



**Міністерство освіти і науки України  
ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ  
УНІВЕРСИТЕТ**

**Факультет енергетики, робототехніки та  
комп'ютерних технологій**

**Кафедра електропостачання та  
енергетичного менеджменту**

**О. А. Савченко**

## **ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ**

**Конспект лекцій**

**для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти**

**денної та заочної форми навчання**

**зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»**

**Харків  
2024**

Міністерство освіти і науки України  
ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
Факультет енергетики, робототехніки та  
комп'ютерних технологій  
Кафедра електропостачання та енергетичного менеджменту

О. А. Савченко

## **ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ**

Конспект лекцій

**для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти  
денної та заочної форми навчання  
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»**

Затверджено рішенням  
науково-методичної ради  
факультету енергетики,  
робототехніки та комп'ютерних  
технологій  
Протокол № 3  
від 26 грудня 2024 року

Харків  
2024

УДК 621.31

С 31

Схвалено на засіданні кафедри  
електропостачання та енергетичного менеджменту

Протокол №4 від 11.12.2024 р.

**Рецензенти:**

**Н. Г. Косуліна**, д-р техн. наук, проф., проф. кафедри електромеханіки, робототехніки, біомедичної інженерії та електротехніки ДБТУ;

**Ю. М. Хандола**, канд. техн. наук, зав. кафедри електромеханіки, робототехніки, біомедичної інженерії та електротехніки ДБТУ.

С 31 Електричні мережі та системи: конспект лекцій для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної та заочної форми навч. зі спец. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Держ. біотехнол. ун-т; авт.-уклад.: О. А. Савченко – Харків: [б. в.], 2024. – 86 с.

Конспект лекцій розроблено відповідно до програми навчальної дисципліни. Видання включає перелік тем та питань для вивчення, контрольні запитання та перелік рекомендованої літератури.

Видання призначена для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної та заочної форми навчання зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

**УДК 621.31**

**Відповідальний за випуск: О. О. Мірошник**, д-р техн. наук

© Савченко О. А., 2024.

© ДБТУ, 2024

## ЗМІСТ

|                                                                                                                                           |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Вступ .....                                                                                                                               | 4  |
| Мета та завдання вивчення дисципліни .....                                                                                                | 5  |
| Змістовий модуль 1. Улаштування електричних мереж та параметри схем їх заміщення .....                                                    | 6  |
| Тема 1. Загальна характеристика систем передавання та розподілення електричної енергії .....                                              | 6  |
| Тема 2. Номінальні напруги елементів електричних мереж. Режими нейтралей .....                                                            | 9  |
| Тема 3. Конструктивне виконання повітряних та кабельних ліній електропередавання .....                                                    | 16 |
| Тема 4. Схеми заміщення електричних мереж та їх параметри .....                                                                           | 23 |
| Змістовий модуль 2. Розрахунок та керування режимами, основи проектування електричних мереж .....                                         | 36 |
| Тема 1. Розрахунок ustalених режимів розімкнутих та простих замкнутих електричних мереж .....                                             | 36 |
| Тема 2. Методи розрахунку та аналізу втрат електричної енергії .....                                                                      | 51 |
| Тема 3. Основи проектування електричних мереж .....                                                                                       | 56 |
| Тема 4. Показники та норми якості електричної енергії, методи її забезпечення. Основи керування режимами електроенергетичних систем ..... | 68 |
| Перелік літератури .....                                                                                                                  | 85 |

## ВСТУП

Рівень розвитку енергетики і електрифікації в найбільш опосередкованому вигляді відображає досягнутий техніко-економічний потенціал будь-якої країни. Енергетика забезпечує електроенергією і теплом промислові підприємства, сільське господарство, транспорт, а також комунально-побутові потреби населення.

Дисципліна «Електричні мережі та системи» – одна з базових, у яких заставляється фундамент спеціальної підготовки інженер-електроенергетика. Мета вивчення дисципліни – формування знань в області теорії розрахунків та аналізу режимів електричних систем і мереж, забезпечення при їхньому проектуванні і експлуатації економічності, надійності, а також якості електроенергії.

Основні завдання дисципліни – навчити складати схеми заміщення, визначати їхні параметри і розраховувати режими електричних мереж і систем; навчити основам проектування електричних мереж і систем та методам підвищення їхньої економічності, надійності і якості електроенергії; ознайомити з фізичною сутністю явищ, що супроводжують процес виробництва, розподілу й споживання електроенергії; ознайомити з конструкціями елементів ліній електропередачі.

Зміст курсу базується на знаннях вищої математики, теоретичних основ електротехніки, прикладної механіки, електричних машин, математичних задач енергетики.

## МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ВИВЧЕННЯ ДИСЦИПЛІНИ

**Мета** – ознайомлення студентів з принципами побудови та функціонування електричних мереж та систем, формування теоретичних і практичних знань майбутніх фахівців в галузі електропостачання, їх підготовка до вивчення наступних дисциплін та практичної діяльності за фахом.

**Завдання** – вивчення улаштування електричних мереж та систем, методів розрахунку усталених режимів розімкнутих та замкнутих електричних мереж та принципів регулювання режимів, розгляд показників та норм якості електричної енергії, методів розрахунку та аналізу втрат електричної енергії в елементах електричних мереж, освоєння підходів щодо проектування електричних мереж та техніко-економічного обґрунтування рішень, виконання практичних робіт в обсязі освітньо-кваліфікаційної характеристики бакалавра.

# **ЗМІСТОВИЙ МОДУЛЬ 1. УЛАШТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА ПАРАМЕТРИ СХЕМ ЇХ ЗАМІЩЕННЯ**

## **ТЕМА 1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ ПЕРЕДАВАННЯ ТА РОЗПОДІЛЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ**

### **ПЛАН**

- 1.1. Мета та задачі курсу
- 1.2. Основні поняття і визначення.
- 1.3. Історичні етапи розвитку електроенергетики.

#### **1.1. Мета та задачі курсу**

Курс “Електричні мережі та системи” базується на таких курсах, як математика, фізика, теоретичні основи електротехніки, теоретична механіка, опір матеріалів та інших, загальноосвітніх та загальнотехнічних дисциплінах. Знання, набуті у цьому курсі будуть використані в майбутньому при вивченні таких дисциплін як перехідні процеси у системах електропостачання, електрична частина електричних станцій та підстанцій, релейний захист та інших.

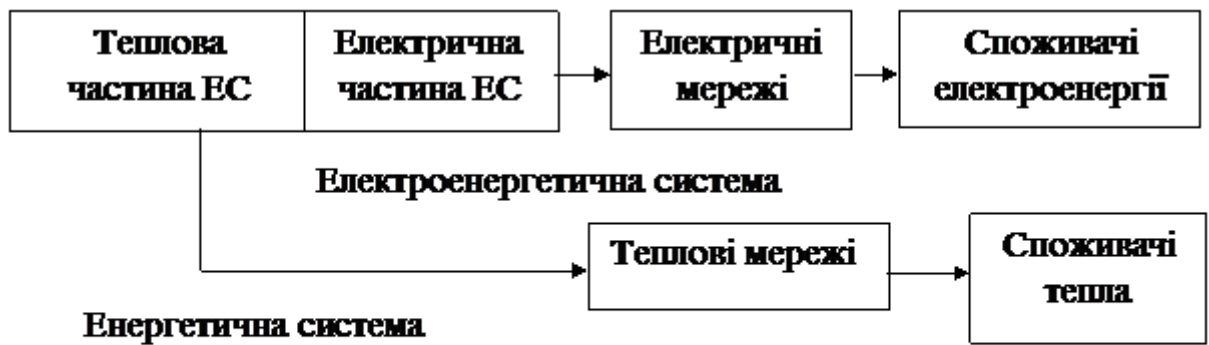
Мета вивчення курсу – ознайомлення студентів з принципами побудови та функціонування електричних мереж та систем, формування теоретичних і практичних знань майбутніх фахівців в галузі електропостачання, їх підготовка до вивчення наступних дисциплін та практичної діяльності за фахом.

Завдання вивчення курсу – вивчення улаштування електричних мереж та систем, методів розрахунку ustalених режимів розімкнутих та замкнутих електричних мереж та принципів регулювання режимів, розгляд показників та норм якості електричної енергії, методів розрахунку та аналізу втрат електричної енергії в елементах електричних мереж, освоєння підходів щодо проектування електричних мереж та техніко-економічного обґрунтування рішень, виконання практичних робіт в обсязі освітньо-кваліфікаційної характеристики бакалавра.

#### **1.2. Основні поняття і визначення.**

В курсі використовуються такі основні поняття:

- енергетична система - сукупність джерел електричної та теплової енергій, розподільних пунктів, підвищуючих та понижуючих підстанцій, ліній електропередач усіх рівнів напруги, та теплових мереж; споживачів електричної та теплової енергій, об'єднаних у єдине ціле безперервністю процесу виробництва, розподілу та споживання електричної і теплової енергій;



**Рисунок 1 – Структурна схема електроенергетичної системи**

- електрична система - частина енергетичної системи, до якої не входить теплова частина;

- електрична мережа - сукупність розподільних пунктів, підвищуючих та понижуючих підстанцій, ліній електропередач всіх рівнів напруги;



**Рисунок 2 – Схема електричної системи**

- електроспоживач – електроприймач або група електроприймачів, що розміщені на певній території і об'єднані технологічним процесом;

- електрична підстанція - це електроустановка, яка призначена для перетворення та розподілу електричної енергії.

### **1.3 Історичні етапи розвитку електроенергетики**

Спочатку знайшов використання постійний струм.

1795 - батарея Вольта.

1841 - дугова лампа Фуко.

1859 - акумулятор Планте.

1886 - генератор постійного струму - динамо Сіменс.

1875 - Піроцький здійснив передачу на постійному струмі 4.5 кВт на 1 км.

1879 - лампа з вугільною ниткою Едісона.



1880 - Лачінов теоретично обґрунтував можливість передачі електроенергії на значні відстані.

1882 - француз Депрез спроектував і збудував лінію Місбаух - Мюнхен довжиною 57 км напругою 2 кВ потужністю 3 кВт з КПД 22 % .

Після винаходу у 1876 році П.Н. Яблочковим трансформатору і створення Доливо - Добровольским системи змінного трифазного струму для передачі електроенергії використовується змінний струм.

1891 - Доливо-Добровольский здійснив передачу електроенергії на 175 км потужністю 20 кВа при напрузі 28 кВ.

1908-1910 винайдені підвісні ізолятори і розпочато будівництво перших ліній 110 кВ.

Наступний етап - це план ГОЕРЛО. Програма А - це відновлення енергетики, програма Б - за 15 років будівництво 20 ТЕС і 10 ГЕС потужністю 1750 тис. кВт. План був перевищений у 3 рази. Подальший розвиток - це збільшення потужностей електричних станцій, мереж, розвиток релейного захисту та автоматики.

1959 - ЛЕП 500 кВ.

1967 - ЛЕП 750 кВ (у США в 1969 р.).

1970-80 – масштабна реконструкція розподільних мереж.

З 2000 і по даний час – впровадження засобів інтелектуальної енергетики.

#### Питання для самоперевірки

1. Мета та задачі вивчення курсу.
2. Визначення понять «електрична мережа», «електроенергетична система».
3. Визначення понять «енергетична система», «електрична система».

## ТЕМА 2. НОМІНАЛЬНІ НАПРУГИ ЕЛЕМЕНТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ. РЕЖИМИ НЕЙТРАЛЕЙ

### ПЛАН

- 1.1. Поняття про номінальні напруги.
- 1.2. Класифікація електричних мереж.
- 1.3. Режими нейтралей електричних мереж.

#### 1.1. Поняття про номінальні напруги

Номінальною напругою споживачів електроенергії, генераторів, трансформаторів і т.д. є рівень напруги, який передбачено для нормальної їх роботи і при якій вони дають найбільший економічний ефект.

Під час передачі електроенергії завжди існують втрати напруги і цьому значення напруги у різних точках мережі різне. Для кожної мережі при проектуванні обґрунтовується номінальна напруга. На це значення напруги і повинне бути розраховано обладнання, яке включається у мережу.

Номінальні напруги генераторів за умовами компенсації втрат напруги у мережі приймаються на 5 % вище номінальної напруги мережі.

Первина обмотка трансформатора є приймачем електроенергії і тому для підвищувальних трансформаторів її номінальна напруга дорівнює номінальній напрузі генераторів, а для понижуючих трансформаторів - номінальній напрузі мережі. Напруга вторинних обмоток трансформаторів повинна бути при навантаженні на 5 % вище номінальної напруги відповідної мережі. Але оскільки при навантаженні мають місце втрати напруги у самому трансформаторі, то значення номінальної напруги вторинних обмоток приймається на 10 % вище значення номінальної напруги мережі.

Елементи електричної мережі, а також споживачі електроенергії працюють з найкращими економічними показниками при номінальній напрузі. Тому режим напруги мережі є однією з важливих характеристик її поточної роботи. Під режимом напруги розуміється сукупність усіх значень напруги у вузлових пунктах мережі. Розрахунок режиму напруги мережі є однією із основних задач при проектуванні і експлуатації електричної мережі.

Різниця між фактичним значенням напруги у будь-якому вузлі мережі і номінальним значенням напруги  $V = U - U_{\text{ном}}$  називається відхиленням напруги. Звичайно ця величина визначається у процентах від номінальної напруги  $V \% = (U - U_{\text{ном}}) / U_{\text{ном}} * 100$ .

Виникає запитання: яке співвідношення повинне бути між номінальними напругами різних елементів мережі? Встановлено наступний стандарт для номінальних напруг (табл. 1).

Таким чином  $U_{\Gamma} > U_{\text{ном}} \text{ мережі}$ . На підставі схеми, яка показана на рис. 4,а, за допомогою рис. 4, б-г розглянемо три варіанти :співвідношення між номінальними напругами елементів системи:

1 –  $U_{\Gamma} = U_{\text{ном}} \text{ мережі}$  і коефіцієнт трансформації трансформатора  $K_T = 1$  (рис. 4, б);

2 -  $U_{\Gamma} = 1,05 U_{\text{ном}} \text{ мережі}$  і  $K_T = 1$  (рис. 4, б);

3 -  $U_{\Gamma} = 1,05 U_{\text{ном}} \text{ мережі}$  і  $K_T = U_{\text{вном}} / U_{\text{нном}} < 1$  (рис. 4, б).

Таблиця 1

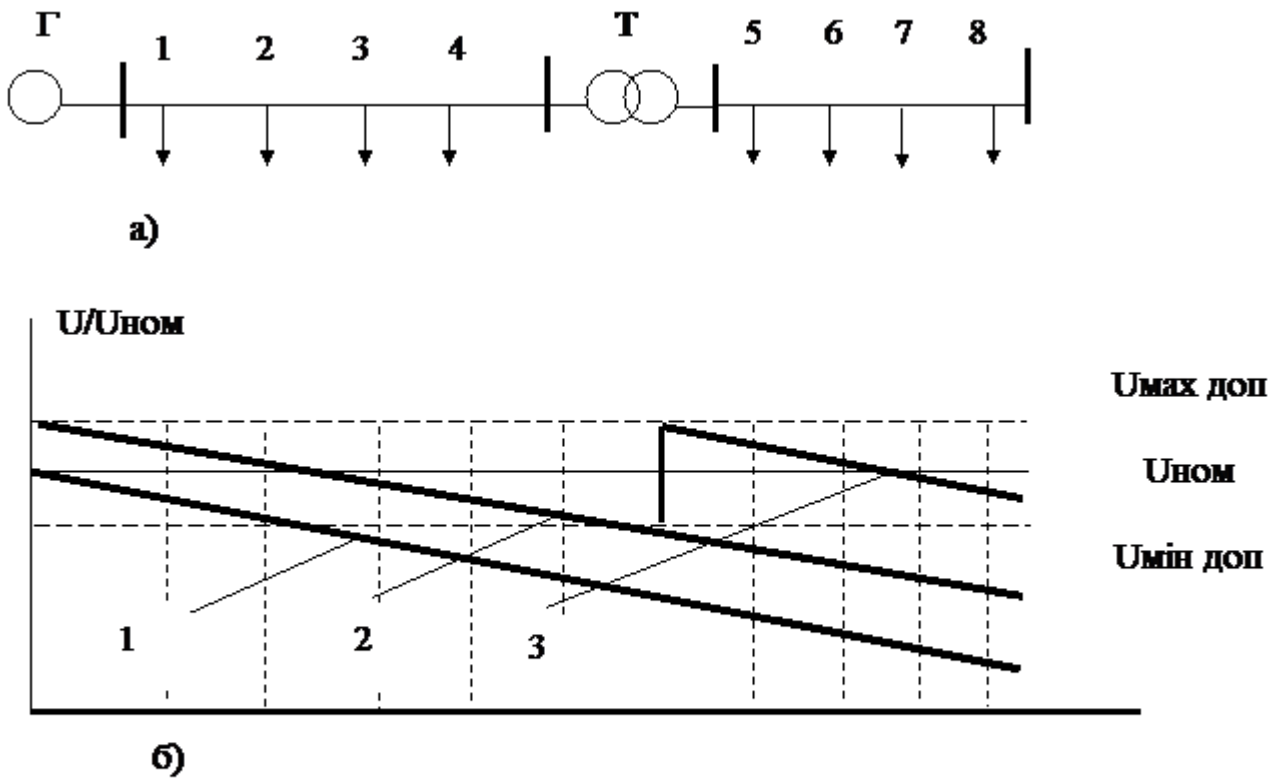
| Лінійна номінальна напруга мережі | Лінійна номінальна напруга генератора | Трансформатори з РПН |                  | Максимальна робоча напруга |
|-----------------------------------|---------------------------------------|----------------------|------------------|----------------------------|
|                                   |                                       | Первинна обмотка     | Вторинна обмотка |                            |
| 3                                 | 3,15                                  |                      | 3,15             | 3,6                        |
| 6                                 | 6,3                                   | 6 и 6,3              | 6,3 и 6,6        | 7,2                        |
| 10                                | 10,5                                  | 10 и 10,5            | 10,5 и 11        | 12                         |
| 20                                | 21                                    | 20 и 21              | 22               | 24                         |
| 35                                | -                                     | 35 и 36,75           | 38,5             | 40,5                       |
| 110                               | -                                     | 110 и 115            | 115 и 121        | 126                        |
| 220                               | -                                     | 220 и 230            | 230 и 242        | 252                        |
| 330                               | -                                     | 330                  | 330              | 363                        |
| 500                               | -                                     | 500                  |                  | 525                        |
| 750                               | -                                     | 750                  |                  | 787                        |

Аналіз рис. 4 дозволяє зробити наступні висновки:

1. Якщо номінальна напруга генератора і номінальна напруга мережі будуть рівні і  $K_T = U_{\text{вном}} / U_{\text{нном}} = 1$  (залежність 1), то тільки споживачі 1 та 2 будуть забезпечені електроенергією належної якості бо виконується умова  $U_{\text{мін доп}} < U < U_{\text{макс доп}}$ .

2. Якщо номінальна напруга генератора більша за номінальну напругу мережі і  $K_T = U_{\text{вном}} / U_{\text{нном}} = 1$  (залежність 2), то споживачі 1-4 будуть забезпечені електроенергією належної якості бо виконується умова  $U_{\text{мін доп}} < U < U_{\text{макс доп}}$ .

3. Якщо  $U_{\Gamma} = 1,05 U_{\text{ном}} \text{ мережі}$  і  $K_T = U_{\text{вном}} / U_{\text{нном}} < 1$ , то усі споживачі будуть забезпечені електроенергією належної якості бо виконується умова  $U_{\text{мін доп}} < U < U_{\text{макс доп}}$ .



**Рисунок 4 – Електрична система з графіками зміни напруги споживачів**

## 1.2. Класифікація електричних мереж

Електричні мережі розрізняються по:

1. Роду струму:

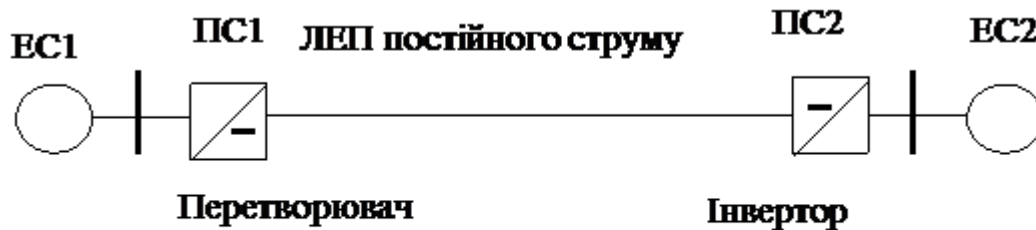
а) мережі постійного струму (рис. 1), які використовуються для:  
- живлення промислових підприємств (електролізні цехи, електричні печі і інше);

- міського електротранспорту (трамвай, тролейбус, метрополітен);

- залізничного транспорту (використовується і змінний струм);

- передачі електроенергії на великі відстані (подолання водних перешкод за допомогою кабельних ліній. Використати кабельні лінії на змінному струмі не можна.

- вставки постійного струму (зв'язок двох енергосистем однакової або різної частоти; підвищення стійкої роботи енергосистеми; підключення нетрадиційних джерел типу вітрових електричних станцій або приливних; підключення віддалених ГЕС)



**Рисунок 1 – Схема ЛЕП постійного струму**

Переваги в порівнянні з ЛЕП змінного струму:

- немає проблеми стійкості паралельної роботи;
- менші втрати потужності і енергії, тому що  $X=0$ ;
- менші витрати металу (два проводи, а не три);

Недоліки:

- капітальні витрати «заморожені» до кінця будівництва ЛЕП;
- підключення споживачів в проміжку між ПС скрутно і вимагає значних витрат на споруду перетворюючих підстанцій.

Раніше підкреслювали, що економічно вигідно будувати ЛЕП постійного струму при довжині лінії більше за 2000 км;

б) мережі змінного струму.

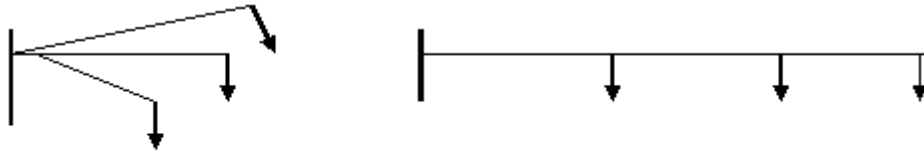
2. Значенню номінальної напруги:

- а) мережі напругою до 1 кВ (використовується термін низьковольтні мережі);
- б) мережі напругою вище за 1 кВ (використовується також термін високовольтні).

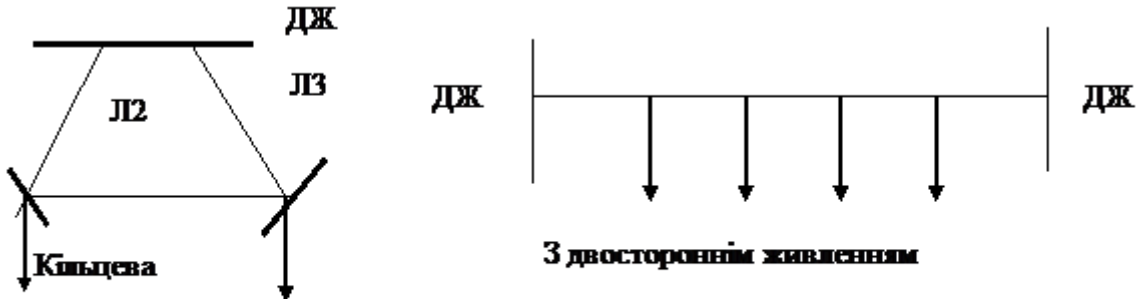
Використовується і така класифікація: мережі низької напруги (до 1 кВ); середньої напруги (6-35 кВ); високої напруги (110-220 кВ); надвисокої (330-750 кВ); ультрависокої (понад 1000 кВ).

3. По конфігурації (схемі з'єднань):

- а) розімкнені (радіальні і магістральні) (рис. 2);
- б) прості замкнені (кільцева і з двостороннім живленням) (рис. 3);
- в) складнозамкнуті.



**Рисунок 2 – Розімкнені мережі**



**Рисунок 3 – Замкнені мережі**

4. По конструктивному виконанню:

- а) повітряні;
- б) кабельні;
- в) повітряно - кабельні.

5. По ролі в схемі електропостачання

- а) міжсистемні (330 кВ і вище);
- б) живильні (110-220 кВ);
- в) розподільні ( до 35 кВ включно).

6. По місцю розташування і характеру споживачів

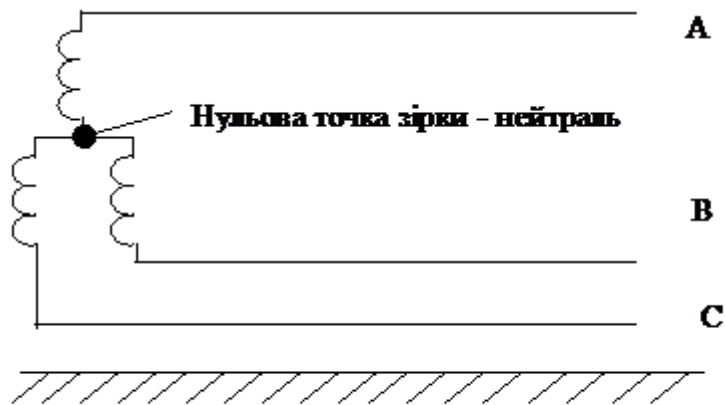
- а) міські;
- б) промислові;
- в) сільські;
- г) електрофіційований транспорт;
- д) магістральних нафто- і газопроводів; е) електричних систем.

