6.2. Баланс активної потужності

У будь-який момент усталеного режиму роботи ЕЕС сумарна потужність, яка виробляється генераторами електростанцій, дорівнює сумарно споживаній потужності за той же момент. Таке співвідношення вироблюваної та споживаної потужностей називають балансом активної потужності.

Рівняння балансу активної потужності для ЕЕС має вигляд:

$$\sum P_G = \sum P_{СП} + \sum P_{ВН} + \Delta P_{\Sigma} = \sum P_C, \quad (6.8)$$

де:

$\sum P_G$  – сумарна генерована активна потужність в ЕЕС, включаючи активну потужність, отриману з сусідніх ЕЕС;

$\sum P_{СП}$  – сумарна активна потужність споживачів у ЕЕС, включаючи активну потужність, передану у сусідні ЕЕС;

$\sum P_{ВН}$  – сумарна потужність власних нужд електростанцій;

$\Delta P_{\Sigma}$  – сумарні втрати активної потужності;

$\sum P_C$  – сумарне споживання активної потужності.

Втрати активної потужності у ЕЕС залежать від протяжності ліній, числа трансформацій від джерела живлення до споживача і дорівнюють 10...15% від сумарної активної потужності споживачів  $\sum P_{СП}$ .

Потужність  $\sum P_{ВН}$  залежить від типу станції, її устаткування та виду палива. Для теплових електростанцій ця величина складає 5...12% від потужності станції, а для гідроелектростанцій – 0,5...1%.

При виконанні умови (6.8) частота в ЕЕС незмінна і визначається частотою обертання турбін генераторів. Будь-яка зміна генерованої чи споживаної потужності приводить до зміни частоти в ЕЕС.

Збільшення споживаної потужності чи зменшення генерованої потужності рівноцінне зменшенню впуску енергоносія (пари, води) у турбіни генераторів. При цьому турбіни генераторів почнуть гальмуватися, приводячи до зменшення частоти у ЕЕС.

Відповідно до статичних характеристик навантаження (рис. 6.3), зниження частоти у ЕЕС приведе до зменшення споживаної потужності. У результаті у ЕЕС установиться новий

режим з меншим значенням частоти, ніж при попередньому режимі.

Зменшення споживаної потужності чи збільшення генерованої потужності рівноцінне додатковому впуску енергоносія у турбіни генератора, що супроводжуватиметься збільшенням швидкості їх обертання та зростанням частоти у ЕЕС. При цьому збільшиться споживана потужність, як видно з рис. 6.3. У результаті в ЕЕС установиться новий режим з більшою частотою, ніж у попередньому.

Причини зміни частоти у ЕЕС можуть бути різними: аварійне вимкнення генератора на електростанції, аварійне відімкнення лінії чи трансформатора зв'язку між окремими частинами ЕЕС, різке збільшення потужності споживачів у ЕЕС і т. ін.

Відхилення частоти  $f$  від її номінального значення  $\Delta f = f - f_{\text{ном}}$  є одним із найважливіших показників якості електроенергії та відповідно до Держстандарту  $\Delta f = \pm 0,2 \text{ Гц}$  (нормальне відхилення) і  $\Delta f = \pm 0,4 \text{ Гц}$  (крайне допустиме відхилення)

Досить жорсткі вимоги до підтримування частоти у ЕЕС пояснюються її важливим впливом на виробничі та технологічні процеси, продуктивність механізмів споживачів і механізмів власних нужд електростанції.

Збільшення частоти, викликане надлишком генерованої потужності, зазвичай ліквідується зменшенням впуску енергоносія у турбіни чи вимкненням частини генераторів у ЕЕС.

Складніше завдання підтримування частоти на потрібному рівні при її пониженні, зумовленому дефіцитом генерованої потужності у ЕЕС. У такому випадку збільшують впуск енергоносія у турбіни, а коли цього замало – вмикають резерв потужності.

При подальшому пониженні частоти у ЕЕС і недостатній потужності резерву використовується автоматичне обмеження частоти. Ця системна автоматика виконується з таким розрахунком, щоб при будь-якому можливому дефіциті генерованої потужності, включаючи й аварійні режими, зниження частоти нижче  $f = 45 \text{ Гц}$  було би повністю неможливим.

Час роботи з частотою нижче 47 Гц не повинен перевищувати 20 с, а з частотою 48,5 Гц – 60 с. Однією з основних функцій автоматичного обмеження частоти є *автоматичне частотне розвантаження*. (АЧР).

АЧР передбачає дискретне відключення споживачів відповідно до пониження частоти у ЕЕС. Комплекти АЧР встановлюють зазвичай на підстанціях. Реле частоти, яке входить у комплект АЧР, дає сигнал на від'єднання частини ліній, які подають енергію споживачам, при пониженні частоти. Черговість від'єднання споживачів вибирається за умовою мінімальних збитків від перерви в електропостачанні.

### **6.3. Регулювання частоти в ізольованій електроенергетичній системі**

В установленому режимі роботи ЕЕС її частота залежить від швидкості обертання турбін генераторів. Для розуміння суті процесу регулювання частоти розглянемо характеристики турбіни на прикладі найпростішої ЕЕС, яка складається з одного агрегата (турбіна-генератор), який працює на виділене навантаження.

На рис.6.4, а показаний випадок нерегульованої турбіни. Її потужність постійна, бо випуск енергоносія в агрегат незмінний:  $P_T = \text{const}$ . Характеристика такої турбіни зображається вертикальною лінією. Статичні характеристики навантаження по частоті показані кривими  $P_{H1}$ ,  $P_{H2}$ ,  $P_{H3}$ , при чому  $P_{H3} < P_{H1} < P_{H2}$ .

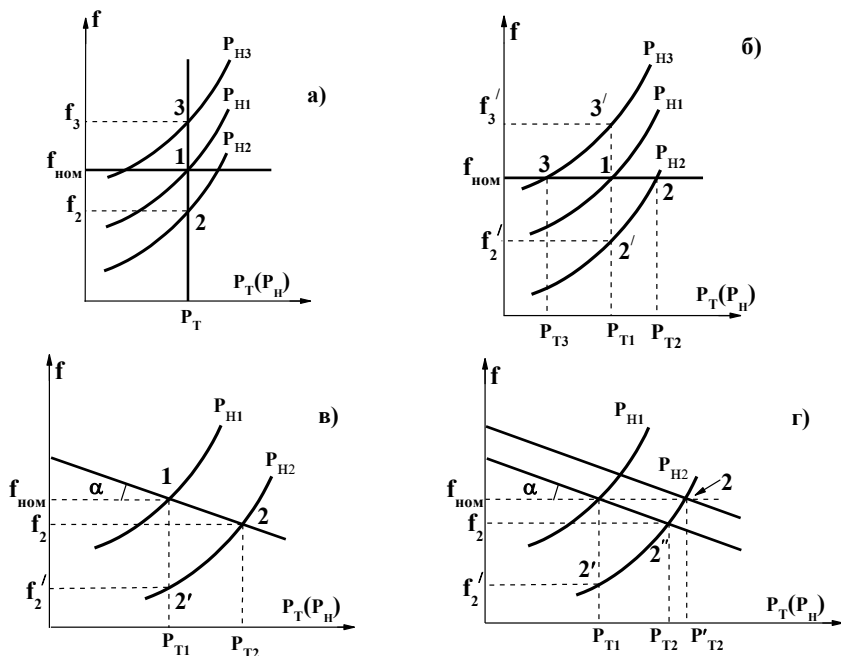


Рис.6.4.

- Характеристики турбіни: а) – нерегульована турбіна;  
 б) – турбіна з астатичним регулюванням;  
 в) – турбіна зі статичним (первісним) регулюванням;  
 г) – турбіна з вторинним регулюванням частоти

При потужності навантаження  $P_{H1} = P_T$  (точка 1, рис.6.4, а) частота в ЕЕС дорівнює  $f_{ном}$ . При збільшенні потужності навантаження до значення  $P_{H2}$  (точка 2 на рис.6.4, а) частота в ЕЕС зменшиться до значення  $f_2$ . При зменшенні потужності навантаження до значення  $P_{H3}$  (точка 3 на рис.6.4,а) частота в ЕЕС збільшиться до значення  $f_3$ .

Розглянемо випадок, коли турбіна має регулятор, який міняє впуск енергоносія у турбіну залежно від навантаження. Коли при зміні навантаження регулятор відновлює частоту у ЕЕС до номінального значення, то таке регулювання називається *астатичним*. Характеристика турбіни з таким регулятором зображається горизонтальною прямою. (рис.6.4, б).

При потужності навантаження  $P_{H1} = P_{T1}$  (точка 1, рис.6.4, б) частота в ЕЕС дорівнює  $f_{ном}$ . При збільшенні потужності навантаження до значення  $P_{H2}$  частота понижується до значення  $f'_2$  (точка 2'). Регулятор збільшує впуск енергоносія у турбіну, збільшуючи її потужність до значення  $P_{T2} = P_{H2}$  і відновлює номінальну частоту у ЕЕС (точка 2).

Процес відновлення частоти при зменшенні навантаження до значення  $P_{H3}$  проходить аналогічно (точки 1, 3',3). При цьому регулятор зменшує впуск енергоносія у турбіну.

Якщо при зміні навантаження регулятор відновлює частоту до значення, близького до номінального, то таке регулювання називається *статичним*. Характеристика турбіни зі статичним регулятором є нахиленою прямою (рис.6.4,в). Тангенс кута нахилу цієї прямої називається *коефіцієнт статизму* регулятора турбіни:

$$k_{ст} = \operatorname{tg} \alpha \quad (6.9)$$

При потужності навантаження  $P_{H1} = P_{T1}$  (точка 1, рис.6.4, в) частота в ЕЕС дорівнює  $f_{ном}$ . При збільшенні навантаження до значення  $P_{H2}$  частота знижується до значення  $f'_2$  (точка 2', рис.6.4, в). Регулятор збільшує впуск енергоносія у турбіну, збільшуючи потужність турбіни до значення  $P_{T2} = P_{H2}$ , і збільшує частоту у ЕЕС до значення  $f_2$  (точка 2, рис. 6.4, в), яке є меншим від  $f_{ном}$ .

Такий процес регулювання частоти при зміні навантаження називають *первісним регулюванням частоти*. Турбіни з реальними регуляторами мають статичну характеристику. Коефіцієнт статизму реальних турбін складає  $k_{ст} 0,03 \div 0,06$ .

Коректування частоти при зміні навантаження, тобто доведення частоти до номінального значення  $f_{ном}$  здійснюється за допомогою *вторинного регулювання частоти*. Цей процес ілюструється рис. 6.4, г.

При збільшенні навантаження до значення  $P_{H2} > P_{H1}$  спершу здійснюється первинне регулювання частоти (точка 2''), якому відповідає потужність турбіни  $P_{T2}$  і частота  $f_2$ .

У результаті вторинного регулювання здійснюється зміна потужності, яка виробляється турбіною, у залежності від частоти змінного струму. При цьому додатково впускається енергоносій у турбіну, і її статична характеристика переміщається паралельно сама собі. У точці 2 потужність турбіни досягне значення  $P'_{T2}$ , а частота у ЕЕС значення  $f_{\text{ном}}$ .

Первісне регулювання здійснюється зазвичай автоматично.

Вторинне регулювання здійснюється автоматичним регулятором частоти (вторинне регулювання швидкості), або обслуговуючим персоналом (вручну), який контролює частоту на основі показів приладів.

#### **6.4. Регулювання частоти в електроенергетичній системі**

ЕЕС – це багато електростанцій, які працюють на загальну електричну мережу. При зміні споживаної потужності частота у ЕЕС змінюється. Якщо черговий персонал кожної електростанції почне регулювати частоту, то вона може бути не встановлена на рівні номінальної через неузгоджені дії персоналу різних станцій. Тому частота в ЕЕС регулюється однією чи кількома електростанціями, сумарна потужність яких достатня для покриття всіх можливих змін споживаної потужності. Такі станції називаються *балансуючими за частотою*.

Для простоти спершу розглянемо енергосистему малої потужності, у якій є лише одна балансуєча електростанція.

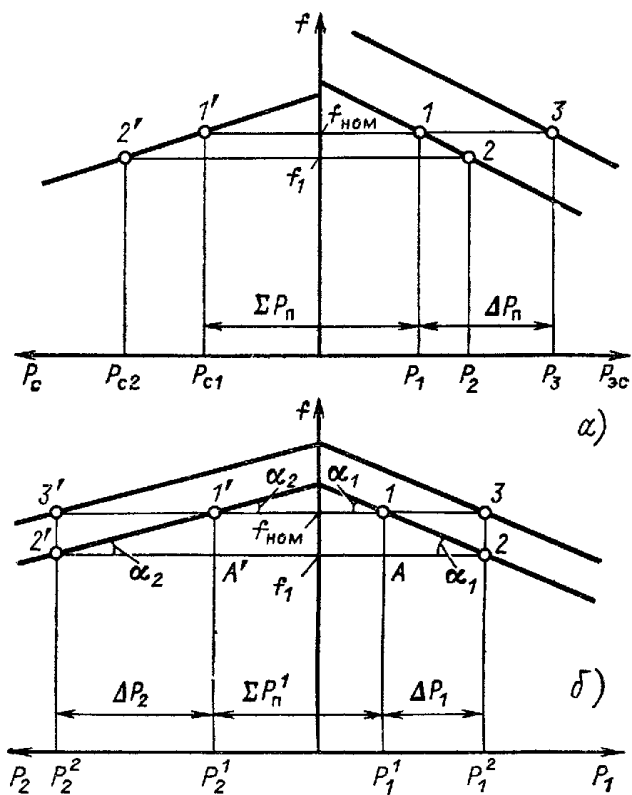


Рис. 6.5 Регулювання частоти у енергосистемі: а) – однією електростанцією; б) – двома

На рис. 6.5, а зображені характеристики станції, яка регулює частоту (пряма 1,2 справа від осі  $f$ ), і інших станцій системи, які частоту не регулюють (пряма з точками 1' і 2' зліва від осі  $f$ ). При сумарній споживаній потужності  $\Sigma P_{II}$  всі станції працюють при номінальній частоті  $f_{НОМ}$ . Станція, яка регулює навантаження, має навантаження  $P_1$ ; навантаження решти станцій –  $P_2$ . Рівняння балансу матиме вигляд:

$$P_{C1} + P_1 = \Sigma P_{II} \quad (6.10)$$



При збільшенні сумарного споживаного навантаження на величину  $\Delta P_{\Pi}$  частота в системі знизиться до величини  $f_1$ . Баланс потужності запишеться у такий спосіб:

$$P_{C2} + P_2 = \sum P_{\Pi} + \Delta P_{\Pi} \quad (6.11)$$

При пониженні частоти у системі персонал чи вторинні регулятори частоти станції, які регулюють частоту, збільшать впуск енергоносія у турбину. Це відповідає паралельному переміщенню характеристики 12 і встановленню у системі номінальної частоти у точці 3 на рис. 6.5, а. Регулююча станція візьме на себе все збільшення навантаження:

$$\begin{aligned} P_3 &= P_1 + \Delta P_{\Pi} \\ P_{C1} + P_3 &= \sum P_{\Pi} + \Delta P_{\Pi}. \end{aligned} \quad (6.12)$$

Якщо зміна потужності, яка відбирається, більша, ніж діапазон регулювання станції, то балансуєчими за частотою у системі стають 2 чи більше станцій.

