

ЛІТЕРАТУРА



НАВЧАЛЬНО-МЕТОДИЧНА

Міністерство освіти та науки України  
Тернопільський національний технічний  
університет імені Івана Пулюя

Тарасенко М. Г., Філюк Я.О.

*Кафедра*  
електричної інженерії

**Методичні вказівки**  
**до лабораторних робіт з курсу**

**«ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ»**

*для студентів за напрямом підготовки*  
*141 «Електроенергетика, електротехніка*  
*та електромеханіка»*  
*всіх форм навчання*

Тернопіль  
2023 р.

Міністерство освіти та науки України  
Тернопільський національний технічний університет  
імені Івана Пулюя

*Кафедра*  
електричної інженерії

**Методичні вказівки  
до лабораторних робіт з курсу**

**«ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ»**

*для студентів за напрямом підготовки  
141 «Електроенергетика, електротехніка  
та електромеханіка»  
всіх форм навчання*

Тернопіль  
2023 р.

Методичні вказівки до лабораторних робіт з курсу «Електропостачання» для студентів за напрямом підготовки 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

**Укладачі:** д.т.н. проф. Тарасенко М. Г., к.т.н., ст.в. Філюк Я.О.

**Рецензент:** д.т.н., проф. Андрійчук В.А.

Розглянуто й схвалено на засіданні кафедри електричної інженерії.  
Протокол № 1 від 25 серпня 2023 року.

Розглянуто й рекомендовано до друку на засіданні науково-методичної комісії факультету прикладних інформаційних технологій та електроінженерії Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.  
Протокол № 1 від 30 серпня 2023 року

## ЗМІСТ

Лабораторна робота № 1	5
Лабораторна робота № 2	15
Лабораторна робота № 3	26
Лабораторна робота № 4	37
Лабораторна робота № 5	51
Лабораторна робота № 6	64
Лабораторна робота № 7	73
ЛІТЕРАТУРА	82

# ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 1

## ВИМІРЮВАННЯ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

**Мета роботи:** Навчитися користуватися методами електричних вимірювань в системах електропостачання, навчитися вимірювати опір ізоляції електрообладнання за допомогою мегомметра, опір струмоведучих частин за допомогою омметра. Навчитися вимірювати напругу постійного та змінного струму. Навчитися вимірювати величину струму розривним і безрозривним методами. Навчитися вимірювати опір прямим та непрямим методами. Навчитися вимірювати температуру контактним і безконтактним методами. Навчитися вимірювати активну та реактивну потужність. Навчитися вимірювати форму кривої струму і напруги з допомогою осцилографа.

### 1. Теоретичні відомості.

Вимірювання в системі електропостачання відіграють надзвичайно важливу роль. Від них залежить якість, надійність, безпека та економічність системи електропостачання.

У системах електропостачання вимірюють струм ( $I$ ), напругу ( $U$ ), активну і реактивну потужності ( $P$ ,  $Q$ ), активний, реактивний і повний опір ( $R$ ,  $X$ ,  $Z$ ), частоту ( $f$ ), коефіцієнт потужності ( $\cos\varphi$ ), температуру ( $t$ ), тиск ( $p$ ).

В умовах експлуатації зазвичай використовують методи безпосередньої оцінки для виміру електричних величин і нульовий для неелектричних величин.

Електричні величини вимірюють електровимірювальними приладами.

*Електровимірювальним приладом* називається пристрій, призначений для виміру електричної величини, наприклад, напруги, струму, опору, потужності.

За принципом дії і конструктивними особливостями прилади бувають: магнітоелектричні, електромагнітні, електродинамічні, феродинамічні, індукційні, вібраційні та інші. Електровимірювальні прилади класифікуються також по мірі захищеності вимірювального механізму від впливу зовнішніх магнітних і електричних полів на точність його показів, за способом створення

протидіючого моменту, по характеру шкали, по конструкції відлікового пристрою, по положенню нульової відмітки на шкалі.

Для виміру електричної енергії змінного струму в основному застосовують лічильники з вимірювальним механізмом індукційної системи і електронні. Відхилення результату виміру від дійсного значення вимірюваної величини називають *похибкою виміру*.

*Точність виміру* – головна характеристика якості вимірювання, що відображає близькість результату вимірювання до істинного значення вимірюваної фізичної величини

*Похибка вимірювального приладу* різниця між показами приладу і дійсним значенням вимірюваної величини.

*Результат виміру* – величини, знайдене шляхом її виміру.

При однократному вимірі покази приладу є результатом виміру, а при багатократному вимірі, результат знаходять шляхом статистичної обробки результатів кожного вимірювання. Точності результатів виміру розділяють на три види: точні (прецизійні), результат яких повинен мати мінімальну похибку; контрольно-перевірочні, похибка яких не повинна перевищувати деякого заданого значення; технічні, результат яких містить похибку, яка визначається похибкою вимірювального приладу. Як правило, точні і контрольно-перевірочні виміри вимагають багатократних вимірювань.

За способом вираження похибки засобів вимірів розділяють на абсолютні, відносні і приведені.

*Абсолютна похибка*  $\Delta A$  різниця між показами приладу  $A$  і дійсним значенням вимірюваної величини  $A_0$ .

*Відносна похибка*  $\beta_A$  відношення абсолютної похибки  $\Delta A$  до значення вимірюваної величини  $A$ , виражене у відсотках рівняння 1.1:

$$\beta_A = \frac{\Delta A}{A} \cdot 100\% \quad (1.1)$$

*Приведена похибка*  $\gamma$  виражена відношенням абсолютної похибки засобу вимірів до умовно набутого значення величини, постійного в усьому діапазоні вимірів або частині діапазону. Вона обчислюється за рівнянням 1.2

$$\gamma = \pm \frac{\Delta A}{A_n} \cdot 100\% \quad (1.2)$$

де  $A_n$  – нормоване значення, яке залежить від типу шкали вимірювального приладу і визначається за його градуванням

Для приладів з нульовою відміткою на краю або поза шкалою нормоване значення дорівнює кінцевому значенню діапазону вимірів. Для приладів з двосторонньою шкалою, тобто з відмітками шкали, розташованими по обидві сторони від нуля, воно дорівнює арифметичній сумі кінцевих значень діапазону вимірів. Для приладів з логарифмічною або гіперболічною шкалою нормуюче значення дорівнює довжині всієї шкали.

*Вимір струму* повинен проводитися у всіх колах, де необхідно систематично контролювати технологічний процес.

Вимір постійного струму в колах: генераторів постійного струму і силових перетворювачів; акумуляторних батареях, зарядних, підзарядних і розрядних пристроїв; а також електродвигунів з регульованим збудженням.

Амперметри постійного струму повинні мати двосторонні шкали, якщо можлива зміна напрямку струму.

*Вимір напруги повинен проводитися:*

1. На секціях збірних шин постійного і змінного струму, які можуть працювати окремо. Допускається установка одного приладу з перемиканням на декілька точок виміру.

2. У колах генераторів постійного і змінного струму, а також в окремих випадках в колах агрегатів спеціального призначення. При автоматизованому пуску генераторів або ін. агрегатів установка на них приладів для безперервного виміру напруги не обов'язкова.

4. У колах силових перетворювачів, акумуляторних батареях, зарядних і підзарядних пристроїв.

5. У колах дугогасильних котушок.

У трифазних мережах проводиться вимірювання, як правило, однієї міжфазної напруги. У мережах вище 1 кВ з ефективно заземленою нейтралю

допускається вимір трьох міжфазних напруг для контролю справності кіл напруги одним приладом (з перемиканням).

### *Коротка характеристика вимірювальних приладів*

Сучасні промислові підприємства і житлово-комунальні господарства характеризуються споживанням різних видів енергії: електроенергії, тепла, газу, стислого повітря і ін. Для спостереження за режимом споживання енергії необхідно вимірювати і реєструвати електричні і неелектричні величини з метою подальшої обробки інформації.

*Магнітоелектричні* прилади мають високу чутливість, мале споживання струму, малу перевантажувальну здатність, високу точність вимірів. Амперметри і вольтметри мають лінійну шкалу, мають малу чутливість до зовнішніх магнітних полів.

*Електромагнітні* прилади мають невисоку чутливість, значне споживання струму, хорошу перевантажувальну здатність, невисоку точність вимірів. Шкали не лінійні і лінеарізуються у верхній частині спеціальним виконанням механізму. Частіше використовуються як щитові технічні прилади, прості і надійні в експлуатації; чутливі до зовнішніх магнітних полів.

*Електродинамічні і феродинамічні* прилади мають невисоку чутливість, велике споживання струму, чутливістю до перевантажень, високу точність. Важливою позитивною особливістю є однакові покази на постійному і змінному струмах. Частіше вони використовуються як лабораторні прилади.

*Прилади індукційної системи* характеризуються невисокою чутливістю, істотним споживанням струму, нечутливістю до перевантажень. Такі прилади випускаються одно-, двох- і трьохелементними для роботи в однофазних чи трифазних колах. Для розширення меж використовуються трансформатори струму і напруги.

*Електростатичні прилади* мають невисоку чутливість, але чутливі до перевантажень і призначені для виміру напруги на постійному і змінному струмах. Для розширення меж використовуються резистивні подільники.



*Термоелектричні прилади* характеризуються низькою чутливістю, великим споживанням струму, низькою перевантажувальною здатністю, невисокою точністю і нелінійністю шкали. Проте їх покази не залежать від форми струму в широкому діапазоні частот. Для розширення меж амперметрів використовують високочастотні трансформатори струму.

*Випрямні прилади* характеризуються високою чутливістю, малим споживанням струму, невеликою перевантажувальною здатністю, лінійністю шкали. Покази приладів залежать від форми струму. Використовуються вони як амперметри і вольтметри.

*Цифрові* електронні вимірювальні прилади перетворюють аналоговий вхідний сигнал в дискретний, представляючи його в цифровій формі за допомогою цифрового відлікового пристрою і можуть виводити інформацію на дисплей, цифровий друк. Перевагами цифрових вимірювальних приладів є:

- автоматичний вибір діапазону виміру;
- автоматичний процес виміру;
- виведення інформації в кодї на зовнішні пристрої;
- представлення результату вимірів з високою точністю.

*Вимір напруги і струму.* Напруга і струм в мережах постійного струму вимірюють магнітоелектричними приладами (вольтметрами, амперметрами) Для розширення меж виміру вольтметрів застосовують додаткові опори ( $R_{доd}$ ), а для амперметрів шунти ( $R_{ш}$ ). Схема включення вольтметрів - паралельно до навантаження чи до мережі показано на рис.1.1.

Вимір напруги, струму і потужності в мережах змінного струму виконується електродинамічними приладами (вольтметрами, амперметрами, ватметрами).

Схема включення амперметра і вольтметра в однофазну мережу через трансформатори струму і напруги приведена на рис. 1.2.

Схема включення амперметра і вольтметра в трифазну мережу через трансформатори струму і напруги приведена на рис. 1.3.

Для виміру напруги і струму широко застосовують також електромагнітні прилади.