7. По території і характеру обслуговування) районні (110 - 220 кВ). або постачальні; б) місцеві (до 35 кВ включно), або розподільчі;

### **1.3. Режими нейтралей електричних мереж**

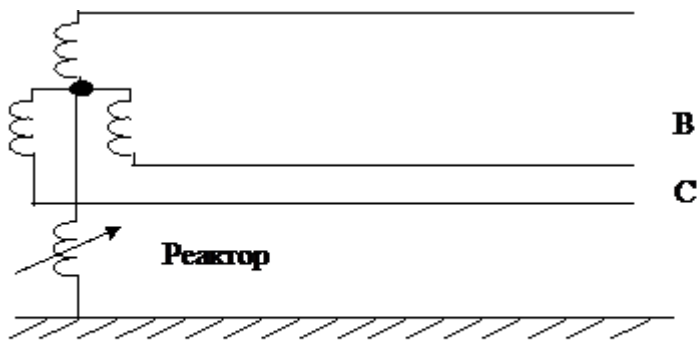
По режиму роботи нейтралі мережі бувають:

- а) мережі з ізолюваною нейтраллю (рис. 4). До них відносяться мережі напругою 6-35 кВ. Як видно з рис. 4 нульова точка зірки не має зв'язку з землею (ізолювана від землі). Нульову точку зірки називають нейтраллю. Звідси витікає назва режиму нейтраллі мережі напругою 6-35 кВ.



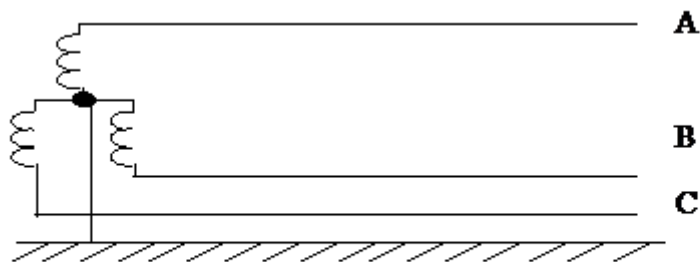
**Рисунок 4 – Схема мережі з ізолюваною нейтраллю**

б) мережі з компенсованою нейтраллю (резонансно заземленою) Це мережі також напругою 6-35 кВ, але нейтраль пов'язана із землею через регульовану індуктивність (рис. 5).



**Рисунок 5 – Схема мережі з компенсованою нейтраллю**

в) мережі з глухо заземленою нейтраллю (рис. 6) у яких нейтраль глухо (без опору) пов'язана із землею. До них відносяться мережі напругенням 110 кВ і вище.



**Рисунок 6 – схема мережі з глухо заземленою нейтраллю**

д) мережі з ефективно заземленої нейтраллю (в мережах напругою 110 і 220 кВ для зниження складової нульової послідовності в струмі несиметричного КЗ диспетчер розземлює нейтраль трансформаторів на деяких підстанціях).

У мережах напругою нижче за 1 кВ режим роботи нейтралі мережі визначається умовами безпеки. У мережах напругою вище за 1 кВ експлуатацією (струмом замикання на землю).

#### Питання для самоперевірки

1. Ряд номінальних напруг.
2. Класифікація електричних мереж за родом струму.
3. Класифікація електричних мереж за конфігурацією.
4. Класифікація електричних мереж за конструктивним виконанням.
5. Класифікація електричних мереж за роллю в схемі електропостачання.
6. Класифікація електричних мереж по місцю розташування і характеру споживачів.
7. Режими нейтралей електричних мереж.



# ТЕМА 3. КОНСТРУКТИВНЕ ВИКОНАННЯ ПОВІТРЯНИХ ТА КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

## ПЛАН

1.1. Конструктивне виконання повітряних ліній електропередавання.

1.2. Конструктивне виконання кабельних ліній електропередавання.

### 1.1. Конструктивне виконання повітряних ліній електропередавання

Основними конструктивними елементами повітряних ліній є: а) проводи, призначені для передавання і розподілу електричної енергії; б) опори, які потрібні для підтримування проводів і тросів на певній відстані від поверхні землі, води або інженерних споруд; в) ізолятори, що забезпечують ізоляцію проводів від опор; г) арматура, яка потрібна для закріплення проводів на ізоляторах, а ізоляторів — на опорах; д) грозозахисні троси, призначені для захисту проводів від розрядів блискавки. Захисні троси монтують на верхній частині опори, над фазними проводами ліній 110 кВ і вищу. В електричних мережах напругою 35 кВ і менше захисні троси не використовуються.

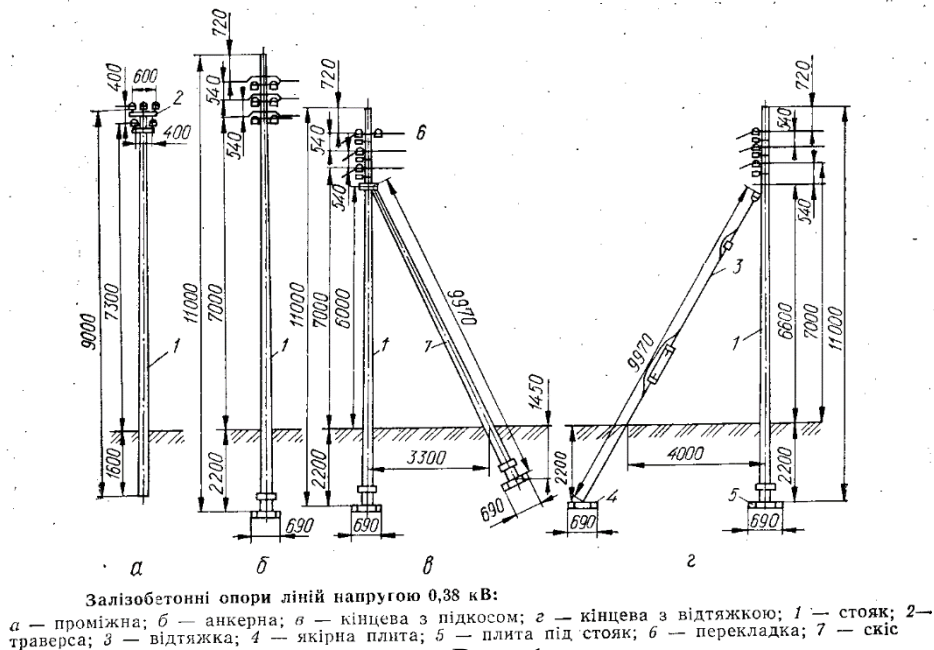


Рис. 1.

Смуга, яка безпосередньо прилягає до лінії електропередачі, називається *трасою лінії*.

Горизонтальна відстань між сусідніми опорами називається *довжиною проміжного польоту*, або просто *прольотом*. Крім проміжного прольоту, у повітряних лініях розрізняють ще *анкерні прольоти* — відстань між двома анкерними прольотами.

Відстань між горизонталлю, що проходить через точки кріплення на опорах, і найнижчою точкою провода в прольоті називається стрілою провисання, а відстань від найнижчої точки провода до поверхні землі, води або споруди — *габаритом лінії*.

На повітряних лініях найчастіше застосовують *неізольовані* проводи і троси. Вони повинні мати достатню механічну міцність і високу електропровідність. Неізольовані проводи здебільшого виготовляють з алюмінію, сталі або комбінованими.



Рис. 2. Конструкція ПЛ 110 кВ

Алюмінієві проводи мають питому провідність  $\gamma=32 \text{ м}/(\text{Ом}\cdot\text{мм}^2) = 32\cdot 10_6 \text{ См}/\text{м}$  і порівняно малий тимчасовий опір на розрив, що дорівнює 150..160 МПа. Їх використовують у мережах напругою до 20кВ. Оскільки алюмінієві проводи мають низьку межу напруження втомленості, щоб зменшити пошкодження проводів внаслідок вібрації, для повітряних ліній їх виготовляють лише багатодрововим з твердотягнутого дроту.

Стійкість алюмінієвих проводів проти хімічних впливів висока, бо вони покриваються міцною плівкою окису алюмінію. Проте ця плівка збільшує перехідний опір контактних з'єднань. У тих районах, де в повітрі багато хімічних сполук, що містять хлор, алюмінієві проводи не використовуються через їх підвищену чутливість до електрохімічної корозії. Тому біля морського берега, солоних озер і хімічних підприємств використовують захищені проводи (сталеалюмінієві корозієстійкі). Останнім часом, для того щоб запобігти електрохімічній корозії алюмінієвих проводів, застосовують спеціальні жирові

пластикові покриття. У цих проводах між дротовий простір заповнюється нейтральним мастилом підвищеної термостійкості.

Стальні проводи мають досить високу механічну міцність, їх тимчасовий опір на розрив становить 600..7000 МПа, а для тросів — 1200 МПа. Великим недоліком цих проводів є їх низька електропровідність, а також те, що вони легко піддаються корозії. Для зменшення корозії стальні проводи покривають цинком і дають присадку міді (до 0.2%). Використовують стальні проводи лише в електричних мережах напругою до 10 кВ при передачі малих потужностей (до десятків кіловат) на невеликі відстані (до одиниць кілометрів) або на переходах лінії через водяний простір. Із застосуванням алюмінієвих і сталевалюмінієвих проводів область використання сталих проводів значно зменшилась.

Мідь порівняно з алюмінієм має більшу електропровідність ( $\gamma=54 \cdot 10^6$  См/м) і вищий тимчасовий опір на розрив (390 МПа). Оксид міді, що покриває поверхню провода, надійно захищає його від корозії. За своїми характеристиками мідь є добрим матеріалом для виготовлення проводів. Проте мідь — метал дефіцитний, а тому мідні проводи для повітряних ліній використовують лише там, де не можна використати проводи з інших матеріалів (наприклад, в електричних мережах міського електротранспорту).

За конструктивним виконанням неізольовані проводи поділяються на: 1) однодротові; 2) багатодротові з одного металу, які залежно від перерізу складаються з 7, 19, 37, 61 скручених між собою дротик; 3) багатодротові з двох металів — алюмінію і сталі або бронзи і сталі.

Однодротові проводи допускається використовувати лише в мережах напругою до 1000 В. Повітряні лінії вищої номінальної напруги споруджують з багатодротових проводів.

Маркують голі проводи буквено-цифровим позначенням. Буква позначає матеріал, а цифра — переріз провода в квадратних міліметрах (сталених однодротових проводів — діаметр у міліметрах). Наприклад, А35 — провід алюмінієвий перерізом 35 мм<sup>2</sup>; ПС25 — провід стальний перерізом 25 мм<sup>2</sup> (але ПСТ5 — провід стальний оцинкований телеграфний діаметром 5 мм)

Останнім часом на ПЛ з напругою 0.38 кВ почали застосовувати самоутримні ізольовані проводи (СПП). СПП утворений чотирма ізольованими проводами (три фазних та нульовий), що скручені в джут навколо утриманого сталевого тросу. Такі проводи найчастіше використовують на ПЛ, що проходять у лісових районах. При цьому відпадає необхідність вирубки просіки для прокладання ПЛ в порівнянні із варіантом зайняття неізольованих проводів.

Опори в повітряних лініях призначені, як було все сказано, для підтримування проводів на належній відстані між собою і від поверхні землі, води та різних споруд. Їх виготовляють з дерева, залізобетону і металу.

Дерев'яні опори застосовують для ліній напругою до 220 кВ включно. Вони прості у виготовлення і відносно дешеві. Використовують для опор дерева хвойних порід, здебільшого сосну.

Дерев'яні опори недовговічні. Нижні їх частини, особливо в місці закопування в землю, а також у місцях вирубок і гвинтових з'єднань руйнуються

грибками — загнивають. Строк служби непросочених опор із сосни до 15...20 років. Оскільки довгомірного лісу мало, дерев'яні опори складають з окремих частин: основного стояка (довшої частини) і приставки (пасинка, короткої частини). Приставку з стояком з'єднують двома бандажами з сталюого дроту діаметром 4...6 мм або за допомогою хомутів і болтів.

На повітряних лініях електропередачі останнім часом найбільше використовують залізобетонні опори. Останні потребують значно менше металу порівняно з металевими опорами, вони майже не потребують ремонту, завдяки чому різко знижуються експлуатаційні витрати. Міцність залізобетонних опор залежить від способу ущільнення бетону. Центрифуговані опори, виготовлення на відцентрованих верстатах заводським способом, надзвичайно міцні. Їх застосовують на лініях напругою 35...500 кВ.

Залізобетонні опори ліній напругою 0.38 кВ (рис 1) здебільшого виготовляють з віброваного попередньо напруженого залізобетону. Щоб зменшити масу опори і витрату бетону, стояки виготовляють порожнистими на висоту 6,5 (4,5) м від основи.

Основним недоліком залізобетонних опор є їх порівняно велика маса, утворення тріщин і сколювання захисного шару бетону. Для захисту опори від пологи стояк на висоту 2,8 м від основи грунтують розчином бітуму в бензині або гасі, а потім покривають бітумом у два шари.

На лініях напругою понад 35 кВ часто використовують металеві опори, виготовлені з сортової сталі марок ВСт-3 і ВСт-3пс. Крім того, їх використовують як відпайкові, анкерно-кутові і перехідні на лініях напругою до 220 кВ з залізобетонними проміжними опорами.

Істотним недоліком металевих опор є те, що вони потребують значних витрат металу і періодичного фарбування протягом експлуатації. Згідно з останніми вимогами металеві опори повинні бути оцинкованими. Монтують металеві опори на залізобетонних фундаментах, які можуть бути монолітними (виготовляють їх на місці монтажу опори) або збірними чи пальовими, виготовленими на заводі.

За призначенням опори повітряних ліній поділяють на *проміжні, анкерні, перехідні, кутові*.

Проміжні опори використовують для підтримування проводів на прямих ділянках в анкерних прольотах. При необірваних проводах ці опори не зазнають дії зусиль уздовж лінії; тому їх виготовляють простішими порівняно з іншими конструкціями опор, а отже, вони дешевші.

Анкерні опори призначені для жорсткого кріплення проводів і повинні витримувати однобічний натяг частини проводів (здебільшого двох). При обриві провода однобічний натяг сприймається анкерною опорою і тим самим усувається можливість поломки проміжних опор, не розрахованих на цей натяг.

Різновидність анкерних опор є *кінцеві* опори, які встановлюють між власне повітряною лінією і розподільними пристроями. Ці опори постійно зазнають діх однобічного натягу, бо натяг проводів від розподільного пристрою завжди незначний.

Повітряні лінії передбачають обхід населених пунктів, аеродромів, боліт та інших об'єктів; тому їх траси непрямолінійні. Зміну напрямку траси виконують на кутових опорах. Кутом повороту лінії вважають кут, який доповнює внутрішній кут лінії до  $180^\circ$ .

Характерними для кутових опор є діагональні елементи — *розкоси*, які працюють на розтяг або стиснення. Іноді в конструкціях кутових опор елементами, що працюють на розтяг, є сталеві троси — *розтяжки*.

Перехідні опори використовують на великих прольотах (при переходах через річку, озеро, міжгір'я тощо). Ці опори можуть бути досить високими і перебувати під невірноваженим тяжінням, оскільки на самому переході сприймають деяке послаблення проводів.

Ізолятори використовують для ізолювання проводів повітряних ліній від опори і її конструктивних елементів. На відміну від апаратних і підстанційних ліній називаються *лінійними*. Лінійні ізолятори виготовляють в основному з високоякісного фарфору і загартованого лужного або мало лужного скла. Ці матеріали мають високі ізоляційні якості, досить високий опір під дією згинального моменту. Скло порівняно з фарфором має ряд переваг. Прозорість скляних ізоляторів дає змогу порівняно легко виявляти дефекти. При електричному пробі скляні ізолятори здебільшого руйнуються, що полегшує виявлення місця пошкодження.

За конструктивним виконанням лінійні ізолятори повітряних ліній поділяють на штирвові і підвісні. Перші використовують на лініях напругою до 35 кВ включно, другі — на лініях напругою до 35 кВ і більше. Тип ізоляторів вибирають залежно від номінальної напруги, матеріалу опори і середовища.

Штирвові ізолятори для ліній напругою до 1000 В, а також для ліній 6-10 кВ виготовляють монолітними. У верхній частині є канавки для укладення проводу, а в нижній — отвір з гвинтовою нарізкою для накручування ізолятора на штир або гак. Штир гайкою закріплюється на траверсі або спеціальній металевій частині опори, а гак вгвинчується в дерев'яну стойку опори.

На лініях низької напруги здебільшого використовують фарфорові ізолятори типу РФ, РФО, ТФ або скляні аналогічної будови типу НС (низьковольтний скляний НС-18, НС-16 для гаків або штирів діаметром відповідно 18 і 16 мм). На лініях 6-10 кВ найбільше поширені ізолятори типу ШФ (наприклад, ШФ10-Г) та скляні ізолятори ШС10-А і ШС10-Г (старі позначення ШСС-10 і ШЖБ10-С)

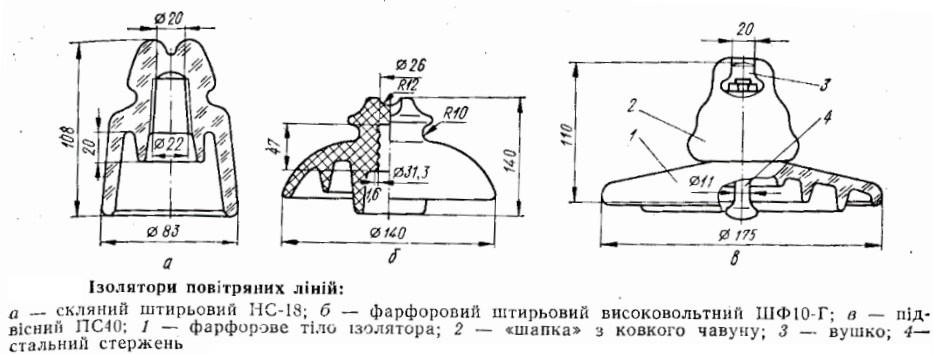


Рис. 3.

На лініях напругою 35 Кв застосовують найчастіше підвісні ізолятори. На лініях напругою 35 кВ із середніми і великими перерізами проводів, а також на лініях вищої напруги застосовують підвісні фарфорові ізолятори типу Пф класів 70, 160, 200, або підвісні скляні типу ПС класів 40, 70, 120, 160, 210, 300. За конструкцією і розмірами підвісні ізолятори, аналогічно до штиркових, мають виконання А, Б, В. На відміну від штиркових ізоляторів, для яких число класу відповідає значенню номінальної напруги в кіловольтах, у підвісних ізоляторів клас ізолятора відповідає мінімальному руйнуючому електромеханічному навантаженню і кілоньютонах.

Залежно від напруги (35, 110, 150, 220, 350 кВ) підвісні ізолятори на лініях з металевими і залізобетонними опорами складають у гірлянди по 3, 7, 9, 13, 17 і більше.

*Штиркові* ізолятори, як було зазначено вище, закріплюють на опорах за допомогою гаків або штирів. Наприклад, для закріплення штиркових фарфорових і скляних ізоляторів на металевих і дерев'яних траверсах опор повітряних ліній напругою до 1 кВ використовують штирі С-16, С-14, С-12, С-16п, С-14п, Д-16, Д-14, Д-12, Д-12п, Д-14п.

Для приєднання проводів до гірлянди підвісних ізоляторів використовують *затискачі*. До гірлянд, що в нормальному режимі займають вертикальне положення, підвішують підтримуючі затискачі. Провід у затискачі закладається в коритоподібне заглиблення і закріплюється натискними плашками і гвинтовим кріпленням. До натяжних гірлянд провід кріплять за допомогою натяжних затискачів.

## 1.2. Конструктивне виконання кабельних ліній електропередавання.

Кабель являє собою одну або кілька скручених ізольованих жил, розміщених у захисній герметичній оболонці з металу (свинцю або алюмінію), гуми або полівінілхлориду. Кабелі напругою до 10 кВ включно мають поясну ізоляцію і спільну оболонку для всіх жил. При напрузі 20 і 35 кВ кожна жила кабеля має окрему оболонку.

Найбільше розповсюдження знайшли трижильні та чотирижильні кабелі з паперовою ізоляцією. На рис. 4 зображено конструкцію кабеля на напругу 10 кВ.

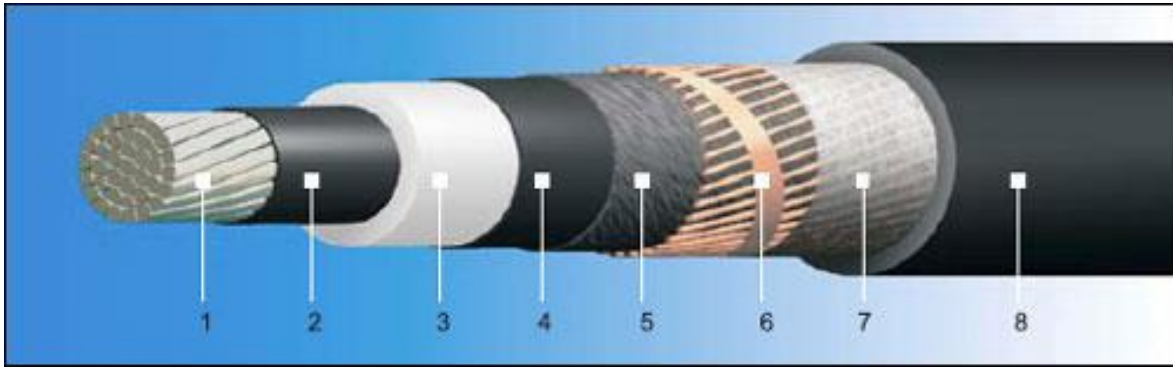


Рис. 4.

Струмоведучі жили мають окрему ізоляцію на основі паперу, що просякнута маслоконіфольною масою. Всі жили разом ізольовані від землі поясною ізоляцією на основі просякненого паперу. Свинцева герметична оболонка захищає ізоляцію від зовнішніх впливів (вологості, агресивних речовин). Прошарок із джгуту створює подушку між сталеву броню, яка виконана із стрічок і призначена для захисту кабелю від механічних пошкоджень, та м'якою свинцевою оболонкою. Накрив із джгуту захищає сталеві стрічки від хімічного впливу зовнішнього середовища.

Кабелі з гумовою ізоляцією використовують для прокладання в закритих приміщеннях або для живлення рухомих ЕП.

Кабелі можуть прокладатися в землі, в воді або в повітрі.

Переваги КЛ в порівнянні з ПЛ:

- більша надійність, що пов'язано з відсутністю атмосферних впливів (вітер, ожеледь, гроза);
- відсутність опор і проводів, які створюють нагромадження на вулицях, на С.Г. угіддях;
- значне зниження небезпеки враження струмом людей та тварин.

Недоліки КЛ в порівнянні з ПЛ:

- більша вартість;
- необхідність більш кваліфікованого персоналу;
- складність пошуку місця пошкодження та ремонту.

#### Питання для самоперевірки

1. Будова ПЛ.
2. Улаштування КЛ.
3. Марки проводів ПЛ.
4. Типи опор ПЛ за матеріалом.
5. Призначення захисної оболонки кабелю.

## **ТЕМА 4. СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА ЇХ ПАРАМЕТРИ**

### **ПЛАН**

- 1.1. Загальні відомості про схеми заміщення електричних мереж.
- 1.2. Схеми заміщення повітряних і кабельних ліній.
- 1.3. Схеми заміщення трансформаторів і автотрансформаторів.
- 1.4. Схеми заміщення споживачів енергії.
- 1.5. Схеми заміщення джерел енергії.

#### **1.1. Загальні відомості про схеми заміщення електричних мереж**

Одним із методів аналізу режимів роботи електричних систем є математичне моделювання. Обов'язковим етапом аналізу є розробка розрахункової схеми заміщення, яка розробляється на підставі принципової схеми системи. Кожний елемент системи включається у розрахункову схему заміщення своєю моделлю - схемою заміщення. Аналіз ustalених режимів припускає дослідження симетричних режимів і цьому розрахункова схема складається для одної фази. У схемі заміщення кожного елемента можливе виділення повздовжніх і поперечних частин. Цим частинам відповідають повздовжні та поперечні параметри. Ці параметри відтворюють фізичні процеси, які проходять у реальному об'єкті. У повздовжній частині схеми заміщення тече струм споживача. Поперечна частина схеми заміщення включена на повну напругу, тобто знаходиться між фазою і нулем.

#### **1.2. Схеми заміщення повітряних і кабельних ліній**

Передача електроенергії по лініям пов'язана з розповсюдженням електромагнітного поля у проводах у навколишньому просторі у вигляді бігучих хвиль струму і напруги. З метою визначення стану мережі в кожний момент часу використовують рівняння, які враховують розподілені параметри лінії. Повітряні і кабельні лінії електропередачі звичайно зображують П- подібними схемами заміщення (рис. 1). Лінії електричних мереж мають майже рівномірно розподілені по довжині погонні параметри: активний  $R_0$  і індуктивний  $X_0$  опори, активну  $G_0$  і ємнісну  $B_0$  провідності.

Загальною моделлю лінії електропередачі довжиною до 300 км є пасивний чотирьохполюсник, який показано на рис.1.2. Активним опором моделюється матеріал проводу. Активний опір лінії на частоті 50 Гц



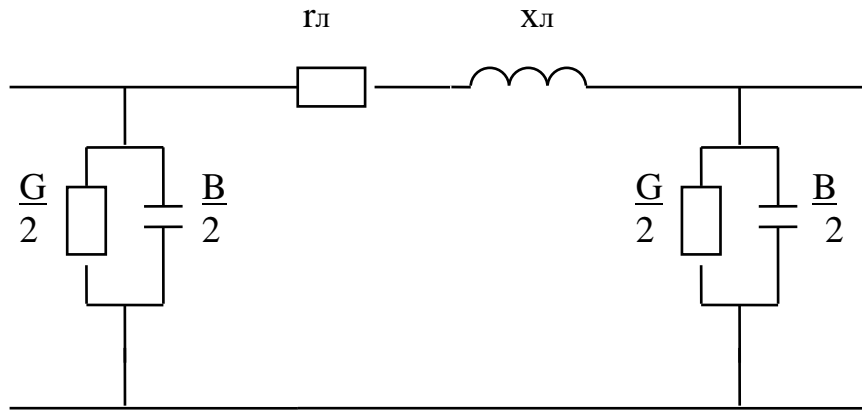


Рисунок 1.2. - Загальна схема заміщення лінії.