Розглянемо розподіл потужності між двома станціями, які контролюють частоту у ЕЕС (рис. 6.5, б). При навантаженні  $\sum P_i^1$  частота номінальна, станція 1 має навантаження  $P_1^1$ , а станція 2 –  $P_2^1$ :

$$P_1^1 + P_2^1 = \sum P_i^1. \quad (6.13)$$

При збільшенні навантаження на  $\Delta P_{\Pi}$  приріст потужності розподілиться між станціями відповідно до їх статичних характеристик. При первинному регулюванні частота знизиться до  $f_1$ . На станціях 1 і 2 навантаження відповідно зростуть на  $\Delta P_1$  і  $\Delta P_2$  і стануть такими, як  $P_1^2$  і  $P_2^2$ .

Запишемо рівняння балансу потужності для цього випадку:

$$P_1^2 + P_2^2 = \sum P_{\Pi} + \Delta P_{\Pi}. \quad (6.14)$$

При вторинному регулюванні статичні характеристики переміщуються паралельно самим собі, так що частота у системі стає номінальною. З трикутників  $A'1'2'$  і  $A12$  можна переконатися, що зміна потужностей станцій  $\Delta P_1$  і  $\Delta P_2$  обернено пропорційні коефіцієнтам статизму їх регуляторів швидкості, тобто:

$$\frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} = \frac{tg\alpha_1}{tg\alpha_2} = \frac{k_{CT1}}{k_{CT2}}, \quad (6.15)$$

де  $k_{CT1}$  і  $k_{CT2}$  – коефіцієнти статизму статичних характеристик регуляторів швидкості, які дорівнюють тангенсам кутів нахилу  $\alpha$  цих характеристик.

## 6.5. Основи оптимального розподілу активної потужності в ЕЕС

Сумарна потужність генераторів ЕЕС зазвичай більша за сумарну споживану потужність. Однією з основних вимог до ЕЕС є їх економічність (мінімум витрат на одиницю виробленої потужності).

Тому виникає завдання оптимізації розподілу активної потужності між окремими агрегатами електростанції і між електростанціями у ЕЕС. Як критерій оптимальності приймається мінімум сумарних витрат палива  $V_\Sigma$  при виконанні балансу потужності.

Спершу розглянемо задачу оптимального розподілу активної потужності між агрегатами однієї теплової станції, яка працює на виділене навантаження  $\Sigma P_{II}$ . Для кожного окремого агрегата існує так звана *витратна характеристика*  $V(P_r)$ , яка визначає залежність між використаним паливом  $V$  і генерованою ним потужністю  $P_r$ . Вважаємо, що функція  $V(P_r)$  є диференційованою.

Для електростанції з  $n$  агрегатами цільова функція, яка підлягає мінімізації, матиме вигляд:



Ці часткові похідні називають *відносними приростами палива* і позначають  $\varepsilon_i$  ( $i = 1, 2, \dots, n$ ). Отже, оптимальний розподіл активної потужності між агрегатами однієї станції буде при рівності відносних приростів витрат палива окремими агрегатами станції.

Зазвичай при розв'язуванні задачі оптимального розподілу активних потужностей використовують характеристики відносних приростів  $\varepsilon_i(P_{Гi})$ , які отримуються диференціюванням витратних характеристик  $B_i(P_{Гi})$ .

Принцип рівності відносних приростів витрат палива при оптимізації розподілу активної потужності між двома агрегатами видно з рис.6.6.

При розподілі потужності  $\sum P_{I1}$  між двома агрегатами перший агрегат треба завантажити потужністю  $P_{Г11}$ , а другий –  $P_{Г21}$ . При цьому  $\sum P_{I1} = P_{Г11} + P_{Г21}$ , а відносні витрати палива  $\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \varepsilon'$ . При розподілі потужності  $\sum P_{I2}$  перший агрегат треба завантажити потужністю  $P_{Г12}$ , а другий –  $P_{Г22}$ . При цьому  $\sum P_{I2} = P_{Г12} + P_{Г22}$ , а відносні витрати палива  $\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \varepsilon''$ .

Видно, що до точки перетину характеристик більше навантаження треба дати на перший агрегат, а після перетину – на другий.

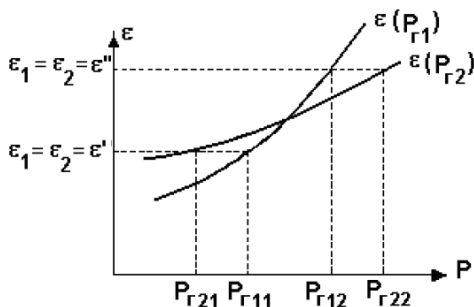


Рис.6.6.  
Характеристики відносних приростів витрат палива для двох агрегатів

Принцип рівності відносних приростів витрат палива може бути поширений з певними доповненнями на задачу

оптимального розподілу потужності між окремими електростанціями ЕЕС.

Електростанції у ЕЕС об'єднані електричними системами для паралельної роботи, тому економічність роботи ЕЕС залежить як від сумарних витрат палива, так і втрат потужності у електричних мережах. Чим довші і більш завантажені лінії між окремими станціями, тим більший вплив втрат потужності у мережах на економічність режиму роботи ЕЕС і тим більш відчутні поправки до розподілу потужностей між станціями, виконаному по умові рівності відносних приростів витрат палива.

Тому питання про економічність розподілу активної потужності між станціями ЕЕС треба вирішувати з урахуванням багатьох додаткових умов, які характеризують роботу конкретної ЕЕС.

## 6.6. Баланс реактивної потужності

В усталеному режимі роботи ЕЕС одночасно з балансом активної потужності має виконуватися баланс і реактивної потужності.

За аналогією з (6.8), рівняння балансу реактивної потужності має вигляд:

$$\sum Q_{\Gamma} = \sum Q_{СП} + \sum Q_{ВН} + \Delta Q_{\Sigma} = \sum Q_{С}, \quad (6.21)$$

де:

$\sum Q_{\Gamma}$  – сумарна генерована реактивна потужність в ЕЕС, включаючи і потужність, отриману з сусідніх ЕЕС;

$\sum Q_{СП}$  – сумарна реактивна потужність споживачів у ЕЕС, включаючи реактивну потужність, передану у сусідні ЕЕС;

$\sum Q_{ВН}$  – сумарна реактивна потужність для власних потреб електростанцій;

$\Delta P_{\Sigma}$  – сумарні втрати реактивної потужності;

$\sum Q_{С}$  – сумарне споживання реактивної потужності у ЕЕС.

Генерація реактивної потужності  $\sum Q_G$  у ЕЕС здійснюється не тільки генераторами електростанцій, але і високовольтними повітряними та кабельним лініями електропередач (через їх ємнісну провідність), а також спеціальними джерелами реактивної потужності, які теж називають *компенсуючими пристроями (КП)* і які встановлюють у ЕЕС.

Враховуючи вищесказане, рівняння балансу реактивної потужності можна записати більш детально:

$$\sum Q_{EC} + \sum Q_{CL} + \sum Q_K = \sum Q_{СП} + \sum Q_{ВН} + \Delta Q_{\Sigma} = \sum Q_C, \quad (6.22)$$

де:  $\sum Q_{EC}$  – сумарна реактивна потужність, яка виробляється генераторами електростанцій, включаючи і реактивну потужність, отриману із сусідніх ЕЕС;

$\sum Q_{CL}$  – сумарне генерування реактивної потужності повітряними і кабельними лініями електропередач;

$\sum Q_K$  – сумарна потужність КП.

Баланс реактивної потужності розраховується зазвичай для режиму найбільшого навантаження. Реактивна потужність, яка виробляється генераторами електростанцій,  $\sum Q_{EC}$ , визначається їх завантаженням активною потужністю і коефіцієнтом потужності  $\cos\phi$ , номінальні значення якого складають 0,8 . . . 0,9. Основними джерелами реактивної потужності є генератори, які виробляють біля 60% необхідної для ЕЕС реактивної потужності.

Сумарна реактивна потужність споживачів,  $\sum Q_{СП}$ , визначається на основі даних про розрахункові активні потужності споживачів та їх коефіцієнти потужності.

Втрати реактивної потужності у трансформаторах залежать від їх завантаження та досягають при одній трансформації 10-12% від повної передаваної потужності.

Втрати реактивної потужності у лініях залежать від їх довжини та завантаження і можуть досягати 10% від передава-

ної по лініях повної потужності.

Реактивна складова навантаження власних потреб електростанцій,  $\sum Q_{BH}$ , включаючи втрати потужності у трансформаторах власних потреб, визначається за активною потужністю власних потреб,  $\sum P_{BH}$ , з урахуванням  $\cos\varphi \cong 0,7$ .

Генерація реактивної потужності високовольтними лініями електропередач,  $\sum Q_{СЛ}$ , складає приблизно 20% необхідної у ЕЕС потужності.

Після оцінки значень усіх складових балансу реактивної потужності (6.22) розраховується необхідна потужність компенсуючи пристроїв, які необхідно розмістити у ЕЕС.

Для розуміння процесів у ЕЕС, які виникають при порушенні балансу реактивної потужності, розглянемо статичну характеристику комплексного реактивного навантаження за напругою (рис.6.7). Визначення таких характеристик проведено у § 6.1.

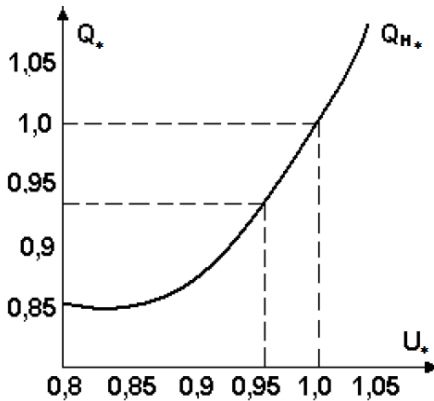


Рис.6.7.

Узагальнена статична характеристика реактивної потужності комплексного навантаження за напругою

ся через зменшення їх обертового моменту. Споживання реактивної потужності двигунами збільшиться. Через

З рисунка видно, що при зміні напруги у вузлі змінюється реактивна потужність, яка споживається у даному вузлі. При зменшенні напруги приблизно до  $0,85 U_{ном}$  реактивна потужність зменшується через зменшення намагнічуваної потужності асинхронних двигунів і трансформаторів. При подальшому зниженні  $U$  асинхронні двигуни, які складають 60-70% комплексного навантаження, почнуть гальмувати-

збільшення споживання реактивної потужності збільшуються втрати потужності у мережі, що приведе до подальшого пониження напруги на навантаженні. Процес зменшення напруги набуває лавиноподібного характеру і носить назву *лавина напруги*. При такій ситуації асинхронні двигуни зупиняються (перекидаються).

Для запобігання лавини напруги застосовують форсування збудження синхронних генераторів, синхронних компенсаторів і синхронних двигунів, а також вимкнення частини навантаження.

Оскільки існує залежність споживаної реактивної потужності від напруги, очевидно, що існує і обернена залежність між цими величинами. Зміна реактивної потужності, яка надходить до вузла, викличе зміну напруги у цьому вузлі. Отже, необхідний рівень напруги в окремих вузлах електричної мережі може бути забезпечений лише при певному розподілі реактивних потужностей. Усяке відхилення від цього розподілу реактивних потужностей викличе відхилення напруги у вузлах мережі від необхідного рівня.

При дефіциті реактивної потужності у довільному вузлі напруга у ньому зменшиться, а при надлишку реактивної потужності – збільшиться.

## 6.7. Джерела реактивної потужності

На відміну від активної потужності, реактивна може генеруватися у будь-якому вузлі мережі після встановлення у ньому джерела  $Q$ . Повне чи часткове покриття потреб вузла навантаження у реактивній потужності через установлення у ньому джерела реактивної потужності називається *компенсацією реактивної потужності*. Джерела реактивної потужності ще називають компенсуючими пристроями (КП).

*Синхронні генератори.*

Основними джерелами реактивної потужності у системі є синхронні генератори (СГ) електростанцій. Реактивна потужність, яка виробляється генератором, дорівнює:

$$Q_r = P_r \cdot \operatorname{tg}\varphi_r, \quad ($$



де  $P_r$  – активна потужність генератора;  $\operatorname{tg}\varphi_r$  – коефіцієнт потужності генератора.

У номінальному режимі генератор, працюючи з номінальним коефіцієнтом потужності  $\cos\varphi_{\text{ном}}$ , виробляє номінальну активну  $P_{\text{ном}}$  і номінальну реактивну  $Q_{\text{ном}}$  потужності.