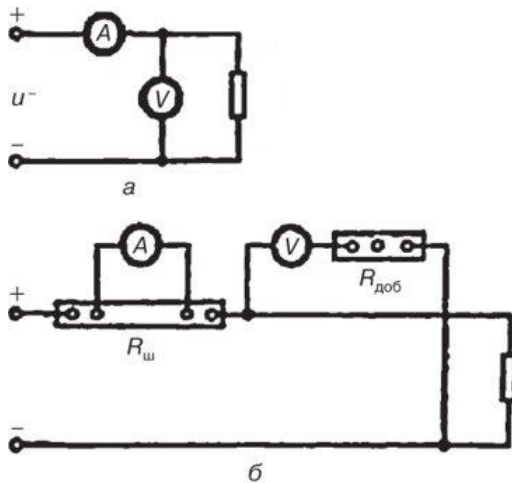


Рис. 1.1. Схеми включення вольтметра і амперметра в електричне коло

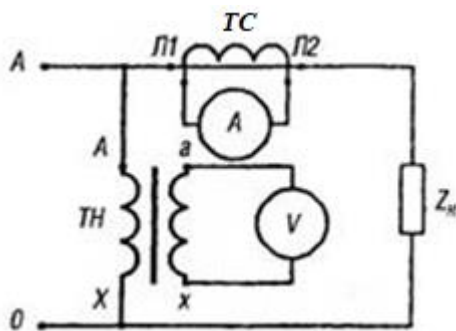


Рис. 1.2. Схема включення амперметра і вольтметра в однофазне коло через трансформатор струму і напруги

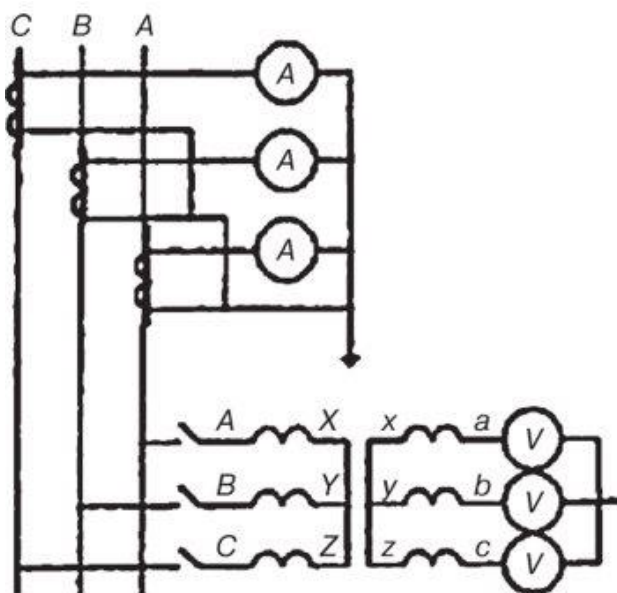


Рис. 1.3. Включення амперметра і вольтметра в трьохфазне коло

Ці прилади включаються в мережу через трансформатори струму і напруги.

Включення амперметрів через трансформатор струму дозволяє здійснювати заміну приладів шляхом замикання вторинного ланцюга трансформатора, не порушуючи електропостачання.

### *Вимір активної і реактивної енергії*

Для обліку активної і реактивної енергії в колах однофазного і трифазного змінного струму частотою 50 Гц промисловість виготовляє індукційні електричні лічильники наступних типів:

ЛО лічильник (Л) активної енергії однофазний (О) безпосереднього включення або трансформаторний;

ЛОУ лічильник активної енергії однофазний трансформаторний універсальний (У);

ЛА3 і ЛА4 лічильники (Л) активної (А) енергії безпосереднього включення або трансформаторні для вимірів в трьохлінійних (3) і чотирьохлінійних (4) колах трифазного струму;

ЛР3 і ЛР4 те ж реактивної (Р) енергії;

ЛА3У, ЛР3У, ЛА4У, ЛР4У лічильники активної (А) і реактивної (Р) енергії, трансформаторні, універсальні

(У) для вимірів в трипровідних (3) і чотири провідних (4) колах трифазного струму.

Електричні лічильники виготовляють на різні номінальні струми і номінальну напругу.

На точність виміру електричної енергії великий вплив навантажень мають прилади з нелінійною вольт-амперної характеристикою (вентильні електроприводи, дугові електропечі і ін.), які є джерелами вищих гармонік.

Несиметричні навантаження (наприклад, освітлювальна, однофазна тягова), споживаючи енергію з системи, частково перетворюють її і передають назад в мережу, але вже погіршеної якості. В результаті цих властивостей несиметричного навантаження виникають складові енергії зворотної і нульової послідовностей, які практично не використовуються, створюють втрати і погіршують якість електроенергії.

Останнім часом з'явилися електронні лічильники АВВ ВЕІ "Метроника" "Альфа", засновані на мікропроцесорних комплектах спеціального призначення, призначені для промислового обліку електроенергії. Лічильник має високу вартість, вимагає спеціального обслуговування і доступний спеціально підготовленому персоналу для кваліфікованої експлуатації. Клас точності лічильника 0,2.

Якщо лічильник "Альфа" є автономним засобом комерційного обліку із зніманням графіків енергоспоживання за різні періоди, то вимірювальна інтегральна автоматизована система управління енергозбереженням (ІАСУЕ) ЗАТ ЕНЕЛЕКО, розроблена для промислового і побутового обліку енергії різних видів, має ієрархічну структуру, що дозволяє вести комерційний облік електроенергії, теплової енергії, води, газу, а також передавати сигнали пожежної, охоронної сигналізації і сповіщення.

Для обліку електроенергії використовують електронні лічильники однофазні СЕБ-2, СЕБ-512 і трифазні ПСЧ-3Т з автономним блоком перемикачів тарифів БПТ-250. Лічильники мають клас точності І.

*Вимірювання опору.* В системах електропостачання вимірювання опору відіграє першочергове значення. В одних випадках опір має бути надзвичайно

низьким, щоб зменшити втрати а в інших надзвичайно високим, також для зменшення втрат.

Опір провідників вимірюють омметром, опір ізоляції вимірюють мегаометром.

Існує пряме і непряме вимірювання опору. При прямому вимірюванні прилад зразу показує опір. А при непрямому використовують метод вольтметра-амперметра і за формулою закону Ома визначають опір провідника, напівпровідника чи ізоляції.

#### *Вимірювання температури.*

В системах електропостачання використовують як контактні методи вимірювання температури так і безконтактні.

Контактні методи використовують для постійного чи періодичного вимірювання частин які не є під напругою. Для вимірювання частин під напругою використовують безконтактні методи з допомогою пірометра чи тепловізора.

## **2. ВИКОНУЄТЬСЯ В ЛАБОРАТОРІЇ**

#### *Вимірювання опору ізоляції з допомогою мегомметра.*

1. Виміряти опір ізоляції трьох фазного двигуна між фазами та між кожною фазою та корпусом.

2. Виміряти опір ізоляції трансформатора струму між первинною і вторинною обмотками і між обмотками і корпусом.

3. Виміряти опір ізоляції трифазного силового трансформатора між обвитками і з корпусом.

По кожному пункту проводять три вимірювання і результати заносять в таблицю 1.1. Для трифазного обладнання заміри роблять для кожної фази окремо і вибирають менше значення.

#### *Вимірювання струмів, напруг, температури, частоти, потужностей.*

Вимірювання проводять аналоговими і цифровими приладами одночасно.

1. Виміряти напругу в електричній мережі лабораторії.

2. Виміряти  $U_{\phi}$ ;  $U_{л}$ ;  $\pm U$  на лабораторному стенді;

3. Виміряти  $I$  розривним і безрозривним методами;

4. Виміряти опір прямим і непрямим методами;
5. Вимірювання температури контактним і безконтактним методом;
6. Обрахувати похибки і зробити висновок по кожному із пунктів про відповідність параметрів стандартам та придатність електрообладнання для експлуатації.

По кожному пункту проводять три вимірювання і результати заносять в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 - Результати вимірювань

п/п	Назва вимірювання	Отримане значення	Середнє значення	Абсолютна похибка
1				
2				
<i>n</i>				

### 3. КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ.

1. Від чого залежить опір ізоляції.
2. Причини старіння ізоляції.
3. Яка випробувальна напруга для ізоляції.
4. Яке значення опору ізоляції для електроустановок 380 В.
5. За допомогою яких приладів вимірюється опір ізоляції.
6. Який принцип дії приладів для вимірювання опору ізоляції.
7. Якими ще методами можна виміряти опір ізоляції.
8. Місця вимірювання потужності в системах електропостачання.
9. Який допустимий струм для людини, і який смертельно небезпечний?
10. Яких правил необхідно дотримуватися щоб уникнути ураження струмом?
11. Цифрові і аналогові вимірювальні прилади, переваги та недоліки?
12. Вимірювання напруги, струму.
13. Вимірювання частоти.

14. Вимірювання активної потужності.
15. Розширення меж вимірювання.
16. Методи вимірювання температури.
17. Місця вимірювання струму в системах електропостачання.
18. Вимірювання реактивної потужності.
19. Що таке абсолютна похибка та її обчислення.
20. Що таке відносна похибка та її обчислення.
21. Що таке приведена похибка та її обчислення.
22. Місця вимірювання напруги в системах електропостачання.

## ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 2

### ГРАФІКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

**Мета роботи:** Вивчення методів знімання графіків електричних навантажень і дослідження їх характеристик,

#### 1. СТИСЛІ ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

Основою раціонального рішення всього складного комплексу техніко-економічних питань при проектуванні електропостачання сучасного промислового підприємства є правильне визначення очікуваних електричних навантажень. Визначення електричних навантажень є першим етапом проектування всякої системи електропостачання. Значення електричних навантажень визначають вибір всіх елементів проектованої системи електропостачання і її техніко-економічні показники. Від правильної оцінки очікуваних навантажень залежать капітальні затрати в системі електропостачання, витрати кольорових металів, втрати електроенергії, експлуатаційні втрати.

Якщо в розрахунках буде допущена помилка в сторону зменшення електричних навантажень, то це призведе до збільшення втрат електроенергії в системі електропостачання, прискорить старіння електрообладнання. Може обмежити продуктивність як окремих агрегатів, так і всього підприємства. Тому зразу ж після вводу підприємства в експлуатацію може виникнути необхідність заміни перерізу проводів, заміни деякого електрообладнання на більш потужне, що в умовах експлуатації досить складно. Завищення розрахункових електричних навантажень призведе до росту капітальних затрат і неповне використання дефіцитного електрообладнання і провідникового матеріалу. В деяких випадках це може призвести до збільшення втрат електроенергії.

Електричне навантаження характеризує споживання електроенергії окремими споживачами, групою споживачів в цеху, цехом і заводом в цілому. При проектуванні і експлуатації системи електропостачання промислових

підприємств основними є три види навантажень: активна потужність  $P$ , реактивна потужність  $Q$  і струм  $I$ .

Графіком навантаження називається крива зміни в часі активної, реактивної, повної потужності або струму.

Графіки навантажень у відповідності з затвердженою методикою розділяються на індивідуальні - для окремих споживачів електроенергії і групові - для групи споживачів електроенергії.

Індивідуальні графіки навантажень позначаються малими буквами:  $p(t)$ ,  $q(t)$ ,  $i(t)$ ; групові графіки навантажень позначаються тими ж, але великими буквами:  $P(t)$ ,  $Q(t)$ ,  $I(t)$ . Запис графіків  $P$ ,  $Q$ ,  $I$  при  $n$  споживачах електроенергії в групі буде мати вигляд

$$\begin{aligned}P(t) &= \sum_{i=1}^n P_i(t); \\Q(t) &= \sum_{i=1}^n q_i(t); \\I(t) &= \sum_{i=1}^n \frac{\sqrt{P^2(t) + Q^2(t)}}{\sqrt{3} \cdot U};\end{aligned}\tag{2.1}$$

Індивідуальні графіки необхідні для визначення навантажень потужних споживачів електроенергії (електричних печей, перетворювальних агрегатів головних приводів прокатних станів та ін.). При проектуванні систем електропостачання промислових підприємств використовуються, як правило, групові графіки навантажень (від графіків навантажень декількох споживачів електроенергії до графіків навантажень підприємства в цілому). Графіки навантажень всього промислового підприємства дають можливість визначити споживання активної і реактивної енергії підприємством, правильно і раціонально вибрати джерела струму, що живлять підприємство, а також передбачати найбільш раціональну схему електропостачання.

З точки зору регулярності режимів споживачів їх індивідуальні графіки навантажень поділяються на періодичні, циклічні, нециклічні і нерегулярні.