дорівнюється опору проводу постійному току, тому може бути розрахованим як

$$r_0 = \frac{\rho}{F}, \quad (1.1)$$

де  $r_0$  - погонний опір одного км ліній, Ом/км;  
 $\rho$  - питомий опір матеріалу проводу, Ом·мм<sup>2</sup>/км;  
 $F$  - дійсний переріз проводу, мм<sup>2</sup>.

Тоді

$$r = r_0 l, \text{ Ом}, \quad (1.2)$$

Якщо провід сталевий опір змінному струму, залежний від рівня струму, тому що обумовлений втратами на гістерезис та перемагнічування.

При розрахунках режиму роботи мережі значення  $r_0$  беруть з довідника, знаючи матеріал проводу та його переріз.

Індуктивний опір лінії  $X_l$  моделює наявність у лінії електрорушійної сили (Е.Р.С.) самоіндукції. Якщо активний опір лінії дорівнює нулю, то Е.Р.С. повністю зрівноважує прикладену напругу

$$\underline{U} = \omega L \underline{I},$$

де  $L$  – індуктивність лінії;  
 $\omega = 2\pi f$  - кутова частота.

Опір струму, якій обумовлений протидією Е.Р.С. самоіндукції, називають реактивним індуктивним опором. Проводи двох інших фаз трифазних ліній, які будуть зворотними для струму першого проводу, наводять у проводі Е.Р.С. відповідно до напрямку основного струму, що зменшує Е.Р.С. самоіндукції і відповідно — індуктивний опір [1,2].

Питомі індуктивні опори фаз повітряної лінії у загальному випадку різні. При розрахунках усталених режимів використовують середнє значення  $X_0$

(Ом/км):

$$X_0 = 0.14451g \frac{D_{cp}}{R} + 0.0157. \quad (1.3)$$

де  $R$  — радіус проводу ;

$D_{cp}$  ---- середньо геометрична віддаль між фазами a, b, c :

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{ab}D_{bc}D_{ca}}. \quad (1.4)$$

Якщо фази розміщені по кутам рівностороннього трикутника (рис 1.3 а), то  $D_{cp} = D$  при  $D_{ab} = D_{bc} = D_{ca} = D$ .

При горизонтальному розміщенні фазних проводів (рис 1.3, б).

$$D_{cp} = \sqrt[3]{DD2D} = D\sqrt[3]{2} = 1.26D \quad (1.5)$$

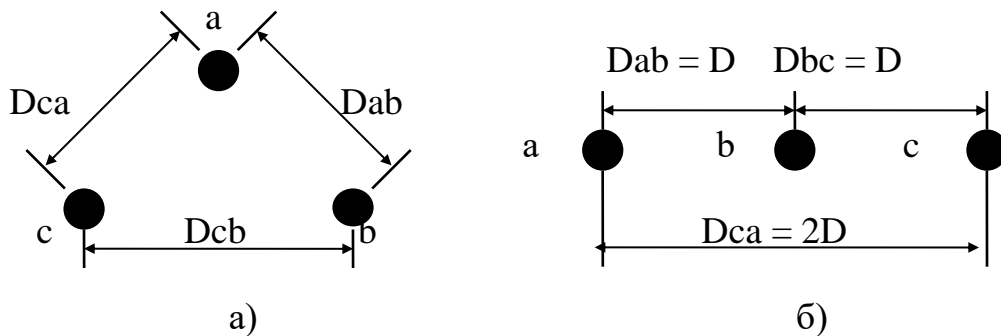


Рис. 1.3.

Для зменшення індуктивного опору проводів лінії напругою 330 кВ і більше здійснюють розщеплення проводів, коли кожна фаза має декілька проводів. Ці проводи віддалені один від одного на певну відстань за допомогою розпірок. Формально розщеплення проводів еквівалентне значному збільшенню їх радіуса, який може бути розрахований при розщепленні на два та на три проводи за формулою

$$R_e = \sqrt[n]{R \cdot a_{cp}^{n-1}}, \quad (1.6)$$

а при розщепленні на чотири проводи

$$R_e = \sqrt[4]{\sqrt{2}R \cdot a_{cp}^3},$$

де  $n$  — число проводів у одній фазі;

$a_{cp}$  — середньо геометрична відстань між проводами фази.

Індуктивний опір  $X_0$  (Ом/км) фазного розщепленого проводу лінії знаходиться згідно формули :

$$X_0 = 0.14451g \frac{D_{cp}}{Re} + \frac{0.0157}{n}. \quad (1.7)$$

При розщепленні фазного проводу на два індуктивний опір проводу лінії зменшується на 15 — 20 % ; при розщепленні на три проводу — на 25 — 30 % .

Повний індуктивний опір розраховується :

$$X = X_0 l, \quad (1.8)$$

Якщо проводу із сталі, то

$$X_0 = X'_0 + X''_0,$$

де  $X'_0$  — складова опору, незалежна від струму;

$X''_0$  — складова опору, залежна від струму. Значення обох складових беруть з довідника.

Активна провідність повітряної лінії відповідає двом видам втрат активної потужності: від струму витоку через ізолятори і на корону. Втрати потужності в ізоляторах малі і її не враховують. Втрати на корону можуть бути значні [1]. Для їх зменшення можна збільшити переріз проводів або застосувати розщеплення проводів. У зв'язку з цим переріз проводів не повинен бути меншим 70 кв.мм, для повітряних ліній 110 кВ, 120 кв,мм, — для ліній 150 кВ , 240кв.мм. — для ліній 220 кВ.

При розрахунках усталених режимів втрати на корону у повітряних ліній 110 кВ і нижче не враховують. У ліній 220 кВ і вище при гарній погоді втрати на корону малі, але при непогоді вони різко зростають і їх треба враховувати.

Питомі втрати на корону  $\Delta P_k$  (кВт/км) для ліній напругою 220 кВ і вище наведені у довідниках [3] . Знаючи  $\Delta P_k$  можна визначити питому активну провідність повітряної лінії.

$$g_o = \frac{\Delta P_k}{U^2}, \quad (1.9)$$

А потім і активну провідність лінії (См) довжиною  $l$

$$G = g_o l. \quad (1.10)$$

Ємнісна провідність лінії електропередачі має місце завдяки ємності між фазними проводами і проводами і землею, у розрахунках симетричних робочих режимів лінії, у якій виконано повний цикл транспозиції проводів, або вона має довжину не більш 250 км, використовують середнє значення питомої ємнісної провідності лінії:

$$b_o = \omega C_o = \frac{7.58}{\lg \frac{D_{cp}}{R}} \cdot 10^{-6}, \quad (1.11)$$

де  $C_o$  — середня питома ємність (Ф/км) лінії електропередачі з одним проводом у фазі, яка визначається згідно з виразом :

$$C_o = \frac{0.024}{\lg \frac{D_{cp}}{R}} \cdot 10^{-6} \quad (1.12)$$

Ємнісна провідність (См) лінії електропередачі довжиною  $l$  дорівнює :

$$B = b_o \cdot l \quad (1.13)$$

Ємнісна провідність генерує в лінію реактивну потужність (Мвар)

$$Q_c = U^2 \omega C = U^2 B = 3I_c U_\phi, \quad (1.14)$$

де  $U$  — міжфазна напруга лінії, кВ ;

$U_\phi$  — фазна напруга лінії, кВ ;

$I_c$  — ємнісний струм до землі,  $I_c = U_\phi B$  .

Частину реактивної потужності (зарядної потужності) відносять у початок лінії, а другу — у кінець. Зарядні потужності на початку  $Q_{c1}$  і в кінці  $Q_{c2}$  лінії можна визначати як :

$$Q_{c1} = U_1^2 \frac{B}{2} \quad ; \quad Q_{c2} = U_2^2 \frac{B}{2}, \quad (1.15)$$

або за номіальною напругою :

$$Q_{c1} = Q_{c2} = U_n^2 \frac{B}{2}. \quad (1.16)$$

Для лінії 110 кВ довжиною 100 км  $Q_c \approx 3,6$  Мвар, для лінії 220 кВ довжиною 100 км  $Q_c \approx 14$  Мвар. Питома ємнісна провідність  $b_o$  береться із довідника.

У розрахункових схемах для лінії 110 кВ і нижче втрати на корону можна не враховувати. Схема заміщення має вигляд, як на рис 1.4

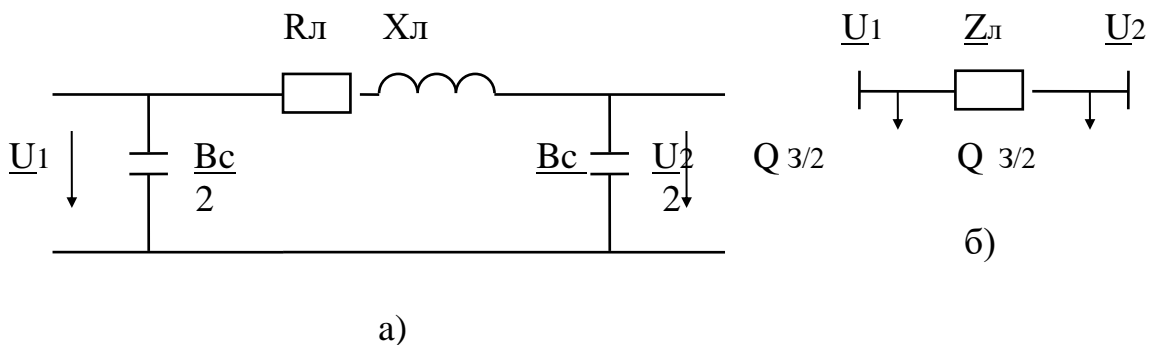


Рисунок 1.4. - Схеми заміщення ЛЕП-110 кВ: а) розгорнута, б) спрощена.

Для лінії 35 кВ і нижче можна не враховувати ємнісну провідність і розрахункова схема буде ще простіша (рис 1.5)

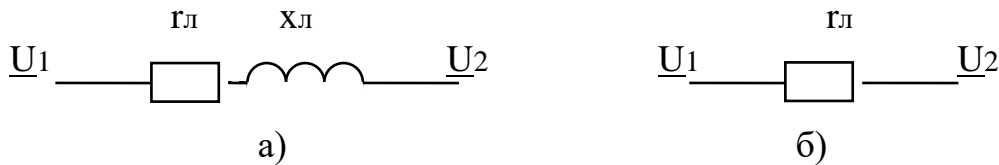


Рисунок 1.5. - Схема заміщення лінії з номінальною напругою 35 кВ і нижче  
 а) повітряна лінія, б) кабельна лінія з  $U_H=10$  кВ і нижче

Ці спрощення розрахункових схем можливі тільки при розрахунках ustalених робочих режимів мереж.

### 1.3. Схеми заміщення трансформаторів і автотрансформаторів.

Двообмотковий трансформатор при розрахунках ustalених режимів електричних мереж моделюється Г-заступною схемою.

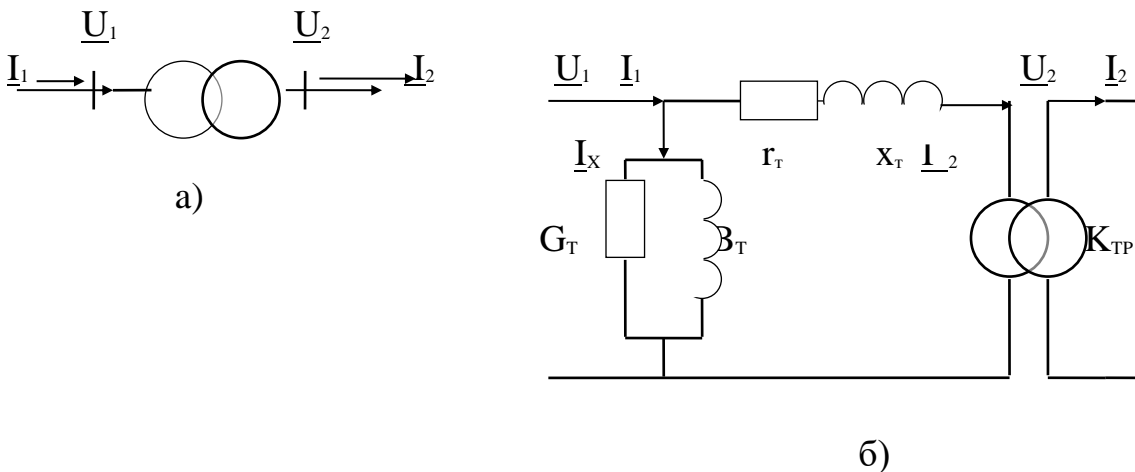


Рисунок 1.6 — Зображення двообмоткового трансформатора :  
 а) на однолінійній схемі ; б) схема заміщення .

Активний опір  $r_T=r_1+r'_2$ , що дорівнює сумі активного опору первинної обмотки  $r_1$  та приведенного до рівня напруги первинної обмотки активного опору вторинної обмотки  $r'_2$  є опором матеріалу проводів обмоток змінному струму.

Індуктивний опір  $X_T=X_1+X'_2$  — моделює Е.Р.С. розсіювання первинної та вторинної обмоток. Він включає індуктивний опір первинної обмотки та приведенний до рівня напруги первинної обмотки індуктивний опір вторинної обмотки.

Індуктивна провідність  $B_T$  моделює наявність Е.Р.С. взаємної індукції наведену основним потоком, пропорційну індуктивній складовій намагнічуючого струму. Активна провідність  $G_T$  моделює втрати активної потужності у сталі осердя трансформатора (на перемагнічування та вихреві струми) і пропорційна активній складовій намагнічуючого струму.

У схему заміщення включено ідеальний трансформатор, який не має опорів

і магнітних потоків розсіювання. Тому відношення напруг на його затискачах постійне і визначається коефіцієнтом трансформації  $K_{Tr}$  дійсного трансформатора у режимі неробочого ходу.

Щоб розрахувати активний та індуктивний опори трансформатора проводять дослід короткого замикання. Для цього вторинну обмотку трансформатора замикають накоротко, а на первинну обмотку подають таку напругу, щоб струм у первинній та у вторинній обмотках дорівнювався номінальному. У досліді вимірюють напругу короткого замикання  $U_k$  та втрати активної потужності  $\Delta P_k$ . Маючи результати дослідження, активний опір визначають як

$$r_T = \frac{\Delta P \cdot U_H^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ}^2}, \text{ Ом.} \quad (1.17)$$

Індуктивний опір розраховується за виразом

$$x_T = \frac{u_k \% \cdot U_H^2 \cdot 10}{S_{НОМ}}, \text{ Ом,} \quad (1.18)$$

де  $U_k$  - напруга короткого замикання, % від  $U_n$ .

Щоб розрахувати активну та індуктивну провідності трансформатора проводять дослід неробочого ходу.

З цією метою розмикають вторинну обмотку, а на первинну подають напругу рівну номінальній. У цьому досліді вимірюють струм холостого ходу  $I_x$  та втрати активної потужності  $\Delta P_x$ . Маючи результати дослідження, активну провідність визначають як :

$$G_T = \frac{\Delta P_x \cdot 10^{-3}}{U_H^2}, \text{ См,} \quad (1.19)$$

а індуктивну провідність

$$B_T = \frac{I_x \% \cdot S_{НОМ} \cdot 10^{-5}}{U_H^2}, \text{ См.} \quad (1.20)$$

Реактивна намагнічуюча потужність зазвичай дорівнює повній потужності неробочого ходу трансформатора  $\Delta S_x$ , яка у відносних одиницях дорівнює струму неробочого ходу в відсотках номінального, тому

$$\Delta Q_x \approx \Delta S_x = \frac{I_x \% \cdot S_{НОМ}}{100}.$$

На рисунку 1.7 зображена розрахункова схема двообмоткового трансформатора, де  $\Delta P_x$  — втрати неробочого ходу, кВт.

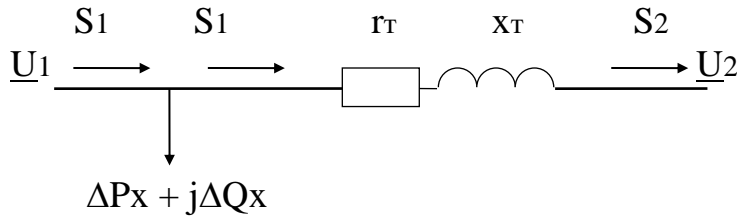


Рисунок 1.7 - Схема заміщення двообмоткового трансформатора.

Триобмотковий трансформатор зображується на схемах та розрахункових схемах заміщення згідно рисунку 1.8 (а, б)

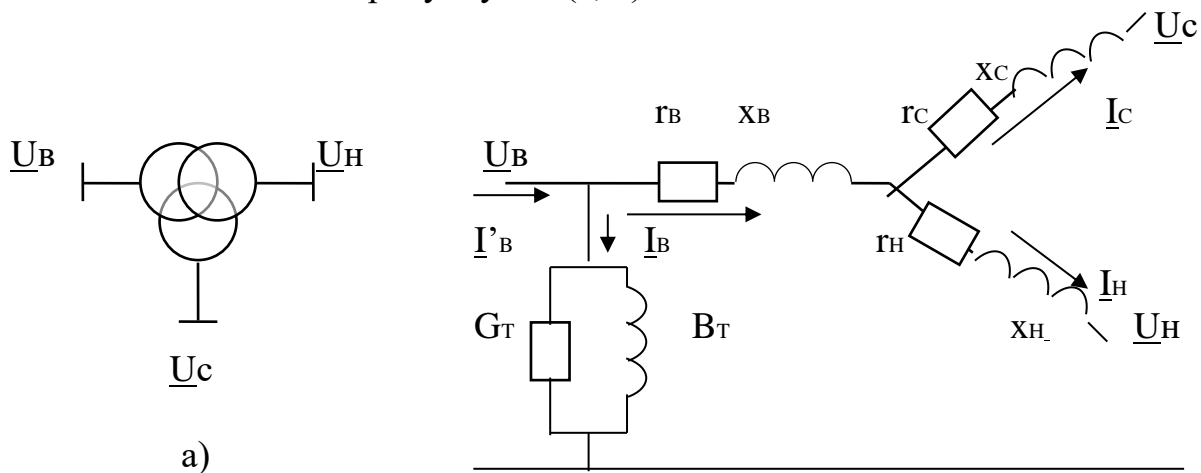


Рисунок 1.8 - Схеми заміщення триобмоткового трансформатора.

Параметри кола намагнічення триобмоткового трансформатора  $B_T$  і  $G_T$  визначаються як у двообмоткового трансформатора.

Триобмоткові трансформатори бувають з такими відношеннями потужностей обмоток: 100/100/100 % ; 100/100/66,7 % ; 100/66,7/66,7 % . Вибір влаштування триобмоткових трансформаторів для встановлення на тій чи іншій підстанції мережі залежить від відношення між потужностями навантаження, які живляться від різних обмоток трансформатора.

При випробуванні триобмоткового трансформатора проводять три досліди короткого замикання.

**Таблиця 1 — Досліди короткого замикання**

| Дослід | Закорочена обмотка | Живлення подається | Вимірюють $\Delta P_k$ | Вимірюють $u_k$ |
|--------|--------------------|--------------------|------------------------|-----------------|
| 1 - 2  | СН                 | ВН                 | $\Delta P_k (1 - 2)$   | $u_k (1 - 2)$   |
| 1 - 3  | НН                 | ВН                 | $\Delta P_k (1 - 3)$   | $u_k (1 - 3)$   |
| 2 - 3  | НН                 | СН                 | $\Delta P_k (2 - 3)$   | $u_k (2 - 3)$   |

Щоб зробити дослід 1—2, треба щоб обмотка середньої напруги була короткозамкнута, а живлення подавалось на обмотку високої напруги. Обмотка низької напруги в досліді участі не приймає. Напругу живлення збільшують до тих пір поки струми первинної, а також вторинної обмоток не стануть рівними номінальним. При цьому вимірюють втрати активної потужності у первинній та вторинній обмотках  $\Delta P_{k(1-2)}$ , а також напругу короткого замикання на них  $U_{k(1-2)}$ .

Маючи результати трьох дослідів (табл. 1), визначають втрати активної потужності та напругу короткого замикання на кожній з трьох обмоток:

$$u_{k1} = 0,5(u_{K(1-2)} + u_{K(1-3)} - u_{K(2-3)}); \quad (1.21)$$

$$u_{k2} = 0,5(u_{K(1-2)} + u_{K(2-3)} - u_{K(1-3)}); \quad (1.22)$$

$$u_{k3} = 0,5(u_{K(1-3)} + u_{K(2-3)} - u_{K(1-2)}); \quad (1.23)$$

$$\Delta P_{K1} = 0,5(\Delta P_{K(1-2)} + \Delta P_{K(1-3)} - \Delta P_{K(2-3)}); \quad (1.24)$$

$$\Delta P_{K2} = 0,5(\Delta P_{K(1-2)} + \Delta P_{K(2-3)} - \Delta P_{K(1-3)}); \quad (1.25)$$

$$\Delta P_{K3} = 0,5(\Delta P_{K(1-3)} + \Delta P_{K(2-3)} - \Delta P_{K(1-2)}); \quad (1.26)$$

У всіх дослідах маємо на увазі, що перша обмотка це обмотка високої напруги, друга - середньої напруги, третя - низької напруги.

Тоді активний, а також індуктивний опір кожної обмотки визначається:

$$r_1 = \frac{\Delta P_{K1} \cdot U_H^2}{S_{НОМ}^2}; \quad (1.27)$$

$$r_2 = \frac{\Delta P_{K2} \cdot U_H^2}{S_{НОМ}^2}; \quad (1.28)$$

$$r_3 = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_H^2}{S_{НОМ}^2}; \quad (1.29)$$



$$x_1 = \frac{u_{K1} \% \cdot U_H^2}{100S_{НОМ}}; \quad (1.30)$$

$$x_2 = \frac{u_{K2} \% \cdot U_H^2}{100S_{НОМ}}; \quad (1.31)$$

$$x_3 = \frac{u_{K3} \% \cdot U_H^2}{100S_{НОМ}}; \quad (1.32)$$

Розмірність всіх величин у формулах (1.27) - (1.32) така ж сама, що і у формулах (1.17) і (1.18).

Результати випробувань трансформаторів завжди надають у їх паспорті. Трансформатор, який має відношення потужностей обмоток 100/100/100 має  $r_1=r'_2=r'_3$  і у паспорті надають лиш одне значення  $\Delta P_K$ . В такому разі активний опір визначається як :

$$r_1 = r'_2 = r'_3 = \frac{\Delta P_K \cdot U_H^2 \cdot 10^3}{2S_{НОМ}^2}, \text{ Ом} \quad (1.33)$$

При співвідношенні потужностей обмоток трансформатора 100/100/66,7 %  $r_1=r'_2$  знаходяться за виразом (1.33), а  $r'_3=1,5 r_1$ .

При співвідношенні потужностей обмоток трансформатора 100/66,7/66,7 % або іншому у паспорті буде наведено  $\Delta P_{K(1-2)}$ ;  $\Delta P_{K(1-3)}$ ;  $\Delta P_{K(2-3)}$  або  $\Delta P_{K(в-с)}$ ;  $\Delta P_{K(в-н)}$ ;  $\Delta P_{K(с-н)}$ , що є теж саме.

Втрати активної потужності у активному  $r_m$  опорі трансформатора залежить від струму та потужності навантаження  $I_2$  і  $S_2$ . Ці втрати дорівнюють:

$$\Delta P_{од} = 3I_2^2 r_T = \frac{S_2^2}{U_2^2} r_T. \quad (1.34)$$

Якщо у (1.34) підставити значення  $r_m$  з (1.17) та прийняти, що  $U_2 \approx U_H$  то маємо:

$$\Delta P_{од} = \frac{\Delta P_K S_2^2}{S_{НОМ}^2}. \quad (1.35)$$

Втрати реактивної потужності визначаються аналогічно

$$\Delta Q_{од} = 3I_2^2 x_T = \frac{S_2^2}{U_2^2} x_T = \frac{u_K \% S_2^2}{100S_{НОМ}}. \quad (1.36)$$

Приймаючи до уваги втрати потужності у колі намагнічування, втрати у двохобмотковому трансформаторі визначаються згідно з виразами

$$\Delta P_T = \Delta P_{o\delta} + \Delta P_X = \frac{\Delta P_K S_2^2}{S_{НОМ}^2} + \Delta P_X; \quad (1.37)$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{o\delta} + \Delta Q_X = \frac{u_K \% S_2^2}{100 S_{НОМ}} + \frac{I_X \% S_{НОМ}}{100}. \quad (1.38)$$

Якщо на підстанції з сумарним навантаженням  $S_2$  працює  $n$  однакових трансформаторів, то їх еквівалентні опори у  $n$  разів менші і дорівнюють  $r_m/n$ ;  $X_m/n$ , а провідності у  $n$  разів більші:  $nG_m$ ;  $nB_m$ . Тоді втрати потужності визначаються як:

$$\Delta P_T = \frac{1}{n} \frac{\Delta P_K S_2^2}{S_{НОМ}^2} + n \Delta P_X, \quad (1.39)$$

$$\Delta Q_T = \frac{1}{n} \frac{u_K \% S_2^2}{100 S_{НОМ}} + n \frac{I_X \% S_{НОМ}}{100}. \quad (1.40)$$

У триобмоткових трансформаторах та автотрансформаторах при визначенні втрат потужності треба брати до уваги навантаження кожної з обмоток, її опір та номінальну потужність

$$\Delta P_T = \frac{\Delta P_{K1} S_1^2}{S_{1НОМ}^2} + \frac{\Delta P_{K2} S_2^2}{S_{2НОМ}^2} + \frac{\Delta P_{K3} S_3^2}{S_{3НОМ}^2} + \Delta P_X, \quad (1.41)$$

$$\Delta Q_T = \frac{u_{K1} \% S_1^2}{100 S_{1НОМ}} + \frac{u_{K2} \% S_2^2}{100 S_{2НОМ}} + \frac{u_{K3} \% S_3^2}{100 S_{3НОМ}} + \frac{I_X \% S_{НОМ}}{100}, \quad (1.42)$$

де  $S_1$ ;  $S_2$ ;  $S_3$  — відповідно потужності навантаження обмоток вищої, середньої та низької напруг;

$S_{1НОМ}$ ;  $S_{2НОМ}$ ;  $S_{3НОМ}$  — відповідно номінальні потужності обмоток триобмоткового трансформатора або автотрансформатора.