Регулювання  $Q_r$  синхронного генератора здійснюється зміною струму збудження. При зменшенні  $I_{\text{збудження}}$  генерована реактивна потужність зменшується, і навпаки. Щоб збільшити  $Q_r$ , треба зменшити активну потужність навантаження. Таке збільшення  $Q_r$  обмежується номінальними значеннями струмів ротора і статора СГ.

Детальний аналіз показує, що збільшення реактивної потужності генератора через зменшення активної потужності у режимі максимальних навантажень є економічно не вигідним, бо при цьому не використовується повна потужність СГ, на яку він розраховується. При повному розвантаженні генератора за активною потужністю його реактивна потужність  $Q_r = 0,85S_{\text{ном}}$ .

Для збільшення виробництва  $Q_r$  генератори повинні мати резерв за струмом ротора і статора, який забезпечується при недовантаженні генераторів у нормальному режимі. Усі сучасні СГ обладнані пристроями автоматичного регулювання збудження, які при зниженні напруги збільшують струм збудження і реактивну потужність. Резерв реактивної потужності СГ забезпечується завдяки резерву активної потужності.

Додатковими джерелами реактивної потужності є батареї конденсаторів, синхронні компенсатори, синхронні двигуни та статичні джерела реактивної потужності.

Розглянемо коротко роботу перерахованих КП.

*Батареї конденсаторів.*

Споживачі реактивної потужності мають зазвичай індуктивний характер навантаження. З позицій теоретичної електротехніки, при паралельному під'єднанні конденсаторів і споживачів з індуктивним навантаженням кожні чверть періоду індуктивна та ємнісна складові навантаження обмінюються енергією. Для створення магнітного поля в індуктивному

навантаженні використовується енергія електричного поля емнісного навантаження і навпаки. Отже, конденсатори є джерелом енергії для індуктивного навантаження.

Батарей конденсаторів вмикають паралельно з навантаженням споживачів. Такі батареї називають *шунтовими*. Вони комплектуються з паралельно і послідовно сполучених конденсаторів. Послідовне сполучення застосовується для збільшення робочої напруги БСК (батареї статичних конденсаторів), а паралельне – для збільшення їх потужності.

Фази у БСК у мережах трифазного струму сполучають зіркою або трикутником. (рис.6.8). При сполученні конденсаторів зіркою потужність батареї:

$$Q_K = 3U_{\phi}^2 \omega C = U^2 \omega C, \quad (6.24)$$

а при сполученні трикутником:

$$Q_K = 3U^2 \omega C \quad (6.25)$$

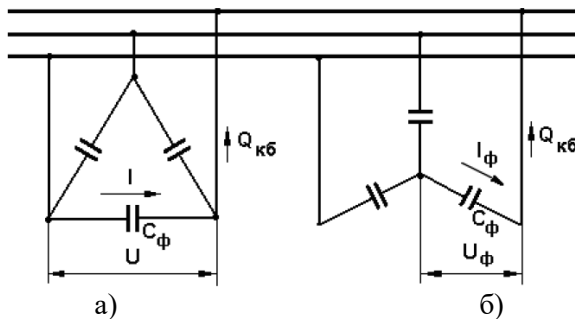


Рис.6.8. Схема сполучення фаз БСК:  
а) – зіркою; б) – трикутником

Отже, при сполученні конденсаторів трикутником потужність БСК утричі більша, ніж при сполученні зіркою. Тому у мережах з напругою до 1000В конденсатори зазвичай сполучають трикутником.

Батарей конденсаторів бувають регульованими та нерегульованими. Регулювання потужності БСК відбувається автоматично чи вручну вимиканням чи вмиканням її окремих секцій.

Основним перевагами конденсаторів порівняно з іншими КП є малі втрати активної потужності, низька питома вартість, простота монтажу й експлуатації. Недоліки БСК – залежність їх реактивної потужності від напруги, відсутність плавного регулювання напруги, чутливість до вищих гармонік, малий термін роботи (до 10 років). БСК не можуть споживати реактивну потужність, вони працюють як джерела реактивної потужності.

*Синхронні компенсатори* – це синхронні двигуни, які працюють у режимі неробочого ходу без навантаження на валу. У режимі перезбудження вони віддають у мережу реактивну потужність, а при недозбудженні – споживають її. Регулюючи струм збудження СК, можна у широких межах плавно змінювати величину реактивної потужності. З мереж СК споживають невелику активну потужність для покриття втрат, тому вони мають полегшену конструкцію порівняно з синхронними двигунами.

Перевагами синхронних компенсаторів є можливість плавного регулювання реактивної потужності, її незалежність від напруги, а також можливість роботи СК у режимі генерації або споживання реактивної потужності. Недоліки СК – великі втрати потужності, які дорівнюють 1,5–3% від номінальної потужності СК, значна залежність питомої вартості (гр/квар) від потужності СК, складність монтажу та експлуатації. За останній час усі СК, які експлуатувалися в ЕЕС України, вичерпали свій ресурс і практично виведені з роботи.

*Статичні тиристорні компенсатори (СТК).*

Перспективними можуть бути статичні джерела з плавним регулюванням реактивної потужності – статичні тиристорні компенсатори (СТК). Однією з можливих принципів схем СТК є схема, у якій паралельно з нерегульованою БСК увімкнено керований реактор (рис.6.9).

Струм у колі реактора регулюється за допомогою зустрічно-паралельного сполучення тиристорів, при цьому змінюється сумарна реактивна потужність СТК. Тому СТК може

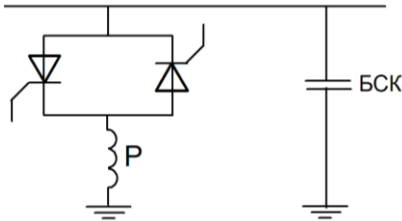


Рис.6.9.  
Принципова схема  
СТК

генерувати або споживати реактивну потужність, бо  $Q_{СТК} = Q_{P(\alpha)} - Q_{БСК}$ , де  $\alpha$  – кут регулювання вентилів. При цьому регулювання потужності СТК здійснюється з високою швидкістю. Недоліком СТК є генерація вищих гармонік у мережу.

#### ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ

1. Запишіть рівняння балансу активної потужності й проаналізуйте його складові.
2. Яка величина втрат активної потужності у електричній мережі?
3. Які причини зміни частоти в ЕЕС?
4. Які нормальні та крайнє допустимі відхилення частоти в ЕЕС?
5. Що таке статичне й астатичне регулювання частоти?
6. Які коефіцієнти статизму мають реальні регулятори частоти?
7. Що таке первинне і вторинне регулювання частоти?
8. Які станції називаються балансуєчими за частотою?
9. Який критерій оптимального розподілу активної потужності між агрегатами електростанції?
10. Запишіть і поясніть рівняння балансу реактивної потужності.
11. Назвіть джерела реактивної потужності.

12. Дайте характеристики схем включення конденсаторних батарей.
13. Дайте характеристику різних видів компенсуючих пристроїв.

## **РОЗДІЛ 7**

### **ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТА ЇЇ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ**

#### **7.1. Якість електричної енергії та її вплив на роботу електроприймачів**

Якість електричної енергії (ЕЕ) визначають показниками, які характеризують відповідність основних параметрів режиму їх нормальним значенням. Такими параметрами є напруга і частота. Робота приймачів найефективніша з економічного і технічного погляду при номінальних значеннях напруги та частоти. Для прикладу, світловий потік лампи розжарювання та її довговічність залежать від напруги (при  $U=1,1U_{ном}$ , термін роботи лампи зменшується майже у три рази.

Зниження напруги може привести до масової зупинки асинхронних двигунів і порушення стійкості системи. Крім того, при зниженні напруги зменшується обертальний момент асинхронних двигунів, пропорційний квадрату напруги. Одночасно збільшується ковзання і зменшується частота обертання двигунів, через що зменшується продуктивність робочих механізмів, з'єднаних з двигунами.

При підвищенні напруги на затискачах асинхронних електродвигунів збільшується намагнічувальний струм. Одночасно зростає споживання асинхронним двигуном реактивної потужності. Відхилення напруги на затискачах технологічних установок призводить до погіршення техніко-економічних показників роботи цих установок (зниження кількості чи якості продукції, збільшення відсотка браку продукції, порушення технологічних процесів і т.ін.

Якість ЕЕ впливає також на роботу електрообладнання електромереж. Так, зниження напруги з боку первинної обмотки трансформатора при незмінній потужності навантаження призводить до збільшення струму в обмотках трансформатора, а при підвищенні напруги на вході трансформатора

збільшується намагнічувальний струм, насичується сталь магнітопроводу і з'являються вищі гармоніки, що збільшує втрати активної потужності у магнітопроводі та спричиняє його нагрівання.

Від величини напруги залежать втрати потужності у мережах. Так, при підвищенні напруги зменшуються втрати в опорах ліній і трансформаторах, тоді як втрати потужності неробочого ходу в трансформаторах і втрати на корону в повітряних лініях збільшуються.

Негативно впливає на роботу електроприймачів також несиметрія та несинусоїдальність напруги. Крім трифазних електроприймачів, у електричних мережах використовують однофазні електроприймачі. При нерівномірному навантаженні фаз виникає несиметрія напруг. Несиметрія може теж зумовлюватися неоднаковими опорами фаз мережі (наприклад, у повітряних лініях з горизонтальним розміщенням проводів). Несинусоїдальність напруги зумовлюється роботою потужних електромагнітних апаратів, магнітні кола яких працюють зі значними навантаженнями. У промисловості і залізничному транспорті використовують тиристорні установки, які значно спотворюють форму кривої напруги і струму.

Неесиметрія напруг приводить до збільшення втрат потужності у лініях і трансформаторах, перегрівання електродвигунів, зміни їх характеристик. При несиметричній системі напруг у двигуні виникає магнітне поле зворотної послідовності, яке обертається у зворотному напрямку відносно ротора і наводить у роторі змінний струм подвійної частоти. При цьому виникають додаткові втрати в обмотках і сталі ротора, двигун перегрівається, а його ізоляція швидко зношується. Крім того, при несиметрії напруг зменшується обертальний момент і збільшується інтенсивність вібрації електродвигуна. У несиметричних режимах також збільшуються втрати потужності у лініях і трансформаторах.

Несинусоїдальність кривої напруг характеризується наявністю вищих гармонік і негативно відображається на роботі електричних мереж. Вона викликає додаткове нагрівання сталі електричних машин і апаратів, перевантаження конденсаторних батарей, резонансні явища у електричних мережах на частотах

вищих гармонік, у результаті чого можуть значно збільшуватися напруги на окремих ділянках мережі.

При вмиканні потужних асинхронних електродвигунів або інших електроприймачів, а також при різко змінних навантаженнях, у мережах виникають короткочасні відхилення (коливання) напруги, які негативно відображаються на роботі електроосвітлюваних установок і працездатності людей, викликають подразнення зору, негативно впливають на роботу електронно-обчислювальних комплексів.

Вплив якості електричної енергії на термін служби електрообладнання визначається в основному перевищенням температури нагрівання провідників, що призводить до інтенсивного зношування їх ізоляції та порушення нормальної роботи контактних з'єднань.

Важливим параметром в електричній системі є частота. Відхилення частоти впливає на швидкість обертання електродвигунів та продуктивність робочих механізмів. При зниженні частоти зменшується швидкість обертання електроприводу і продуктивність робочих машин, порушуються технологічні процеси, знижується світловіддача люмінесцентних ламп, змінюються параметри режиму вентильних пристроїв. Для забезпечення економічної роботи електроприймачів потрібно підтримувати номінальну частоту змінного струму.

Отже, показники якості електричної енергії значно впливають на ефективність роботи електроприймачів. Параметри режиму треба регулювати так, щоб забезпечити оптимальні умови роботи електроприймачів, при цьому показники якості електричної енергії мають перебувати у межах допустимих значень. При відхиленнях параметрів режиму від їх оптимальних значень виникають збитки у зв'язку з неякісною електричною енергією. Оцінку показників якості здійснюють на підставі відповідних розрахунків і експериментальних вимірювань.

## **7.2. Показники якості електричної енергії**

Вимоги до якості енергії в електричних мережах загального призначення регламентуються чинним стандартом.

Усього існує 11 показників якості електричної енергії, але з них 6 вважаються основними.

Умовно всі показники якості можна розділити на *три групи*.

До *першої* можна віднести *відхилення частоти* та *відхилення напруги*, які пов'язані з особливостями технологічного процесу виробництва та передачі енергії.

До *другої* груп можна віднести показники, які характеризують *несинусоїдальність форми кривої напруги, несиметрію та коливання напруги*. Джерелами таких спотворень є, в основному, електроприймачі. Для координації електромеханічних перешкод, які вносяться такими електроприймачами, необхідно вживати технічні заходи як на етапі розробки, так і в процесі їх експлуатації.

До *третьої* групи можна віднести показники якості, які характеризують випадкові електромагнітні явища і електротехнічні процеси, неперервно пов'язані з технологічним процесом виробництва, передачі та споживання електричної енергії. До них відносяться *провали напруги, перенапруги і імпульси напруги*, які виникають у системі електропостачання здебільшого внаслідок комутацій електроустаткування чи ударів блискавки на лінію електропередачі.

Показники якості перших двох груп нормуються Держстандартом і на них установлені два допустимі рівні – нормальний і пороговий. Показники третьої групи не нормуються, але про них збирається статистична інформація.

До основних показників якості електроенергії належать:

1. *Усталене відхилення напруги* у відсотках від номінальної. Напруга у вузлах електроенергетичної мережі може бути різною і визначається балансом реактивної потужності у цих вузлах. Відмітність фактичної усталеної напруги у заданій точці мережі від її номінального значення характеризується відхиленням напруги  $\delta U_{\gamma}$  і визначається за формулою (7.1):



$$\delta U_v = \frac{U_v - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} \cdot 100, \quad (7.1)$$

де:  $U_v$  – усталене діюче значення напруги, В;  $U_{НОМ}$  – номінальне значення напруги, В.