Групові графіки навантажень складаються з індивідуальних графіків навантажень споживачів, що входять в дану групу. Ступінь регулярності групових графіків визначається типами індивідуальних графіків і взаємозв'язках



навантажень окремих споживачів по технологічному режиму роботи. Розрізняють два види таких взаємозв'язків: між значеннями навантажень даного споживача в різні моменти часу; між значеннями навантажень двох різних споживачів в даний момент часу.

Для групових графіків, крім взаємозв'язків між значеннями навантажень даного споживача в різні моменти часу, враховується взаємозв'язок між значеннями навантажень різних споживачів в даний момент часу, яка прямо витікає з характеру технологічного процесу і визначається в першому наближенні одними лиш умовами суміщення інтервалів часу включення кожного зі споживачів.

По тривалості розрізняють добові і річні графіки електричних навантажень.

На добовому графіку відкладаються зміни навантажень  $P$  за час доби і втрати потужності в лініях і трансформаторах  $\Delta P$ . Площа обмежена графіком, відповідає добовій витраті електроенергії за добу.

Річний графік складається на основі характерних добових графіків за зимову і літню добу. Зміни навантаження на річному графіку позначаються в порядку зниження по часу.

Виходячи з графіків навантажень діючих підприємств для кожної галузі промисловості розроблені типові графіки навантажень, по яких можна визначити значення коефіцієнтів які необхідні для розрахунків при проектуванні.

Нерівномірний графік навантажень мають підприємства які працюють в одну і дві зміни, а також окремі енергоємні споживачі: електропечі, прокатні стани, електролізні установки. Невисокий коефіцієнт заповнення графіка навантажень (0,67-0,75) характерний для підприємств машинобудівельної, верстатобудівельної, і електротехнічної галузі.

Нерівномірність графіка навантажень погіршує режим роботи мереж і вимагає додаткових капітальних затрат на спорудження нових мереж і агрегатів електростанцій, для забезпечення покриття піків навантажень.

Вирівнювання добового графіка, зниження піків навантаження здійснюється споживачами-регуляторами - енергоємними автоматизованими

електротехнологічними установками, які можуть працювати в години мінімальних навантажень в енергосистемі і відключатися в години максимуму. Споживачами-регуляторами можуть бути: електротермічне обладнання, електropечі, холодильні установки, насосні станції, які мають значні ємності та ін.

Стимулюючим фактором вирівнювання графіка навантажень є оплата електроенергії по тарифах диференційованих за періодами часу доби.

Середньорічну потужність, що споживається цехом або підприємством в цілому визначають із співвідношень:

$$P_{cp} = E_{ap} / T_p; \quad (2.2)$$

$$Q_{cp} = E_{pp} / T_p \quad (2.3)$$

де  $T_p$  - річний фонд робочого часу, що визначається при проектуванні по даних технологічного завдання, а в процесі експлуатації по даних технологічного процесу виробництва.

Квадрат середньоквадратичного відхилення для індивідуального графіка навантаження становить

$$\sigma^2 = P_{ck}^2 - P_c^2 \quad (2.4)$$

Аналогічно для графіка навантажень групи споживачів маємо

$$P_{ck}^2 = P_c^2 + \sigma_c^2; \quad \text{де } P_c^2 = \left( \sum_1^m P_{ci} \right)^2 \quad (2.5)$$

Квадрат середньоквадратичного відхилення для графіка навантажень групи незалежних споживачів дорівнює сумі квадратів середньоквадратичних відхилень для графіків навантажень кожного зі споживачів, що входять в дану групу, тобто

$$\sigma_c^2 = \sum_1^n \sigma_i^2 + 2 \sum_{i < j} K_k \sigma_i \sigma_j \quad (2.6)$$

де  $n$  - число споживачів в групі;

$K_k$  - коефіцієнт кореляції .

В умовах експлуатації середньоквадратичну потужність можна визначити за показами лічильників електроенергії згідно виразів

$$\begin{aligned} P_{ck} &= K_{\phi a} \cdot P_c, \\ Q_{ck} &= K_{\phi p} \cdot Q_c \end{aligned} \quad (2.7)$$

де  $K_{\phi a}$  і  $K_{\phi p}$  - визначають дослідним шляхом.

$$\begin{aligned} P_{ck} &= \sqrt{m} \frac{\sqrt{\sum_1^m (\Delta E_{ai})^2}}{E_a} \cdot \frac{E_a}{T} = \frac{\sqrt{m}}{T} \sqrt{\sum_1^m (\Delta E_{ai})^2}; \\ Q_{ck} &= \sqrt{m} \frac{\sqrt{\sum_1^m (\Delta E_{pi})^2}}{E_p} \cdot \frac{E_p}{T} = \frac{\sqrt{m}}{T} \sqrt{\sum_1^m (\Delta E_{pi})^2}; \end{aligned} \quad (2.8)$$

де  $E_p$ ,  $\Delta E_p$  - спожита активна і реактивна енергія за час  $T$  і  $\Delta T$  (при  $\Delta T = T/m$ ),

$m$  - число інтервалів, на які розбитий графік навантажень.

На практиці середньоквадратична потужність і струм може бути дуже просто визначена з показників лічильника через кожні півгодини, тобто добовий графік буде розбито на 48 рівних проміжків.

Такий графік називається півгодинним графіком максимальних навантажень.

Правильне визначення електричних навантажень є основою раціональної побудови і експлуатації систем електропостачання промислових підприємств.

При розрахунках і дослідженні навантажень застосовуються безрозмірні показники (коефіцієнти) графіків навантаження, які характеризують режим роботи споживачів електроенергії по потужності або по часу.

Коефіцієнти графіків навантажень визначаються як для індивідуального, так і для групового графіків (активної, реактивної та повна потужність і струму). У зв'язку з цим прийнята наступна система позначок:

1. Всі коефіцієнти індивідуальних і групових графіків позначаються відповідно малою  $k$  і великою  $K$  буквами.

2. Всі коефіцієнти графіків активної потужності позначаються індексом  $a$ , реактивної потужності  $p$ , струму  $I$ .

Добові графіки навантаження дозволяють провести аналіз режиму роботи електроустаткування й електричних мереж за минулу добу: розрахунок режиму роботи електроустаткування на майбутню добу, регулювання режиму роботи

електроустаткування і електричних мереж згідно з розрахованими графіками, а також розробку заходів щодо поліпшення режиму електроспоживання протягом доби на найближчий період або далеку перспективу.

Графіки добового навантаження використовуються також для визначення максимальної заявленої потужності в години добових максимумів навантаження енергосистеми на майбутній розрахунковий період (квартал, рік), тому що по цій заявленій потужності промислові підприємства проводять розрахунки.

Добові графіки використовуються для планування (лімітування) споживаного навантаження промисловим підприємством. При плануванні користуються методикою прогнозування графіків навантаження і спеціальними методами розрахунку.

Режими електроспоживання характеризуються рядом показників, з яких основними є коефіцієнт заповнення добового графіка навантаження, число годин використання максимального навантаження, наявність денного і нічного максимуму.

При знятті показань лічильників потрібне дотримання прийнятої черговості обходу лічильників для запису їхніх показань, тому що в іншому випадку збільшиться похибка у вимірі навантаження. Похибки можуть виникати при побудові сумарних графіків. Зняття графіків при великому числі лічильників є досить відповідальною і трудомісткою роботою.

Крім лічильників активної і реактивної енергії зняття графіків у практиці обстеження режимів роботи підприємства і груп споживачів може бути здійснене за допомогою самописних приладів (амперметри, ватметри), візуальним відліком показань приладів через рівні проміжки часу.

### **Величини і показники, які характеризують графіки**

1. Споживання електричної енергії  $W$  за визначений час (добу, зміну), кВт год:

$$W_{\text{доба}} = m_1 \cdot t_1 + P_2 \cdot t_2 + \dots + P_n \cdot t_n \quad (2.9)$$

де  $n$  - кількість інтервалів часу (при рівномірній розбивці для добового графіка  $n = 24$  або 48).

2. Середнє навантаження  $P_{\text{сер}}$  за визначений час (добу, зміну), кВт:

$$P_{сер} = \frac{W_{додба}}{t} \quad (2.10)$$

В умовах експлуатації середнє навантаження за добу визначається за показниками лічильників активної і реактивної енергії розподілом на 24.

### 3. Середнє навантаження за найбільш завантажену зміну $P_{см}$

За найбільш завантажену зміну середнє навантаження визначається тривалістю зміни:

$$P_{см} = \frac{W_{см}}{t_{см}}, \text{ кВт} \text{ або } Q_{см} = \frac{V_{см}}{t_{см}}, \text{ квар.} \quad (2.11)$$

### 4. Середньоквадратичне навантаження $P_{ск}$ .

Середньоквадратичне навантаження для ступінчастого графіка навантаження визначається за формулою, кВт:

$$P_{ск} = \sqrt{\frac{1}{T}(P_1^2 \cdot t_1 + P_2^2 \cdot t_2 + \dots + P_n^2 \cdot t_n)} \quad (2.12)$$

### 5. Максимальне навантаження $P_m$ .

Максимальне навантаження активної  $P_m$ , реактивної  $Q_m$  потужності на графіку навантаження являє собою найбільше значення із відповідних середніх величин, отриманих на інтервалі тривалістю 30 хв. Максимальне навантаження називають розрахунковим. Тому можна записати, що розрахункове навантаження - це максимальне навантаження на півгодинному інтервалі.

### 6. Номінальна потужність $P_H$ .

Поняття номінальної потужності використовується при аналізі добових графіків. Номінальна потужність або встановлена потужність приймача, групи приймачів електричної енергії - це потужність, позначена на заводській таблиці або в паспорті електроприймача.

Групова номінальна активна потужність є сумою номінальних паспортних потужностей окремих робочих приймачів.

При дослідженні графіків і розрахунках навантажень застосовуються деякі безрозмірні показники графіків навантажень, характеризуючи режими роботи електроприймача.

7. Коефіцієнт використання  $K_e$  визначається як відношення середньої потужності групи електроприймачів до їх номінальної потужності:

$$K_e = \frac{P_c}{P_H} < 1 \quad (2.13)$$

У практичних розрахунках при визначенні  $K_e$  використовується середня потужність за найбільш завантажену зміну  $P_{cm}$ .

8. Коефіцієнт форми графіка навантажень  $K_\phi$  визначається як відношення середньоквадратичної потужності групи електроприймачів до середньої потужності, взятих за той самий період часу:

$$K_\phi = \frac{P_{ck}}{P_c} \geq 1 \quad (2.14)$$

Коефіцієнт форми характеризує нерівномірність графіка в часі, своє найменше, рівне одиниці значення він приймає при постійному незмінному у часі навантаженні.

9. Коефіцієнт заповнення графіка  $K_{z2}$  визначається як відношення середньої активної потужності до розрахункової за досліджуваний період, звичайно за добу:

$$K_{z2} = \frac{P_c}{P_p} < 1 \quad (2.15)$$

10. Коефіцієнт максимуму  $K_M$  визначається відношенням розрахункової активної потужності до середнього навантаження за найбільш завантажену зміну:

$$K_M = \frac{P_p}{P_{cm}} \geq 1 \quad (2.16)$$

11. Коефіцієнт попиту  $K_c$  визначається відношенням розрахункового навантаження і номінальної (встановленої) потужності даної групи електроприймачів:

$$K_c = \frac{P_p}{P_H} < 1 \quad (2.17)$$

Значення коефіцієнтів попиту і використання для різних приймачів підприємств кожної галузі промисловості визначаються шляхом обстеження діючих установок і надалі використовуються при проектуванні аналогічних виробництв і приводяться в довідкових матеріалах.