### Приклад

На підстанції встановлено два трифазні трансформатори ТДЦ – 80000 / 110 (рис. 3.9).

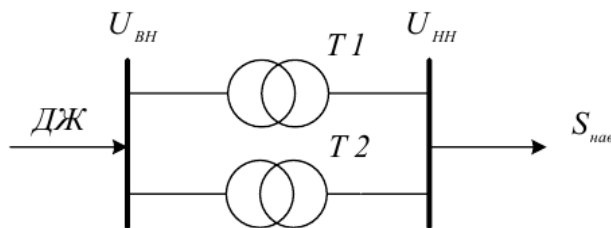


Рис. 3.9. Однолінійна схема підстанції

Паспортні дані кожного трансформатора:  $S_{НОМ} = 80 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $U_{ВН} = 121 \text{ кВ}$ ;  $U_{НН} = 10,5 \text{ кВ}$ ;  $u_{кВ-Н} = 10,5 \%$ ;  $\Delta P_K = 310 \text{ кВт}$ ;  $\Delta P_{н.х} = 70 \text{ кВт}$ ;  $I_{н.х} = 0,6 \%$ ;  $\Delta Q_{н.х} = 480 \text{ квар}$ .

Необхідно нарисувати заступну схему підстанції та обчислити її параметри.

**Розв'язання.**

У формули для розрахунку параметрів заступної схеми трансформатора підставляємо паспортні дані. Для паралельного з'єднання трансформаторів параметри заступної схеми: опори ділимо на два, оскільки вони однакові; провідності додаємо.

Заступна еквівалентна схема підстанції показана на рис. 3.10.

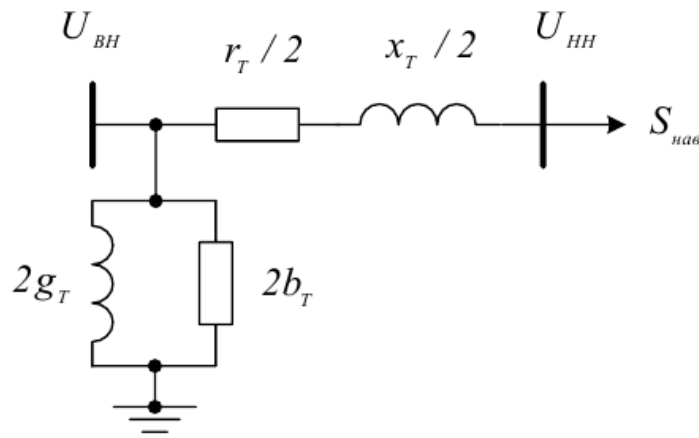


Рис. 3.10. Заступна еквівалентна схема підстанції

Параметри зводимо до обвитки ВН трансформаторів  $U_{ном} = U_{ВН}$ .

Поздовжні параметри заступної схеми трансформатора

$$r_T = \Delta P_{\kappa} \cdot 10^{-3} \frac{U_{ВН}^2}{S_{ном}^2} = 310 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{121^2}{80} = 0,709 \text{ Ом};$$

$$x_T = \frac{u_{\kappa} [\%]}{100} \frac{U_{ВН}^2}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{121^2}{80} = 19,216 \text{ Ом}.$$

Повний поздовжній опір обвиток заступної схеми трансформатора

$$\underline{Z}_T = r_T + jx_T = (0,709 + j19,216) \text{ Ом}.$$

Поперечні провідності заступної схеми трансформатора

$$b_T = \frac{I_{н.х} [\%] S_{ном}}{100 U_{ВН}^2} = \frac{0,6 \cdot 25}{100 \cdot 121^2} = 3,278 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$g_T = \frac{\Delta P_{н.х}}{U_{ВН}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{70}{121^2} \cdot 10^{-3} = 4,781 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Повна поперечна провідність заступної схеми трансформатора

$$\underline{Y}_T = g_T - jb_T = (4,781 \cdot 10^{-6} - j3,278 \cdot 10^{-5}) \text{ См}.$$

## 1.4. Схеми заміщення споживачів енергії.

У мережах до 1 кВ використовується модель навантаження у вигляді незмінного струму  $I_{\text{нав}} = \text{const}$ , а для освітлювання та електрпечей  $Y_{\text{ш}} = \text{const}$ . Це є найпростіші моделі, які вносять досить значні помилки при розрахунках. Але такі помилки допустимі при рішенні ряду задач у мережах до 1 кВ. У мережах більше 1 кВ використовують наступні моделі):

- $S_{\text{нав}} = P + jQ = \text{const}$ , що допустимо при проектних розрахунках ustalених режимів електричних мереж для споживачів електроенергії, для яких потрібно забезпечити малі відхилення напруги від номінального значення);
- $R_{\text{нав}} + jX_{\text{нав}} = \text{const}$  (такий спосіб еквівалентний завданню статичних характеристик навантаження у вигляді квадратичних залежностей від напруги);
- статичних залежностей активного і реактивного навантаження від частоти та напруги змінного струму.



## 1.5. Схеми заміщення джерел енергії.

Використовуються такі моделі заміщення джерел енергії:

- генератори, які не мають регуляторів напруги, електричні станції малої потужності та при виконанні оціночних розрахунків  $P_{\text{Г}} = \text{const}$  и  $Q_{\text{Г}} = \text{const}$ ;
- якщо є регулятори та при уточнених розрахунках  $U = \text{const}$ , якщо  $Q_{\text{мін}} < Q < Q_{\text{макс}}$ ;  $P_{\text{Г}} = \text{const}$ ;  $U = \text{var}$ , якщо  $Q = Q_{\text{мін}}$  чи  $Q = Q_{\text{макс}}$ .

Напруга джерела живлення постійна, поки не вичерпано діапазон реактивної потужності генератора.

Питання для самоперевірки

1. Поздовжні параметри схем заміщення повітряних і кабельних ліній.
2. Поперечні параметри схем заміщення повітряних і кабельних ліній.
3. Параметри схем заміщення двообмоткових трансформаторів і автотрансформаторів.
4. Параметри схем заміщення багатообмоткових трансформаторів і автотрансформаторів.
5. Параметри схем заміщення споживачів енергії.
6. Параметри схем заміщення джерел енергії.

# ЗМІСТОВИЙ МОДУЛЬ 2. РОЗРАХУНОК ТА КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ, ОСНОВИ ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

## ТЕМА 1. РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ РОЗІМКНУТИХ ТА ПРОСТИХ ЗАМКНУТИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

### ПЛАН

- 1.1 Загальні положення і мета розрахунку усталених режимів.
- 1.2 Спад напруги та його складові. Втрати напруги.
- 1.3 Розрахунок усталеного режиму лінії з навантаженням в кінці лінії.
- 1.4 Розрахунок сталих режимів роботи розімкнених електричних мереж.
- 1.5 Розрахунок усталених режимів простих замкнених мереж.

### 1.1 Загальні положення і мета розрахунку усталених режимів

Основною метою розрахунку режиму електричної мережі є визначення параметрів режиму: напруг у вузлах, струмів, потужностей на всіх ділянках мережі. Параметри режиму мережі в процесі її експлуатації неперервно змінюються, тому що мають місце неперервні зміни навантаження. Може змінюватися і сама схема мережі внаслідок вимкнення окремих елементів. Вихідними даними для розрахунку служать схема електричних сполучень мережі, параметри її елементів, навантаження споживачів, значення напруг джерел живлення. Виділяють такі основні експлуатаційні режими:

- режим максимального навантаження;
- режим мінімального навантаження;
- режим максимального навантаження для післяаварійного стану мережі.

При симетричних синусоїдальних режимах роботи трифазних електричних мереж мають місце однакові значення параметрів режиму окремих фаз і синусоїдальна форма кривої струмів і напруг. В цих умовах значення повної потужності для трифазної мережі визначається за формулою

$$\underline{S} = \sqrt{3} \underline{U} \star \underline{I}$$

Якщо задана потужність навантаження для якогось вузла і мережі, то струм навантаження

$$\underline{I} = \frac{\underline{S}}{\sqrt{3} \underline{U}}$$

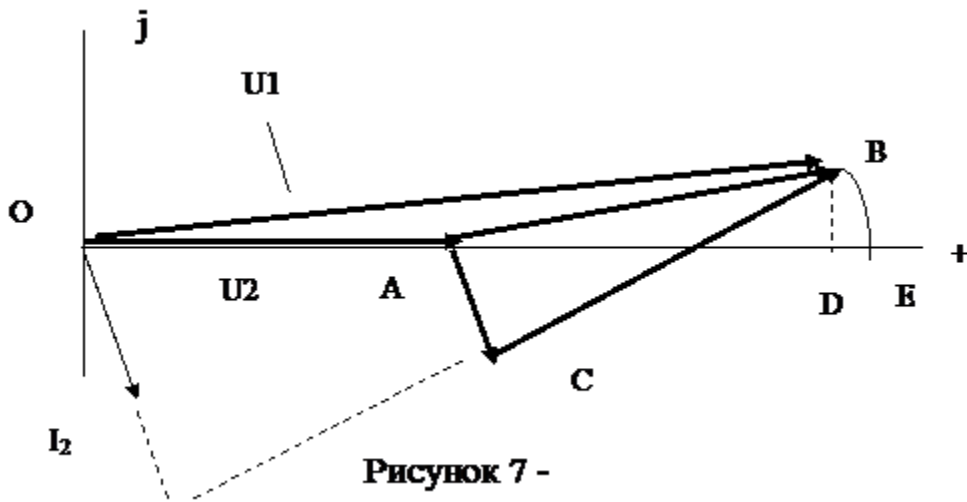
Струм може бути розрахований тоді, коли відома напруга на затискачах навантаження. Ця обставина не дозволяє безпосередньо використовувати закони Кірхгофа для однозначного рішення задачі розрахунку режиму мережі. Тому

практичне застосування одержав метод послідовних наближень (ітераційний метод послідовних наближень). Цей метод передбачає розв'язання задачі до тих пір, поки результати наступних наближень не будуть з заданою точністю відрізнятися від результатів попередніх.

При розрахунках симетричних режимів трифазних мереж можна розглядати тільки одну фазу і будувати векторні діаграми струмів і фазних напруг, а потім переходити до міжфазних напруг.

## 1.2 Спад напруги та його складові. Втрати напруги

Розглянемо це питання за допомогою векторної діаграми лінії напругою 35 кВ з активно-індуктивним навантаженням (рис. 7).



Під спадом напруги розуміють геометричну різницю векторів напруги на початку та кінці лінії, тобто  $\Delta U = U_1 - U_2$ . Вектор АВ – спад напруги. АД – повздовжня складова спаду напруги. ВD – поперечна складова спаду напруги. Поперечну складову не враховують при визначенні модуля напруги:

- в кінці лінії, якщо відома напруга на початку  $U_2 = U_1 - \Delta U$ . У даному випадку повздовжня складова спаду напруги визначається по даним початку, тобто

$$\Delta U' = \frac{P'_{1-2} * R_{1-2} + Q'_{1-2} * X_{1-2}}{U_1};$$

- на початку лінії, якщо відома напруга в кінці лінії  $U_1 = U_2 + \Delta U'$ . У даному випадку повздовжня складова спаду напруги визначається по даним кінця, тобто

$$\Delta U' = \frac{P_{1-2}' * R_{1-2} + Q_{1-2}' * X_{1-2}}{U_2} .$$

Якщо розглянути векторну діаграму, то цілком очевидно, що неврахування поперечної складової спаду напруги обумовлене не тим, що вона менша за повздовжню складову, а з тим, що кут між векторами  $U_1$  і  $U_2$  незначний і неврахування поперечної складової при визначенні напруги у вузлі 2 по значенню вузла 1 і навпаки не приводить до значної помилки. Найдти кут між векторами  $U_1$  і  $U_2$  неможливо без урахування поперечної складової спаду напруги.

Втрата напруги в лінії дорівнює алгебраїчній різниці напруги на початку та в кінці лінії. Якщо повернути вектор  $OB$  на ось дійсних величин (це не проекція), то вектор  $AE$  і є алгебраїчної різницею напруг, тобто це і є втрата напруги у лінії.

Слід зауважити, що повздовжня складова спаду напруги близька до втрат напруги.

### 1.3 Розрахунок усталеного режиму лінії з навантаженням в кінці лінії

Розглянемо повітряну лінію напругою 35 кВ з навантаженням (рис. 1), розрахункова схема якої зображена на рис. 2.

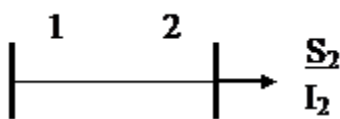


Рисунок 1

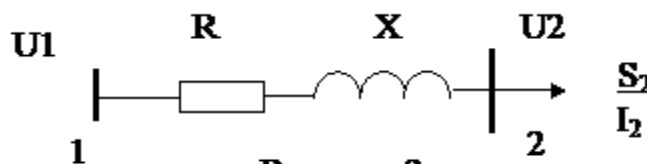
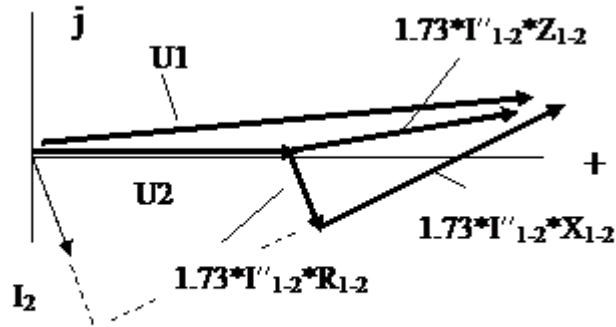


Рисунок 2

Припустимо, що відомі напруга в кінці лінії, струм та кут  $j_2$  при активно-індуктивному навантаженні. Треба визначити напругу на початку лінії. Вирішимо задачу за допомогою векторної діаграми (рис. 3).



**Рисунок 3 – Векторна діаграма напруг і струмів**

Позначимо:  $R_{1-2} = R_{л}$ ,  $X_{1-2} = X_{л}$ ,  $Z_{1-2} = Z_{л}$ ,  $\Gamma''_{1-2}$ ,  $S''_{1-2}$  – струм та потужність в кінці лінії,  $\Gamma_{1-2}$ ,  $S_{1-2}$  – струм та потужність на початку лінії. Відповідно з першим законом Кірхгофа для вузла 2 заступної схеми (рис. 2) маємо:  $\Gamma''_{1-2} = I_2$ ,  $S''_{1-2} = S_2$ .

Побудуємо діаграму (рис. 3):

1. Суміщаємо вектор  $U_2$  з віссю дійсних величин і під кутом  $j2$  відкладаємо вектор струму  $I_2$  ( $\Gamma''_{1-2}$ ).
2. Будуємо трикутник спаду напруги в лінії. Вектор падіння напруги від струму на активному опорі має напрям вектору струму і тому відкладаємо його з кінця вектору  $U_2$  паралельно вектору струму.

Вектор спаду напруги в індуктивному опорі має напрям перпендикулярно вектору струму і опереджає його. Тому і відкладаємо його таким чином. Якщо з'єднати початок координат з вершиною трикутника, то знайдемо вектор напруги на початку лінії.

Знайдемо формули для розрахунку потужності та напруги на початку лінії за умов, коли відомі значення для кінця лінії.

Спад напруги на опорі  $Z_{1-2}$  визначається як геометрична різниця векторів напруг на початку і у кінці лінії:

$$\Delta \dot{U}_{1-2} = \dot{U}_1 - \dot{U}_2 = \sqrt{3} I''_{1-2} * Z_{1-2}. \quad (1)$$

Струм визначимо за формулою



$$I_{1-2}'' = \frac{S_{1-2}''}{\sqrt{3}U_2}$$

З урахуванням в (1) виразу для струму маємо

$$\Delta \dot{U}_{1-2} = \frac{S_{1-2}''}{\dot{U}_2} * Z_{1-2} = \frac{(P_{1-2}'' - jQ_{1-2}'')}{\dot{U}_2} * (R_{1-2} + jX_{1-2}). \quad (2)$$

Виконаємо перетворення виразу (2)

$$\Delta \dot{U}_{1-2} = \frac{P_{1-2}'' * R_{1-2} + Q_{1-2}'' * X_{1-2} + j(P_{1-2}'' * X_{1-2} - Q_{1-2}'' * R_{1-2})}{U_2}. \quad (3)$$

Спад напруги на комплексному опорі запишемо у наступному виді

$$\Delta \dot{U}_{1-2} = \Delta U'_{1-2} + j\Delta U''_{1-2}, \quad (4)$$

де  $\Delta U'_{1-2}$  – поздовжня складова спаду напруги;  $\Delta U''_{1-2}$  – поперечна складова спаду напруги.

Згідно з (3) і (4) маємо вирази для розрахунку:  
- поздовжньої складової спаду напруги

$$\Delta U'_{1-2} = \frac{P_{1-2}'' * R_{1-2} + Q_{1-2}'' * X_{1-2}}{U_2};$$

- поперечної складової спаду напруги

$$\Delta U''_{1-2} = \frac{P_{1-2}'' * X_{1-2} - Q_{1-2}'' * R_{1-2}}{U_2};$$

- напруги на початку лінії

$$\dot{U}_1 = U_2 + \Delta U'_{1-2} + j\Delta U''_{1-2},$$

- втрат потужності у лінії

$$\underline{\Delta S}_{1-2} = \frac{(P'_{1-2})^2 + (Q'_{1-2})^2}{U_2^2} * (R_{1-2} + jX_{1-2}),$$

- потужності на початку лінії

$$\underline{S}'_{1-2} = \underline{S}''_{1-2} + \underline{\Delta S}_{1-2}.$$

Подібним чином виводяться формули для розрахунку потужності та напруги на кінці лінії за умов, коли відомі значення для початку лінії:

- поздовжня складова

$$\Delta U'_{1-2} = \frac{P'_{1-2} * R_{1-2} + Q'_{1-2} * X_{1-2}}{U_1};$$

- поперечна складова спаду напруги

$$\Delta U''_{1-2} = \frac{P'_{1-2} * X_{1-2} - Q'_{1-2} * R_{1-2}}{U_1};$$

- напруги на кінці лінії

$$\dot{U}_2 = U_1 - \Delta U'_{1-2} - j\Delta U''_{1-2},$$

- втрат потужності у лінії

$$\underline{\Delta S}_{1-2} = \frac{(P'_{1-2})^2 + (Q'_{1-2})^2}{U_1^2} * (R_{1-2} + jX_{1-2}),$$

- потужності у кінці лінії

$$\underline{S}''_{1-2} = \underline{S}'_{1-2} - \underline{\Delta S}_{1-2}.$$

Таким чином існують формули для розрахунку по даним кінця лінії та формули для розрахунку по даним початку лінії. Вихідні дані при вирішенні задач експлуатації мають вигляд: відома

напряга на початку лінії, відоме навантаження для кінця лінії, тобто  $U_1, S''_{1-2}$ .  
У такому разі значення  $U_2$  витікає із рішення рівнянь:

$$U_1 = U_2 + \frac{P'_{1-2} * R_{1-2} + Q'_{1-2} * X_{1-2}}{U_2} + j \frac{P'_{1-2} * X_{1-2} - Q'_{1-2} * R_{1-2}}{U_2} .$$

Дозволяється поперечну складову спаду напруги не враховувати. При цьому допущенні маємо:

$$U_1 = U_2 + \frac{P'_{1-2} * R_{1-2} + Q'_{1-2} * X_{1-2}}{U_2} . \quad (5)$$

Значення напруги у кінці лінії знаходимо рішенням квадратного рівняння, яке виникає після перетворення (5):

$$U_2^2 - U_1 * U_2 + P'_{1-2} * R_{1-2} + Q'_{1-2} * X_{1-2} = 0 . \quad (6)$$

Рішення (6) дає нам значення  $U_2$ . Після цього знайдемо втрати потужності у лінії та потужність на початку лінії:

$$\Delta S_{1-2} = \frac{(R'_{1-2})^2 + (Q'_{1-2})^2}{U_2^2} * (R_{1-2} + jX_{1-2}),$$

$$S'_{1-2} = S''_{1-2} + \Delta S_{1-2} .$$

При розрахунках ліній 110 кв і вище необхідно при визначенні потужності в кінці лінії урахувати не тільки потужність споживача, а й зарядну потужність лінії (рис. 4-5). На підставі першого закону Кірхгофа визначається потужність в кінці лінії:

$$S''_{1-2} = S_2 - jQ_{зар}/2 ,$$

а далі виконуємо розрахунок по наведеним виразам.

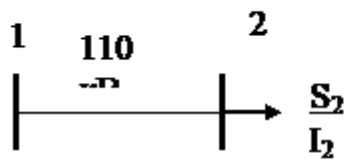


Рисунок 4

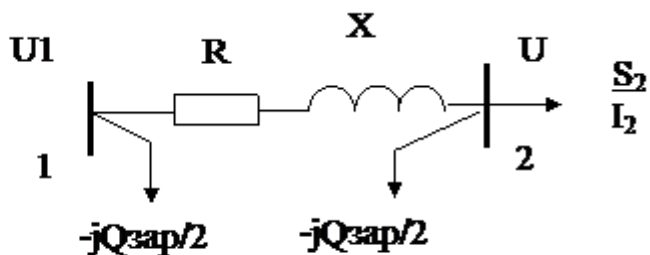


Рисунок 5

Коли у вузлі 2 є компенсуючі пристрої, то і їх потужність треба ураховувати при визначенні  $S''_{1-2}$ .

Аналітичне рішення можливе тільки для схеми ліній з навантаженням. Розрахунок усталеного режиму більш складних схем, наприклад магістральних мереж (рис. 6), виконується ітераційним засобом.

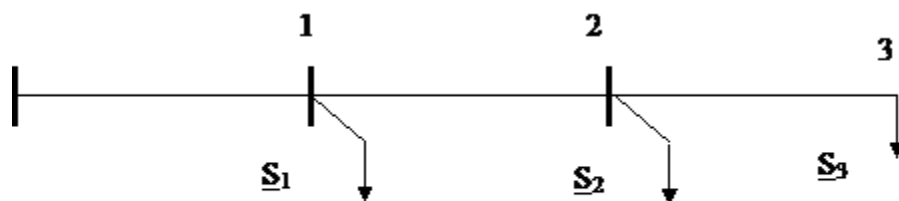


Рисунок 6

#### 1.4 Розрахунок сталих режимів роботи розімкнених електричних мереж.

Вхідні дані для розрахунку сталого режиму роботи мережі наступні:

- схема з'єднань елементів, параметри елементів мережі;
- потужності навантажень споживачів;

- значення напруги в одному з вузлів мережі. Цей вузол називають опорним по нарузі.

Задача розрахунку сталого режиму полягає в більшості випадків у визначенні режимних параметрів мережі: значення напруг у всіх вузлах (на всіх шинах), потужностей у всіх гілках. Електричну систему будь-якої складності при розрахунках представляють відповідною схемою заміщення. Схема заміщення складається з схем заміщення елементів, які є в електричній мережі, що розглядається. Вибір різновиду схеми заміщення елемента залежить від мети розрахунку, класу напруги мережі. Ці схеми заміщення окремих елементів сполучаються між собою згідно з схемою

електричної мережі. Параметри схеми заміщення визначаються за каталожним даними елементів мережі. Існують традиційні (без ПЕОМ) методи розрахунку і класичні методи, які реалізовані в програмах розрахунку аналізу режимів електричної мережі на ПЕОМ.

Розрахунок сталого режиму роботи електричної мережі без ПЕОМ складається з наступних етапів:

1. Розробка схем заміщення: вихідної, з приведеними навантаженнями, з розрахунковими навантаженнями і визначення параметрів цих схем заміщення.

2. Розрахунок поточкорозподілу в розрахунковій схемі заміщення. Виконується при переміщенні від периферійних вузлів до джерела живлення. При цьому на кожній ділянці мережі використовуються значення потужностей в кінці гілки, напруга в кінцевому вузлі гілки. На першій (нульовій) ітерації розрахунку в задаються напругами у вузлах мережі. Рекомендуються приймати їх рівними номінальній напрузі мережі. На наступних ітераціях використовуються значення напруг попередньої ітерації розрахунку.

3. Розрахунок напруг у вузлах мережі. При цьому переміщуються від джерела живлення до периферійних вузлів. Розрахунок напруги в кінці гілки виконують по потужностях на початку гілки і по напруги у вузлі початку гілки.

4. Перевіряють виконання критерію закінчення розрахунку. При невиконанні критерію переходять до чергової ітерації розрахунку. Кожна ітерація включає в себе етапи 2-4.

### **1.5 Розрахунок усталених режимів простих замкнених мереж**

При розрахунках усталених режимів (УР) замкнених електричних мереж на підставі електричної схеми мережі складають схеми заміщення (вихідну, з приведеними і розрахунковими навантаженнями) по тим же правилам, які були викладені в лекціях по розрахунку режимів розімкнених мереж. Цьому при розгляді методики розрахунку режиму роботи замкненої електричної мережі починаємо з схеми заміщення з розрахунковими навантаженнями. До простих замкнених мереж відносяться кільцеві (рис. 1) і з двостороннім живленням (рис. 2) мережі.