2. *Розмах зміни напруги у відсотках від номінальної:*

Якщо відхилення напруги створюється під дією відносно повільних змін навантаження, які визначаються їх графіком, то швидкі зміни навантаження створюють коливання напруги. До розмахів зміни напруги відносять зміни (коливання) діючого значення напруги будь-якої форми зі швидкістю не менше 1–2% за секунду. Коливання напруги визначаються по огинаючій діючих чи амплітудних значень напруги і характеризуються розмахом  $\delta U_t$  і частотою повторень  $F_{\delta U_t}$  чи інтервалами між змінами напруги.

Приклад огинаючої амплітудних значень напруги наведено на рис.7.1.

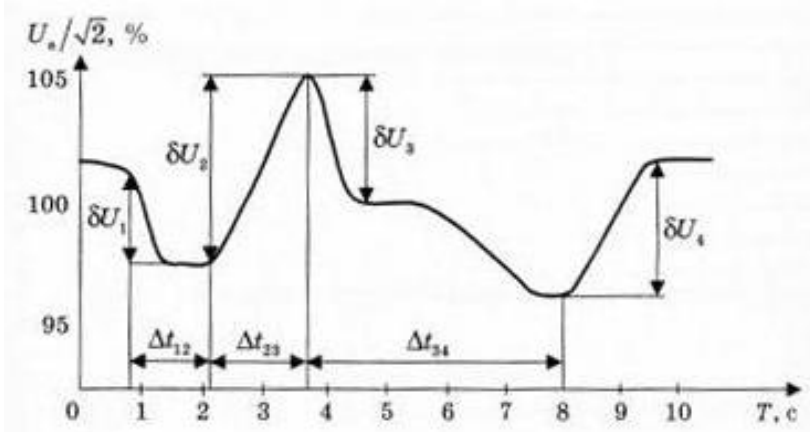


Рис.7.1 Коливання діючого значення напруги:  $\Delta t_{12}$ ,  $\Delta t_{23}$ ,  $\Delta t_{34}$  – інтервали між змінами напруги

Розмах змін напруги оцінюється у відсотках за формулою 7.2.

$$\delta U_i = \frac{|U_{ai} - U_{a(i+1)}|}{\sqrt{2}U_{\text{нн}}} \cdot 100, \quad (7.2)$$

де:  $U_{ai}$ ,  $U_{a(i+1)}$  – значення сусідніх екстремумів, або екстремуму та горизонтальної огинаючої амплітудних значень напруги, В.

3. *Коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю* у відсотках.

Як уже зазначалося, причинами несиметрії напруг у трифазній системі електропостачання є певні споживачі електроенергії та конкретні технологічні процеси, а також нештатні ситуації у мережах.

Несиметричне навантаження трифазної системи приводить до того, що струми у її елементах  $i$ , відповідно, напруги, теж несиметричні. У загальному випадку несиметрія виникає, коли фазні чи міжфазні напруги не однакові по амплітуді чи кут зсуву між ними не дорівнює  $120^\circ$

При характеристиці несиметрії використовують термін «обернена» чи «пряма» послідовності напруг. Дані терміни є результатом того, що при аналізі несиметрії напруги використовують метод симетричних складових. Відповідно до цього методу, несиметрична трифазна система може бути зображена у вигляді трьох симетричних, які утворюють пряму, обернену і нульову послідовності.

Несиметрія напруг характеризується наявністю у трифазній електричній мережі напруг оберненої чи нульової послідовності, які значно менші за величиною порівняно з відповідними складовими напруги прямої (основної) послідовності.

Несиметрія трифазної системи напруг виникає у результаті накладання на систему прямої послідовності напруг системи оберненої послідовності, що приводить до зміни абсолютних значень фазних і міжфазних напруг.

Крім несиметрії, спричиненої напругою системи оберненої послідовності, може виникнути несиметрія від накладання на систему прямої послідовності напруг системи нульової послідовності. У результаті зміщення нейтралі трифазної

системи виникає несиметрія фазних напруг при збереженні симетричної системи міжфазних напруг.

Несиметрія напруг характеризується коефіцієнтом несиметрії напруги основної частоти по оберненій послідовності  $K_{2U}$  (формула 7.3):

$$K_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_{НОМ}} \cdot 100, \quad (7.3)$$

де  $U_{2(1)}$  – діюче значення напруги зворотної послідовності основної частоти трифазної системи, В.

Аналогічно визначається коефіцієнт несиметрії напруги  $K_{0U}$  трифазної чотири провідної системи за нульовою послідовністю, де замість значення  $U_{2(1)}$  у вираз (7.3) підставляють діюче значення напруги нульової послідовності  $U_{0(1)}$ :

$$K_{0U} = \frac{U_{0(1)}}{U_{НОМ}} \cdot 100. \quad (7.4)$$

Коефіцієнти  $U_{2U}$  і  $U_{0U}$  характеризують величину несиметрії лінійних напруг.

4. *Коефіцієнт n-ї гармонічної складової напруги у відсотках:*

$$K_{u(n)} = \frac{U_{(n)}}{U_{\text{нн}}} \cdot 100. \quad (7.5)$$

5. *Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги у відсотках:*

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)}^2}}{U_{НОМ}} \cdot 100, \quad (7.6)$$

де  $U_{(n)}$  – діюче значення  $n$ -ї гармонічної складової напруги, В;  
 $n$  – номер гармонічної складової напруги.

6. Відхилення частоти у герцах:

$$\Delta f = f_y - f_{\text{НОМ}}, \quad (7.7)$$

де  $f_y$  – усереднене протягом 20с значення частоти, Гц;  
 $f_{\text{НОМ}}$  – номінальне значення частоти, Гц.

Значення показників якості у нормальному режимі роботи електричної мережі не повинні виходити за межі крайньо допустимих значень, указаних у таблиці 7.1, причому протягом 95% часу кожної доби вони не повинні перевищувати нормальних допустимих значень.

За умовою роботи ізоляції допускається підвищення напруги: в мережах з напругою 20 кВ – не більше, ніж на 20%; в мережах 35 – 220 кВ – на 15%; в мережах 500 кВ і вище – на 5%.

Таблиця 7.1

Допустимі значення показників якості електричної енергії  
у мережах загального призначення

Показник	Допустиме значення показника	
	Нормальне	Порогове
Усталене відхилення напруги на виводах електроприймачів (%)	±5	±10
Коефіцієнт спотворення синусоїдальності напруги $K_U$ (%) в електричній мережі напругою (кВ):		
до 1	8	12
6 – 10	5	8
35	4	6
110 – 330	2	3
Коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною $U_{2U}$ і нульовою послідовностями $U_{0U}$ (%)	2	4

Відхилення частоти (Гц)	$\pm 0,2$	$\pm 0,4$
-------------------------	-----------	-----------

Під час експлуатації електричних мереж слід здійснювати систематичний контроль за показниками якості електричної енергії. Для цього використовують спеціальні прилади контролю.

### 7.3. Способи регулювання напруги в електричних мережах

Регулювання напруги в електричних мережах здійснюється для забезпечення технічних вимог щодо якості електричної енергії відповідно до чинних норм та підвищення економічності роботи електричних мереж та електроприймачів. При цьому використовують різні способи регулювання напруги.

На рис.7.2 показана схема розподільної мережі, у якій здійснюється регулювання напруги у центрі живлення. Відхилення напруги на вході електроприймачів  $\delta U_{y,ep}$  залежить від відхилення напруги у центрі живлення  $\delta U_{y,цж}$ , сумарних

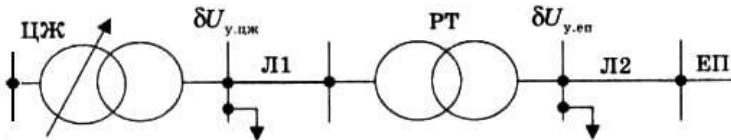


Рис.7.2 Схема розподільчої мережі

втрат напруги в мережі та додаткової ЕРС ( $E_D$ ) розподільного трансформатора ТР, яка залежить від його коефіцієнта трансформації:

$$\delta U_{y,ep} = \delta U_{y,цж} - \sum \Delta U + E_D, \quad (7.8)$$

де  $\sum \Delta U$  – сумарна втрата напруги в елементах мережі на ділянці від ЦЖ до ЕП.

Усі складові (7.8) виражаються у відсотках або відносних одиницях.

З виразу (7.8) випливає, що напругу на вході електроприймачів можна регулювати напругою на шинах ЦЖ, зміною величини сумарних втрат напруги в мережі та зміною коефіцієнтів трансформації трансформаторів, увімкнених між ЦЖ і ЕП.

Регулювання напруги у ЦЖ призводить до зміни напруги в усій приєднаній мережі. Таке регулювання називають *централізованим*. Усі інші способи відносяться до *місцевого* або *локального* регулювання напруги.

Напругу в електричних мережах регулюють:

- генераторами електростанцій;
- трансформаторами понижувальних підстанцій та лінійними регуляторами;
- синхронними компенсаторами і батареями статичних конденсаторів;
- зміною величини опору мережі.

Залежно від характеру зміни навантаження мережі можна використовувати той чи інший вид регулювання напруги. Так, для споживачів з практично рівномірним графіком навантаження підтримують постійний рівень напруги, тобто її стабілізують. Для споживачів з чітко вираженим двоступеневим графіком навантаження регулювання зводиться до підтримання двох рівнів напруги протягом доби відповідно до графіка навантаження. У випадку змінного навантаження здійснюють так зване зустрічне регулювання напруги відповідно до потужності навантаження. У період найбільших навантажень напругу у центрах живлення підвищують на 5–10%, а при найменших навантаженнях – понижують до мінімальних значень.

Місьцеве регулювання може бути груповим або індивідуальним.

**7.3.1. Регулювання напруги на електростанціях системи.** Напругу на генераторних шинах електростанцій регулюють зміною струму збудження генераторів за допомогою автоматичних регуляторів збудження (АРЗ). Регулювання напруги на виводах генераторів допускається в межах  $\pm 5\%$  від  $U_{\text{ном}}$ . Цього діапазону регулювання явно недостатньо для того,

щоб забезпечити відхилення напруги на виводах електроприймачів у межах допустимих значень.

Сучасні електричні мережі містять велику кількість проміжних трансформацій напруги. Сумарна величина втрат напруги в мережі при передаванні електроенергії від джерела живлення до електричних приймачів досить велика. Тому забезпечити необхідну якість електроенергії лише за допомогою регулювання струму збудження генераторів електростанцій неможливо.

Генератори електростанцій належать до додаткових засобів регулювання напруги. Як основні засоби регулювання напруги вони використовуються при ізольованій роботі електростанцій.

Підвищувальні трансформатори на електростанціях з напругою 110 кВ і частина трансформаторів з  $U=220$  кВ теж належать до додаткових засобів регулювання напруги, бо у них обмежений діапазон регулювання ( $\pm 2-2,5\%$ ). Підвищувальні трансформатори на напругу 330 кВ і більше виготовляють без пристроїв регулювання напруги. Тому основними способами регулювання напруги в електричних мережах є трансформатори й автотрансформатори знижувальних підстанцій.

**7.3.2. Регулювання напруги трансформаторами й автотрансформаторами.** На знижувальних підстанціях напругу регулюють трансформаторами, первинні обмотки яких мають, крім основного, кілька додаткових відгалужень (виводів). Перемикаючи ці відгалуження, можна змінювати коефіцієнт трансформації, а, значить, і величину напруги на виході трансформатора. Зазвичай регулювальні відгалуження у трансформаторах роблять з боку вищої напруги. При цьому полегшується робота перемикальних пристроїв, оскільки обмотки вищої напруги розраховані на значно менші робочі струми.

Конструктивно регулювальні трансформатори виконують двох типів:

- з перемиканням регулювальних відгалужень без збудження (ПБЗ), тобто без подачі напруги;
- з перемиканням регулюючих пристроїв під навантаженням (трансформатори з РПН).

Трансформатори з ПБЗ виготовляють з одним основним і 4-а додатковими відгалуженнями (рис.7.3). Коефіцієнт трансформації трансформатора на основному виводі називається номінальним коефіцієнтом трансформації. Він визначається відношенням номінальних напруг обмоток вищої та нижчої напруг:

$$K_{T\text{НОМ}} = \frac{U_{BH}}{U_{HH}} \quad (7.9)$$

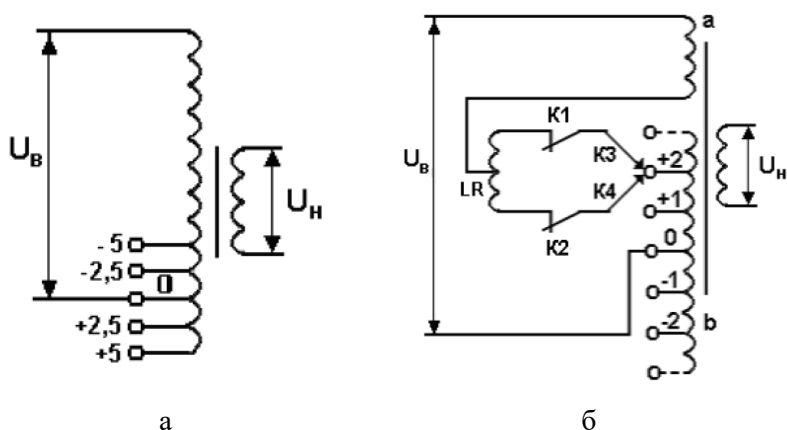


Рис.7.3 Принципові схеми двообмоткових трансформаторів з регулюванням напруги: а – з ПБЗ; б – з РПН

Використовуючи 4 додаткові відгалуження, можна змінювати коефіцієнт трансформації у межах  $\pm 5\%$  ( $2 \times 2,5\%$ ) від номінального значення  $K_{T\text{НОМ}}$  (див. табл. 7.1).

Таблиця 7.1

Відгалуження первинної обмотки, %	+5	+2,5	0	-2,5	-5
Коефіцієнт трансформації	$1,05k_T$	$1,25k_T$	$k_T$	$0,975k_T$	$0,95k_T$



Для перемикання регулювальних відгалужень потрібно відімкнути трансформатор від мережі. Ці перемикання проводять рідко, наприклад, при сезонній зміні навантаження. Такі трансформатори не можна використовувати для зустрічного регулювання  $U$ , бо напруга з боку вторинної обмотки трансформаторів при максимальних навантаженнях виявиться нижчою, ніж у режимі найменших навантажень через різну величину втрат напруги у мережі.