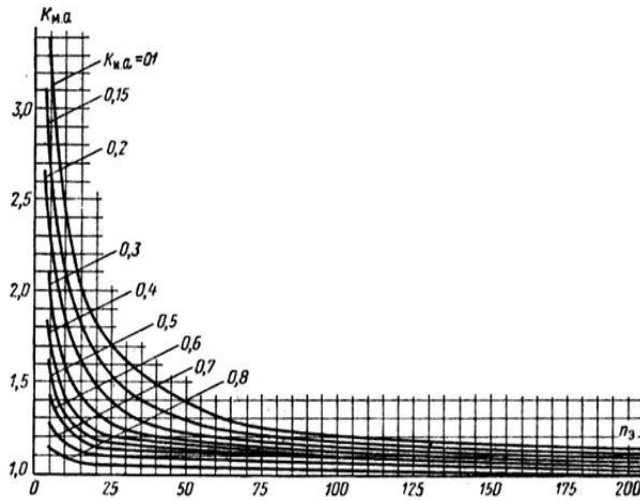


Рис. 2.1. Залежність коефіцієнта максимуму  $K_{ма}$  від приведенного числа споживачів  $n_n$  при різних коефіцієнтах використання  $K_v$

## 2. ОПИС ДОСЛІДНОЇ УСТАНОВКИ

Макет досліджуваного стенда (Рис. 2.3 ) складається з установки, яка за програмою у певний визначений час включає навантаження. Цикл роботи програми вважається добовим графіком навантаження промислового підприємства. На рис. 2.3 зображено вісім споживачів електроенергії, які представлені на макеті лампами розжарення. Регулювання

навантаження (тобто ввімкнення чи вимкнення) споживача здійснюється через пристрій управління, на який подаються сигнали з комп'ютера(ПК) на замкнення чи розімкнення певного контакту. Також окремо керувати навантаженням можна за допомогою ключів  $S_2, S_3$ , які відповідають за той чи інший ряд ламп. Навантаження живиться від мережі 220 В. Покази навантаження знімають через амперметр.

На ПК встановлена програма Графіки навантажень(рис. 2.2), яка і здійснюватиме керування ввімкненням чи вимкненням ламп на лабораторному стенді. Вікно програми складається з двох областей Груповий графік навантаження та Індивідуальні графіки навантаження споживачів. Праворуч від останнього є індикатори стану споживача, які загорятимуться червоним кольором у випадку ввімкнення споживача.

Для того аби почати роботу, необхідно Відкрити файл з навантаженням, який являє собою текстовий файл Графік навантаження промислового підприємства.txt з внесеною інформацією про роботу кожного споживача (програма зчитує інформацію з текстових файлів і будує на їх основі графіки).

Після цього треба ввести коефіцієнт часу, який передбачатиме, за який реальний проміжок часу (в секундах) відбувається проходження на графіках однієї години, і натиснути кнопку Почати.

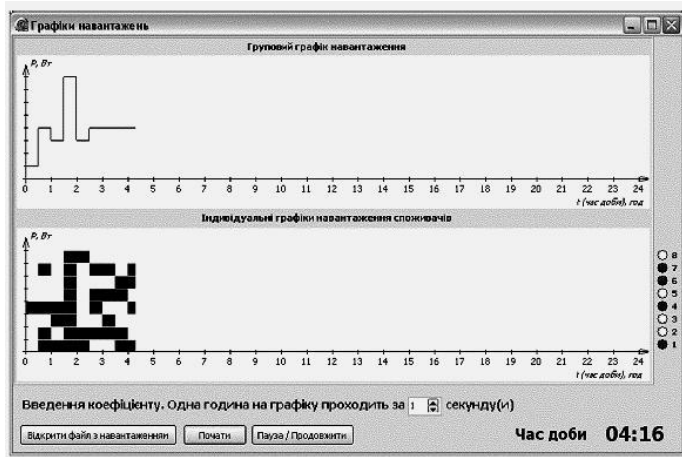


Рис. 2.2 – Зовнішній вид програми «Графік навантаження»

У відповідності з індивідуальним графіком ввімкнення того чи іншого споживача автоматично будуватиметься груповий графік навантаження.

Лампи розжарення представляють таких споживачів промислового підприємства:

$L_1$  - Освітлення

підприємства, споживання адміністративним корпусом та на інші потреби;

$L_2$  - Електропривід групи споживачів 1;  $L_3$  - Електропривід групи споживачів 2;  $L_4$  - Електропривід групи споживачів 3;  $L_5$  - Перетворювальні установки;  $L_6$  - Термічні установки групи споживачів 1;  $L_7$  - Термічні установки групи споживачів 2;  $L_8, L_9$  - Електрозварювальні установки.

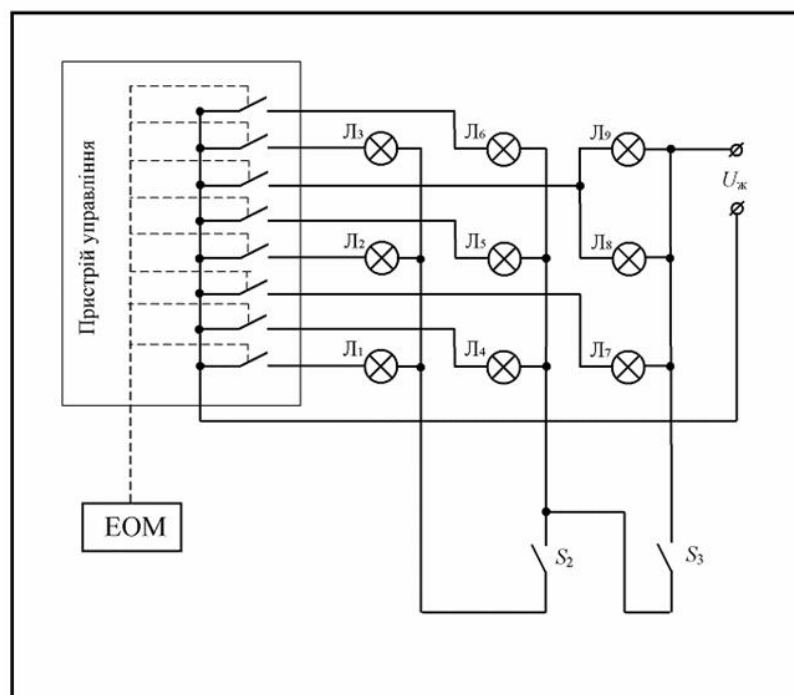


Рис. 2.3. Схема лабораторного стенда



### 3. ВИКОНУЄТЬСЯ В ЛАБОРАТОРІЇ

Зібрати установку Рис.2.3. Включити навантаження живлення. Запустити програму на ЕОМ і через задані проміжки часу фіксувати покази амперметра. Дані занести в таблицю і побудувати графік.

### 4. ОПРАЦЮВАННЯ ДОСЛІДНИХ ДАНИХ

1. Знайти значення пікової і мінімальної потужностей.
2. Вирахувати коефіцієнт заповнення графіку і коефіцієнт форми графіку.
3. Зробити висновок по роботі.

### КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що називається графіком навантаження?
2. Як за тривалістю поділяються графіки електричних навантажень?
3. Для чого використовуються графіки навантажень?
4. На що впливає нерівномірність графіків навантажень?
5. Як здійснюється вирівнювання графіків навантажень?
6. Способи знімання графіків навантажень?
7. Які ви знаєте величини і показники, що характеризують графіки електричних навантажень?
8. Як визначити коефіцієнт використання?
9. Що вам відомо про середнє навантаження і як воно визначається?
10. Що вам відомо про номінальну потужність?
11. Як визначаються коефіцієнти  $K_f$ ,  $K_m$ ,  $K_{zg}$  ?
12. Згідно отриманого вами графіка навантаження, вкажіть години максимуму і мінімуму.

## ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 3

### ОДНОФАЗНА ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

**Мета роботи:** Дослідити однофазну лінію електропостачання. Визначити втрати напруги в лінії, ділянки відповідності напруги нормам якості.

#### 1. СТИСЛІ ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

Пристрої для передачі електричної енергії з місць виробництва до споживання називають лініями електропередач (ЛЕП). Під лінією електропередач, на відміну від передачі енергії по місцевих або розподільних електричних мережах, розуміють передачу великих потужностей (десятки і сотні мегават) на великі віддалі (десятки і сотні кілометрів) з великою напругою.

Лінії електропередач бувають транзитними, тобто такими, які передають усю потужність на кінцеву підстанцію, і магістральними з кількома відгалуженнями.

Під електричними мережами розуміють сукупність електропроводників і електричних пристроїв, призначених для передавання електроенергії з електростанції або потужної підстанції в місця споживання і розподілення цієї енергії між трансформаторними підстанціями, трансформаторними пунктами та індивідуальними споживачами (розподільні мережі).

Мережі бувають постійного струму, однофазного і трифазного змінного струмів. Усі вони можуть бути внутрішніми і зовнішніми.

Внутрішні мережі прокладають усередині приміщень ізольованими проводами відкритим способом на роликах та ізоляторах або захованим способом у гумових і паперових з металевією оболонкою трубках, а також кабелем, який прокладають у каналах, по стінах і стелях на спеціальних кронштейнах.

Зовнішні мережі, як і лінії електропередач, бувають кабельними (підземними) і повітряними.

Повітряні лінії і мережі потребують менших капітальних затрат, ніж підземні (кабельні); вони зручніші в експлуатації, бо пошкодження легко виявити при огляді, але менш надійні й більш небезпечні, ніж підземні.

Повітряні лінії і мережі високої напруги виконують з голих мідних багатодровових або сталюалюмінієвих проводів, їх укріплюють на ізоляторах (лінії до 35 кВ) або на гірляндах підвісних ізоляторів, які в свою чергу закріплюють на бетонних (лінії до 35 кВ) або металевих опорах на бетонному фундаменті. Гірлянда складається з 3-4 ізоляторів для напруги 35 кВ, 6-7 - для 110 кВ, 12-14 - для 220 кВ.

Опори бувають проміжні, анкерні, кінцеві й кутові.

На рисунку 3.1 представлено три типи опор: одностоечні (рис. 3.1, а, б), одностоечні з підкосами (рис. 3.1, в) і А - образні (рис. 3.1 г) із кріпленням проводів на гаках або штирях. Проміжна й кутова опори з віброваних стійок зображені на рис. 3.2. Стійки цих опор оснащені закладними деталями з отворами, що дозволяє закріплювати металеві траверси за допомогою болтів. До траверс приварюють штирі або га-ки, на які встановлюють ізолятори.

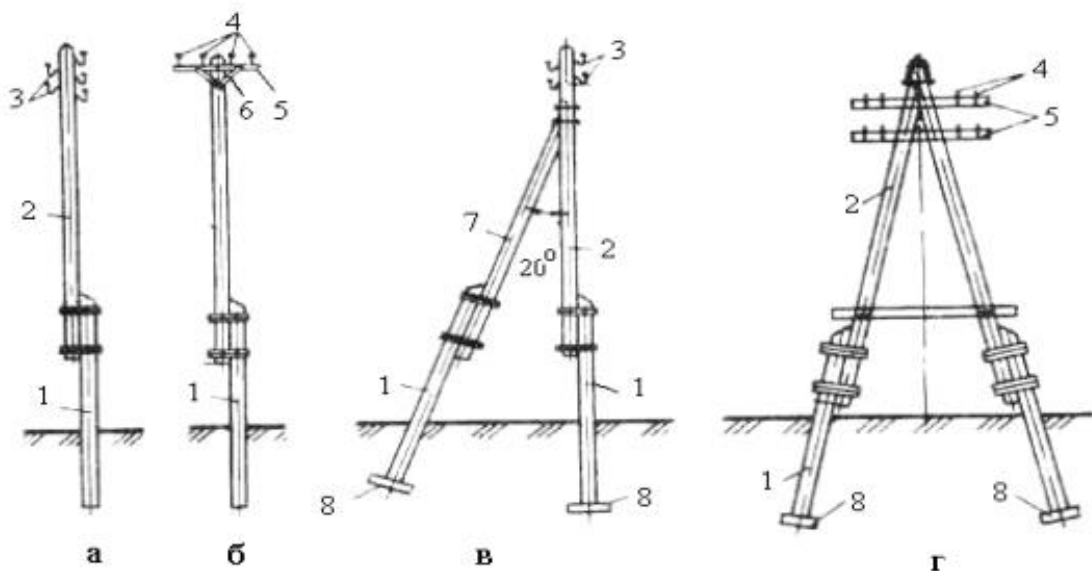


Рис. 3.1 - Дерев'яні опори ПЛ на напругу 6-10 кВ: 1 - приставка; 2 - стійка; 4 - штир; 5 - оголовок; 6 - траверсу; 7 - розкіс; 8 - ригель; 9 - підтраверсник; 10 - поперечка; 11 - підкіс.