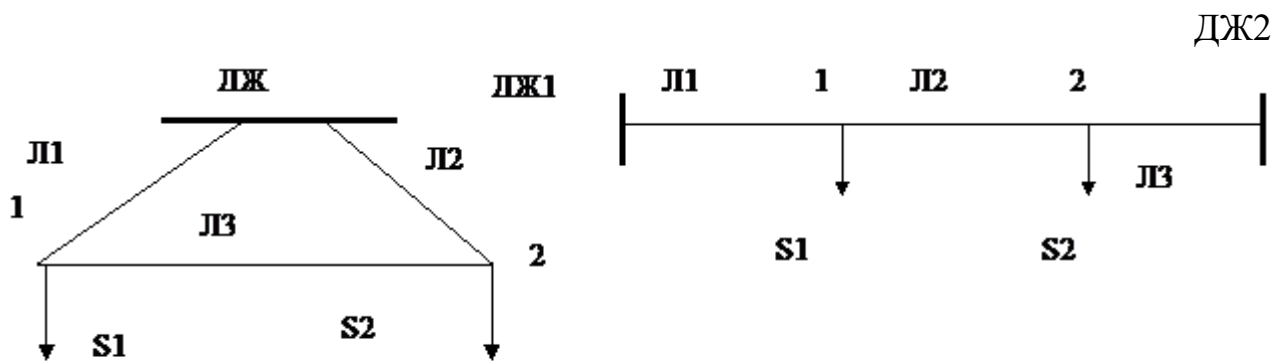
Кільцеву мережу можливо представити як мережу з двостороннім живленням з однаковими значеннями напруги джерел живлення, якщо розрізати її у вузлі джерела живлення. Переваги замкнених мереж:

- підвищена надійність електропостачання;
- сглажування коливань напруги у мережі;
- очікувалось, що втрати енергії у замкненій мережі будуть меншими, що виконується не завжди.

Недоліки:

- складність експлуатації, більш складний релейний захист;
- підвищення вартості;
- необхідність розробки і втілення заходів щодо підвищення економічності роботи (усування зрівняльних потужностей та пов'язаннях з нею додаткових втрат потужностей та енергії в мережах).

Розглянемо процес виводу основних співвідношень для визначення потужностей на головних ділянках мережі на прикладі схеми заміщення з розрахунковими навантаженнями (рис. 3). Головні ділянки – це ділянки, які зв'язані з джерелами живлення.



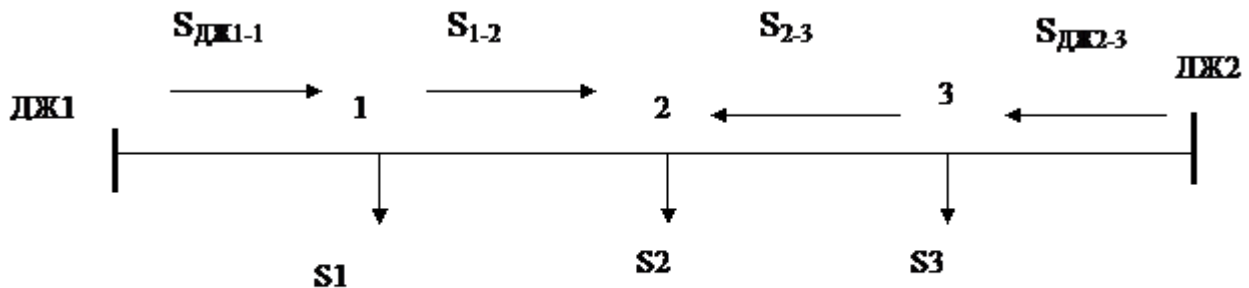
**Рисунок 2-3 двостороннім живленням**

При виводі основних співвідношень приймаємо припущення, які дозволяють спростити вивід:

- не урахуємо втрати потужностей на ділянках мережі;
- струми на ділянках визначаються через номінальну напругу мережі

Уном;

- відомий напрямок потужностей на ділянках мережі (згідно зі стрілками на рисунку). Нагадаємо, що відомі напруги джерел живлення, опори ділянок схеми заміщення і розрахункові потужності вузлів.



**Рисунок 3 – Розрахункова схема заміщення замкненої мережі**

На підставі другого закону Кірхгофа запишемо рівняння для замкнутого кола з урахуванням напрямку потужностей на ділянках:

$$\Delta \bar{U}_{\text{ДЖ1-ДЖ2}} = \sqrt{3} \bar{I}_{\text{ДЖ1-1}} * \bar{Z}_{\text{ДЖ1-1}} + \sqrt{3} \bar{I}_{1-2} * \bar{Z}_{1-2} - \sqrt{3} \bar{I}_{2-3} * \bar{Z}_{2-3} - \sqrt{3} \bar{I}_{\text{ДЖ2-3}} * \bar{Z}_{\text{ДЖ2-3}} = 0. \quad (1)$$

Тому що напруги джерел живлення рівні, то в правій частині рівняння маємо нульове значення.

Струм визначається згідно рівнянню:

$$\bar{I} = \frac{\bar{S}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}}}$$

де  $\bar{S}$  - спряжений комплекс потужності. Якщо урахуємо вираз для струму в (1), маємо співвідношення в формі:

$$\Delta \bar{U}_{\text{ДЖ1-ДЖ2}} = \frac{\bar{S}_{\text{ДЖ1-1}}}{U_{\text{НОМ}}} * \bar{Z}_{\text{ДЖ1-1}} + \frac{\bar{S}_{1-2}}{U_{\text{НОМ}}} * \bar{Z}_{1-2} - \bar{S}_{2-3} * \bar{Z}_{2-3} - \bar{S}_{\text{ДЖ2-3}} * \bar{Z}_{\text{ДЖ2-3}} = 0. \quad (2)$$

Співвідношення (2) можливо спростити і записати у слідую чому вигляді (після множення лівої і правої частин рівняння на  $U_{\text{НОМ}}$ ):

$$\bar{S}_{\text{ДЖ1-1}} * \bar{Z}_{\text{ДЖ1-1}} + \bar{S}_{1-2} * \bar{Z}_{1-2} - \bar{S}_{2-3} * \bar{Z}_{2-3} - \bar{S}_{\text{ДЖ2-3}} * \bar{Z}_{\text{ДЖ2-3}} = 0. \quad (3)$$

Згадаємо, що вихідними даними для розрахунку є потужності в вузлах. В (3) число невідомих значне (невідомі потужності на ділянках мережі). Запишемо потужності на ділянках через потужність на одній головній ділянці і розрахункові потужності в вузлах:

$$\begin{aligned} \bar{S}_{1-2} &= \bar{S}_{\text{ДЖ1-1}} - \bar{S}_1, \\ \bar{S}_{2-3} &= \bar{S}_1 + \bar{S}_2 - \bar{S}_{\text{ДЖ1-1}}, \\ \bar{S}_{\text{ДЖ2-3}} &= \bar{S}_1 + \bar{S}_2 + \bar{S}_3 - \bar{S}_{\text{ДЖ1-1}}. \end{aligned} \quad (4)$$

З урахуванням співвідношень (4) в рівнянні (3) маємо:

$$\bar{S}_{\text{ДЖ1-1}} * \bar{Z}_{\text{ДЖ1-1}} + (\bar{S}_{\text{ДЖ1-1}} - \bar{S}_1) * \bar{Z}_{1-2} - (\bar{S}_1 + \bar{S}_2 - \bar{S}_{\text{ДЖ1-1}}) * \bar{Z}_{2-3} - (\bar{S}_1 + \bar{S}_2 + \bar{S}_3 - \bar{S}_{\text{ДЖ1-1}}) * \bar{Z}_{\text{ДЖ2-3}} = 0. \quad (5)$$

Після всіх перетворень в рівнянні (5) невідомою є тільки потужність на головній ділянці ДЖ-1:

Наслідком рішення рівняння (5) відносно потужності на ділянці ДЖ1-1 є слідуєчий вираз:

$$\tilde{S}_{\text{ДЖ1-1}} = \frac{\tilde{S}_1 * (\tilde{Z}_{1-2} + \tilde{Z}_{2-3} + \tilde{Z}_{\text{ДЖ2-3}}) + \tilde{S}_2 * (\tilde{Z}_{2-3} + \tilde{Z}_{\text{ДЖ2-3}}) + \tilde{S}_3 * \tilde{Z}_{\text{ДЖ2-3}}}{\tilde{Z}_{\text{ДЖ1-1}} + \tilde{Z}_{1-2} + \tilde{Z}_{2-3} + \tilde{Z}_{\text{ДЖ2-3}}} \quad (6)$$

З метою зручності візьмемо спряжений комплекс для виразу (6) і маємо:

$$\dot{S}_{\text{ДЖ1-1}} = \frac{\dot{S}_1 * (\tilde{Z}_{1-2} + \tilde{Z}_{2-3} + \tilde{Z}_{\text{ДЖ2-3}}) + \dot{S}_2 * (\tilde{Z}_{2-3} + \tilde{Z}_{\text{ДЖ2-3}}) + \dot{S}_3 * \tilde{Z}_{\text{ДЖ2-3}}}{\tilde{Z}_{\text{ДЖ1-1}} + \tilde{Z}_{1-2} + \tilde{Z}_{2-3} + \tilde{Z}_{\text{ДЖ2-3}}} \quad (7)$$

Таким же чином може бути знайдено вираз щодо розрахунку потужності на другій головній ділянці ДЖ2-3:

$$\dot{S}_{\text{ДЖ2-3}} = \frac{\dot{S}_2 * (\tilde{Z}_{1-2} + \tilde{Z}_{2-3} + \tilde{Z}_{\text{ДЖ1-2}}) + \dot{S}_3 * (\tilde{Z}_{2-3} + \tilde{Z}_{\text{ДЖ1-2}}) + \dot{S}_1 * \tilde{Z}_{\text{ДЖ1-2}}}{\tilde{Z}_{\text{ДЖ1-1}} + \tilde{Z}_{1-2} + \tilde{Z}_{2-3} + \tilde{Z}_{\text{ДЖ2-3}}} \quad (8)$$

При любій кількості вузлів в розрахунковій схемі заміщення співвідношення мають вигляд:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{ДЖ1-1}} &= \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i * \tilde{Z}_{\text{ДЖ2-i}}}{\tilde{Z}_{\text{ДЖ1-ДЖ2}}} , \\ \dot{S}_{\text{ДЖ2-n}} &= \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i * \tilde{Z}_{\text{ДЖ1-i}}}{\tilde{Z}_{\text{ДЖ1-ДЖ2}}} , \end{aligned} \quad (9)$$

де  $\dot{S}_i$  - розрахункова потужність в і-том вузлі;  $\tilde{Z}_{\text{ДЖ2-i}}$  - сумарний спряжений опір від другого джерела живлення до і-того вузла;  $\tilde{Z}_{\text{ДЖ1-i}}$  - сумарний спряжений опір від першого джерела живлення до і-того вузла;  $\tilde{Z}_{\text{ДЖ1-ДЖ2}}$  - сумарний спряжений опір між джерелами живлення; n-число вузлів.

Подальше, використовуючи перший закон Кірхгофа, визначимо потужності на інших ділянках. Таким чином виконується розрахунок попереднього поточкорозподілу у замкнутій електричній мережі.

На слідуючому етапі розрахунку визначаємо вузол розрахункової схеми заміщення, який є вузлом поточкорозділу. Це вузол, до якого потужності приходять з двох сторін. На рис. 3 таким вузлом є вузол 2. В наведеній схемі в вузлі 2 співпали вузли поточкорозділу як по активній потужності (позначається  $\blacktriangledown$ ), так і по реактивній (позначається  $\blacktriangledown$ ).

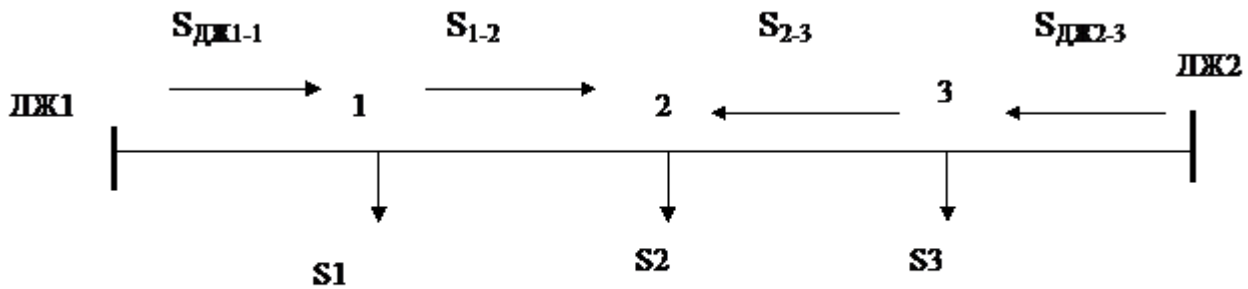
Можлива ситуація, коли після попереднього поточкорозподілу виникає ситуація, що у схемі є два вузла поточкоподілу. Наприклад, в вузлі 1 по активній потужності, а в вузлі 2-по реактивній. Розглянемо подальший розрахунок УР замкненої мережі для випадку, коли має



місце один вузол поторозділу після виконання попереднього поточкорозподілу (рис. 4):

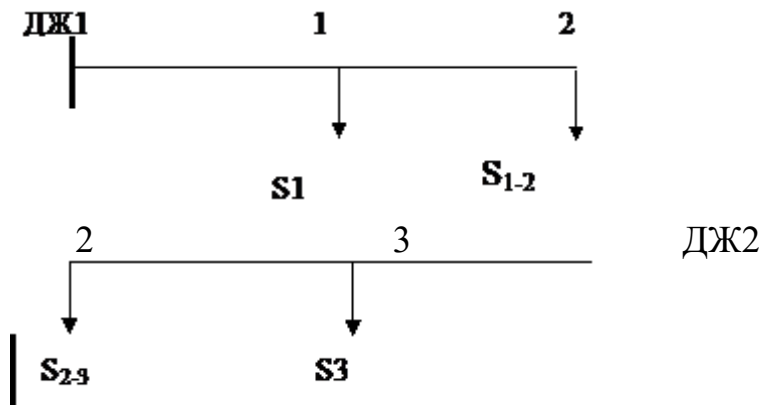
1. Навантаження вузла у місці поточкорозділу розбивають на дві складові відповідно з потоками потужностей по ділянках що є сусідніми. Зверніть увагу, що навантаження вузла розподіляється не довільним чином, не розподіляється на дві рівні частини, а виділяються дві потужності по наслідкам розрахунку попереднього поточкорозподілу. Так, навантаження вузла 2  $S_2$  (рис. 4) змінюється потужностями  $S_{1-2}$  и  $S_{2-3}$ .

2. Замкнену електричну мережу умовно ділять у вузлі поточкорозділу на дві



**Рисунок 3 – Розрахункова схема заміщення замкненої мережі**

розімкнені (рис. 4). Нагадуємо, що навантаження периферійних вузлів це потужності на сїмжних ділянках.



**Рисунок 4 – Дві розімкнені мережі після умовного ділення замкненої в вузлі 2**

3. Подальшій розрахунок виконується для двох розімкнених мереж почергово. Нагадуємо, що кожна ітерація розрахунку складається з урахуванням втрат потужностей на ділянках і етапу розрахунку напруг в вузлах.

Напруги в точці поточкорозділа (на рис. 3 і рис. 4 це вузол 2) будуть розраховані два рази, тому що цей вузол належить цим двом розімкненим мережам. Кінцева напруга у вузлі поточкорозділу приймається як середнє найдених значень.

Розглянемо подальший розрахунок усталеного режиму для випадку, коли після розрахунку попереднього поточкорозподілу маємо два вузли поторозподілу (рис.

5, в одному вузлі по активній потужності, а у другому, не обов'язково сусідньому, вузлі по реактивній потужності):

1. Визначаємо втрати потужності між вузлами, в яких розташовані точки поточкорозподілу (по активній потужності це вузол 2, рис. 5; по реактивній це вузол 3, рис. 5).

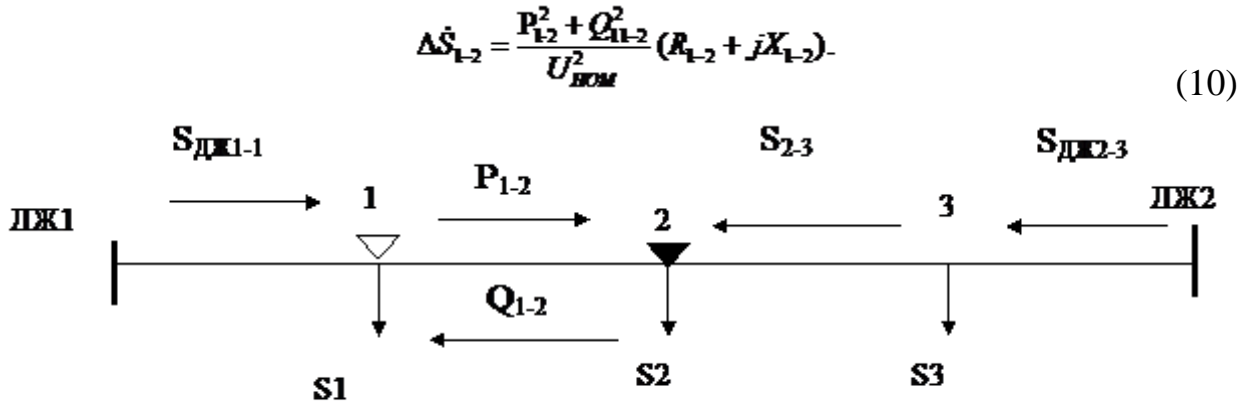


Рисунок 5 – Схема з наслідками розрахунку попереднього поточкорозподілу

2. Умовно поділяємо замкнену мережу на дві розімкнені, не враховуючи частину мережі між вузлами поточкорозподілу (для мережі що розглядається це ділянка 1-2). Таким чином, як наслідок маємо дві розімкнені мережі. Особливу увагу слід звернути на визначення значень потужностей в периферійних вузлах розімкнених мереж. До потужностей діляниць суміжних з тими що виключають додаються втрати потужностей між вузлами поточкорозподілу згідно з напрямками активної і реактивної потужностей на частині схеми між точками поточкорозподілу. Дозволяється не урахувувати вказані втрати потужностей. Схеми наведені на рис. 6.

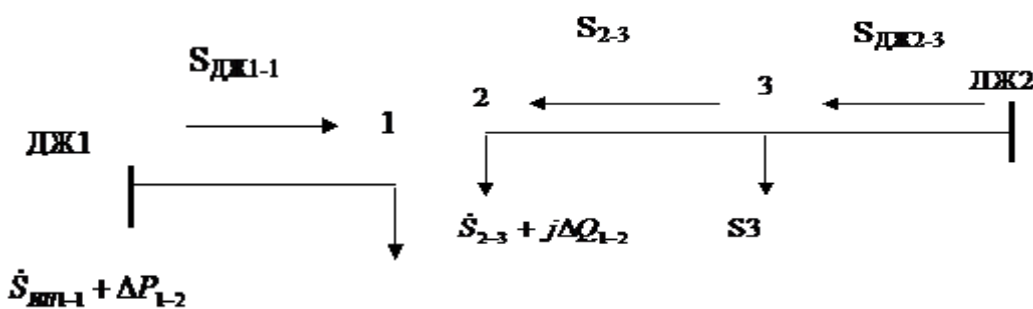


Рисунок 6

3. Подальший розрахунок виконується так, як для розімкнених мереж почергово для двох мереж. Нагадуємо, що кожна ітерація розрахунку складається із етапу розрахунку поточкорозподілу з урахуванням втрат потужності на ділянках і етапу розрахунку напруг в вузлах.

1. Визначення параметрів режиму лінії електропередачі навантаженням аналітичним методом.
2. Спад напруги та його складові.
3. Втрати напруги.
4. Векторні діаграми при різних навантаженнях лінії.
5. Порядок розрахунку сталого режиму магістральної мережі.
6. Порядок розрахунку сталого режиму розгалуженої мережі одного рівня номінальної напруги.
7. Порядок розрахунку сталого режиму розгалуженої мережі розгалуженої мережі декількох номінальних напруг.
8. Порядок розрахунку усталеного режиму мережі з двостороннім живленням при однакових значеннях напруг джерел живлення.
9. Порядок розрахунку усталеного режиму мережі з двостороннім живленням при різних значеннях напруг джерел живлення.

## ТЕМА 2. МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ ТА АНАЛІЗУ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

### ПЛАН

- 1.1 Поняття про час максимального навантаження і час максимальних втрат.
- 1.2 Методи розрахунку втрат електроенергії.
- 1.3 Структура втрат електроенергії.

#### 1.1 Поняття про час максимального навантаження і час максимальних втрат

Втрати електроенергії в елементах мережі визначаються шляхом перемноження втрат потужності на термін включення елементів. Як відомо, потужність навантаження змінюється, а протягом доби може змінюватися у широких межах. Достатньо повну інформацію дають графіки зміни навантаження. Характерні добові графіки зміни електричного навантаження підприємств різних галузей промисловості наведені у технічній літературі. Виділяють основні експлуатаційні режими – максимального в мінімального навантажень. У режимі максимального навантаження мають місце максимальні втрати напруги і потужності в елементах мережі.

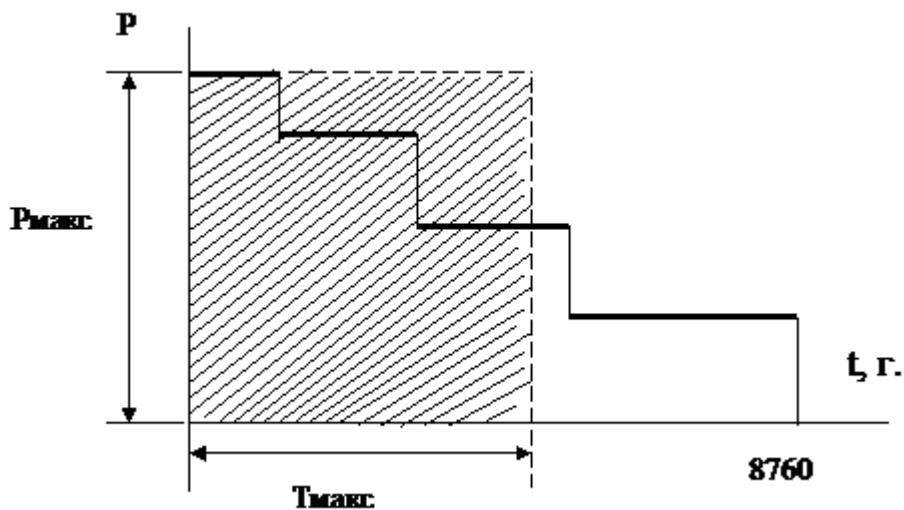


Рисунок 1

За добовими графіками можуть бути отримані річні графіки довготривалості в навантаження (рис. 1). Вони становлять собою діаграми із значенням потужності, що постійно зменшується. Кожному із цих значень відповідає час, коли певна потужність потрібна споживачу протягом року.

Добовий і річний графіки довго тривалості навантаження дозволяють визначити електроенергію, яку отримує споживач відповідно за добу і за рік:

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

Якщо крива графіка навантаження змінюється плавно, то електроенергія, яка отримується споживачем за час  $t$ , визначається при інтегруванні виразу

$$W = \int_0^t P(t) dt \quad (2)$$

Вирази (1) та (2) характеризують площу, яка обмежена осями координат і графіком навантаження. Обчислити цю площу просто, якщо графік навантажень має вид ступінчатої лінії. Графіки навантаження зручно характеризувати показником, який називається часом використання максимального навантаження  $T_{\max}$ . Під часом використання максимального навантаження слід розуміти такий умовний час, протягом якого споживач, працюючи постійно з максимальним навантаженням, отримав би із мережі таку ж кількість електроенергії, яку він отримав за рік при роботі за змінним дійсним графіком навантаження. Отже, площа, обмежена дійсним графіком навантаження, дорівнює площі прямокутника, ордината якого  $P_{\max}$ , а абсциса  $T_{\max}$ .

$$T_{\max} = \frac{\int_0^{8760} P(t) dt}{P_{\max}} \approx \frac{\sum_{i=1}^n P_i t_i}{P_{\max}} = \frac{W_{\text{рік}}}{P_{\max}} \quad (3)$$

Подібно, під часом максимальних втрат слід розуміти такий умовний час, протягом якого споживач, працюючи постійно з максимальними втратами  $DP_{\max}$ , мав би такі втрати енергії, як у дійсності працюючи по графіку навантажень.

Згідно з рис. 2 втрати електроенергії відповідають площі, яку можливо визначити

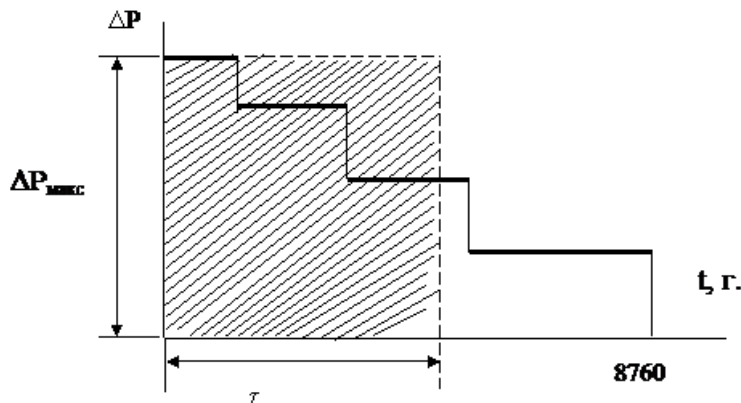


Рисунок 2

$$\tau = \frac{\int_0^{8760} \Delta P(t) dt}{\Delta P_{\text{макс}}} \approx \frac{\sum_{i=1}^n \Delta P_i t_i}{\Delta P_{\text{макс}}} = \frac{\Delta W_{\text{рік}}}{\Delta P_{\text{макс}}} \quad (4)$$

Час максимальних втрат залежить від характеру споживача. Для типових навантажень встановлені залежності  $t = f(T_{\text{макс}})$ .