Зустрічне регулювання напруги при зміні навантаження можна здійснювати, використовуючи трансформатори з РПН.

Принципова схема трансформатора з РПН наведена на рис.7,3, б. Первинна обмотка має регульовану (а) і нерегульовану (б) частини. Кількість виводів у трансформаторах з РПН більша, ніж у трансформаторах з ПБЗ. Нульове відгалуження відповідає номінальному коефіцієнту трансформації  $k_T = U_{ВН}/U_{НН}$ .

З рисунка видно, що для відгалужень +1,+2 – витки регульованої і нерегульованої обмоток увімкнені узгоджено. При роботі на цих відгалуженнях  $k_T$  збільшується. При роботі на відводах -1,-2, які увімкнені назустріч нерегульованій обмотці,  $k_T$  зменшуються.

Розглянемо роботу перемикаючого пристрою РПН, який складається з нерухомих контакторів  $K1$  і  $K2$ , рухомих контактів  $K3$  і  $K4$  і струмообмежуючого реактора  $LR$ , у середню точку якого увімкнений вивід нерегульованої обмотки трансформатора. При роботі трансформатора на будь-якому відгалуженні струм навантаження первинної обмотки порівну розподіляється між двома частинами реактора. Струми у різних частинах реактора течуть зустрічно, результуючий магнітний потік і індуктивний опір реактора практично дорівнюють нулеві.

Нехай необхідно за умовами регулювання перемкнутися з відгалуження +2 на відгалуження +1. Для цього відмикається контактор  $K1$ , а рухомий контакт  $K3$  перемикається на відгалуження +1. Далі контактор  $K1$  вмикається. Секція обмотки між відгалуженнями 1 і 2 стає замкнутою на реактор  $LR$ . Струми замикання в обох частинах реактора збігаються за напрямком, результуючий магнітний потік та індуктивний опір

реактора збільшуються, що забезпечує ефективне обмеження струму замкнутої частини обмотки.

Далі контактор К2 відмикається, рухомий контакт К4 перемикається на відгалуження +1, після чого контактор К2 замикається.

Трансформатори з РПН використовуються для регулювання напруги при зміні навантаження протягом доби. Такі трансформатори обладнуються автоматичними регуляторами напруги (АРН), які реагують на зміни напруги у вторинній обмотці трансформатора, даючи команди на перемикання відгалужень РПН відповідно до заданого закону регулювання.

Пристрої регулювання РПН автотрансформаторів працюють аналогічно. У них можливе регулювання кВН і кВС одночасно, або лише кВС.

Для регулювання напруги на окремих лініях чи підстанціях, де встановлені трансформатори без РПН, можна використовувати *лінійні регулятори* (ЛР) або так звані *вольтодобудатні трансформатори* (ВДТ).

Принципова схема лінійного регулятора для однієї фази зображена на рис.7.4.

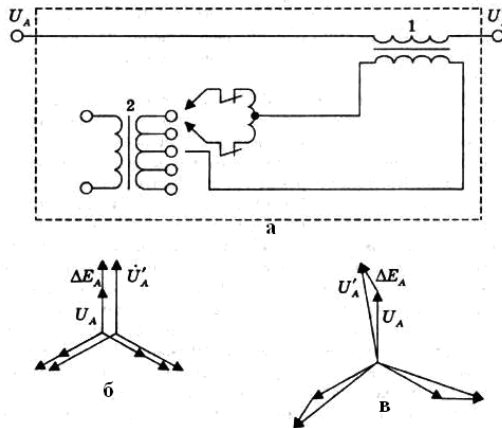


Рис. 7.4.

Регулювання напруги за допомогою лінійного регулятора: а –принципова схема вмикання;

б – поздовжнє регулювання напруги;

в – поздовжньо-поперечне регулювання напруги

Лінійний регулятор складається з двох трансформаторів – послідовного 1 і живильного 2, розміщених в одному баці.

Первинну обмотку живильного трансформатора 2 приєднують до електричної мережі, причому ця обмотка може отримувати живлення від різних фаз мережі. Вторинна обмотка трансформатора 2 устаткована пристроєм РПН, за допомогою якого змінюють величину напруги, що підводиться до первинної обмотки трансформатора 1. При цьому змінюється величина додаткової ЕРС у вторинній (вольтододатній) обмотці трансформатора 1, увімкненій послідовно в лінію.

Якщо до первинної обмотки трансформатора 2 підвести напругу  $U_A$ , то напруга на виході лінії  $U'_A$  регулюється за модулем (рис.7.4, б), а при підведенні, наприклад, наприклад, між-фазної напруги  $U_{AB}$  напруга  $U'_A$  регулюється як за модулем, так і за фазою (рис. 7.4, в). Регулювання напруги за модулем називають *поздовжнім*, при цьому  $U_A$  і  $\Delta E_A$  збігаються за фазою. Регулювання напруги за модулем і фазою називають *поздовжньо-поперечним*. Таке регулювання напруги використовують для забезпечення оптимального розподілу потужностей у замкнених електричних мережах.

Лінійні регулятори набагато дорожчі за трансформатори з РПН. При напрузі 3 – 10 кВ їх виготовляють у вигляді автотрансформаторів, які можуть умикатися у будь-якій точці мережі. Для регулювання напруги у лініях ЛР умикають безпосередньо в лінії. На трансформаторних підстанціях вольтододатні обмотки ЛР умикають послідовно з обмотками ВН основних трансформаторів. Триобмоткові трансформатори виготовляють з пристроями РПН для перемикання відгалужень обмоток ВН і з пристроями ПБЗ для перемикання відгалужень обмоток СН, а триобмоткові автотрансформатори – з пристроями РПН, вмонтованими на лінійному виводі обмоток СН, що

забезпечує зміну коефіцієнта трансформації між обмотками ВН і СН. Межі та кількість ступенів регулювання напруги для різних типів трансформаторів і автотрансформаторів задають у довідниках.

### 7.3.3. Регулювання напруги компенсацією реактивної потужності навантаження

*Загальні засади.*

Відомо, що значна кількість приймачів, крім активної, споживають і реактивну потужність. Основним споживачами реактивної потужності є синхронні двигуни та трансформатори.

Оскільки сучасні електричні системи мають велику кількість трансформаторів і протяжні повітряні лінії, то реактивний опір передавального пристрою може бути досить великим, а це викликає великі втрати напруги та реактивної потужності.

Передача реактивної потужності по мережі викликає додаткові втрати напруги.

З виразу  $\Delta U = \sum (PR + QX) / U$ <sup>1)</sup> бачимо, що передавана по мережі реактивна потужність Q і реактивний опір мережі X суттєво впливають на рівень напруги у споживача і на втрати активної потужності у мережі.

Величина переданої реактивної потужності теж впливає на втрати активної потужності й енергії при передачі електроенергії. що впливає з формули:

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{(P^2 + Q^2)}{U^2} R$$

Використавши вираз  $\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P_2 + Q_2}}$ ,

$$\text{отримаємо } \Delta P = \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi} R$$

звідки видно, що втрати активної потужності обернено пропорційні квадрату коефіцієнта потужності. Для зменшення втрат електричної енергії у мережі і підвищення напруги у споживачів треба намагатися зменшити величину переданої реактивної потужності. Цього можна

---

<sup>1)</sup> Формула отримана у §5.3 (формула 5.8).

<sup>2)</sup> Див. §8.3 (формула 8.6).

досягнути, підвищуючи коефіцієнти потужності споживачів за допомогою:

- раціоналізації встановленого у споживача електроустаткування;

- компенсації реактивної потужності у споживача.

Підвищити напругу у споживача й одночасно зменшити втрати потужності при передачі електроенергії можна, застосувавши теж поздовжню компенсацію.

*Компенсація реактивної потужності (поперечна компенсація).*

На рис. 7.5 зображена спрощена розрахункова схема лінії електричної передачі, у кінці якої паралельно з навантаженням увімкнений компенсуючий пристрій – батарея конденсаторів потужністю  $Q_K$ . При паралельному вмиканні конденсаторів відбувається так звана поперечна компенсація реактивної потужності навантаження споживачів, унаслідок чого зменшується величина реактивної потужності, що передається

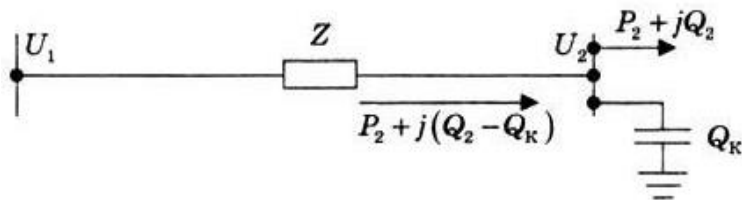


Рис.7.5. Розрахункова схема регулювання напруги компенсацією реактивного навантаження

з системи, а отже, і повна потужність в лінії:

$$S = P_2 + j(Q_2 - Q_K). \quad (7.10)$$

Втрата напруги у лінії, яку наближено можна прирівняти до поздовжньої складової спаду напруги, також зменшиться:

$$\Delta U = \frac{P_2 R + (Q_2 - Q_K) X}{U}. \quad (7.11)$$

Регулюючи потужність БСК, можна змінювати напругу у кінці лінії:

$$U_2 = U_1 - \frac{P_2 R + (Q_2 - Q_K) X}{U}. \quad (7.12)$$

Для регулювання напруги зміною потоків реактивної потужності у електричних мережах, крім батарей конденсаторів, можуть використовуватися синхронні компенсатори, статичні тиристорні компенсатори. Названі компенсуючі пристрої одночасно підвищують і  $\cos\phi$ .

Регулювання напруги за допомогою поперечної компенсації реактивної потужності навантаження є ефективним при великих поперечних перерізах проводів і великій довжині повітряних ліній, активний опір яких значно менший від реактивного. При цьому втрати напруги визначаються в основному реактивним опором ліній.

Зрозуміло, що чим ближче до приймачів встановлені компенсуючі пристрої, то тим більша частина мережі звільняється від реактивної потужності і тим є більшим ефект від компенсації. Та оскільки вартість 1квар у компенсуючих пристроїв малої потужності вища, ніж у більш потужних, питання про їх вибір і місце розміщення має вирішуватися на основі техніко-економічних розрахунків.

#### **7.3.4. Регулювання напруги зміною реактивного опору мережі**

У повітряних лініях електричних передач з великими поперечними перерізами проводів  $X \gg R$ , тому саме реактивний опір визначає втрати у лінії (формула  $\Delta U = \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2}$ ).

Втрату напруги у лінії можна зменшити, коли у лінію послідовно увімкнути конденсатори (рис.7.6). При цьому здійснюється так звана *поздовжня компенсація реактивного опору* і втрата напруги зменшується:

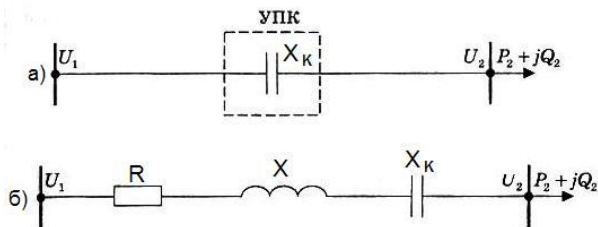


Рис.7.6. Зміна режиму напруги компенсацією реактивного опору лінії: а) – схема вмикання конденсаторів; б) – розрахункова схема лінії з УПК (установкою поздовжньої компенсації)

$$\Delta U = \frac{P_2 R + Q_2 (X - X_K)}{U_2}, \quad (7.13)$$

де  $X_K$  – опір конденсаторної установки.

Поздовжню ємнісну компенсацію реактивного опору ліній використовують, щоб змінити режим напруги у кінці лінії:

$$U_1 = U_2 + \sqrt{3}I_2(R + jX - jX_K) = U_2 + \sqrt{3}I_2(R + jX) - \sqrt{3}I_2jX_K. \quad (7.14)$$

Спад напруги на індуктивному опорі  $X$  лінії компенсується спадом напруги на ємнісному опорі  $X_K$ , внаслідок чого зменшується результуючий спад напруги у лінії.

Даний тип компенсації ефективний при різко змінних навантаженнях, наприклад, при частих вмиканнях двигунів з великим пусковим струмом або інших потужних приймачів, які працюють у режимі повторно-короткочасного навантаження, наприклад, зварювальних трансформаторів. Даний тип регулювання напруги забезпечує практичну безінерційність цього процесу.

Значення реактивного опору  $X_K$  конденсаторів можна визначити на основі рівняння (7.14), задавши бажане значення  $U_2$  у кінці лінії.

Використання даних установок УПК ефективно, але вони складні в експлуатації і їх вартість висока.

## ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ

1. Перерахуйте показники якості електроенергії та охарактеризуйте їх.
2. Які види регулювання напруги Ви знаєте?
3. Як регулюють напругу на електростанціях системи?
4. У чому полягають відмінності в будові трансформаторів з ПБЗ та РПН,?
5. Які трансформатори використовуються для зустрічного регулювання напруги?
6. Чому величина напруги у споживача залежить від передаваної по лінії реактивної потужності?

## **РОЗДІЛ 8**

### **ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ**

#### **8.1. Основні етапи проектування електричних мереж**

З основними етапами проектування електричних мереж ми ознайомилися у § 1.10.

Мета проектування – розроблення проекту електричної мережі, яка повинна забезпечити необхідну надійність електропостачання, високу якість електричної енергії та економічність, бути зручною та безпечною у експлуатації, а також передбачати можливість її подальшого розвитку.

Електричну мережу проектують на основі завдання на проектування, яке складається замовником спільно з проектною організацією відповідно до затвердженого техніко-економічного обґрунтування.

Проектування можна проводити у 1 чи 2 етапи. Під час проектування у 2 етапи на першому розробляють технічний проект, який містить дані про конфігурацію вибраної схеми електричної мережі та номінальні параметри її елементів, час введення в експлуатацію, режим роботи, організацію будівельно-монтажних робіт, кошторис і техніко-економічні показники. На другому етапі проектування розробляють робочі креслення, на підставі яких виконують будівельно-монтажні роботи.