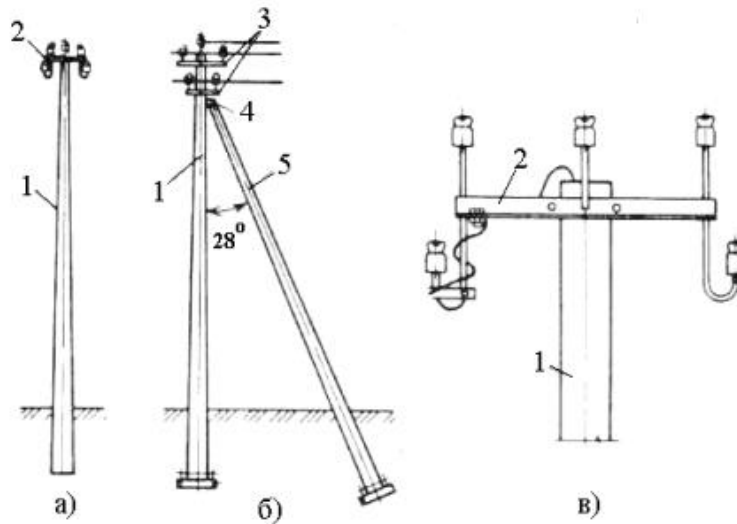


Рис. 3.2 - Залізобетонні опори ПЛ до 1 кВ із віброваними стійками: а) проміжна, б) кутова, в) верхівка проміжної опори з траверсою; 1 – стійка; 2, 3 - траверси проміжної й кутової опор; 4 - кронштейн для кріплення підкоса; 5 - підкіс.

Анкерні опори ставлять через певні інтервали між проміжними опорами. Кожна анкерна опора має витримувати натяг проводів в один бік у разі обриву всіх проводів з другого боку.

Кутові опори встановлюють у місцях повороту лінії.

Кінцеві опори встановлюють на виході лінії з електростанції або підстанції. За міцністю вони мають бути такими, як і анкерні. Віддаль між опорами для ліній 35-220 кВ беруть приблизно 200 м, а для ліній низької напруги - 30-50 м.

Кабельні підземні лінії і мережі застосовують переважно в густонаселених містах і місцевостях, на територіях промислових підприємств, а також для внутрішньої заводської проводки.

Величину напруги для передачі електричної енергії визначають з таким розрахунком, щоб при найменшій вартості передачі, при мінімальній витраті провідникових матеріалів енергія передавалась би з досить малими втратами.

У таблиці 3.1 наведено найвигідніші співвідношення між напругою, потужністю і довжиною лінії передачі, вироблені практикою.

Таблиця 3.1 - Найвигідніші співвідношення між напругою, потужністю і довжиною лінії

Напруга, кВ	Потужність, кВт	Віддаль
0,22	50-100	<200м
0,38	100-175	>350 м
6,00	2000-3000	>10 км
35,00	5000-10 000	>1520 км
220,00	100000-150000	>200300 км
400,00	150000-і вище	>400 км

Енергію на далекі віддалі постійним струмом передають так: на початку лінії генераторну напругу підвищують до потрібної напруги, випрямлячами змінний струм випрямляють у постійний і по лініях електропередачі передають енергію в район споживання. У кінці лінії інверторами перетворюють постійний струм у змінний, знижують його до потрібної напруги і подають до споживачів.

Для передачі енергії постійним струмом можна зробити надійну ізоляцію лінії напругою до мільйонів вольт, оскільки в ізоляції немає втрат, пов'язаних із змінним електромагнітним полем. Крім того, передача енергії постійним струмом піднімає питання стійкої паралельної роботи кількох електростанцій, розміщених на далекій віддалі. Проте постійний струм високої напруги для передачі енергії поки що широко не застосовується в зв'язку з труднощами, пов'язаними з виконанням високовольтних випрямлячів і перетворювачів.

Параметри лінії електропередач помітно впливають на показники якості електроенергії. Оскільки однофазні лінії використовуються в основному при постачанні електроенергією освітлювальних установок, розглянемо вплив якості електроенергії на освітлювальні установки.

Кожен освітлювальний прилад, спроектований для роботи при номінальній напрузі, повинен забезпечувати нормальне функціонування при відхиленнях напруги від номінальної на задану ГОСТ-ом величину, при цьому відбувається зміна світлового потоку освітлювальної установки.

Установки електричного освітлення з лампами розжарювання, люмінесцентними, дуговими, ртутними, натрієвими, ксеноновими лампами використовуються на всіх підприємствах для внутрішнього та зовнішнього освітлення. Для аварійного освітлення, яке складає 10% від загального, використовуються лампи розжарювання. їх коефіцієнт потужності рівний 1,0. У виробничих цехах використовують переважно дугові ртутні лампи високого тиску типу ДРЛ та ДРТ 220 В. Коефіцієнт потужності світильників на базі цих ламп з індивідуальними конденсаторами складає 0,9-0,95, а без конденсаторів - 0,6. Для зовнішнього освітлення рекомендуються лампи типу ДРЛ. Регулюючий ефект для ламп розжарення в області номінальних напруг рівний 1,6. Тобто:

$$\left( \frac{P_{ЛР}(U)}{P_{ЛР}(U_{ном})} \right) = \left( \frac{U}{U_{ном}} \right)^{1.6} \quad (3.1)$$

Де  $\left( \frac{U}{U_{ном}} \right)$  - відносне значення напруги  $U$  на приймачі електроенергії від номінального  $U_{ном}$ ;

$P_{ЛР}(U), P_{ЛР}(U_{ном})$  - активне навантаження лампи розжарювання при напрузі  $U$  та при напрузі  $U_{ном}$ .

Варто пам'ятати, що при зміні напруги змінюється освітленість, світловий потік та строк служби лампи. На кожен відсоток зниження напруги світловий потік зменшується приблизно на 3,6 %. Строк служби збільшується приблизно на 1,3 %

Люмінесцентні лампи також змінюють своє споживання із зміною напруги. Статичну характеристику по напрузі для активної потужності люмінесцентних ламп наближено можна записати так:

$$\left( \frac{P_{ЛЛ}(U)}{P_{ЛЛ}(U_{ном})} \right) = \left( \frac{U}{U_{ном}} \right)^{1.9} \quad (3.2)$$

для реактивної потужності:

$$\left( \frac{Q_{ЛЛ}(U)}{Q_{ЛЛ}(U_{ном})} \right) = \left( \frac{U}{U_{ном}} \right)^{1.5} \quad (3.3)$$

Регулюючий ефект люмінесцентних ламп по схемі з розщепленою фазою рівний приблизно 1,9 для активної потужності, а для реактивної потужності

регулюючий ефект люмінесцентних ламп може бути оцінений величиною 1,5. Строк служби люмінесцентних ламп змінюється з зміною напруги: на 1% пониження напруги строк служби в середньому збільшується на 2%.

Для ламп (ДРЛ) з пускорегулювальною апаратурою (ПРА) регулюючий ефект по реактивній потужності рівний 4,5.

Кожний споживач електроенергії для нормальної роботи має одержувати електроенергію при номінальній напрузі  $U_{ном}$ , тобто на яку він розрахований.

Величина падіння напруги тим більша, чим більша довжина лінії, навантаження і менший переріз проводів. Із зміною навантаження змінюється і напруга в різних точках мережі. Тому правилами встановлено допустимі відхилення напруги від номінальної, наприклад, для електродвигунів і ламп розжарювання не більше 5% номінальної. При розрахунках керуються такими допустимими втратами напруги, встановленими практикою проектування і експлуатації мереж - для мереж низької напруги втрата напруги, від шин ТП до останнього споживача, має бути не більшою як 6%, а для мереж високої напруги - для кабельних - 6%, для повітряних - 8%.

Плавкі запобіжники застосовують в основному для захисту електроприймачів від струмів короткого замикання (КЗ) і частково від надмірного перевантаження. Правильно вибрані плавкі вставки запобіжників витримують струми на 30-50% вище номінальних протягом 1 год. і більше. При струмах на 60-100% вище номінального струму плавкої вставки вона плавиться за час менше 1 год. При такій тривалості протікання струму перевантаження через провідник можливе його ушкодження від перегріву ще до початку перегорання плавкої вставки запобіжника. При струмах КЗ плавка вставка розплавляється миттєво, розмикаючи електричне коло.

Найбільш розповсюджені типи запобіжників для захисту мереж: ПН2, НПН і ПР2.

Плавкі вставки запобіжників вибираються з врахуванням двох умов:

1) вставка не повинна відключати тривалий розрахунковий струм навантаження:

$$I_e \geq I_p \quad (3.4)$$

де  $I_p = I_H$  - тривалий розрахунковий струм, що рівний номінальному струмові одиничного електроприймача або  $I_p = \sum I_H$  - для групи електроприймачів з числом до трьох. При кількості електроприймачів більше трьох визначається спеціальним розрахунком.

2) вставка не повинна перегоряти при короткочасних пікових навантаженнях, пов'язаних з пусковими струмами електроприймачів:

$$I_{\sigma} \geq \frac{I_{\text{пик}}}{\alpha} \quad (3.5)$$

де  $I_{\text{пик}}$  - піковий короткочасний струм електроприймачів або лінії, А;  
 $\alpha$  коефіцієнт, що залежить від умов пуску.

Піковий струм від одного електроприймача приймається рівним пусковому:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}} = k \cdot I_H \quad (3.6)$$

де  $k$  - кратність пуску;  $k = 5,7$  - для асинхронного електродвигуна з КЗ ротором;  $k = 2,5$  - для асинхронного електродвигуна з фазним ротором і електродвигуна постійного струму.

При одночасному пуску декількох електродвигунів піковий струм дорівнює сумі пускових струмів цих двигунів.

При великій кількості підключених до мережі електродвигунів ( $n > 4$ ):

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}} + (I_p - k_{\sigma} \cdot I_H) \quad (3.7)$$

де  $I_{\text{пуск}}$  - найбільший з пускових струмів двигунів, що входять у групу, А;

$I_p$  - розрахунковий струм групи електроприймачів, А;

$k_{\sigma}$  - коефіцієнт використання для ЕП з найбільшим пусковим струмом;

$I_H$  - номінальний струм ЕП з найбільшим пусковим струмом, А.

При виборі коефіцієнта  $\alpha$  враховують умови пуску.

$\alpha = 2,5$  - при захисті відгалуження до одиночного електродвигуна при легкому пуску і тривалості пуску не більш 10 с (ЕД металорізальних, деревообробних верстатів, вентиляторів, насосів).

$\alpha = 1,6 \div 2$  - при захисті відгалуження, що йде до одиночного електродвигуна з частими пусками або великої тривалості пускового періоду більш 10 с (ЕД кранів, центрифуг, дробарок).



При захисті магістралі, що живлять силове і змішане навантаження, А;

$$I_{\%} \geq \frac{I_{\text{ник}}}{\alpha} = \frac{I_{\text{выск}} + (I_p - k_{\epsilon} \cdot I_H)}{\alpha} \quad (3.8)$$

Для захисту відгалужень до електроприймачів, що не мають пікових струмів (електропечі опору, випрямлячі), величина плавкої вставки вибирається з умови  $I_{\epsilon} \geq I_p$  де  $I_H$  - номінальний струм установки.

3) У загальному випадку з двох умов 1) і 2) вибирають плавку вставку за більшим значенням струму  $I_B$  відповідно до таблиці 3.2 для конкретного типу запобіжника.