Рекомендовано співвідношення для визначення часу максимальних втрат, яке дозволяє підрахувати втрати електроенергії за рік

$$\tau = (0.124 + \frac{T_{\text{макс}}}{10000})^2 * 8760$$

## 1.2 Методи розрахунку втрат електроенергії

Метою розрахунків і аналізу втрат є їх зменшення шляхом використання оправданих заходів. При експлуатації розрахунки втрат енергії виконують для рішення двох основних задач: вибору заходів по зменшенню втрат і обґрунтуванню планового завдання по втратам. В залежності від повноти інформації про навантаження і розподіл потужностей можуть використовуватися наступні методи:

1. Методи поелементних розрахунків, які використовують формулу

$$\Delta W_{\text{в}} = 3\Delta t \sum_{i=1}^k R_i \sum_{j=1}^{T/\Delta t} I_{ij}^2$$

де  $k$  – кількість елементів мережі;

$I_{ij}$  – струмове навантаження  $i$ -го елемента з опором  $R_i$  в момент часу  $j$ ;

$\Delta t$  – дискретність по часу опрошу датчиків, які фіксують струмові навантаження елементів мережі.

2. Методи характерних режимів, які використовують формулу

$$\Delta W_{\text{в}} = \sum_{i=1}^n \Delta P_i t_j,$$

де  $\Delta P_i$  – втрати, які обумовлені навантаженнями мережі в  $i$ -тому режимі терміном  $t_j$ ;

$n$  – кількість режимів.

3. Методи характерних діб, які використовують формулу

$$\Delta W_{\text{в}} = \sum_{i=1}^m \Delta W_{\text{в}}^i * D_{\text{дн}}^i,$$

де  $m$  – кількість характерних діб, втрати електроенергії за кожний з яких визначені по відомим графікам навантаження вузлів мережі  $\Delta W_{\text{в}}^i$ ; Декв  $I$  – еквівалентна довго тривалість в році характерного графіка.

4. Метод з використанням часу максимальних втрат  $t$   
Втрати енергії визначаються за формулою

$$\Delta W = (\Delta P_{\text{Х}} + \Delta P_{\text{КОРОНА}} + \Delta P_{\text{СТАЛЬ}}) * T + \Delta P_{\text{МАКС}} * t,$$

де  $\Delta P_{\text{Х}}$  – сумарні втрати неробочого ходу в трансформаторах мережі;

$\Delta P_{\text{КОРОНА}}$  – втрати потужності на корону у повітряних лініях напругою 330 кВ і вище;

$\Delta P_{\text{СТАЛЬ}}$  – втрати активної потужності в сталі СК;

$T$  – інтервал часу знаходження обладнання під напругою.

5. Статистичні методи, які засновані на використанні регресивних залежностей втрат електроенергії від узагальнених характеристик схем і режимів мереж, наприклад сумарної довжини лінії, кількості підстанцій і т.д. Методи 1-4 передбачають проведення розрахунків режимів мережі на підставі електричних схем і навантажень вузлів мережі. Статистичні методи звичайно використовують з метою оцінки сумарних втрат в мережі. Ці методи не дозволяють обґрунтувати конкретні заходи по зменшенню втрат, але якщо їх використовувати до значної кількості об'єктів, наприклад ліній 6-10 кВ, то вони дозволяють із значної ймовірністю виявити ті об'єкти, в яких є місця з підвищеними втратами. Це дозволяє значно зменшити обсяг розрахунків по методам 1-4.

### 1.3 Структура втрат електроенергії

Фактичні втрати ( $DW$ ) визначають як різницю між електроенергією, яку віддано в мережу з шин електричних станцій ( $W_{ec}$ ) і сумарним значенням електроенергії, яке оплачене споживачами ( $W_{o.c.}$ ) та використаної електроенергії енергосистемою на власні потреби ( $W_{вп}$ ):

$$DW = W_{ec} - (W_{o.c.} + W_{вп}). \quad (5)$$

Цілком очевидно, що значення фактичних втрат складається не тільки з "технічних втрат" ( $DW_T$ ), які обумовлені станом мереж і режимів їх роботи, але включають в себе і частину, яка обумовлена погіршеннями визначення окремих складових (1). Ця частина втрат позначена терміном комерційні втрати ( $DW_k$ ). Фактичні втрати можуть бути встановлені розрахунками. Якщо відомі технічні втрати електроенергії, то можуть бути встановлені і комерційні втрати електроенергії

$$DW_k = DW - DW_T.$$

Технічні втрати електроенергії в свою чергу поділяють на: - втрати неробочого ходу; втрати, які залежать від навантаження; втрати на корону в повітряних лініях; витрати на власні потреби підстанцій; втрати в компенсуючі пристроях; втрати в реакторах підстанцій; втрати в вимірюючі трансформаторах струму і напруги.

Розрахунки втрат електроенергії поділяють на три види:

- ретроспективні, які визначають втрати електроенергії за минулі інтервали часу. Вони необхідні для визначення структури втрат електроенергії по групам елементів електричної мережі, для оцінки комерційних втрат, для виявлення елементів з підвищеними рівнями втрат електроенергії і розробки заходів по зменшенню втрат, для визначення фактичної ефективності упроваджених заходів по зменшенню втрат електроенергії, складання балансів електроенергії по електричній системі в цілому, по структурним підрозділам і підстанціям, визначення техніко-економічних показників системи;
- оперативні розрахунки, які визначають втрати електроенергії за поточний інтервал часу;
- перспективні розрахунки.

#### Питання для самоперевірки

1. Поняття про час максимального навантаження.
2. Поняття про час максимальних втрат.
3. Методи розрахунку втрат електроенергії.
4. Структура втрат електроенергії.



## ТЕМА 3. ОСНОВИ ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

### ПЛАН

- 1.1 Техніко-економічні основи проектування електричних мереж
- 1.2 Вибір номінальної напруги мережі
- 1.3 Вибір перерізів проводів за методом економічної щільності струму
- 1.4 Вибір перерізів проводів за методом економічних інтервалів
- 1.5 Урахування технічних обмежень під час вибору перерізу проводів
- 1.6 Розрахунок місцевих мереж за допустимою втратою напруги
- 1.7 Вибір потужності силових трансформаторів

#### 1.1 Техніко-економічні основи проектування електричних мереж

Спорудження нових, або реконструкція діючих електричних мереж потребує грошових затрат, які називають капітальними витратами (К). Вони витрачаються на матеріали, обладнання, доставку їх на місце будівництва, монтаж і т. п.

Але для надійної роботи мережі треба виконувати періодичний огляд, поточний та капітальний ремонт елементів. Такі роботи виконуються спеціальним персоналом. Коли по лініям та іншому устаткуванню передається електрична енергія, то мають місце втрати її. Щоб їх забезпечити, треба збільшувати потужність електростанцій і витрати палива. Таким чином крім капітальних витрат кожен рік мають місце додаткові витрати, які називають щорічними витратами на експлуатацію мережі (И).

Для господарства бажано, щоб спорудження та експлуатація мереж відбувались економічно, інакше кажучи капітальні витрати на будівництво і поточні годові витрати на експлуатацію були найменшими.

Для їх оцінки використовують різні типові показники: капітальні вклади, віднесені до 1 кВт передаваної потужності, а іноді до 1 км. довжини мережі –  $K_{\text{пит}}$ ;

Щорічні експлуатаційні витрати на передачу 1 кВт·г енергії – С. (собівартість передачі електроенергії). Питомі показники необхідні для порівняння економічної ефективності різних мереж.

Забезпечити одночасно мінімальні капітальні витрати та щорічні витрати на експлуатацію не завжди вдається.

Зменшення капітальних витрат найчастіше дає збільшення експлуатаційних витрат і навпаки. У таких випадках важливим є строк окупності додаткових капіталовкладень. Якщо строк дорівнюється 10-15 рокам, то це економічно не вигідно. У енергетиці бажаний строк окупності називають нормативним строком окупності  $T_{\text{ок}}$ .

При проектуванні порівнюються різні варіанти виконання мережі, котрі мають різні величини як капіталовкладень так і витрат на експлуатацію .

Для того, щоб знайти відповідне співвідношення між ними використовують показник, який називають зведеними витратами.

Якщо термін будівництва не перевищує одного року

$$Z = \frac{K}{T_{OK}} + I = P_H K + I \quad (1)$$

де  $P_H = \frac{1}{T_{OK}}$  – величина, зворотна нормативному строку окупності, є нормативний коефіцієнт ефективності (зведення) капіталовкладень.

У енергетичних розрахунках приймають  $P_H = 0,12$  (або 0.15).

Найвигідніший варіант той, який має  $Z = \min$ .

Формула (1) використовується, коли порівнюють варіанти з однаковим рівнем надійності. Якщо вони різні, то

$$Z = P_H K + I + Y, \quad (2)$$

де  $Y$  – ймовірний збиток від перерви електропостачання.

Якщо будівництво ведеться не один рік, щорічні капіталовкладення не однакові. Зведення капітальних витрат до розрахункового року робиться за формулою складних відсотків. Сумарні витрати  $Z_T$ , зведені до останнього року строка будівництва  $T$ , розраховують як

$$Z_T = P_H \sum_{t=1}^T (K_t + I_t)(1 + P_H)^{T-t} + I_H \quad (3)$$

де  $K_t, I_t$  – капіталовкладення на щорічні витрати на експлуатацію за рік  $t$ ;  $I_H$  – щорічні витрати наступних після скінчення будівництва років.

Капіталовкладення на мережу вміщують витрати на будівництво ліній і підстанцій, а також витрати на заощадження основних та оборотних фондів для порівнювальних об'єктів.

Капіталовкладення в будівництво нових об'єктів визначають за збільшеними показниками вартості окремих елементів або складанням кошторису.

Щорічні витрати на експлуатацію мережі  $I$  складаються із відрахувань від капітальних витрат на амортизацію, ремонт та обслуговування ліній  $I_L$  і підстанцій  $I_n$  та вартості втрат електроенергії за рік  $I_e$ .

$$I = I_L + I_n + I_e = \frac{a_L + p_L + o_L}{100} \times K_L + \frac{a_n + p_n + o_n}{100} \times K_n + v \Delta A \quad (4)$$

де  $v$  – вартість 1 кВт·г втраченої енергії;

$a_n, p_n, o_n$  – відрахування відповідно на амортизацію, ремонт, обслуговування, ліній, %;

$a_{л}, p_{л}, o_{л}$  - теж саме для підстанцій , % .

Амортизаційні відрахування використовують на капітальний ремонт ліній та обладнання підстанцій, а також для заміни обладнання після його зношування (реновацію) . Відрахування на амортизацію тим більші , чим менший строк використання обладнання .

Відрахування на поточний ремонт використовують на утримання обладнання у робочому стані .Під час поточних ремонтів змінюють ізолятори, фарбують опори, ліквідують невеликі пошкодження. Відрахування на обслуговування мережі витрачають на утримання експлуатаційного персоналу та транспортні витрати . У довідниках є таблиці, де наведені рівні відрахувань на амортизацію, поточний ремонт та обслуговування ліній та різного обладнання підстанцій .

## 1.2 Вибір номінальної напруги мережі

Рівень номінальної напруги суттєво впливає як на техніко-економічні показники мережі так і на потужність , яку можна передати по мережі . Від рівня номінальної напруги залежать втрати потужності у мережі .Таким чином, між рівнем номінальної напруги і характеристиками режиму роботи мережі має місце тісний зв'язок .

Діючим стандартом 721-77\* встановлені такі рівні номінальної напруги електричної мережі : 380В , 660В , 10 , 20 , 35 , 110 , (150) , 220 , 330 , 500 , 750 , 1150 кВ . Для генераторів і синхронних компенсаторів : 6,3 ; 10,5 ; 21 кВ .

Рівень номінальної напруги первинних обмоток трансформаторів або дорівнюється номінальній напрузі мережі або на 5% перевищує її, а вторинної обмотки завжди на 5 або 10% перевищує рівень номінальної напруги мережі .

Для вибору доцільного рівня номінальної напруги мережі є декілька методів : за емпіричними формулами , згідно таблиць або графіків , з досвіду проектування електричних мереж .

Емпіричні формули для визначення номінальної напруги мережі : формула Стілла

$$U_{н} = 4,34\sqrt{L + 0,016P} \quad (5)$$

де  $U_{н}$  - номінальна напруга , кВ ;

$L$  – довжина лінії , км ;

$P$  – активна потужність , яка передається по лінії , кВт .

Формула (5) використовується, коли довжина лінії не перевищує 250 км , а потужність – 60 МВт .

Якщо довжина лінії більше ніж 250 км , але не перевищує 1000 км , а потужність перевищує 60 МВт рівень напруги визначають за формулою Залеського :

$$U_H = \sqrt{P(0,1 + 0,015\sqrt{L})} \quad (6)$$

Останнім часом користуються формулою Іларіонова

$$U_H = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (7)$$

де  $P$  – потужність передаєма по лінії , Мвт ;

$L$  – довжина лінії , км .

Досвід проектування електричних мереж іноді дозволяє вибрати рівень номінальної напруги без розрахунків .

Можна вказати межі використання різних рівнів номінальної напруги . У містах та селищах діючі мережі мають рівень напруги 380/220 В . Мережі промислових підприємств мають номінальну напругу 380 і 660 В . Мережі середнього рівня напруги у містах та на промислових підприємствах виконують на рівні 10 кВ , але є багато мереж з рівнем напруги 6 кВ . Електропостачання міст та підприємств виконують на номінальній напрузі рівня 35 – 220 кВ і навіть вище . Ефективно використовувати підстанції “ глибокого вводу “ , коли первинна напруга підстанції наближається до центра електричного навантаження . Для живлячих мереж використовують рівень номінальної напруги 35 - 330 кВ . Головні мережі енергосистем та лінії дальніх електропередач виконують на напрузі 330-750 кВ .

Рівень номінальної напруги можна вибрати згідно таблиці а також графіків , які вказують межі використання того чи іншого рівня номінальної напруги . Користуючись формулами , або графіками треба мати на увазі, що вони дозволяють визначити рівень номінальної напруги для лінії з навантаженням на її кінці . Якщо схема мережі складна , то треба визначити потоки потужності на “головних “ (перших від джерела живлення ) ділянках мережі і по їх значенням розрахувати рівень номінальної напруги . Якщо розрахунковий рівень попадає у середину інтервалу номінальних напруг і важко визначити яка з них краща , треба зробити порівняння мережі з різними рівнями напруги і вибрати ту , яка має менші зведені витрати .

| Ном. Напруга , кВ | Потужність навантаження на один ланцюг , МВт | Довжина лінії км |
|-------------------|----------------------------------------------|------------------|
| 35                | 5-10                                         | 30-15            |
| 110               | 30-40                                        | 150-200          |
| 220               | 100-120                                      | 200-250          |

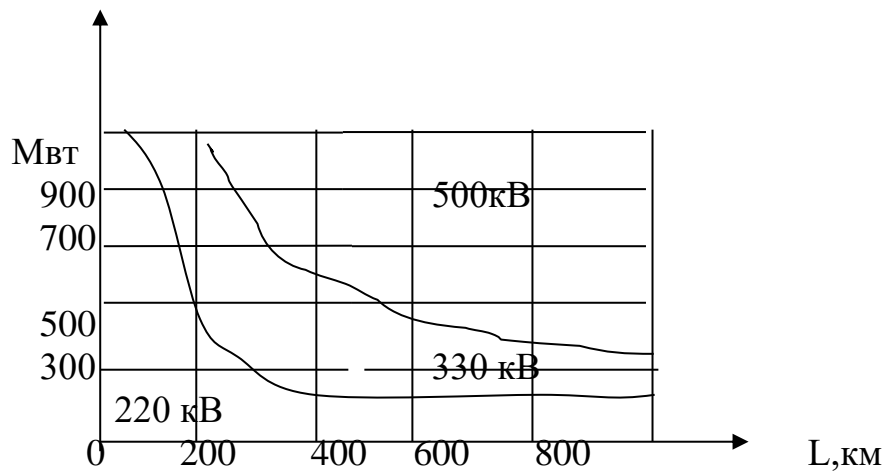


Рисунок 1- Межі використання номінальних напруг .

### 1.3 Вибір перерізів проводів за методом економічної щільності струму

Позначимо як  $K_{л(0)}$  вартість спорудження 1 км лінії електричної мережі , через “а” – відсоток сумарних відрахувань на амортизацію та ремонт лінії . Тоді щорічні витрати

$$I_{к} = K_{л(0)} \frac{a}{100} I \quad (8)$$

Вартість  $K_{л(0)}$  у першому наближенні можна визначити як

$$K_{л(0)} = K_0' + K_0'' F \quad (9)$$

де  $K_0'$  – витрати на спорудження 1 км лінії , незалежні від перерізу проводів і використані на пошукові роботи , проектування , прокладку доріг , ліній зв'язку та інше ;

$K_0''$  – питомі витрати на спорудження 1 км лінії , залежні від перерізу проводів (вартість проводів і інше) .

Тоді щорічні витрати на експлуатацію мережі

$$I_{к} = (K_0' + K_0'' F) I \frac{a}{100} \quad (10)$$

Позначимо як “в” – вартість 1 кВт/г втраченої енергії в мережі

$$I_{а} = 3I^2 nб \cdot r \tau \cdot в \quad (11)$$

або

$$I_a = 3I^2_{нб} \cdot \nu \tau \cdot \frac{\rho l}{F} \quad (12)$$

Сумарні щорічні  
зважаючи на вибір перерізу проводів

експлуатаційні витрати

$$I = I_k + I_a = \frac{al}{100} (K_0' + K_0'' F) + 3I^2_{нб} \cdot \nu \tau \cdot \frac{\rho l}{F} \quad (13)$$

Зведені витрати на спорудження лінії з перерізом проводів F

$$Z = (p_n + \frac{a}{100})(K_0' + K_0'' F)l + 3I^2_{нб} \cdot \nu \tau \cdot \frac{\rho l}{F} = Z_k + Z_a \quad (14)$$

Складові зведених витрат залежать від перерізу проводів. Можна побудувати графіки залежності зведених витрат від перерізу проводів (рис. 2). З рис. 2 виходить, що функція  $Z=f(F)$  не має явно вираженого мінімуму. Тому економічно доцільний переріз проводів приймають трохи меншим ніж  $F_{min}$ .

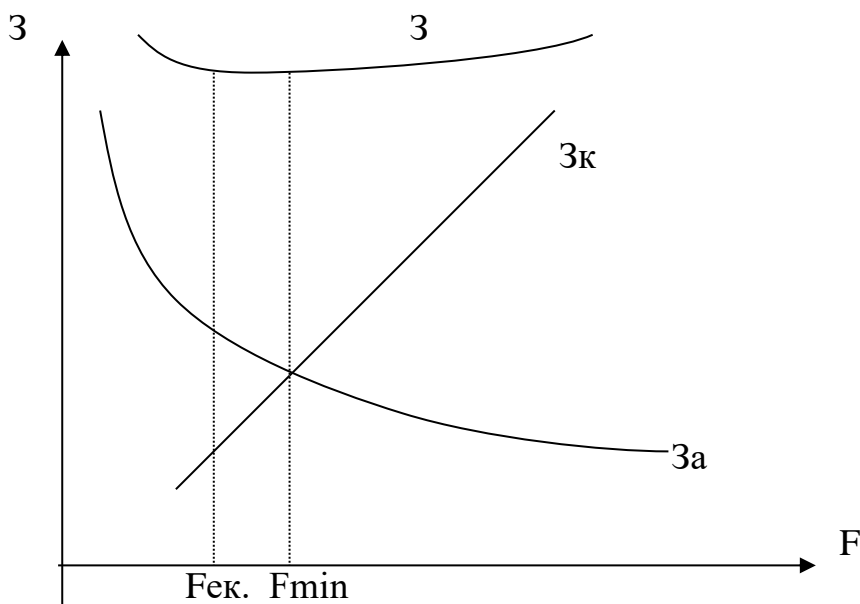


Рисунок 2 – Залежність зведених затрат лінії від перерізу проводів.

Таке рішення не збільшує зведені витрати, а витрати кольорового металу зменшуються. Переріз проводу, для якого має місце  $Z=\min$  можна розрахувати. З цією метою треба взяти похідну від витрат по перерізу і вона має дорівнюватись нулю

$$\frac{dZ}{dF} = \left(p_n + \frac{a}{100}\right) K_0'' - 3I^2 n b \cdot \nu \tau \cdot \frac{\rho}{F^2_{z=\min}} = 0$$

звідки

$$F_{z=\min} = I_{нб} \sqrt{\frac{3\rho\nu\tau}{\left(p_n + \frac{a}{100}\right) K_0''}} \quad (15)$$

$$j_{ек} = \frac{1}{K_e} \sqrt{\frac{\left(p_n + \frac{a}{100}\right) K_0''}{3\rho\nu\tau}} \quad (16)$$

де  $K_e$  – коефіцієнт зменшення перерізу проводу в порівнянні з  $F_{z=\min}$ .

У практиці проектування економічну густину струму не розраховують за формулою (16), а використовують таблиці, наведені у ПУЕ.

Алгоритм розрахунку перерізу проводу за економічною густиною струму:

а) з розрахунку режиму роботи мережі визначають  $I_{нб}$ ;

б) з таблиці  $j_{ек} = f(T_m, \rho)$  визначають  $j_{ек}$ ;

в) розрахунковий переріз  $F_p = I_{нб} / j_{ек}$ ;

г) розрахунковий переріз округляють до стандартного;

д) виконують перевіряння.

Вибраний переріз перевіряють на нагрівання, корону, механічну міцність

За економічною густиною струму вибирають переріз повітряних ліній з номінальною напругою 35-500 кВ, та кабельних ліній з напругою більше ніж 1 кВ.

Для виконання перевірки на корону треба у довіднику визначити найменший переріз проводу для лінії з розрахунковим рівнем номінальної напруги. Переріз, який приймається, не має права бути меншим ніж найменший за умовами відсутності корони.

Наприклад, розрахунковий переріз для лінії 110 кВ дорівнює 39 мм<sup>2</sup>. Найбільші стандартні значення перерізу 35 та 50 мм<sup>2</sup>. Але за умови відсутності

корони для сталевалюмінієвого проводу найменший переріз є  $70 \text{ мм}^2$  . Висновок – приймається провід  $70 \text{ мм}^2$  за умови відсутності корони .

Перевірку вибраного перерізу на механічну міцність виконують у тому разі , коли довжина проміжного прогону лінії буде більша ніж рекомендована .

Перевірка на нагрівання виконується як порівняння тривало допустимого струму з максимальним значенням струму , який проходить через переріз проводу .

Тривало допустимий струм , це такий струм, який нагріває провід до допустимої температури . Він визначається за таблицями у довіднику . Для кабелів треба брати до уваги способи їх прокладання

$$I_{\text{рм}} \leq I_{\text{д}} \quad (17)$$

Для кабелів

$$I_{\text{рм}} \leq K_{\text{п}} \cdot I_{\text{д}} \quad (18)$$

де  $K_{\text{п}}$  – коефіцієнт , який залежить від способу прокладання кабелю і визначається за таблицями довідника .

#### 1.4 Вибір перерізів проводів за методом економічних інтервалів

Метод вибору перерізів проводів ліній та кабелів за економічною густиною струму має свої недоліки .

Формула (16) була виведена за умови , що залежність капітальних вкладень у лінію від її довжини є лінійна . Лінійність втрачається при використанні уніфікованих опор , кожна з котрих розрахована на декілька значень перерізу проводу . Кількість типів уніфікованих опор обмежена ,а витрати на опори являють більшу частину витрат на лінію . Крім того, найбільший ток у (15) приймається незмінним , а це не так . Для різних ліній він різний . Тому економічний переріз треба визначити не тільки за умовою що похідна від витрат за перерізом дорівнюється нулю , а частинна похідна від витрат за струмом теж дорівнюється нулю . Цих недоліків не має метод економічних інтервалів . Для кожного стандартного перерізу проводу лінії можна проаналізувати залежність зведених витрат від струму . З цією метою можна використати рівняння (15).Перша частина рівняння дасть постійну складову , а друга – параболу . Чим більший переріз тим більша пологість параболи (рис 3).

На рис. 3 наведена залежність зведених витрат від струму для різних перерізів за умови  $F1 < F2 < F3$  .

Точка перетину кривої  $F1$  і  $F2$  визначає найбільший струм , для якого зведені витрати варіанту з перерізом  $F1$ , дорівнюють зведеним витратам варіанта з перерізом  $F2$  . Якщо струм менший за  $I_{\text{нб1}}$  то економічно доцільно використовувати переріз  $F1$  , а коли струм більший ніж  $I_{\text{нб1}}$  , то переріз  $F2$  .

Таким чином інтервал  $I$  є економічно доцільний для перерізу  $F1$  , а інтервал  $II$  – для перерізу  $F2$  .



Вибір перерізу проводу за методом економічних інтервалів виконується у такий спосіб :

а) визначається розрахункове значення струму лінії

$$I_p = I_{нб} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (19)$$

де  $I_{нб}$  – найбільший струм лінії у нормальному режимі , який визначається розрахунком для часу максимального навантаження енергосистеми ;

$\alpha_i$  – коефіцієнт , який урахує зміну навантаження з роками експлуатації ,  $\alpha_i = 1,05$  для ліній  $U_n = 110, 220$  кВ ;

$\alpha_t$  – коефіцієнт , який урахує кількість годин використання максимального навантаження лінії  $T_m$  , і коефіцієнт збігу максимуму навантаження з максимумом енергосистеми  $K_m$ .

б) залежно від напруги , розрахункового струму (19) , району за ожеледицею , матеріалу опор , кількості паралельних ліній на опорі вибирають стандартний переріз ;

в) виконувати перевірки за короною , на механічну міцність не треба . Перевірка на нагрівання виконується для післяаварійного режиму .