Під час проектування у 1 етап розробляють 1 проект, який містить робочі креслення.

Під час вибору найбільш доцільного варіанта електричної мережі необхідно його оцінити з погляду можливого технічного виконання, екологічної безпеки та економічної ефективності. Оцінка інвестиційних проектів у реальних умовах складна і трудомістка. Вона проходить експертизу, результати якої дозволяють отримати всебічну оцінку технічної доцільності, вартості реалізації проекту, експлуатаційних витрат і, нарешті, економічної ефективності. Перевага надається проекту, який приносить найбільший ефект, що визначають порівнянням отриманих прибутків і витрат.

За наявності кількох альтернативних проектів можна отримати однаковий прибуток, але ефективність цих проектів може бути різною, бо їх реалізація вимагає різних витрат. Оцінюючи ефективність інвестиційного проекту, треба враховувати і ступінь ризику.

## 8.2. Техніко-економічні показники електричної мережі

Для оцінки економічної ефективності інвестицій у електричну мережу за кожен рік  $t$  розрахункового періоду її будівництва й експлуатації визначають такі *показники витрат*:

- капітальні вкладення;
- витрати на експлуатацію;
- вартість втрат електроенергії;
- амортизаційні відрахування;
- вартість ремонту обладнання.

Коротко розшифруємо зміст перерахованих показників.

*Капітальні вкладення* на спорудження мережі задаються виразом:

$$K_t = K_{\text{л}} + K_{\text{пст}}, \quad (8.1)$$

де  $K_{\text{л}}$  – витрати на спорудження лінії;  $K_{\text{пст}}$  – витрати на спорудження підстанцій.

*Витрати на експлуатацію* електричних мереж розраховують залежно від вартості основних виробничих фондів (у цьому випадку – від величини капітальних вкладень):

$$B_{\text{ет}} = (a_{\text{е.л}}/100) \cdot K_{\text{лт}} + (a_{\text{е.пс}}/100) \cdot K_{\text{пст}}, \quad (8.2)$$

де  $a_{\text{е.л}}$ ,  $a_{\text{е.пс}}$  – норми річних витрат на технічне обслуговування і ремонт ліній та підстанцій, %.

*Вартість утрат електроенергії* у мережах, що проєктуються, визначають за формулою:

$$B_{\text{втр}} = C_{\text{вх}} \cdot \Delta W_t, \quad (8.3)$$

де  $C_{\text{вх}}$  – вартість електричної енергії на вході в мережу (закупівельна ціна);  $\Delta W_t$  – річні втрати електроенергії у мережі.

*Амортизаційні річні відрахування* вносять у кошторис експлуатаційних витрат для відшкодування вартості основних фондів і накопичення коштів для заміни зношеного обладнання та визначають залежно від вартості ОФ:

$$A_{\text{р}} = (\alpha_{\text{р.л}}/100) \cdot K_{\text{лт}} + (\alpha_{\text{р.пс}}/100) \cdot K_{\text{пст}}, \quad (8.4)$$

де  $\alpha_{\text{р.л}}$ ,  $\alpha_{\text{р.пс}}$  – річні норми амортизаційних відрахувань для ліній та підстанцій, %.

*Ліквідаційну (залишкову) вартість демонтованого обладнання*, термін експлуатації якого не вийшов на момент заміни основних фондів, визначають як різницю між початковою вартістю та сумою нарахованого зносу за період експлуатації:

$$L_t = K_0 - \alpha_p t_e K_0 / 100, \quad (8.5)$$

де  $K_0$  – початкова вартість обладнання, що демонтується;  $\alpha_p$  – річна норма амортизаційних відрахувань, %;  $t_e$  – тривалість експлуатації та монтажу.

До *вартісних показників*, які характеризують результати діяльності електропостачальної організації, відносяться:

- обсяг реалізації електричної енергії;
- річний валовий дохід;
- річний прибуток до оподаткування;
- річний чистий прибуток;
- чистий грошовий потік.

Розшифровувати зміст названих (перерахованих) вартісних показників приводити не будемо, бо дану інформацію можна взяти зі спеціальної літератури.

### **8.3. Визначення втрат енергії та потужності у лініях електропередач**

Втрати енергії та потужності при передачі електроенергії є основними складовими експлуатаційних втрат і у великій мірі визначають економічність роботи енергорозподільчих систем і мереж.

При передачі електричної енергії від електростанції до споживачів на всіх ланках електричних мереж відбувається втрата активної потужності й енергії. У середньому втрати складають  $\approx 10\%$ . Здебільшого втрати проходять у лініях електропередач і трансформаторах, але для місцевих мереж вони незначні і ними можна нехтувати.

Втрати активної потужності на ділянці трифазної лінії з активним опором  $R$  дорівнюють:

$$\Delta P = 3I^2R, \text{ де } I - \text{струм навантаження.}$$

Цей струм зумовлюється передачею повної потужності, яка дорівнює:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

де:  $P$  – активна потужність (використовується у різних формах);  
 $Q$  – реактивна потужність, яка йде на створення електромагнітних полів у електродвигунах, трансформаторах і лініях електропередач.

Підставляючи у формулу втрат замість струму значення потужності з виразу:  $I = \frac{S}{\sqrt{3}U}$ , де  $U$  – лінійна напруга, отримаємо:

$$\Delta P = 3 \left( \frac{S}{\sqrt{3}U} \right)^2 R = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R \quad (8.6)$$

Якщо  $[S]$  – МВА;  $[U]$  – кВ, то  $\Delta P = \frac{S^2}{U^2} R \cdot 10^{-3}$ , кВт.

Аналогічно до формули (8.6), втрати реактивної потужності у лінії можна визначити за виразом:

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X, \quad (8.7)$$

де  $X$  – реактивний опір.

Втрати активної енергії у мережах не можна отримати множенням активної потужності на час роботи мережі з даним навантаженням, бо воно коливається протягом доби і року. Тому втрата енергії визначається сумуванням за безмежно малі проміжки часу:

$$\Delta A = \int_0^t \Delta P dt \quad (8.8)$$

Підставляючи у вираз (8.8) у (8.6), отримаємо:

$$\Delta A = \int_0^t \frac{S^2}{U^2} R dt = \frac{R}{U^2} \int_0^t S^2 dt, \quad (8.9)$$

де  $S$  – повне навантаження, яке йде по лінії і яке є функцією часу.

Функція  $S(t)$  звичайно зображується графічно (рис.8.1, лінія 1). При незмінному коефіцієнті потужності навантаження

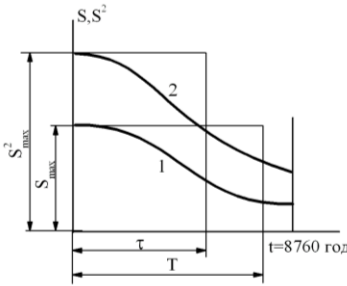


Рис. 8.1

Річний графік навантаження по тривалості

площа, обмежена цією кривою, показує у певному масштабі кількість енергії, яка передається по мережі протягом року, і виражається формулою

$$A = \int_0^t P dt = \cos \varphi_{\text{сеп}} \int_0^{8760} S dt, \quad (8.10)$$

де  $\cos \varphi$  – середній коефіцієнт потужності, який вважається постійним протягом року.

Якщо криву 1 на графіку 8.1 перебудувати на криву 2, то

$$\Delta A = \frac{R}{U^2} \int_0^t S^2 dt, \quad (8.11)$$

Зобразивши графік 2 на рис 8.1 ступінчастим графіком (рис. 8.2), можна записати:

$$\Delta A = \frac{R}{U^2} (S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n), \quad (8.12)$$

де  $t_1, t_2, \dots, t_n$  – достатньо малі проміжки часу.

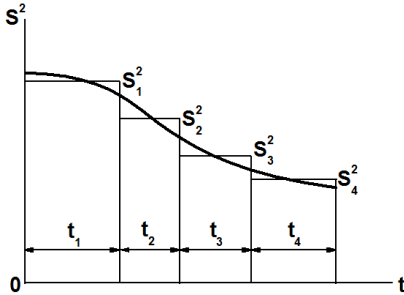


Рис.8.2  
Ступінчастий  
графік  
навантаження по  
тривалості

Увівши величину:

$$S_{\text{сер.кв}} = \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{8760}}, \quad (8.13)$$

вираз (8.11) можна записати:

$$\Delta A = \frac{R}{U^2} S_{\text{сер.кв}}^2 \cdot 8760 \quad (8.14)$$

Величина  $S_{\text{сер.кв}}$  називається середньоквадратичним значенням потужності, а метод визначення втрат за формулою (8.14) – *методом визначення втрат за середньоквадратичною потужністю*.

Даний метод не зовсім зручний, бо вимагає наявності графіка навантаження.

Простіший метод визначення втрат за *часом максимальних втрат*.

Для річного графіка навантаження по тривалості (1, рис.8.1) можна знайти такий час  $T$ , протягом якого по лінії, яка працює з максимальним навантаженням  $S_{\text{max}}$ , передалась би така кількість енергії, яка передається нею насправді за рік при змінному навантаженні  $S(t)$ . При незмінному коефіцієнті потужності цю умову можна записати:

$$A = P_{\max} T = S_{\max} \cos \varphi_{\text{cep}} T = \cos \varphi_{\text{cep}} \int_0^{t=8760} S dt, \quad (8.15)$$

звідки:

$$T = \frac{\int_0^{t=8760} S dt}{S_{\max}}. \quad (8.16)$$

Величина  $T$  називається *часом використання максимального навантаження*.

Знаючи річну кількість енергії, яка передається по лінії, і максимальне активне навантаження  $P_{\max}$ , з формули (8.15) можна визначити  $T$ :

$$T = \frac{A}{P_{\max}} = \frac{A}{S_{\max} \cos \varphi_{\text{cep}}}. \quad (8.17)$$

Значення  $T$  різні для різних груп споживачів. При розрахунках цю інформацію беруть з довідкової літератури.

Величину часу використання максимального навантаження треба знати, щоб визначити втрати електроенергії. Для цього використовують величину  $\tau$  – *час максимальних втрат*, тобто час, протягом якого лінія, яка працює з незмінним максимальним навантаженням, має втрати енергії, які дорівнюють справжнім річним втратам при роботі за річним графіком навантаження. Замінюючи площу, обмежену кривою 2 на рис. 8.1, рівновеликим прямокутником зі сторонами  $\tau$  і  $S_{\max}^2$ , отримаємо:

$$\Delta A = \frac{R}{U^2} \int_0^t S^2 dt = \frac{R}{U^2} S_{\max}^2 \tau, \quad (8.18)$$

звідки час максимальних втрат:

$$\tau = \frac{\int_0^t S^2 dt}{S_{\max}^2}. \quad (8.19)$$

Практично величину  $\tau$  знаходять з величини  $T$ , бо між ними існує певна залежність.

Якщо по розглядуваній дільниці передається потужність до різних споживачів, то середня величина використання максимального навантаження визначають за формулою (8.17) з урахуванням сумарної величини передаваної енергії:

$$T_{\text{сер}} = \frac{A}{P_{\max}} = \frac{P_{1\max} T_1 + P_{2\max} T_2 + P_{3\max} T_3 + \dots}{K_o (P_{1\max} + P_{2\max} + P_{3\max} + \dots)} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{i\max} T_i}{K_o \sum_{i=1}^n P_{i\max}} \quad (8.20)$$

Тут  $K_o$  – коефіцієнт одночасності навантаження.

#### 8.4. Вибір номінальної напруги мережі

Величина номінальної напруги суттєво впливає на техніко-економічні показники електричної мережі. Наприклад, при підвищенні номінальної напруги лінії зменшуються втрати потужності і збільшуються пропускна здатність мережі, але при цьому зростають капітальні вкладення на спорудження ліній та підстанцій. Мережа з нижчою номінальною напругою, навпаки, потребує менших капітальних вкладень, але характеризується більшими втратами потужності й має меншу пропускну здатність. Отже, правильний вибір номінальної напруги мережі має важливе значення при розробленні проекту.

При проектуванні електричної мережі номінальну напругу вибирають одночасно з вибором схеми на підставі техніко-економічного порівняння варіантів. Попередню величину номінальної напруги лінії визначають залежно від активної потужності навантаження та довжини лінії.



При виборі номінальної напруги лінії можна використати узагальнені графічні залежності (рис. 8.3). Ці залежності були побудовані на підставі техніко-економічного

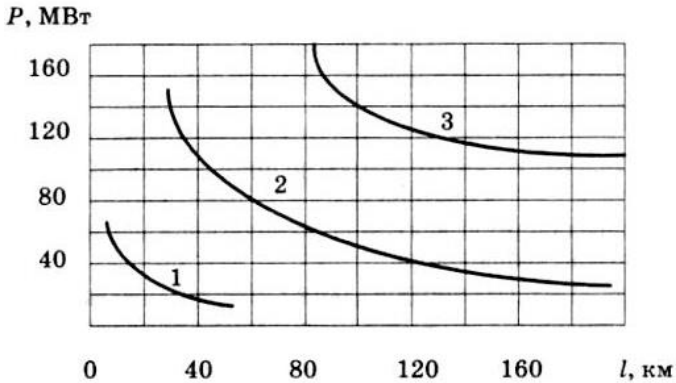


Рис.8.3. Економічно доцільні застосування різних напруг:  
 1 – межа рівноекономічності напруг 350 і 110 кВ;  
 2 – теж 110 і 220 кВ; 3 – теж 220 і 330 кВ  
 порівняння варіантів для різних співвідношень потужностей навантаження та довжин ліній.

Орієнтовно номінальну напругу лінії (кВ) довжиною до 250 км при потужності навантаження до 60 МВт можна визначити за емпіричною формулою Стілла:

$$U = 4,34\sqrt{l+16P}, \quad (8.21)$$

де  $l$  – довжина лінії, км;  $P$  – потужність навантаження на одне коло, МВт.