Обрана плавка вставка з номінальним струмом  $I_{B1}$  повинна працювати селективно (вибірково) з наступною суміжною вставкою з номінальним струмом  $I_{B2}$ , розташований ближче в напрямку до джерела живлення. Рекомендується використовувати наступну шкалу селективності (таблиця 3.2), у якій кожна пара вставок, різняться між собою не менш чим на дві ступені, А.

Таблиця 3.2 - Шкала селективності для вибору плавких вставок

$I_{B1}$	6	10	15	20	25	30	35	40	45	50	60	80	100	125	160	200	225
$I_{B1}$	15	20	25	35	45	60	60	80	80	100	125	160	200	225	300	350	400

Вибравши стандартні плавкі вставки визначають площі перетинів проводів або кабелів. Обраний перетин проводів або кабелів повинен задовільняти два співвідношення;

1) за умовою нагрівання розрахунковим тривалим струмом

$$I_{\text{доп}} \geq I_p \quad (3.9)$$

2) за умовою відповідності перетину провідника обраному струмові плавкої вставки

$$I_{\text{доп}} \geq k_3 \cdot I_{\epsilon} \quad (3.10)$$

де  $I_{\text{доп}}$  - допустимий тривалий струм провідника, А;

$I_p$  - розрахунковий робочий струм ЕП або ділянки мережі, А;

$k_3$  - кратність припустимого тривалого струму провідника стосовно номінального струму плавкої вставки запобіжника;

$I_B$  - стандартний номінальний струм плавкої вставки, А.

Згідно ПУЕ захистові від перевантаження підлягають наступні мережі:

- 1) мережі усередині приміщень, виконані відкрито прокладеними незахищеними ізолюваними проводами з пальною ізоляцією й оболонкою;
- 2) освітлювальні мережі в житлових і суспільних будинках і торговельних приміщеннях, службово-побутових приміщеннях промислових підприємств, а також у пожежонебезпечних приміщеннях;
- 3) силові мережі в житлових і суспільних будинках, торговельних приміщеннях і на промислових підприємствах - тільки у випадках, коли за умовами технологічного процесу або режиму роботи мережі може виникати тривале перевантаження проводів або кабелів;
- 4) усі мережі (освітлювальних і силові) у вибухонебезпечних приміщеннях.

## 2. ОПИС ДОСЛІДНОЇ УСТАНОВКИ

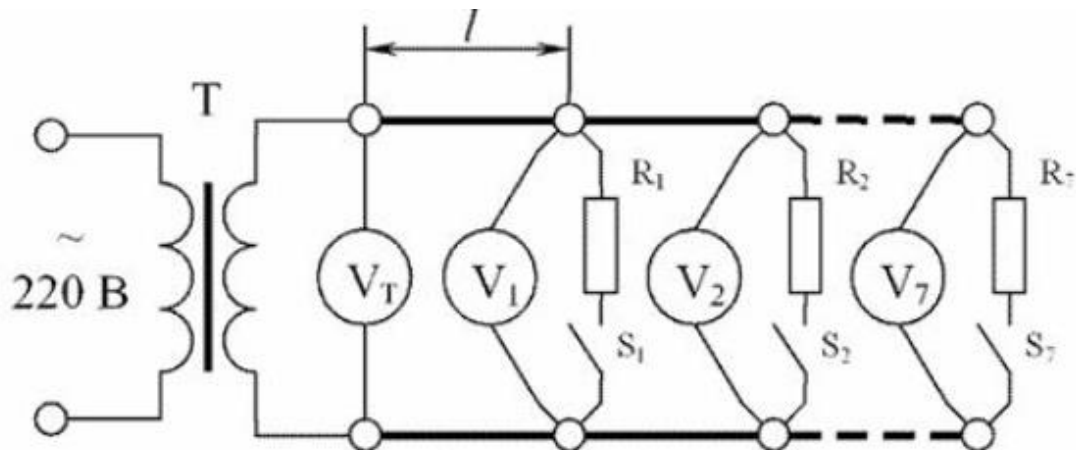


Рис. 3.3. Схема дослідної установки

Дослідна установка представляє собою макет однофазної лінії електропередач, до складу якого входять понижуючий трансформатор ( $T$ ), власне сама лінія електропередач (7 опор, довжина прольоту  $l$ ) та електричні навантаження ( $R_{1-7}$ ), які вмикаються вимикачами ( $S_{1-7}$ ). Замір напруги на виході трансформатора проводиться вольтметром  $V$ , напруг на опорах лінії - вольтметрами  $V_{1-7}$ .

### 3. ВИКОНУЄТЬСЯ В ЛАБОРАТОРІЇ

1. Замалювати електричну схему однофазної лінії електропостачання.
2. Провести заміри напруг на трансформаторі та на кожному споживачі схеми електропостачання. Занести дані до таблиці 3.3.

Таблиця 3.3

Величина	$U_T, B$	$U_1, B$	$U_2, B$	$U_3, B$	$U_4, B$	$U_5, B$	$U_6, B$	$U_7, B$
Значення								

3. Провести заміри струму на кожній ділянці схеми електропостачання. Занести дані до таблиці 3.4.

Таблиця 3.4

Ділянка	T-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7
$I, mA$							

### 4. ОПРАЦЮВАННЯ ДОСЛІДНИХ ДАНИХ

Використовуючи експериментальні дані з таблиці 3.3 та таблиці 3.4 виконати наступні завдання.

Визначити:

1. Опір ділянки лінії  $l r_1$ .
2. Струми, що проходять через кожен споживач -  $I_{cni}$ .
3. Спади напруг на кожній ділянці лінії -  $\Delta U_i$ .
4. Потужність, що споживається кожним споживачем -  $P_{cni}$ .
5. Відносне відхилення напруги на кожному споживачі -  $\% \Delta U_i$ .

Побудувати;

Залежності  $U(l)$ ,  $I(l)$ ,  $\Delta U(l)$ ,  $P_{cn}(l)$ ,  $\% \Delta U(l)$ . На графіках позначити ділянки, на яких якість напруги відповідає нормам якості.

### 5. КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що називають лінією електропередач?
2. Що називають електричною мережею?
3. Які бувають лінії електропередач та електричні мережі?

4. Переваги повітряних ліній та мереж.
5. Виконання повітряних ліній та мереж високої напруги.
6. Які бувають опори? Їх призначення.
7. Опори повітряних ліній напругою до 1 кВ (виконання).
8. Найвигідніші співвідношення між напругою, потужністю і довжиною лінії.
9. Принцип передачі електроенергії змінним струмом.
10. Принцип передачі електроенергії постійним струмом.
11. Характеристики роботи споживачів у випадку, коли фактична напруга відрізняється від номінальної.
12. Регулюючий ефект для ламп розжарювання.
13. Регулюючий ефект для люмінесцентних ламп.
14. Регулюючий ефект для ламп ДРЛ.
15. Допустимі відхилення напруги від номінальної.

## ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 4

### ТРИФАЗНА ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

**Мета роботи:** Дослідити режими роботи трифазної лінії електропостачання при симетричному і несиметричному навантаженні, виміряти спади напруг і розрахувати втрати потужності. Визначити відповідність напруг вимогам якості в місцях підключення споживачів.

### СТИСЛІ ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

Повітряною лінією електропередач (ПЛЕП) називають пристрій для передачі електричної енергії по проводах.

Повітряні лінії складаються із трьох елементів: проводів, ізоляторів та опор.

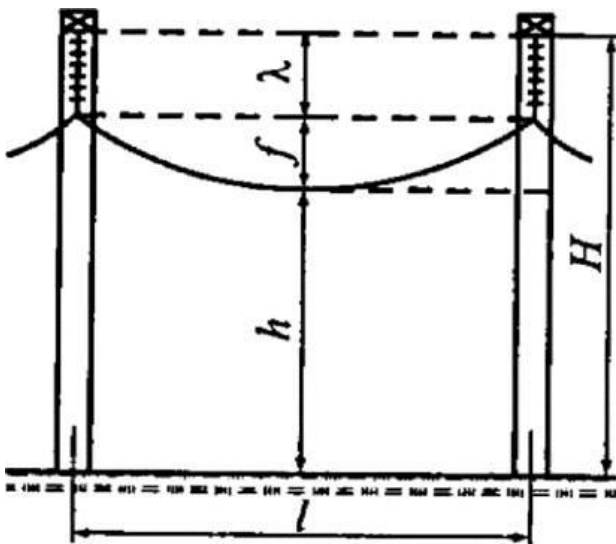


Рис. 4.1. Проліт лінії на опорах з підвісними ізоляторами.

Відстань між двома сусідніми опорами називають довжиною прольоту або прольотом лінії  $l$  (рис. 4.1.).

Проводи до опор підвішуються вільно, і під впливом власної маси провід в прольоті провисає по колійній лінії. Відстань від точки підвішування до найнижчої точки проводу називають стрілою провисання  $f$ . Найменшу відстань від нижчої точки проводу до землі називають габаритом

наближення проводу до землі  $h$ . Габарит повинен забезпечувати безпеку руху людей та транспорту, він залежить від виду місцевості, напруги лінії і тощо. Для ненаселеної місцевості габарит  $h = 5-7$  м, для населеної  $h = 6-8$  м.

Висота опори при горизонтальному положенні проводів визначається габаритом  $h$  та максимальною стрілою провисання  $f$ . При кріпленні проводів на гірляндах ізоляторів висота опори збільшується ще на довжину гірлянди  $\lambda$ .

Довжину прольоту лінії  $l$  зазвичай обирають за економічною доцільністю. Із збільшенням довжини прольоту збільшується стріла провисання, відповідно зростає висота опор, що збільшує їх вартість. Проте із збільшенням довжини прольоту зменшується число опор та вартість ізоляції лінії. Для ліній напругою до 1 кВ довжина прольоту зазвичай рівна 30-75 м, для ліній напругою 110 кВ - 150-200 м при висоті опор із горизонтальним розміщенням проводів 13-14 м, для ліній напругою 220-500 кВ довжина прольоту рівна 400-450 м при висоті опор 25-30 м.

Над проводами повітряних ліній, для захисту їх від атмосферних перенапруг, підвішуються громовідвідні троси, зазвичай використовують троси із сталевалюмінієвих проводів.

Механічне навантаження (вага проводу) діють на сталь та алюміній. В сталевалюмінієвих проводах з відношенням перерізу алюмінію до перерізу сталі в межах 5-6 на алюмінієві жили діє 50-60% повної ваги проводу, решта на стальне осердя.

При необхідності поєднання малого активного опору проводу та доволі високої механічної стійкості використовують сталєво-бронзові та сталєво-алдрієві проводи. Алдрій - сплав алюмінію з малою кількістю (біля 1,2%) магнію та кремнію.

Поруч з маркою проводу зазначається номінальний переріз проводу. Наприклад, А-50 позначає алюмінієвий провід з перерізом 50 мм<sup>2</sup>. Номінальним перерізом називається округлена величина фактичного перерізу проводу. Цифра при марці сталевалюмінієвого проводу, наприклад АС-150, дає лише номінальний переріз алюмінієвої частини проводу.

При обладнанні ПЛЕП застосовуються наступні типи ізоляторів:

- фарфорові штирові типу ШС-6, ШС-10 (лінії напругою 6-10 кВ);
- фарфорові штирові типу Ш-20, ШД-35 (20-35 кВ);
- підвісні фарфорові або скляні ізолятори ПФ та ПС (35 кВ та вище).

Ізолятори типу ШД та ШС кріпляться до опор на гаках та штирях. При напрузі 110 кВ та вище застосовуються лише підвісні ізолятори, які збираються в гірлянди (рис. 4.2).