Якщо розрахункове струмове навантаження перевершує межу використання максимального перерізу для свого навантаження , то треба розглянути варіанти посилення мережі . Наприклад , для лінії 110 кВ найбільший переріз є  $240 \text{ мм}^2$  . Найбільше економічне навантаження лінії на залізобетонних опорах дорівнює  $370 \text{ А}$  . Хай розрахункове навантаження дорівнює  $450 \text{ А}$  . У такому випадку треба розглянути варіанти одноцепної лінії 110 кВ з перерізом  $240 \text{ мм}^2$  , двоцепної лінії з навантаженням  $225 \text{ А}$  , а також варіант лінії з напругою  $220 \text{ кВ}$  .

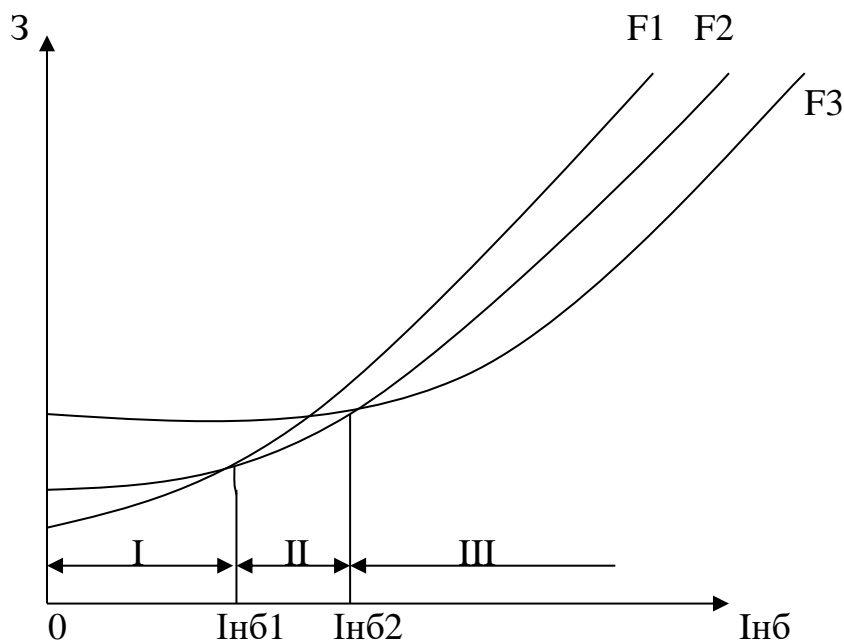


Рисунок 3. – Побудова економічних інтервалів .

## 1.5 Урахування технічних обмежень під час вибору перерізу проводів

Вибраний провід перевіряють за умовами:

а) допустимого нагрівання в нормальному та післяаварійному режимах:

$$I_{k-j(\text{ав})} \leq I_{\text{доп } k-j}, \quad (19)$$

де  $I_{\text{доп } k-j}$  – допустиме значення струму за умовою нагрівання для прийнятого на ділянці  $k - j$  проводу.

б) за механічною міцністю

$$F_{k-j} \geq F_{\text{доп. мех}}, \quad (20)$$

де  $F_{\text{доп. мех}}$  – мінімальний допустимий переріз проводу за умовою механічної міцності в даному кліматичному районі за ожеледдю.

в) за умовою відсутності корони (для ПЛ 110 кВ і вище)

$$F_{k-j} \geq F_{\text{доп. кор}} \quad (21)$$

де  $F_{\text{доп. кор}}$  – мінімальний допустимий переріз проводу за умовою корони.

## 1.6 Розрахунок місцевих мереж за допустимою втратою напруги

У місцевих електричних мережах втрата напруги визначається як

$$\Delta U = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{U_n}$$

Активний опір обернено пропорційний перерізу проводу, або кабелю, а індуктивний опір мало залежить від перерізу.

Тому

$$\Delta U = \frac{P_r(F) + Q_x(F)}{U_n} = \Delta U_a(F) + \Delta U_p(F)$$

Переріз проводу або кабелю визначається за допустимою втратою напруги, тому її значення можна записати як

$$\Delta U_d = \Delta U_a(F) + \Delta U_p(F)$$

Це рівняння – трансцендентне, інакше кажучи, рівняння з двома невідомими, але  $\Delta U_p(F)$  мало залежить від перерізу. Для розв'язання такого рівняння використовують ітерації (послідовне наближення).

Алгоритм розв'язання:

1. У першому наближенні приймають значення  $X_0$ , яке мало залежить від перерізу, у межах  $X_0 = 0,35 - 0,4$  Ом/км.

2. Знаючи  $X_0$  маємо можливість визначити реактивну складову втрати напруги

$$\Delta U_p^{(0)} = \frac{Q \cdot X_0 \cdot l}{U_n}, \quad (22)$$

де  $Q$  – реактивна потужність, що передається по лінії, кВар;

$l$  – довжина лінії, км.

3. Визначається рівень допустимої втрати напруги  $\Delta U_d$ , який залежить від відхилення напруги у центрі живлення, та допустимого держстандартом відхилення напруги на затискачах навантаження.

4. Активна складова втрати напруги

$$\Delta U_{ad}^{(0)} = \Delta U_d - \Delta U_p^{(0)}$$

Беручи до уваги, що

$$\Delta U_{ad}^{(0)} = \frac{P \rho l}{U_n^{(0)} F^{(0)}}$$

де  $\rho$  – питомий опір матеріалу проводу.

5. Розрахункове значення перерізу у нульовому наближенні

$$F^{(0)} = \frac{P \rho l}{\Delta U_{ad}^{(0)} U_n}$$

6. Розрахункове значення перерізу має бути округленим до стандартного або у бік більшого, або меншого значення.  $F^{(0)} \rightarrow F_{ст}$ .

7. Для прийнятого стандартного значення перерізу  $F_{ст}$  треба за таблицями визначити погонні значення  $r_0$  та  $x_0$  і виконати перевірку на втрату напруги.

8.

$$\Delta U^{(0)} = \frac{P \cdot r_0 \cdot l + Q \cdot X_0 l}{U_n} \leq \Delta U_d$$

Якщо  $\Delta U^{(0)} \leq \Delta U_d$ , то переріз вибрано вірно і розрахунок припиняють. Якщо  $\Delta U^{(0)} > \Delta U_d$ , то треба взяти більше стандартне значення перерізу, визначити для нього  $r_0; x_0$  і знову виконати перевірку  $\Delta U^1 \leq \Delta U_d$ . Так роблять до тих пір, поки

$$\Delta U^{(n)} \leq \Delta U_d$$

9. Коли стандартний переріз вибрано, для нього виконують перевірки: на нагрівання, на механічну міцність. Перевірка на механічну міцність виконується як порівняння розрахункового перерізу з мінімальним перерізом, який може бути у повітряної лінії залежно від довжини прогону і визначається за довідником.

## 1.7 Вибір потужності силових трансформаторів

Номінальну потужність силових трансформаторів та автотрансформаторів визначають за методом економічних інтервалів навантаження. Згідно даного методу, кожному діапазону зміни розрахункового навантаження відповідає номінальне значення потужності трансформатора, яке забезпечує мінімум приведених річних витрат на підстанцію. Окрім економічного критерію, враховуємо також допустиме систематичне перевантаження трансформаторів, яке складає 40 %.

Вибрані трансформатори перевіряємо за умовою допустимого перевантаження в післяаварійному режимі, коли один з трансформаторів вимикається. В такому випадку допускається перевантаження працездатного трансформатора на 40 %

$$\frac{S_i}{S_n} = \frac{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{S_n} \leq 1,4, \quad (23)$$

де  $S_i$  – сумарне навантаження  $i$ -ої підстанції, МВА;

$P_i, Q_i$  – відповідно активне та реактивне навантаження  $i$ -ої підстанції, МВт (МВАр);

$S_n$  – номінальна потужність вибраних трансформаторів, МВА.

Якщо умова не виконується, то необхідно прийняти на один ступінь більшу потужність трансформатора і знову провести перевірку.

### Питання для самоперевірки

1. Техніко-економічні критерії проектування електричних мереж.
2. Вибір номінальної напруги мережі.
3. Вибір перерізів проводів за методом економічної щільності струму.
4. Вибір перерізів проводів за методом економічних інтервалів.
5. Урахування технічних обмежень під час вибору перерізу проводів.
6. Розрахунок місцевих мереж за допустимою втратою напруги.
7. Критерії вибору потужності силових трансформаторів

## ТЕМА 4. ПОКАЗНИКИ ТА НОРМИ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, МЕТОДИ ЇЇ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ. ОСНОВИ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

### ПЛАН

- 1.1 Показники та норми якості електричної енергії
- 1.2 Методи забезпечення якості електричної енергії
- 1.3 Регулювання напруги
- 1.4 Основні принципи керування режимами електроенергетичних систем

#### 1.1 Показники та норми якості електричної енергії

Показники якості електроенергії (ПЯЕ) в Україні встановлені ГОСТ 13109-97 . Цей стандарт нормує показники в точці загального приєднання. У стандарті використано такі поняття:

- точка загального приєднання - це точка електричної мережі загального призначення, електрично найближча до мереж розглянутого споживача електроенергії, до якої приєднані електричні сети других споживачів;

- споживач електроенергії - юридична або фізична особа, що здійснює користування електричною енергією;

- флікер - суб'єктивне сприйняття людиною коливань світлового потоку штучних джерел освітлення, викликаних коливаннями напруги в електричній мережі;

- доза флікера - міра сприйнятливості людини до впливу флікера за встановлений проміжок часу;

- частота повторення змін напруги - число одиночних змін напруги в одиницю часу;

- провал напруги - раптове зниження напруги в точці електричної мережі нижче  $0,9 U_{\text{НОМ}}$ , після чого відбувається відновлення до вихідного або близького до вихідного значення напруги через проміжок часу від десяти мілісекунд до декількох десятків секунд;

- імпульс напруги - різка зміна напруги в точці електричної мережі, після чого відбувається відновлення до вихідного або близького до вихідного значення напруги за проміжок часу до декількох мілісекунд.

ГОСТ 13109-97 устанавлює норми для наступних показників якості електроенергії:

- усталене відхилення напруги;
- коливання напруги;
- несинусоїдальність напруги;
- несиметрія напруг;
- відхилення частоти;
- провал напруги;
- імпульс напруги;
- тимчасова перенапруга.

Встановлено два види норм ПЯЕ: нормально допустимі й гранично допустимі.

Для визначення відповідності вимірюваних показників ПЯЕ нормами даного стандарту встановлюється мінімальний інтервал часу вимірів, що рівний 24 години.

Відхилення напруги визначається різницею між дійсним  $U$  і номінальним  $U_{\text{ном}}$  значеннями напруги

$$\delta U_y = U - U_{\text{ном}}, \text{ В}, \quad (1.1)$$

або

$$\delta U_y = \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100, \%. \quad (1.2)$$

У якості дійсної напруги  $U$  у трифазних електричних мережах приймається напруга прямої послідовності основної частоти. Нормально допустимі значення відхилення напруги становлять 5 %, а гранично допустимі – 10 %.

Нормально допустимі й гранично допустимі значення відхилення напруги в точці загального приєднання в мережах 0,38 кВ і вище повинні бути встановлені в договорах на споживання електроенергії між споживачем і енергопостачальною організацією.

Відхилення напруги впливає на величину втрат потужності та електричної енергії в елементах електричних мереж (трансформаторах, лініях електропередавання). Проте цей вплив неоднозначний, оскільки збільшення напруги приводить до зменшення навантажувальних втрат, але одночасно викликає збільшення втрат неробочого ходу у силових трансформаторах підстанцій.

Допустимі межі зміни напруги згідно ГОСТ 13109-97 відповідають зоні оптимальних значень напруги.

До коливань напруги відносяться швидкі зміни діючого значення напруги, що відбуваються зі швидкістю 1-2 % за секунду та більше.

Колівання напруги характеризуються амплітудою (розмахом зміни напруги)  $U_t$ ; частотою  $f$  та інтервалами між наступними один за одним змінами напруги  $t_{i, i+1}$  (рис. 1.1); інтенсивністю миготіння ламп розжарювання, що чинить дратівний вплив на зір людини (дозою, тобто інтенсивністю флікера або інакше флікером напруги (ФН)).

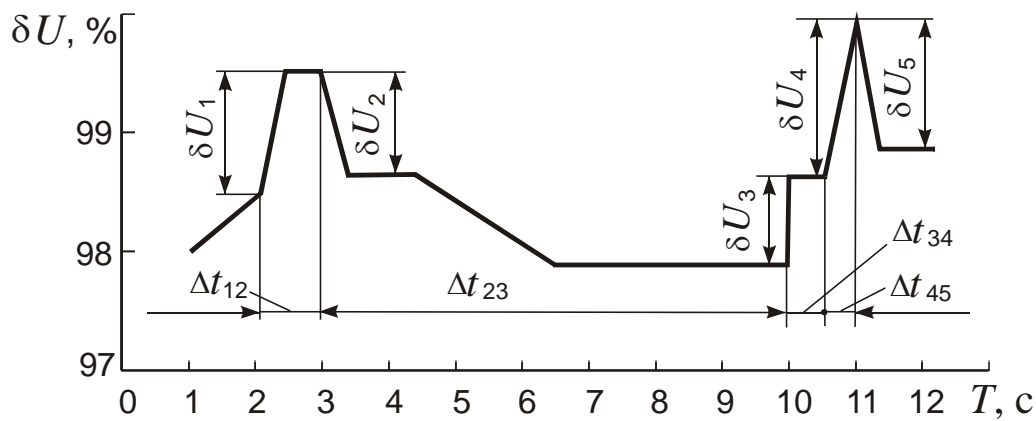


Рисунок 1.1 – Коливання напруг (п'ять розмахів змін напруги за 12 с).

Амплітуда коливань визначається різницею між наступними один за одним екстремумами, що огинають діючі значення напруги

$$\delta U_t = U_{\max} - U_{\min}, \text{ В}, \quad (1.3)$$

або у відносних одиницях

$$\delta U_t = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_{\text{ном}}} 100, \%. \quad (1.4)$$

Частота (або середня частота) змін напруги при числі їх  $m$  за час  $T$  (1/с, 1/год)

$$f = \frac{m}{T}. \quad (1.5)$$

Значення дози флікера пов'язане з потужністю коливання напруги і визначається інтегралом

$$P_t = \frac{k}{\theta} \int_{t-\theta}^t dt \int_0^{35} g^2(f) G(f, t) df. \quad (1.6)$$

де  $g(f)$  – амплітудно-частотна характеристика (АЧХ) зорового аналізатора;  
 $G(f, t)$  – частотний спектр процесу зміни напруги в момент часу  $t$ ;

$\theta$  – інтервал осереднення, що враховує ефект пам'яті сприйняття,  $\theta = 300$  мс.

Коефіцієнт  $k$  у формулі вибирається таким чином, щоб значення  $P_t = 1$  відповідало порогу візуальної сприйнятливості виникнення неприємних відчуттів. Більш високі значення  $P_t$  будуть означати, що доза флікера перевершує поріг його сприйнятливості і може стати дратівливою або нестерпною.

Доза флікера характеризує потужність коливання напруги із урахуванням

характерних особливостей зорового й мозкового сприйняття людиною коливань світлового потоку ламп розжарювання. Лампи розжарювання є найбільш масовими навантаженнями, чутливими до коливань напруги у більшій мірі, ніж телевізійні приймачі, комп'ютери, електронні та мікроелектронні пристрої керування. Доза флікера виражається в безрозмірних одиницях. Ординати стандартної кривої допустимих значень коливання напруги  $\delta U_t(f)$  (рис. 1.2, крива 2) відповідають значенню дози флікера, визначеному протягом 10 хв з ймовірністю 99 %

$$P_{St} = 1.$$

Значення  $P_{St}$  називається також короткочасною дозою флікера. В основу сучасних методів нормування коливань напруги МЕК покладений цей підхід.

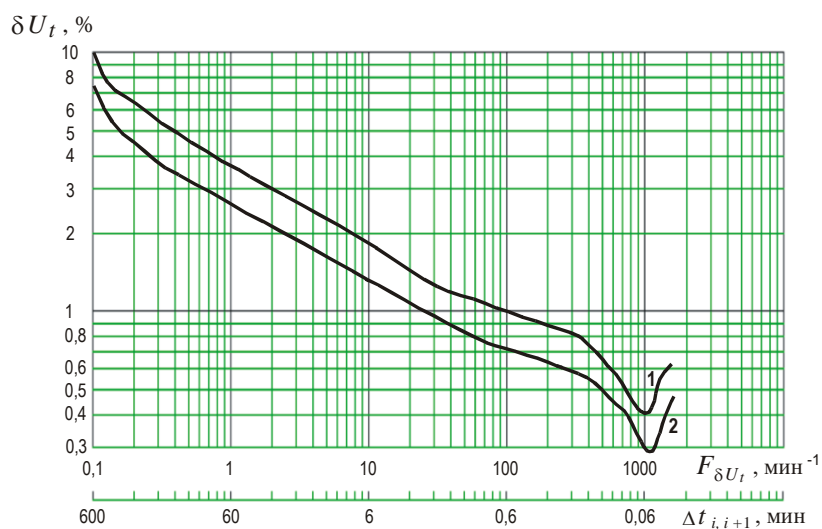


Рисунок 1.2 – Криві допустимих значень розмахів змін напруги в залежності від частоти їхнього повторення.

Перші нормативи виходили з нормування значення  $\delta U_t(t)$  згідно з кривими допустимих значень, які були представлені для приміщень з різними вимогами до освітленості, зокрема оцінювалася допустимість середньоквадратичної амплітуди коливань при їхній середній частоті, або оцінки енергії коливань

$$D = \int_0^T \sum \delta U_f^2(t) g^2(f) dt, \quad (1.7)$$

де  $\delta U_t(t)$  – розмах коливань напруги із частотою  $f$ ;

$g(f)$  – амплітудно-частотна характеристика зорового аналізатора.

Нормування коливань напруги ґрунтується на характерних рисах зорового сприйняття світлового потоку ламп розжарювання, викликаних коливаннями напруги.

Процес зорового сприйняття при коливаннях напруги моделюється на основі теорії проходження складного сигналу через нелінійну динамічну



систему. Ряд багаторічних експериментальних досліджень дозволив побудувати АЧХ зорового аналізатора (рис. 1.3), прийняту МЕК.

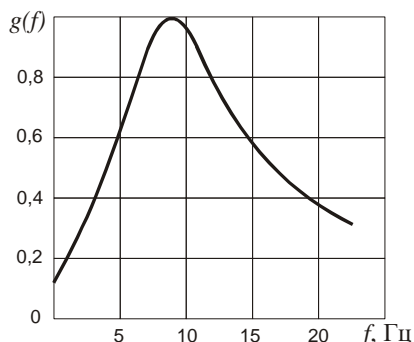


Рисунок 1.3 – Амплітудно-частотна характеристика зорового аналізатора.

Значення дози флікера адекватно відображає реакцію людини на будь-який вид змін світлового потоку, незалежно від джерела збурювання.

Важливим є визначення часу спостереження. Його можна було б вибрати по тривалості робочого циклу устаткування, що створило коливання напруги. Однак, бажано його прийняти однаковим, незалежно від типу джерела коливань. Найбільш прийнятним проміжком часу є інтервал 10 хв. Доза флікера на 10-хвилинному інтервалі позначається  $P_{St}$ .

Дослідження, проведені в рамках МЕК, показали, що для оцінки досить використати п'ять рівнів:

$P_{0,1s}$  – рівень, що перевищувався протягом 0,1 % часу спостереження;

$P_{1s}$  – рівень, що перевищувався протягом 1,0 % часу спостереження;

$P_{3s}$  – рівень, що перевищувався протягом 3,0 % часу спостереження;

$P_{10s}$  – рівень, що перевищувався протягом 10 % часу спостереження.

Для розрахунку згладжених рівнів флікера по впорядкованій діаграмі (рис. 1.4), визначають рівні флікера, що відповідають інтегральним ймовірностям, рівним 0,1; 0,7; 1,0; 1,5; 2,2; 3,0; 4,0; 6,0; 8,0; 10,0; 13,0; 17,0; 30,0; 50,0; 80,0 %:

$$P_{0,1s} = P_{0,1} ; \quad (1.8)$$

$$P_{1s} = \frac{P_{0,7} + P_{1,0} + P_{1,5}}{3} ; \quad (1.9)$$

$$P_{3s} = \frac{P_{2,2} + P_{3,0} + P_{4,0}}{3} ; \quad (1.10)$$

$$P_{10s} = \frac{P_{6,0} + P_{8,0} + P_{10,0} + P_{13,0} + P_{17,0}}{5} ; \quad (1.11)$$

$$P_{50s} = \frac{P_{30,0} + P_{50,0} + P_{80,0}}{3} ; \quad (1.12)$$

Вихідна точка  $P_{50s}$  відповідає рівню флікера, що перевищувався протягом половини часу спостереження, і тому характеризує середній рівень флікера.

Коефіцієнти мають наступні значення:

$K_1 = 0,0314$  - для 0,1 %-ного рівня;

$K_2 = 0,0525$  - для 1,0 %-ного рівня;

$K_3 = 0,0657$  - для 3,0 %-ного рівня;

$K_4 = 0,28$  - для 10,0 %-ного рівня;

$K_5 = 0,08$  - для 50,0 %-ного рівня.

Всі обрані коефіцієнти позитивні, що забезпечує стійкість отриманих значень дози флікера.

Для прийнятого періоду спостереження (10 хв) доза флікера визначається в такий спосіб

$$P_{St} = \sqrt{0,0314P_{0,1s} + 0,0525P_{1s} + 0,0657P_{3s} + 0,28P_{10s} + 0,08P_{50s}}. \quad (1.13)$$

Запропонований 10-хвилинний інтервал може бути використаний для оцінки дози флікера, викликаного насосами, побутовим устаткуванням. Якщо загальний ефект коливань напруги обумовлений декількома різкозмінними навантаженнями, що характеризуються випадковим характером роботи (сварка, електродвигуни й ін.), тривалу дозу флікера за проміжок часу, рівний 2 год, визначають, виходячи з сукупності 10-хвилинних значень

$$P_{Lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} P_{Sti}^3}. \quad (1.14)$$

Відповідно ГОСТ 13109-97, допустимість амплітуд коливань напруги прямокутної форми (так звана форма меандру) визначається по кривих допустимих значень амплітуд у залежності від частоти або інтервалу між сусідніми амплітудами (рис. 1.2). Криві наведені для звичайних приміщень (1) і приміщень, обладнаних лампами розжарювання, де потрібна значна зорова напруга (2).

Для мереж напругою 0,38 кВ сума сталих значень відхилень напруги і амплітуди коливань напруги не повинні перевищувати  $0,1 U_{ном}$ .

При формах коливань напруги, відмінних от меандру, доза флікера обмежується значеннями  $P_{St} \leq 1,38$ ;  $P_{Lt} \leq 1,0$ . Короткочасне значення дози флікера визначається на інтервалі, рівному 10 хв, тривале - рівному 2 год. Окремо лімітоване значення дози флікера у точках загального приєднання споживачів, що мають лампи розжарювання:  $P_{St} \leq 1,0$ ;  $P_{Lt} \leq 0,74$ .

Несиметрія напруг трифазної мережі характеризується коефіцієнтом зворотної послідовності напруг  $K_{2U}$ , %, обумовленим відношенням напруги зворотної послідовності  $U_2$  до номінальної напруги

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_{ном}} 100, \%. \quad (1.15)$$

Значення  $K_{2U}$  у межах до 2 % нормально допустиме на затискаках трифазного симетричного приймача електроенергії (гранично допустиме значення становить 4%).

Коефіцієнт нульової послідовності напруг  $K_{0U}$ , %, визначається

відношенням напруги нульової послідовності основної частоти  $U_0$  до номінальної фазної напруги  $U_{ном.ф}$

$$K_{0U} = \frac{U_0}{U_{ном.ф}} 100, \% . \quad (1.16)$$

Відповідно до ГОСТ 13109-97, у розподільних мережах з однофазними освітлювальними й побутовими приймачами електроенергії нормально допустиме значення  $K_{0U}$  складає 2 %, а гранично допустиме значення – 4 %.

Особливістю мереж 0,38 кВ є неоднаковість навантажень фаз. Більшість навантажень у таких мережах однофазні, підключені між фазним і нульовим проводами на напругу 0,23 кВ. Незважаючи на те, що їх намагаються приєднати до трифазної мережі рівномірно між фазами, це не завжди вдається. Із плином часу в мережі з'являються нові електроприймачі. Їхнє вмикання й вимикання відбувається незалежно, тому навіть при їх рівномірному розподілі між фазами поточні навантаження фаз будуть неоднакові. При аналізі режимів розрізняють імовірнісну несиметрію, що характеризується більшим завантаженням то однієї, то іншої фази, і систематичну несиметрію, при якій неоднакові середні значення навантажень.

При несиметрії навантажень та напруг у трифазних мережах з'являються додаткові втрати в елементах електромереж, скорочується термін служби ламп та електроустаткування, знижуються економічні показники його роботи.

Несинусоїдальність напруги характеризується значенням коефіцієнта зміни кривої напруги  $K_U$ , %, що розраховується за виразом

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{\infty} U_v^2}}{U_1} \cdot 100 \approx \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^n U_v^2}}{U_{ном}} \cdot 100 , \quad (1.17)$$

де  $U_v$  – діюче значення напруги  $v$ -ої гармоніки, В (кВ);  $n$  – номер останньої з гармонік, що враховують.