Для більших потужностей і довжин ліній до 1000 км використовують формулу Залеського:

$$U = \sqrt{P(100+15\sqrt{l})}. \quad (8.22)$$

Задовільні результати для всієї шкали номінальних напруг від 35 до 750 кВ дає формула Ілларіонова:

$$U = 1000 / \sqrt{500 : l + 2500 : P} \quad (8.23)$$

Під час попереднього вибору номінальної напруги можна використати дані про пропускну здатність порогових довжин ліній, наведені у таблиці 8.1, де більшій потужності передачі відповідає менша порогова довжина лінії.

Таблиця 8.1  
Пропускна здатність і порогові довжини ліній

Номінальна напруга лінії, кВ	Найбільша потужність навантаження, МВт	Порогова довжина лінії, км
35	5–10	50–10
110	13–45	80–25
220	90–150	400–100
330	270–450	700–130
500	770–1300	1200–280
750	1500–2000	2200–300

Для вибору номінальної напруги електричної мережі спочатку визначають розподіл потужностей у ній, після чого орієнтовно намічають номінальні напруги ліній на окремих ділянках мережі. Оптимальний варіант мережі вибирають на підставі техніко-економічного порівняння варіантів. Якщо вибирають варіант з вищою номінальною напругою.

Кільцеві електричні мережі, як правило, проектують з однаковою напругою на всіх ділянках. При цьому напругу мережі вибирають за потужністю і довжиною головних найбільш завантажених ділянок.

### **8.5. Вибір перерізів проводів і кабелів за економічними критеріями**

При виборі перерізів проводів повітряних і кабельних ліній електропередач виходять з вимоги мінімальних затрат на їх спорудження й експлуатацію.

Залежність затрат на одиницю довжини повітряної лінії електропередачі з проводами перерізом  $F$  можна записати:

$$Z = a + bF + cI_p^2 / F, \quad (8.24)$$

де:  $a$  – складова втрат, яка не залежить від перерізу;

$bF$  – складова втрат, яка прямо пропорційна перерізу;

$cI_p^2 / F$  – складова втрат, обернено пропорційна перерізу;

$I_p$  – розрахункове струмове навантаження лінії.

Перша складова втрат враховує витрати на підготовку траси, вартість матеріалу опор, ізоляторів і пристроїв блискавкозахисту. Коефіцієнт  $b$  враховує збільшення витрат при збільшенні перерізу проводів: збільшення витрат кольорового металу, подорожчання опор. Коефіцієнт  $c$  залежить від вартості електроенергії, питомого опору матеріалу провода і кількості годин використання найбільшого навантаження,  $T_{\text{НБ}}^{1)}$ .

Для визначення мінімуму функції  $Z$  прирівнюємо її похідну по змінній  $F$  до нуля:

$$\frac{dZ}{dF} = b - I_p^2 c / F^2 = 0, \quad (8.25)$$

звідки

$$\frac{I_p}{F} = j_e = \sqrt{\frac{b}{c}}, \text{ А/мм}^2. \quad (8.26)$$

Отриману густину струму  $j_e$  називають *економічною густиною струму*. Це така густина струму, при якій передача навантаження по лінії відбувається при найменших затратах.

Значення  $j_e$  наведені у таблиці 8.2.

Таблиця 8.2.

Провідники	Економічна густина струму, А/мм <sup>2</sup> , при $T_{\text{НБ}}$ , год/рік
------------	---

<sup>1)</sup>  $T_{\text{НБ}}$  – час найбільшого навантаження, тобто час, протягом якого при роботі з найбільшим навантаженням споживач отримав би ту ж кількість електроенергії, що і при роботі за реальним графіком навантаження.

	$10^3 \dots 3 \cdot 10^3$	$3 \cdot 10^3 \dots 5 \cdot 10^3$	$> 5000$
Неізольовані Al проводи та жили	1,3	1,1	1,0
Кабелі з паперовою ізоляцією и жилами: мідними, алюмінієвими	3,0	2,5	2,0
	1,6	1,4	1,2
Кабелі з гумовою та пластмасовою ізоляцією і жилами: мідними, алюмінієвими	3,5	3,1	2,7
	1,9	1,7	1,6

Вибір перерізів проводів для повітряних і кабельних ліній по економічній густині струму виконується так:

- розраховується струмове навантаження лінії  $I_p$  у нормальному режимі роботи (збільшення струму при післяаварійних чи ремонтних режимах не враховується);
- за табл. 8.2 визначається економічна густина струму  $j_e$ ;
- розраховується переріз провідника, який відповідає економічній густині струму:

$$F_e = I_p / j_e; \quad (8.27)$$

- отримане значення  $F_e$  округлюють до найближчого стандартного значення  $F$ .

Шкала стандартних перерізів проводів повітряних ліній та жил кабельних ліній приведена у §2.2.

Відповідні нормативні документи рекомендують використовувати метод економічної густини струму для вибору перерізів проводів повітряних ліній електропередачі напругою до 220 кВ включно, жил кабельних ліній електропередачі напругою до 35 кВ включно.

Вибір перерізів проводів повітряних ліній електропередачі напругою 330 кВ і більше, жил кабельних ліній електропередачі напругою 110 кВ і більше має поводитися на основі техніко-економічних розрахунків.

Метод економічної густини струму досить простий, бо для вибору перерізу використовується нескладна формула (8.27).

Але даний метод не враховує певні фактори, які впливають на вибір перерізу. Це, наприклад, матеріал опор, напруга і кількість ланцюгів лінії, її географічне розташування.

У даний час розроблений більш сучасний метод для вибору необхідних перерізів проводів – *метод економічних інтервалів*. Відповідно до цього методу, для кожного перерізу встановлюється інтервал струму (потужності), в межах якого економічно доцільно використовувати даний переріз.

### 8.6. Урахування технічних обмежень при виборі перерізів проводів

Вибрані за економічним критерієм перерізи проводів повинні задовольняти певним технічним вимогам, при яких забезпечується нормальна експлуатація ліній електропередач. Остаточний вибір перерізу можна зробити лише після перевірки виконання технічних вимог.

*Перевірка на механічну міцність.*

Проводи повітряних ліній електропередачі зазнають зовнішніх механічних впливів. Це, в основному, вітрові навантаження та спричинені обледенінням. Тому для забезпечення надійної роботи проводів повітряних ліній при можливих зовнішніх механічних впливах установлюються мінімальні допустимі перерізи проводів  $F_{\min \text{ мех}}$  за механічною міцністю, наведені у таблиці 8.3.

Таблиця 8.3.

Район по ожеледі	Мінімальні допустимі перерізи проводів, мм <sup>2</sup>		
	алюмінієвих	сталеалюмінієвих	стальних
до II	70	35	35
III – IV	95	50	35
V і більше	–	70	35

Переріз проводу, вибраний за економічними критеріями, має бути перевірений на умову:

$$F_e \geq F_{\min \text{ мех.}} \quad (8.28)$$

*Перевірка за умовами корони.*

Процеси іонізації повітря навколо проводу при короні приводить до втрат активної й реактивної потужностей.

Зменшення напруженості електричного поля навколо проводу відбувається при збільшенні діаметру проводу.

Мінімальні перерізи проводів  $F_{\min \text{ кор}}$  за умови обмеження втрат на корону наведені у таблиці 8.4.

Перевірка за умовами корони виконується для повітряних ліній електропередач з напругою  $U \geq 110$  кВ.

Таблиця 8.4

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	110	150	220	330	500	750	750
Кількість проводів у фазі	1	1	1	2	3	4	5
$F_{\min \text{ кор}}, \text{мм}^2$	70	120	240	240	300	400	240

Переріз проводу, вибраний за економічними критеріями, має бути перевірений на умову:

$$F_e \geq F_{\min \text{ кор}}. \quad (8.29)$$

*Перевірка на допустимий нагрів.*

Усі проводи повинні задовольняти вимогам допустимого нагріву при тривалих режимах роботи. Під цими режимами розуміють зазвичай післяаварійні та ремонтні режими роботи електричної мережі.

Допустимий нагрів провідника характеризується тривалою допустимою температурою  $\Theta_d$ . Оскільки контролювати температуру провідника при його експлуатації не просто, зручніше контролювати струм, який викликає нагрів. У довідковій літературі наведені значення тривалого допустимого струму для провідників з різних матеріалів, різних перерізів і конструкцій ( $I_d$ ).

Для повітряних ліній переріз проводу, вибраний за економічними критеріями, має бути перевірений за умовою:

$$I_{\max} \leq I_d, \quad (8.30)$$

де  $I_{\max}$  – максимальний струм тривалого режиму;  $I_d$  – струм навантаження, під час протікання якого температура проводу досягає гранично допустимого значення  $\Theta_d$ .

Для кабелів з напругою, яка не перевищує 110 кВ включно, у післяаварійних режимах на період ремонтних робіт допускається перевищення струму  $I_d$ .

Для кабелів з паперовою просоченою ізоляцією допускається перевантаження на 30%; для кабелів з поліетиленовою та полівінілхлоридною ізоляцією – на 15%; для кабелів з гумовою ізоляцією – на 18%.

Зазначимо, що вимоги по допустимому нагріву для кабельних ліній значно жорсткіші, ніж для повітряних ліній електропередач. Для усіх кабелів допускаються перевантаження тривалістю не більше 6 г за добу протягом 5 діб, але не більше 100 г на рік, якщо у інші періоди цих діб навантаження не перевищувало тривало допустиме.

Тривалі допустимі значення температури  $\Theta_d(^{\circ}\text{C})$  для різних проводів і кабелів наведено у таблиці 8.5.

Таблиця 8.5

Неізольовані проводи і шини	+70
Проводи і кабелі з гум. та пластмас. ізоляцією	+65
Кабелі з паперовою ізоляцією напругою:	
$U \leq 3 \text{ кВ}$	+85
$U \geq 35 \text{ кВ}$	+50

*Перевірка на термічну стійкість.*

При протіканні у мережі аварійних струмів короткого замикання (к.з.) проходить інтенсивне нагрівання струмоведучих елементів ліній електропередач. У нормативній літературі встановлені гранично допустимі значення  $\Theta_{гр}$  для кабелів.

Умова перевірки перерізу кабеля на термічну стійкість має вигляд:

$$\Theta_{\max} \leq \Theta_{гр}, \quad (8.31)$$

де  $\Theta_{\max}$  – максимальна температура, до якої нагрівається провідник за час протікання струму к.з.

Перевірка умови (8.31) вимагає достатньо складного розрахунку температури  $\Theta_{\max}$ , тому у практичних розрахунках переріз кабелю, вибраний за економічними критеріями, перевіряють за умовою:

$$F_e \geq F_{\min \text{ тс}}, \quad (8.32)$$

де  $F_{\min \text{ тс}}$  – мінімальний термічно стійкий переріз кабелю, який визначається величиною струму к.з. і часом його протікання.

*Перевірка по допустимій втраті напруги.*

Для місцевих розподільчих мереж розраховується максимальна сумарна втрата напруги  $\Delta U_{\max \Sigma}$  від центру живлення до найбільш електрично віддаленого споживача. Вибрані за економічним критерієм перерізи ліній місцевої розподільчої мережі повинні бути перевірені на умову:

$$\Delta U_{\max \Sigma} \leq \Delta U_{\text{д}}, \quad (8.33)$$

де  $\Delta U_{\text{д}}$  – допустима втрата напруги у місцевій мережі.

При невиконанні будь-якої з технічних вимог перерізи провідників, вибраних за економічними критеріями, збільшуються до значення, яке задовольняє цю умову.

### **8.7. Вибір перерізів проводів за допустимою втратою напруги у місцевій розподільчій мережі**

Вибір перерізів повітряних і кабельних ліній місцевих розподільчих мереж зазвичай виконується за економічною густиною струму  $j_e$ . Вибрані перерізи повинні задовольняти багатьом технічним умовам, у тому числі й умові допустимих втрат напруги (8.33). При виконанні останньої умови перерізи  $F_e$ , вибрані за економічною густиною струму  $j_e$ , не змінюють. При невиконанні умови (8.33) необхідно змінити економічний переріз  $F_e$  до значення  $F$ , яке задовольняє дану умову.

Розглянемо найпростіший випадок, коли місцева розподільча мережа складається з однієї лінії довжиною  $L$ , яка зв'язує центр живлення ЦЖ і навантаження  $S = P + jQ$ . Втрата напруги у такій лінії складає:

$$\Delta U = (Pr_0L + Qx_0L)/U_{\text{ном}}. \quad (8.34)$$

Запишемо (8.34) у вигляді:

$$\Delta U = (Pr_0L / U_{\text{ном}} + Qx_0L / U_{\text{ном}}) = \Delta U_a + \Delta U_p, \quad (8.35)$$

де  $\Delta U_a$  і  $\Delta U_p$  – втрати напруги, відповідно, у активному і реактивному опорів лінії.

Розглянемо залежності погонних активних і реактивних опорів повітряних і кабельних ліній від перерізу  $F$  (див. рис.8.4).



З рисунка видно, що реактивні опори ліній слабо залежать від перерізу і дорівнюють  $x_0 \cong 0,4$  Ом/км і  $x_0 \cong 0,08$  Ом/км відповідно для повітряних і кабельних ліній.

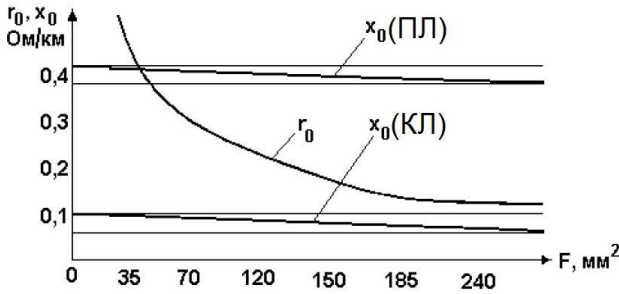


Рис.8.4. Залежності активних і реактивних опорів повітряних і кабельних ліній від їх перерізів

Активний опір не залежить від конструкції лінії та зменшується при збільшенні перерізу проводів.