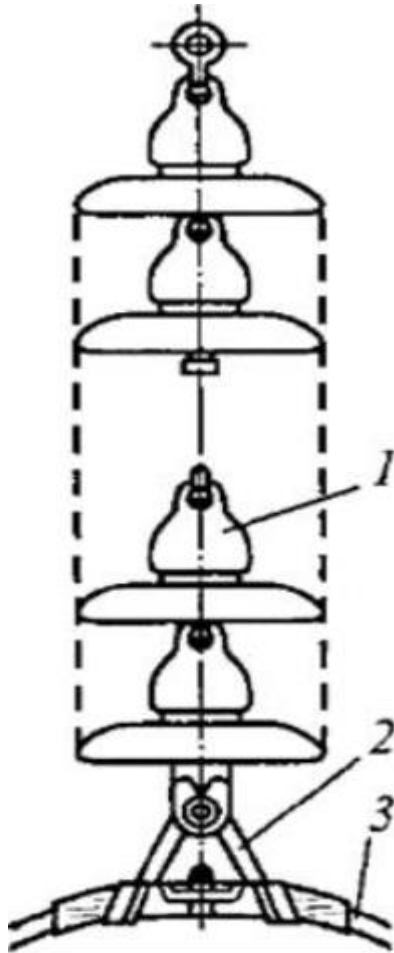


Рис. 4.2. Гірлянда підвісних ізоляторів:

1 - ізолятор; 2 - затискач для кріплення проводу; 3 провід

Гірлянди підвісних ізоляторів бувають підтримуючі та натяжні. Підтримуючі ізолятори розміщуються вертикально на проміжних опорах, натяжні гірлянди використовуються на анкерних опорах та знаходяться майже у вертикальному положенні. На особливо важливих ділянках ПЛЕП використовують здвоєні гірлянди.

Число ізоляторів в гірлянді залежить від напруги ПЛЕП, ефективної та нормованої довжини шляху витoku та матеріалу опори (необхідного рівня ізоляції). На дерев'яних та залізобетонних опорах при напрузі 35 кВ використовують два підвісних ізолятори в гірлянді, при напрузі 110 кВ - шість ізоляторів, при напрузі 220 кВ - дванадцять ізоляторів. На металевих опорах необхідно брати на один-два ізолятори більше.

На повітряних лініях вище 220 кВ для захисту гірлянд від пошкоджень при виникненні дуги короткого замикання використовуються захисні роги та кільця.

За призначенням опори бувають проміжні, анкерні, кутові та кінцеві (рис. 4.3, рис. 4.4., рис. 4.5 відповідно).

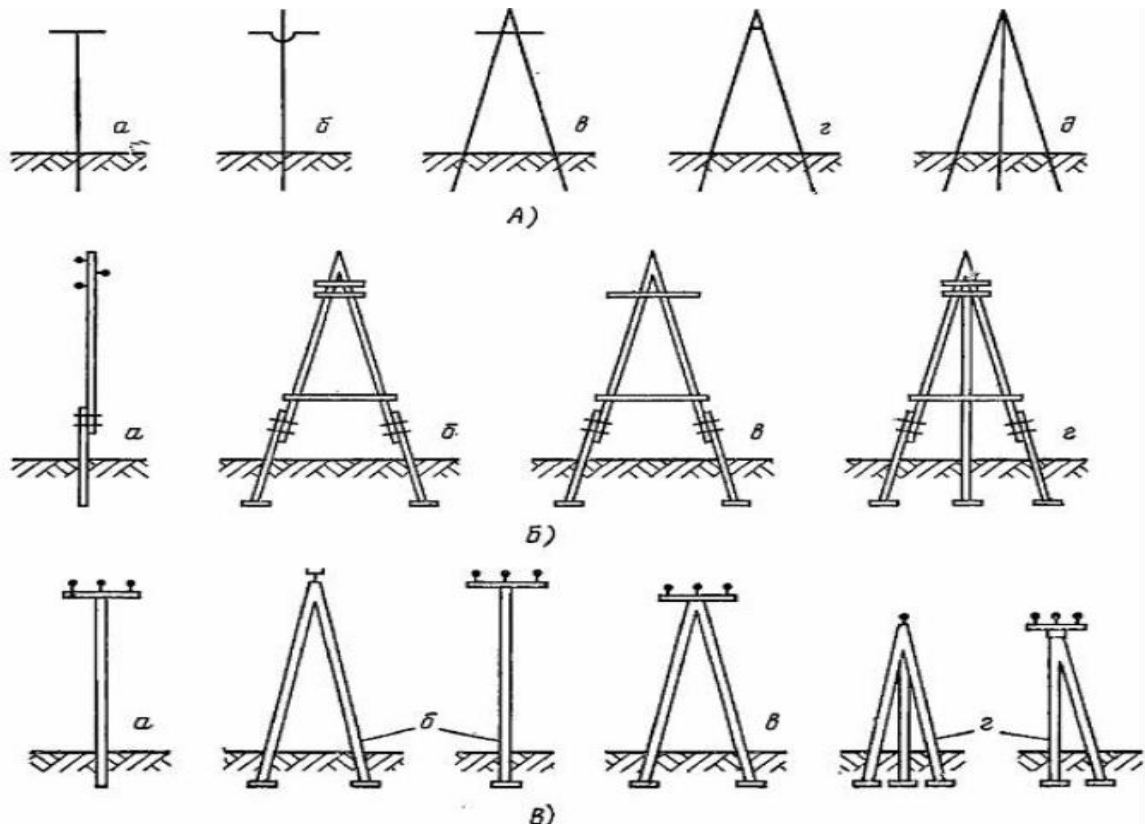


Рис. 4.3. Опоры 6-20 кВ А - опоры дерев'яні: проміжна Пб-13 (а); проміжна Пб-14 (б); анкерна (в); кутова проміжна (г); кутова анкерна (д); Б - опоры дерев'яні з залізобетонною приставкою: проміжна (а); анкерна (б); кутова проміжна (в); кутова анкерна (г); В - опоры залізобетонні: проміжна (а); анкерна (б); кутова проміжна (в); кутова анкерна (г).

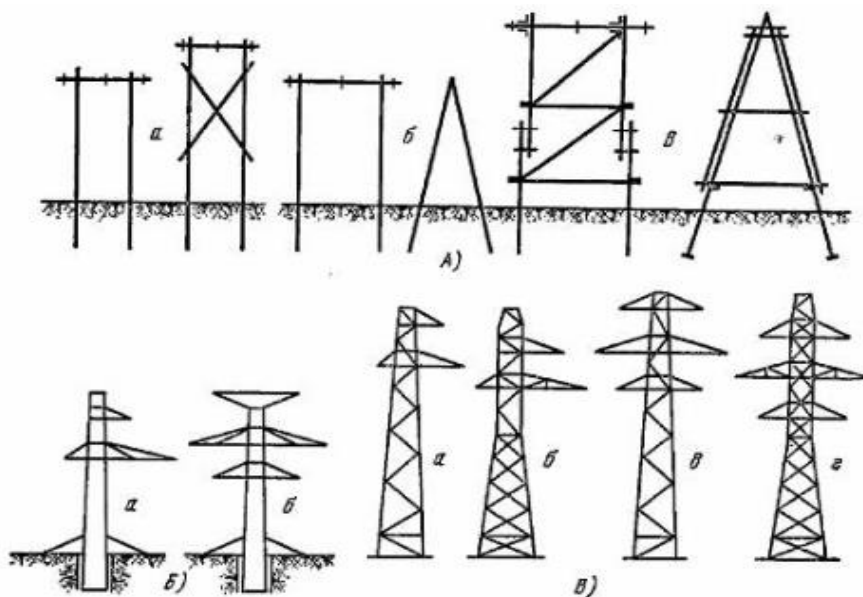


Рис. 4.4. Опоры 35-110 кВ; А - опоры дерев'яні: проміжні (а); анкерно-кутові (б, в); Б - опоры залізобетонні: одноколова проміжна (а); двоколова проміжна (б); опоры сталеві: одноколова проміжна (а); одноколова анкерна (б); двоколова проміжна (в); двоколова анкерна (г).



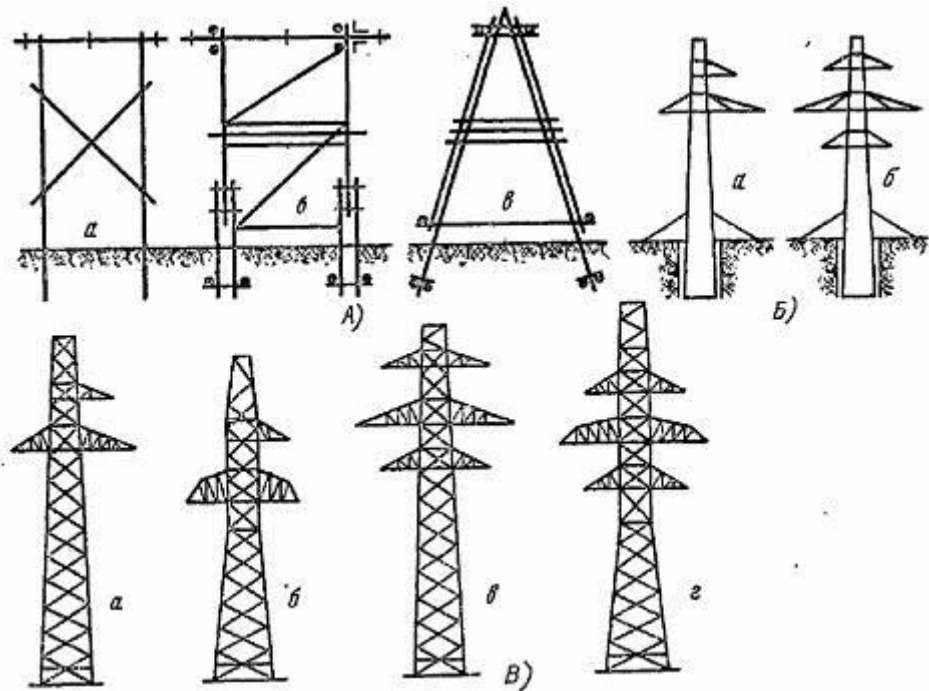


Рис. 4.5. Опори 220 кВ: А - опори дерев'яні: проміжна (а); анкерно-кутова (б); АП-подібна (в); Б - опори залізобетонні: одноколова проміжна (а); двоколова проміжна (б); В - опори сталеві: одноколові проміжні (а, б); двоколова проміжна (в); двоколова анкерна (г);

На лініях напругою 220 кВ та вище застосовують розщеплення проводів - підвішують декілька проводів в фазі. Цим досягається зменшення напруженості електричного поля навколо проводів та ослаблення іонізації повітря (корони). Відстань між проводами розщепленої фази становить близько 40 см.

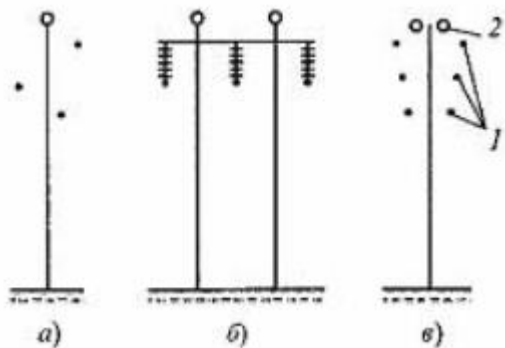


Рис 4.6. Розміщення проводів та тросів на опорах; а) по вершинах трикутника; б) горизонтальне; в) зворотньою ялинкою; 1 - троси; 2 - проводи.

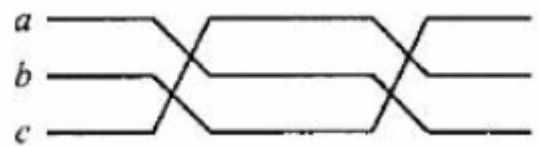


Рис 4.7. Схема транспозиції проводів: а, б, с - фази трифазної мережі

На рис. 4.6 схематично зображено найпоширеніші розміщення проводів та тросів на опорах. Розміщення проводів по вершинах трикутника поширене на лініях напругою до 35 кВ і на одноколових лініях напругою до 110 кВ на металевих та залізобетонних опорах. Горизонтальне розміщення проводів застосовують на лініях напругою до 110 кВ та вище з металевими та залізобетонними опорами. Для одноколових опор найбільш зручними, з точки зору експлуатації, є розміщення зворотною ялинкою.