Допустимі значення коефіцієнта  $K_U$  наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1. Допустимі значення коефіцієнта несинусоїдальності напруги  $K_U$

| Напруга $U_{ном.ф}$ , кВ | Нормально допустиме значення, % | Гранично допустиме значення, % |
|--------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| 0,38                     | 8,0                             | 12,0                           |
| 6-20                     | 5,0                             | 8,0                            |
| 35                       | 4,0                             | 6,0                            |
| 110-330                  | 2,0                             | 3,0                            |

Окрім коефіцієнта несинусоїдальності, ГОСТ 13109-97 нормує також

значення коефіцієнта  $\nu$ -ої гармонійної складової напруги

$$K_{U(\nu)} = \frac{U_\nu}{U_1} 100, \% \quad (1.16)$$

Нормально та гранично допустимі значення  $K_{U(\nu)}$  для різних гармонік наведені в [2].

При наявності вищих гармонік з'являються додаткові втрати в електричних машинах, трансформаторах і мережах, скорочується термін служби ізоляції електричних машин і апаратів. Так, при роботі асинхронного двигуна в умовах несинусоїдальної напруги його коефіцієнт потужності та обертаючий момент на валу знижуються. Наприклад, якщо амплітуди 5-ї та 7-ї гармонік напруги становлять відповідно 20 та 15 % амплітуди 1-ї гармоніки, то коефіцієнт потужності двигуна зменшується на 2,6 % у порівнянні з його значенням при синусоїдальній напрузі.

Відхилення частоти змінного струму в електричних мережах характеризується показником відхилення частоти

$$\Delta f = f - f_{\text{ном}} \quad (1.17)$$

де  $f, f_{\text{ном}}$  – відповідно поточне та номінальне значення частоти струму.

ГОСТ 13109-97 установлює наступні норми: нормально допустиме значення  $\Delta f = 0,2$  Гц, гранично допустиме значення –  $\Delta f = 0,4$  Гц. Для визначення відхилення частоти обчислюється середнє значення частоти на інтервалі часу  $t = 20$  с.

Відхилення частоти на втрати потужності і енергії в мережах та електрообладнанні практично не впливають. Коливання частоти та напруги приводять до збільшення втрат у всіх обертових машинах (асинхронних двигунах, синхронних генераторах), тому що їхній опір у перехідному режимі менше, ніж у стаціонарному. Для ліній електропередавання та трансформаторів збільшення втрат при коливаннях напруги й частоти несуттєве.

Провал напруги характеризується тривалістю провалу. Відповідно до ГОСТ 13103-97, в електричних мережах напругою до 20 кВ включно гранично допустиме значення тривалості провалу становить 30 с.

При визначенні тривалості провалу напруги фіксується початковий момент часу  $t_n$  різкого зниження кривої, що огинає середньоквадратичне значення напруги (тривалістю менше 10 мс), визначених на кожному напівперіоді основної частоти, нижче рівня  $0,9U_{\text{ном}}$  (рис. 1.4).

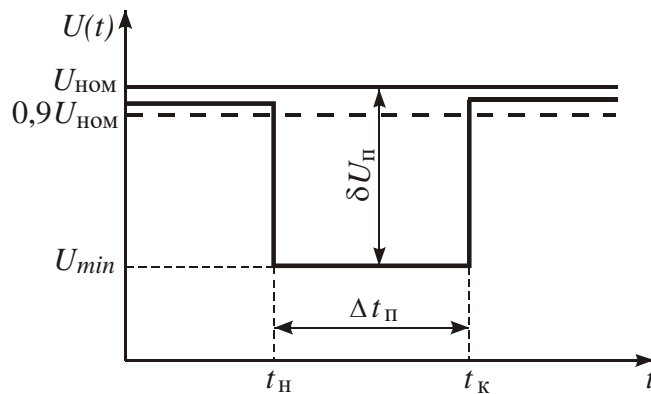


Рисунок 1.4 – Провал напруги.

У момент відновлення напруги до значення  $U \geq 0,9U_{\text{НОМ}}$  фіксується кінцевий момент часу  $t_{\text{к}}$  провалу напруги. Тривалість провалу напруги визначається за виразом

$$\Delta t_{\text{П}} = t_{\text{к}} - t_{\text{н}}, \quad (1.18)$$

Глибина провалу напруги (рис. 1.4) визначається за виразом

$$\delta U_n = \frac{U_{\text{НОМ}} - U_{\text{min}}}{U_{\text{НОМ}}} 100, \%. \quad (1.19)$$

Імпульс напруги - це різка зміна напруги в точці електричної мережі, за якою слідує відновлення напруги до вихідного або близького до вихідного значення за проміжок часу до декількох мілісекунд. Значення імпульсної напруги (рис. 1.5) визначається максимальним значенням миттєвої напруги при різкій її зміні (тривалість фронту не більше 5 мс).

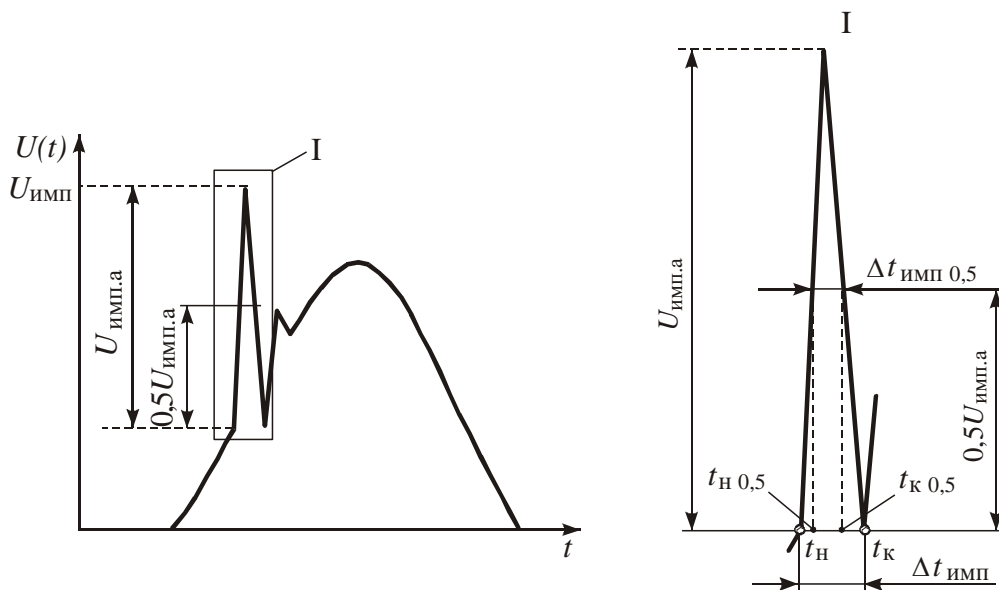


Рисунок 1.5 – Імпульс напруги.

Для визначення тривалості імпульсу напруги за рівнем 0,5 його амплітуди

$\Delta t_{\text{імп } 0,5}$  із кривої напруги виділяють імпульс напруги з амплітудою  $U_{\text{імп } a}$  (рис. 1.5). Початковий  $t_{\text{н } 0,5}$  і кінцевий  $t_{\text{к } 0,5}$  моменти часу відповідають точці перетину кривої імпульсу напруги горизонтальною лінією, проведеною на половині амплітуди імпульсу  $0,5 U_{\text{імп } a}$ . Тривалість  $\Delta t_{\text{імп } 0,5}$  визначається за виразом

$$\Delta t_{\text{імп } 0,5} = t_{\text{к } 0,5} - t_{\text{н } 0,5}, \quad (1.20)$$

Тимчасова перенапруга характеризується коефіцієнтом тимчасової перенапруги

$$K_{\text{пер } U} = \frac{U_{a \text{ max}}}{\sqrt{2} U_{\text{ном}}}, \quad (1.21)$$

де  $U_{a \text{ max}}$  – максимальне амплітудне значення напруги, що перевищує рівень  $1,1\sqrt{2}U_{\text{ном}}$ .

Амплітудне значення напруги вимірюють на кожному напівперіоді основної частоти при різкому (із тривалістю фронту до 5 мс) перевищенні рівня напруги  $1,1\sqrt{2}U_{\text{ном}}$ . Для виключення впливу комутаційних імпульсів, визначення  $U_{a \text{ max}}$  здійснюється через 0,04 с з моменту перевищення напругою рівня  $1,1\sqrt{2}U_{\text{ном}}$ .

Тривалість перенапруги визначають за виразом

$$\Delta t_{\text{пер } U} = t_{\text{к пер}} - t_{\text{н пер}}, \quad (1.22)$$

де  $t_{\text{к пер}}$ ,  $t_{\text{н пер}}$  – відповідно час перевищення та час спаду напруги до рівня  $1,1\sqrt{2}U_{\text{ном}}$ .

Гранично допустиме значення тривалості провалу напруги в мережах напругою до 20 кВ становить 30 с. Гранично допустимі значення для імпульсів напруги й тимчасових перенапруг не встановлені.

Основні показники якості електричної енергії та їх нормовані значення для мереж 0,38 кВ зведені до табл. 1.2.

Враховуючи вищесказане, можна зробити висновок про суттєвий вплив ряду показників якості електричної енергії на величину втрат потужності в електричних мережах та електрообладнанні. Одними з основних показників такого типу є несиметрія, відхилення напруги та несинусоїдальність.

Таблиця 1.2 – Деякі показники якості електроенергії та їх нормовані значення для мереж 0,38 кВ

| Показник якості електроенергії                                        | Нормоване значення показника              |                                                     |
|-----------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
|                                                                       | нормально допустиме                       | гранично допустиме                                  |
| Усталене відхилення напруги $\delta U_v, \%$                          | $\pm 5$                                   | $\pm 10$                                            |
| Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги $K_U, \%$      | 8                                         | 12                                                  |
| Коефіцієнт $n$ -ї гармонійної складової напруги $K_{U(n)}, \%$        | залежить від номеру гармонійної складової | $K_{U(n) \text{ гран}} = 1,5 K_{U(n) \text{ норм}}$ |
| Коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю $K_{2U}, \%$ | 2                                         | 4                                                   |
| Коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю $K_{0U}, \%$  | 2                                         | 4                                                   |
| Відхилення частоти $\Delta f, \text{Гц}$                              | $\pm 0,2$                                 | $\pm 0,4$                                           |
| Тривалість провалу напруги $\Delta t_n, \text{с}$                     | -                                         | 30                                                  |

## 1.2 Методи забезпечення якості електричної енергії

Баланс активних потужностей у мережі визначає рівень частоти. За допомогою систем управління забезпечується баланс активних потужностей при частоті 50 Гц. Якщо баланс потужностей порушується, то змінюється і частота у мережі. Причиною порушення балансу може бути аварійне відключення генераторів на електростанціях, будь якого елементу електричної системи, включення і відключення споживачів. Розподіл потужностей при зміні частоти відрізняється від оптимального, що викликає зростання втрат потужностей та зменшення терміну роботи обладнання із-за перегрівів ізоляції.

Розглянемо вплив на споживачів. Пасивні навантаження нечутливі до зміни частоти. На роботу двигунів що роблять з різними механізмами відхилення частоти впливає. Споживаємо двигунами потужність залежить як від моменту опору механізму так і від швидкості обертання ротора АД.

Розглянемо залежність активної потужності від частоти:

1. Потужність ламп навалення не залежить від частоти.
2. Момент опору механізму незмінний і не залежить від частоти. У цьому разі потужність АД пропорційна частоті.
3. Момент опору пропорційний частоті. Активна потужність що споживається двигуном пропорційна квадрату частоти.

4. Момент опору механізму пропорційний квадрату частоти (вентилятори). У цьому випадку потужність двигунів пропорційна частоті у кубі.

5. Потужність двигунів що обертають центробіжні насоси пропорційна частоті у степені від 3 до 10.

При змінній частоті зменшується КПД асинхронних двигунів тому що при їх виготовленні було розраховано що мінімальна сума втрат потужності буде при номінальному значенні частоти.

Оцінка впливу частоти на двигун складна проблема. Але при прийнятті деяких припущень аналіз спрощується. Розглянемо вплив зміни частоти при незмінності моменту опору і напруги ( $M_{\text{опору}} = \text{const}$  і  $U = \text{const}$ ):

- нагрів обмоток, сердечників, підшипників і ін. вузлів АД. Втрати енергії у вигляді тепла;

- механічні втрати що складаються з втрат на тертя частин що обертаються об повітря та втрат на вентиляцію. Механічні втрати пропорційні ковзанню двигуна;

  - втрати у сталі на струми Фуко та гистерезис;

  - ковзання зменшується пропорційно зміні частоти;

  - струм ротора при зменшенні частоти прямо пропорційний зміні частоти, а при зростанні - пропорційний в більшій степені;

  - струм статора при зростанні частоти може зростати, причому зростання тим більше, чим менше струм неробочого ходу АД. При зменшенні частоти струм статора при незначному рівні струму неробочого ходу спочатку зменшується, а потім зростає, а при більших значеннях струму неробочого ходу він буде весь час зростати тому що різко зростає струм намагнічення при зменшенні частоти.

Розглянемо вплив частоти на електричну систему.

Зміна частоти  $f$  при незмінності напруги  $U$  і кількості витків  $W$  впливає на рівень магнітного потоку у синхронних генераторах, трансформаторах  $\Phi = U / (2 * 3.14 * f * W)$ .

Відомо що магнітні кола працюють головним чином на початку нелінійної частини характеристики  $B=f(H)$ . Незначне зменшення частоти може визвати насичення і як наслідок зростання втрат у сталі і появу вищих гармонік у напрузі. Зміни частоти менші 0.5 Гц не створюють таких втрат і гармонік якими не можливо було б не нехтувати.

Слід відзначити і вплив, що зв'язаний з навантаженням генераторів і розподілом навантаження по лініям. Зміна частоти веде до зміни потужності що споживається і викликає дію засобів регулювання частоти. Перерозподіл електроенергії залежить від характеристик турбін і систем регулювання і може привести до перевантаження ліній зв'язку між системами та порушенню стійкості паралельної роботи в гіршому випадку, або до переходу від оптимального режиму. Відомо, що зниження частоти на 1% супроводжується ростом втрат електроенергії на передачу на 2%.

Причинами несиметрії у мережі є нерівномірний розподіл однофазного навантаження у мережах до 0,4 кВ; потужна з неоднаковими значеннями



споживання потужність у мережах 6-10 кВ; несиметричні режими у мережах вище 35 кВ.

Розглянемо вплив несиметрії на АД. Відомо що несиметричний режим може бути проаналізовано за допомогою метода симетричних складових. Зворотна складова наводить у роторі ЕДС подвійної частоти. Якщо врахувати що індуктивність зворотної послідовності АД в 5-7 разів менше індуктивності прямої послідовності, то незначна несиметрія напруги може привести к значному росту несиметрії струму. Зростанні струму призводить до додаткового нагріву обмоток. При роботі з номінальним навантаженням та при  $K_{2u} = 4\%$  термін служби ізоляції тільки з причини додаткового нагріву зменшується приблизно у 2 рази.

Слід відмітити зменшення обертового моменту АД із-за виникнення асинхронних моментів зворотної послідовності , де  $R_{ном}$  - номінальні втрати в міді обмотки статора;  $K_{п}$  - кратність пускового струму.

У синхронних двигунах також виникають додаткові втрати потужності що ведуть до перегріву обмотки збудження та вібрації ротора.

Несиметрія у мережі веде до зменшення потужності що генерує батарея конденсаторів.

Вплив на лінії та трансформатори мережі проявляється у додаткових втратах потужності. Струми  $I_2$  і  $I_0$  викликають зростання втрат у повздовжніх елементах схем заміщення. Напруги  $U_2$  і  $U_0$  викликають зростання у поперечних елементах схем заміщення. Накладання  $U_2$  і  $U_0$  та  $U_1$  призводить до різких додаткових відхилень напруги у різних фазах.

Несиметрія може бути причиною помилкової роботи систем автоматики і релейного захисту, телемеханічних пристроїв. Така робота вказаних систем приводить до порушень технологічних процесів.

Заходи щодо зменшення впливу несиметрії називають симетруванням режимів:

1. Забезпечення рівномірного розподілу навантажень по фазам.
2. Зменшення опору нульової послідовності  $Z_0$  в у мережах до 1 кВ за рахунок збільшення перерізу нульового проводу, використання трансформаторів з меншими індуктивностями  $X_{0т}$  (залежать від схем з'єднання обмоток, схеми вторинної обмотки - зігзах, з'єднання обмоток "трикутник-зірка з нульовим проводом"),
3. Спеціальні пристрої що симетрують.
4. Універсальні симетрируючі пристрої - батареї конденсаторів.

Відомо що за допомогою конденсаторів можливо створювати струми зворотної послідовності за рахунок включення різної кількості конденсаторів між фазами мережі. Треба створити по значенню струм такий як у мережі, але повернутий відносно від струму у мережі на 180°. Але існує проблема. Струм зворотної послідовності у мережі змінюється при зміні навантажень та конфігурації мережі. Виникає необхідність зміни струму що генерують конденсатори, тобто треба перерозподіляти їх між фазами під час зміни режиму

мережі.

Слід підкреслити що струм прямої послідовності не залежить від розподілу конденсаторів між фазами, а струм зворотної послідовності залежить.

Гармоніки виникають у мережах як наслідок роботи нелінійних навантажень. Вищі гармоніки виникають при роботі тиристорних перетворювачів; обладнання, яке використовує електричну дугу. Вищі гармоніки викликають не тільки втрати потужностей і енергії, а викликають порушення у роботі релейного захисту, протиаварійної автоматики, пристроїв керування, що приводить до порушень технологічних процесів. Джерела гармонік:

1. Машини змінного струму - генератори і двигуни (магнітне поле не ідеально синусоїдально).

2. Магнітні кола що насиченні.

У трьохфазного трансформатору з трьома стержнями магнітопрод не тільки є нелінійним, але й є несиметричним. Довжина магнітних шляхів крайніх і середньої фаз різняться в 1.9 раз. Такий факт є причиною того, що струм намагнічення у середній фазі менший за струм крайніх фаз. Коефіцієнти гармонік 3-го порядку і навіть 5-го та 7-го порядків досягають значних величин, наприклад 30 % і більших. Гармоніки 3-го порядку виключає з'єднання обмотки у трикутник.

3. Перетворювачі усіх типів. Генерують прямі і зворотні гармоніки струмів порядку  $h=n \cdot r \pm 1$ , де  $n$  – натуральний ряд чисел;  $r$  - число фаз перетворювача (3, 6, 12). Ці струми створюють гармоніки напруг що змінюються залежно від навантаження перетворювача. Якщо навантаження незначне по відношенню до загального навантаження системи електропостачання, то гармоніки напруги будуть незначними. Шестифазні перетворювачі є джерелами 5, 7, 11, 13 і так далі гармонік, а дванадцятифазні – 11, 13, 23, 25 гармонік. В системах живлення ліній залізних кіл, на перетворюючих підстанціях ЛЕП постійного струму коефіцієнти гармонік значні і їх потрібно обмежувати.

4. Апарати з електричною дугою чи апарати що використовують електричний розряд: дугові печі, зварювальні машини, люмінесцентні лампи (створюють не стабільні у часі гармоніки).

Наслідки появи гармонік проявляються у додаткових втратах в елементах електричної системи. Ці втрати звичайно незначні. Виключення складають випадки появи резонансу на підстанціях. Тому перед встановленням БК на підстанціях і навіть у мережі низької напруги необхідно з'ясувати можливості появи резонансу.

Зменшення несинусоїдальності забезпечується наступним чином:

1. Зменшення рівня вищих гармонік від перетворювачів за рахунок збільшення числа фаз і використання спеціальних схем перетворення та керування ними.

2. Раціональної побудови схеми мережі:

- живлення нелінійних навантажень від окремих ліній та трансформаторів;
- використання фільтрів.

### 1.3 Регулювання напруги

Відхилення напруги, зумовлені повільними процесами зміни навантажень у системі, справляють різний вплив на режим роботи окремих споживачів. Скажімо, тривале підвищення напруги на затискачах електричних двигунів – наймасовіших споживачів енергосистем – призводить до збільшення обертового моменту їх, зменшення ковзання й зростання втрат у сталі двигунів, бо такі втрати пропорційні квадрату підведеної напруги, збільшенню струму холостого ходу і, значить, зменшенню коефіцієнта потужності електродвигунів. Зниження напруги на затискачах електродвигунів призводить до зниження обертового моменту, збільшенню ковзання, зростанню струму статора й зменшенню терміну служби ізоляції електродвигунів.

У разі тривалої роботи електродвигунів при зниженій напрузі, зокрема на рівні 90 % номінального значення, строк служби ізоляції двигуна зменшується на 18-20 %, що істотно знижує продуктивність технологічних механізмів, що їх приводить у дію цей електродвигун. Підвищення напруги на затискачах звичайного асинхронного двигуна на 1 % спричиняється до збільшення струму холостого ходу й споживаної двигуном реактивної потужності приблизно на 3 %. Але при цьому має місце перехід на нелінійну частину кривої намагнічення що є джерелом генерації вищих гармонік напруги. Підвищення напруги веде до підвищення запасу статичної стійкості вузла навантаження

Найбільший вплив відхилення напруги справляє на режими роботи нагрівальних, особливо освітлювальних, приймачів електричної енергії. Наприклад, зниження напруги на затискувачах плавильних печей всього на 5 % від номінального значення збільшує час плавки в 1.5-2 рази, знижує світовий потік ламп розжарювання на 18-20 %, що може призвести до збільшення ступеня травматизму працівників. Підвищення напруги на затискачах освітлювальних приладів на 10 % скорочує термін служби ламп розжарювання приблизно в 3 рази.

Зменшення напруги призводить до зростання терміну нагріву в електротермічних установках, а при значних відхиленнях напруги процес взагалі не може бути завершено. Особливо чутливі до відхилення напруги такі процеси як вирощування кристалів, скляне виробництво.

Підвищення напруги впливає на режим мережі:

- зменшуються втрати потужності у повздовжніх елементах схем заміщення та зростають втрати потужності неробочого ходу. У мережах напругою 330 кВ і вище зростають втрати активної потужності на корону.

Згідно з умовами роботи ізоляції мережі допускається підвищення напруги вище номінального значення для мережі:

- до 35 кВ не більш 20 %;
- 35-220 кВ не більш 15 %;
- 330 кВ не більш 10 %;
- вище 330 кВ не більш 5 %.

Основним засобом забезпечення необхідного рівня напруги є регулювання напруги в електричних системах.

#### **1.4 Основні принципи керування режимами електроенергетичних систем**

Значення напруги у вузлі визначається балансом потужностей і в першу чергу реактивних. Напруга є локальним параметром. Будь який приймач електричної енергії проектується і конструюється так, щоб він експлуатувався при номінальній напрузі і частоті, що забезпечує оптимальні технічно-економічні характеристики приймача. Важливі характеристики напруги установлені ДСТУ 13109-97 – відхилення напруги, розмах зміни напруги, доза коливань напруги, тривалість провалу напруги та імпульсна напруга. При цьому однією з найважливіших характеристик напруги є відхилення напруги і питання регулювання напруги важливе.

У об'єднаних електричних системах, що мають складну схему і значну протяжність, шини генераторів електричних станцій і шини приймачів електроенергії розділяють мережі декількох рівнів номінальної напруги. При постійному рівню напруги на шинах генераторів рівні напруги на шинах в живлячих і розподільчих мережах і на шинах споживачів змінюються. Відхилення напруги зумовлені повільними процесами зміни втрат напруги через зміну навантажень у електричній системі, та зміну її конфігурації. Відключення і вмикання елементів електричної системи проводиться за планом для організації ремонтів і створення найкращих режимів роботи. Мають місце також відключення результати аварій.

Відхилення напруги справляють різний вплив на режими роботи окремих споживачів.

Для мереж до 35 кВ установлені припустимі відхилення напруги від номінального значення. Для високовольтних мереж напругою 35 кВ і вище встановлені граничні значення напруги за умовами роботи ізоляції: 35 кВ - 220 кВ + 15 %, 330 кВ +10 %, більш високих напруг +5 %.

Неминуча зміна напруги в мережі з одного боку й обмеження на область можливих змін напруги з іншого боку призводять до необхідності регулювання напруги в електричних системах.

У енергетиці використовується ієрархічна система регулювання реактивних потужностей і напруги. Реалізується ця система у вигляді погоджених дій оперативного персоналу різноманітних об'єктів і рівнів (електричні станції, підстанції, підприємства електричних мереж, електрична система) керування. Історично склалося так, що в основному засоби і способи регулювання знаходяться в нижній ланці керування й утворюють локальну систему регулювання. Але й у ній можна виділити локальне централізоване регулювання і локальне місцеве регулювання

### Питання для самоперевірки

1. Показники якості електричної енергії.
2. Норми якості електричної енергії.
3. Методи забезпечення якості електричної енергії.
4. Методи регулювання напруги.
5. Критерії керування режимами електроенергетичних систем.

## ПЕРЕЛІК ЛІТЕРАТУРИ

1. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. / М. С. Сегеда - Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2009. – 488 с.
2. Романюк Ю.Ф. Електричні системи та мережі: навчальний посібник. / Ю. Ф. Романюк – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 272 с.
3. Nagsarkar T. K. Power system analysis: 2nd edn. / T. K. Nagsarkar, M. S. Sukhija – Oxford: Oxford University Press, 2014. – 726 p.
4. Електричні мережі [Текст]: Конспект лекцій для здобувачів початкового рівня (короткий цикл) вищої освіти освітньо-професійної програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» галузь знань 14 Електрична інженерія спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка денної форми навчання / уклад. А.В. Гадай. – Луцьк : ТК Луцького НТУ, 2019. – 93 с.
5. Заболотний І.П. Конспект лекцій з курсу “Електричні системи і мережі” для студентів денної та заочної форм навчання напрямку електротехніка / І.П. Заболотний. – Донецьк: ДонНТУ, 2002. – 123 с.

Навчальне видання

# ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ

Конспект лекцій

**САВЧЕНКО** Олександр Анатолійович

Формат 60×84/16. Гарнітура Times New Roman  
Папір для цифрового друку. Друк ризографічний.  
Ум. друк. арк. 0,6. Наклад 100 пр.  
Державний біотехнологічний університет  
61002, м. Харків, вул. Алчевських, 44