З урахуванням практичної незалежності опору  $x_0$  від перерізу  $F$ , втрату напруги у реактивному опорі  $\Delta U_p$  можна наближено визначити, прийнявши для ПЛ  $x_0 \cong 0,4$  Ом/км і для КЛ  $x_0 \cong 0,08$  Ом/км.

$$\Delta U_p = Q x_0 L / U_{\text{ном}}. \quad (8.36)$$

Вважаючи, що  $\Delta U_p$  відома величина, тут і у подальшому вибір перерізу провoda будемо виконувати за допустимою втратою напруги в активному опорі:

$$\Delta U_{\text{ад}} = \Delta U_{\text{д}} - \Delta U_p \quad (8.37)$$

Умова вибору перерізу за допустимою втратою напруги в активному опорі матиме вигляд:

$$\Delta U_{\text{ад}} = P r_0 L / U_{\text{ном}} = P \rho L / F U_{\text{ном}}, \quad (8.38)$$

а переріз, який ми шукаємо:

$$F = P \rho L / \Delta U_{\text{ад}} U_{\text{ном}}. \quad (8.39)$$

Отримане значення округлюють до найближчого стандартного значення. Для стандартного перерізу за довідковими даними знаходять погонні параметри  $x_0$  і  $r_0$ . За виразом (8.34) розраховується втрата напруги і перевіряється умова (8.33). Якщо ця умова не виконується, переріз лінії збільшують до такого значення, при якому умова (8.33) виконується.

Для радіальної розподільчої мережі переріз кожної лінії вибирається аналогічно.

Розглянемо магістральну розподільчу мережу, яка складається з послідовних ділянок (рис.8.5).

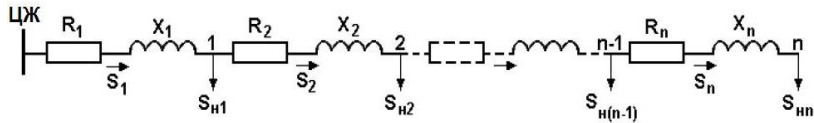


Рис.8.5. Магістральна схема місцевої розподільчої мережі

Потокорозподіл у мережі  $S_1, S_2, \dots, S_i \dots, S_n$  визначається навантаженнями вузлів  $S_{н1}, S_{н2}, \dots, S_{ні} \dots, S_{нн}$  без врахування втрат потужності.

Для магістральної мережі по аналогії з виразом (8.38) можна записати допустиму величину втрат напруги в активних опорах:

$$\Delta U_{ад} = \sum_{i=1}^n P_i \rho L_i / F_i U_{ном} . \quad (8.40)$$

У виразі (8.40) є  $n$  невідомих перерізів  $F_i$  ( $i=1, \dots, n$ ). Розв'язати це рівняння щодо змінних  $F_i$  можна при введенні деякої додаткової умови, яка у непрямий спосіб відображає умову економічності мережі. Розглянемо ці додаткові економічні умови.

*Умова рівності перерізів на усіх ділянках мережі.*

Ця умова використовується при виборі перерізів проводів і кабелів у міських розподільчих мережах, які містять велику кількість близько розміщених між собою навантажень.

Тоді при умові  $F_i = F = \text{const}$ , вираз (8.40) матиме вигляд:

$$\Delta U_{ад} = \frac{\rho}{F U_{ном}} \sum_{i=1}^n P_i L_i, \quad (8.41)$$

звідки:

$$F = \frac{\rho}{\Delta U_{ад} U_{ном}} \sum_{i=1}^n P_i L_i. \quad (8.42)$$

Отримане значення округлюється до стандартного, далі знаходяться параметри  $x_0$  і  $r_0$  і визначається сумарна втрата напруги у магістральній мережі:

$$\Delta U_{\Sigma} = (r_0 \sum_{i=1}^n P_i L_i + x_0 \sum_{i=1}^n Q_i L_i) / U_{ном}, \quad (8.43)$$

після чого перевіряється умова (8.33). При її невиконанні,  $F$  збільшують у всіх лініях до такого значення, щоб умова (8.33) виконувалася.

*Умова мінімальних витрат кольорового металу.*

Ця умова важлива при виборі перерізів у сільськогосподарських розподільчих мережах.

Задача мінімізації сумарного об'єму кольорового металу  $V$  у магістралі мережі:

$$V = \sum_{i=1}^n L_i F_i \rightarrow \min \quad (8.44)$$

при умові (8.40) може бути розв'язана методом невизначених множників Лагранжа.

Тоді для перерізу  $n$ -ї ділянки буде справедливим вираз:

$$F_n = \rho \sqrt{P_n} \sum_{i=1}^n L_i \sqrt{P_i} / \Delta U_{ад} U_{ном}, \quad (8.45)$$

а перерізи решти діляниць зв'язані співвідношеннями:

$$\frac{F_1^2}{P_1} = \frac{F_2^2}{P_2} = \dots = \frac{F_i^2}{P_i} = \dots = \frac{F_n^2}{P_n}. \quad (8.46)$$

Отримані перерізи округлюється до найближчих стандартних значень, далі знаходять параметри  $x_0$  і  $r_0$  і визначають сумарну втрату напруги у магістральній мережі:

$$\Delta U_{\Sigma} = (\sum_{i=1}^n P_i r_{0i} L_i + \sum_{i=1}^n Q_i x_{0i} L_i) / U_{ном} \quad (8.47)$$

і перевіряють виконання умови (8.33).

*Умова мінімуму втрат потужності.*

Ця додаткова умова використовується при виборі  $F$  у мережах промислових підприємств. Такі мережі сильно завантажені й економія втрат потужності має важливе значення.

Умова мінімуму втрат потужності відповідає постійності густини струму на всіх ділянках мережі:

$$j = \Delta U_{ад} / \rho \sqrt{3} \sum_{i=1}^n \cos \varphi_i L_i = const. \quad (8.48)$$

При цій густині струму  $j$  визначають перерізи всіх ділянок мережі:

$$F_i = I_i / j. \quad (8.49)$$

Далі діють за стандартною процедурою: отримані перерізи округлюється до найближчих стандартних значень, далі знаходять параметри  $x_0$  і  $r_0$  і визначають сумарну втрату напруги у магістральній мережі, після чого перевіряють виконання умови (8.33).

## 8.8. Вибір трансформаторів на підстанціях

Вибір кількості трансформаторів (автотрансформаторів) на підстанції залежить від вимог до надійності електропостачання споживачів, які живляться від неї, і є у загальному випадку техніко-економічним завданням. Зазвичай існуючою практикою проектування районних і системоутворюючих електричних мереж передбачається встановлення на підстанціях не менше двох трансформаторів. На підстанціях з вищою напругою  $\geq 220$  кВ найчастіше встановлюються автотрансформатори, які володіють багатьма перевагами у порівнянні з трансформаторами.

Використання підстанції з одним трансформатором допускається як перший етап спорудження двотрансформаторної підстанції при поступовому зростанні її навантаження, а також для живлення невідповідальних споживачів, які допускають перерву електропостачання на час, достатній для заміни пошкодженого трансформатора.

На підстанціях 6...35/0, 4 кВ міських і сільських місцевих розподільчих мереж встановлюють зазвичай по одному трансформатору. На підстанціях 6...35/0,4 кВ промислових розподільчих мереж залежно від потужності та категорії споживачів за надійністю електропостачання можуть установлюватися від 1 до 3 трансформаторів.

Потужність трансформаторів вибирається, виходячи з розрахункового навантаження  $S_p$ . Номінальна потужність одного трансформатора  $S_{T \text{ ном}}$  при їх кількості  $n \geq 2$ , визначається за нормальним режимом роботи:

$$S_{T \text{ ном}} \geq S_p / n \quad (8.50)$$

і післяаварійним режимом роботи, зумовленим відімкненням одного з трансформаторів:

$$S_{T \text{ ном}} \geq S_p / k_n(n-1), \quad (8.51)$$

де  $k_n$  – коефіцієнт допустимого перевантаження трансформатора у післяаварійному режимі.

Для масляних трансформаторів, незалежно від значення попереднього навантаження та температури охолоджуючого середовища, в табл. 8.6 наведені допустимі перевантаження у післяаварійному режимі та їх тривалість:

$k_n$ , дов.од.	1,3	1,45	1,6	1,75	2,0
Тривалість, хв	120	80	45	20	10

Допустимі перевантаження масляних трансформаторів з урахуванням їх систем охолодження, попереднього навантаження, тривалості перевантаження та температури охолоджуючого середовища регламентуються відповідними нормативними документами.

Названими рекомендаціями можна користуватися, маючи достатньо достовірну інформацію про графік навантаження трансформаторів. При виконанні проектних розрахунків, коли немає достатньо достовірної інформації про такий графік, а є лише інформація про величину розрахункового навантаження  $S_p$ , величина допустимої перевантаження трансформатора приймається зазвичай такою, що дорівнює  $k_n = 1,4$ .

Для одотрансформаторних підстанцій потужність трансформатора вибирається за умовою:

$$S_{T \text{ ном}} \geq S_p. \quad (8.52)$$

При необхідності збільшення потужності трансформаторів існуючих підстанцій внаслідок зростання їх навантажень на одотрансформаторних підстанціях установлюють зазвичай другий трансформатор, а на двотрансформаторних - замінюють трансформатори більш потужними.

## ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ

1. Яким вимогам повинна задовільняти проктована електрична мережа?
2. Які техніко-економічні показники електричних мереж Ви знаєте?

3. Які способи оцінки значення номінальної напруги у мережі при її проектуванні Вам відомі?
4. Проаналізуйте фактори, які визначають економічну густину струму.
5. Перерахуйте технічні обмеження, які необхідно враховувати при виборі перерізів проводів.
6. Для чого перевіряти перерізи проводів на механічну міцність?
7. Як перерізи проводів, вибраних за економічною густиною струму, перевіряють на механічну міцність?
8. Як перерізи проводів, вибраних за економічною густиною струму, перевіряють на допустимий нагрів?
9. Як перерізів проводів, вибраних за економічною густиною струму, перевіряють за умовою допустимих втрат напруги?
10. Для чого визначають втрати потужності у лініях електропередач?
11. Що таке «Річний графік навантаження по тривалості»?
12. Які методи визначення втрат енергії та потужності у лініях електропередач Ви знаєте?

## **ЛІТЕРАТУРА**

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Романюк Ю.Ф. Електричні системи та мережі: Навч. посіб. – К.: Знання, 2007. – 292 с.
3. Блок В.И. Электрические сети и системы. - М.: Высшая школа, 1986. – 430 с.
4. Костин В.Н. Электропитающие системы и сети. – С.-Петербург: Изд.СЗТУ, 2007. – 155 с.
5. Электрические системы. Электрические сети: Учебник для электроэнергетических специализированных вузов / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков и др.: Под редакцией В. А. Веникова, В. А. Строева. – 2-ое изд., переработанное и дополненное. – М.: Высш. шк., 1998. – 511 с.

6. Костин В.Н., Распопов Е.В., Родченко Е.А. Передача и распределение электроэнергии. Учебное пособие. – СПб.: СЗТУ, 2003. – 147 с.
7. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях / Под ред. В.А.Веникова: учебник. - М.: Высшая школа, 1983. - 503 с
8. Основы современной энергетики. Учебное электронное издание /Под ред. Е.В.Аметистова/. – М.: Изд.МЭИ,2004.
9. Федин В.Т., Фадеева Г.А., Волков А.А. Электрические системы и сети. Терминология и задачи для решения. – Минск: БНТУ, 2003. – 86 с
10. Боровиков В.А., Косарев В.К., Ходот Г.А. Электрические системы и сети. – М.–Ленинград: Гос. энергетическое издательство, 1963. – 460 с.
11. Ананичева С.С., Бартоломей П.И., Мызин А.Л. Передача электроэнергии на дальние расстояния. Учебное пособие. – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 1993. – 81 с.
12. Сошинов А. Г., Плаунов С. А., Крайнев А. М., Крайнев М. И., Угаров Г. Г. Основы технологии проектирования электроустановок систем электроснабжения. – Волгоград: РПК «Политехник», 2006. – 113 с.
13. Электрические кабели, провода и шнуры. Справочник Н. И. Белоруссов, А. Е. Саакян, А. И. Яковлева. 5 изд., перераб. и доп.—М.: Энергоатомиздат, 1988.— 536 с.
14. Веников В.А., Худяков В.В., Анисимов Н.Д. Электрические системы. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения. Том 3. - М.: Высшая школа, 1972. – 368 с.
15. Воротницкий В.Э., Железко Ю.С., Казанцев В.Н. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем. - М.: Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.
16. Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. 2-е издание , переработанное и дополненное. - Л.: Энергия, Ленинградское отделение, 1979. – 312 с.



17. Шевченко Н. Ю. Электроснабжение: Учебное пособие по проведению практических занятий. Часть II. – Волгоград: ВолгГТУ, 2006. – 77 с.
18. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Третье издание, переработанное и дополненное. Под редакцией С.С.Рокотяна, И.М.Шапиро. Авторы В.В.Ершевич, А.Н.Зейлигер, Г.А.Илларионов, Л.Я.Рудых, Д.Л.Файбисович, Р.М.Фришберг, Л.Д.Хабачев. И.М.Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
19. Методичні вказівки до самостійного вивчення курсу “Електричні системи та мережі” і виконання контрольних завдань Укл.: Сендерович Г.А., Довгалюк О.М., Калюжний Д.М. – Харків: ХНАМГ, 2007. – 58 с.
20. Попов Е.Н. Механическая часть воздушных линий электропередачи: Учебно-методическое пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т. г., 1998. – 28 с.
21. Азаров В.С. Передача и распределение электроэнергии в примерах и решениях. – М.: Изд. МГОУ, 2005 – 216 с.
22. Аничев С.С., Мызин А.Л. Типовые задачи электрических сетей и систем. – ГОУ ВПО “Уральский государственный политехнический университет” – УПИ, 2005. – 71 с.

*Навчальне видання*

## **Електричні системи та мережі**

*Навчальний посібник*

Укладач **Парфенюк Орест Архипович**

Відповідальний за випуск **Мар'янчук П.Д.**

Літературний редактор **Лукул О.В.**