Різниця у взаємному розміщенні проводів призводить до розбіжності у значеннях параметрів (індуктивного опору) фаз. Для врівноваження цих параметрів на лініях довжиною більш як 100 км застосовують транспозицію проводів: лінія ділиться на три ділянки, на яких кожен із трьох проводів займає всі три можливі положення (рис. 4.7). В точках лінії, де проводи лінії міняються місцями, встановлюються транспозиційні опори.

Лінії електропередач, призначені для розподілу електроенергії між окремими споживачами в деякому районі та для забезпечення цілісності енергосистеми, можуть виконуватися як на великі, так і на малі відстані і призначені для передачі потужностей різної величини. Для передач на великі відстані велике значення має пропускна здатність, тобто та найбільша потужність, яку можна передавати по ПЛЕП з врахуванням всіх обмежуючих факторів.

Для повітряних ЛЕП змінного струму можна вважати, що та максимальна потужність, яку вони можуть передати пропорційна квадрату напруги та обернено пропорційна відстані передачі. Вартість спорудження можна прийняти пропорційною величині напруги. Тому в розвитку передачі електроенергії на відстань спостерігається тенденція до збільшення напруги, як головного способу підвищення пропускної здатності.

Ряд номінальних напруг ЛЕП має наступний вигляд (кВ): 0,22; 0,38; 6; 10; 20; 35; 110; 220; 330; 500; 750; 1150.

Втрати активної електроенергії в елементах електричних мереж зазвичай визначають з метою використання їх в технічно-економічних розрахунках, а

також при визначенні собівартості передачі та розподілу електроенергії по електричних мережах.

Для неізолюваних проводів ПЛЕП основну роль у процесі втрати активної енергії відіграє передача тепла шляхом конвекції, тобто охолодження нагрітого проводу рухомим потоком повітря. Віддача тепла шляхом радіаційного теплообміну в даному випадку невелика, так як температура проводів повітряних ліній при нормальній експлуатації не перевищує 70 С. Передача тепла шляхом теплопровідності в даному випадку практично не відіграє помітної ролі через погану теплопровідність повітря.

При охолодженні ізолюваних проводів та кабелів, що прокладаються в повітрі, віддача тепла з їх зовнішньої поверхні проходить так, як і у випадку неізолюваних проводів. Але при нагріванні ізолюваних проводів та кабелів тепловий потік, перед тим як досягнути їх зовнішньої поверхні, повинен подолати тепловий опір ізолюючих та захисних покривів. Така умова погіршує умови охолодження ізолюваних проводів у порівнянні з неізолюваними.

Одним із основних параметрів ПЛЕП є погонне значення активного опору. Погонний активний опір, при перерізах проводів до 500 мм (далі починає помітно проявлятися „скін"-ефект), рівний погонному омичному. Погонний омичний опір для стандартизованих перерізів проводів при температурі  $t_0=20$  С вказується в довідковій літературі.

Активний опір сталевих проводів значно відрізняється від омичного. Це пояснюється тим, що всередині сталевого проводу, внаслідок великої магнітної проникності сталі, виникає магнітний потік.

Розрізняють навантажувальні активні втрати потужності та енергії, зумовлені нагрівом провідників при протіканні струму навантаження, та втрати холостого ходу (постійні), зумовлені ввімкненням під напругу провідності схеми заміщення елемента.

Розрахунок навантажувальних втрат електроенергії в лініях проводять по середньому навантаженню та по часу втрат. Розглянемо кожен з методів детальніше. Вибір метода розрахунку проводять шляхом визначення коефіцієнта форми графіка навантаження.

$$K_{\phi} = \frac{P_{ef}}{P_{cep}} = \frac{1}{T} \cdot \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^k P_i^2 \cdot t_i}}{\sum_{i=1}^k P_{cep} \cdot t_i} \quad (4.1)$$

$$P_{cep} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^k P_i^2 \cdot t_i \quad (4.2)$$

$$P_{ef} = \frac{1}{\sqrt{T}} \cdot \sum_{i=1}^k P_i^2 \cdot t_i \quad (4.3)$$

$$T = \sum_{i=1}^k t_i \quad (4.4)$$

де  $K_{\phi}$  - коефіцієнт форми графіка;

$P_{cep}$  - середнє значення споживаної потужності за час  $T$ ;

$P_i$  - сталє значення споживаної потужності за період часу  $t_i$ ;

$t_i$  - час протягом якого споживана потужність рівна  $P_i$ ;

$P_{ef}$  - ефективне (середньо-квадратичне) значення споживаної потужності за час  $T$ ;

$T$  - розглядуваний період год..

Якщо коефіцієнт форми графіка навантаження близький до одиниці, тобто середньоквадратичне навантаження практично рівне середньому, то рекомендують проводити розрахунки річних навантажувальних втрат електроенергії по середньому навантаженню за формулою (4.5).

$$\Delta E_{p\_ЛЕП} = n(I_{p\_cep})RT_p = \frac{(S_{\max})^2}{U_{ном}} RT_p \quad (4.5)$$

де  $n$  - число фаз чи полюсів в залежності від типу струму (у випадку трифазної ЛЕП  $n = 3$ );

$R$ - активний опір фази чи полюса;

$I_{p.cep}$ - середньорічна величина струму в фазі за рік;

$T_p$  - час роботи ЛЕП за рік.

В тих випадках, коли по характеру навантаження можна очікувати, що коефіцієнт форми графіка навантаження відрізняється від одиниці, або коли заданим є лише максимум навантаження, навантажувальні втрати при кількості фаз  $n = 3$  визначаються по часу втрат згідно формули (4.6).

$$\Delta E_{p\_ЛЕП} = n(I_{p\_сер})^2 R \tau_{max} = \frac{(S_{max})^2}{U_{ном}} R \tau_{max} \quad (4.6)$$

де  $S_{max}$  - повна максимальна потужність, що передається по лінії;

$U_{ном}$  - номінальна напруга лінії;

$\tau_{max}$  - річний час максимальних втрат, визначається згідно формули (4.7).

$$\tau_{max} = (0.124 + \frac{T_{max}}{10000}) \cdot 8760, год \quad (4.7)$$

Річний час максимальних втрат - умовний час, протягом якого в елементі мережі, що працює з максимальним навантаженням  $S_{max}$  (або  $I_{max}$ ), відбуваються такі ж втрати активної енергії, як і при роботі по дійсному графіку повного (струмового) навантаження за рік.

Застосування (4.6) з використанням (4.7) дає досить точні результати при  $I_{max} > 3000$  год та  $\cos\phi = 0,6-0,95$ . Такі області значень цих величин найбільш часто зустрічаються на практиці.

Приймачі електроенергії (ПЕ) і апарати, під'єднані до електричних мереж, призначені для роботи при певних номінальних параметрах: номінальній частоті змінного струму, номінальній напрузі  $U_{ном}$ , номінальному струмі. Довгий час основними режимними параметрами, які визначають якість електроенергії, вважалися значення частоти в електричній системі та рівні напруг у вузлах мережі. Проте, у зв'язку із впровадженням в технологічні процеси споживачів з нелінійними вольт-амперними характеристиками, довелося враховувати можливі порушення симетрії, синусоїдальної форми кривої напруги в трьохфазних мережах.

На показники якості електричної енергії помітний вплив мають параметри мереж. Наприклад, напруга на затискачах приймачів електроенергії (ПЕ) буде залежати від довжини і характеру мережі, що знаходиться між джерелом живлення (ДЖ) та даним ПЕ. Тому показники, пов'язані із напругою, є місцевими (локальними) та мають різні значення в точках мережі. Частота мережі є загальносистемним (глобальним) параметром якості електроенергії.

Найбільш поширеним споживачем трифазної напруги є асинхронний двигун. Найбільший вплив на характер статичних характеристик асинхронного двигуна мають номінальна потужність двигуна, його коефіцієнт завантаження та

коефіцієнт, який враховує зміну моменту опору виробничого механізму при зміні швидкості обертання ротора двигуна. Якщо на затискачах споживача фактична напруга відрізняється від номінальної, робота споживача відбувається з гіршими характеристиками. Зниження напруги на 1% від номінальної викликає в асинхронних двигунах зменшення обертального моменту на 1,9%, зменшення споживаної активної потужності на 0,5-0,35%, а реактивної потужності - на 0,8-3,2% при зміні коефіцієнта завантаження  $k_3$  від 0 до 1.

Трифазні мережі змінного струму виконують три та чотири проводовими. Це зумовлено особливостями передачі трифазного змінного струму. Найбільшого поширення набула чотири проводова схема, де окрім трьох фазних проводів (А, В, С) використовується нульовий провід (0). Така схема зручна для передачі електричної енергії від трансформатора, вторинна обмотка якого ввімкнена зіркою", до трансформатора, в якого первинна обмотка ввімкнена зіркою". Трьох жильна схема зручна для роботи з схемою трикутника". Однією із важливих характеристик трифазної системи, а також якості трифазної електроенергії, є коефіцієнт несиметрії.

Несиметрії трифазної системи напруги проявляється при наявності в трифазній електричній мережі напруги зворотної та нульової послідовностей, значно менших по величині відповідних складових напруги прямої (основної) послідовності.

Основною причиною виникнення несиметрії напруги є споживачі з несиметричним споживанням потужності по фазах. До них відносяться: однофазні споживачі, що вмикаються на фазну або між фазну напругу; трифазні споживачі з несиметричним споживанням потужності по фазах (наприклад дугові сталеплавильні печі, зварювальні установки). Причиною несиметрії може бути також несиметрії опорів мережі по фазах.

Переріз проводів вибирають за наступними умовами: нагріву, економічній густині струму, втраті напруги - і перевіряють по термічній стійкості до струмів короткого замикання (останні дві умови на домашнє опрацювання).

Вибір по нагріву для кабелю, прокладеного в землі або в повітрі (каналі, трубах), виконується порівнянням допустимого струму, одержаного з умов прокладки, розрахованим по формулі:

$$I_{доп} = k_1 K_2 I_{табл} \geq I_p \quad (4.8)$$

де  $I_{доп}$  - допустимий тривалий перерахований струм кабелю;

$I_{табл}$  - табличне значення тривалого струму по ПУЕ;

$k_1$  - поправочний коефіцієнт на температуру землі або повітря.

$k_2$  - поправочний коефіцієнт, що враховує число розміщених поряд в землі кабелів і їх взаємний нагрів згідно ПУЕ. В повітрі  $k_2=1$ .

Для кабелів з паперово-масляною ізоляцією до 10 кВ, навантаження яких в нормальних умовах не перевищує 0,8 або 0,6  $I_{доп}$ , допускається перевантаження у після-аварійному режимі на 6 годин в добу протягом п'яти діб на величину  $K_n$  згідно ПУЕ.

Вибір по економічній густині струму виконується по формулі:

$$S = \frac{I_p}{j_6} \quad (4.9)$$

де  $I_p$  розрахунковий струм лінії в умовах нормальної роботи (без урахування збільшення струму в після-аварійному режимі).

$j_6$  нормативне значення густини струму, відповідне ПУЕ .

Переріз  $S$ , одержаний в результаті розрахунку, округляється до найближчого меншого стандартного перерізу з умови економії кольорового металу.

## **2. ОПИС ДОСЛІДНОЇ УСТАНОВКИ**

Дослідна установка складається з трьох фазного трансформатора, моделі лінії електропостачання, навантажень.

Трансформатор підключається по схемі зірка - зірка, первинна обмотка підключається до мережі живлення, а вторинна до моделі лінії електропостачання.

Навантаження підключаються згідно заданого варіанту.

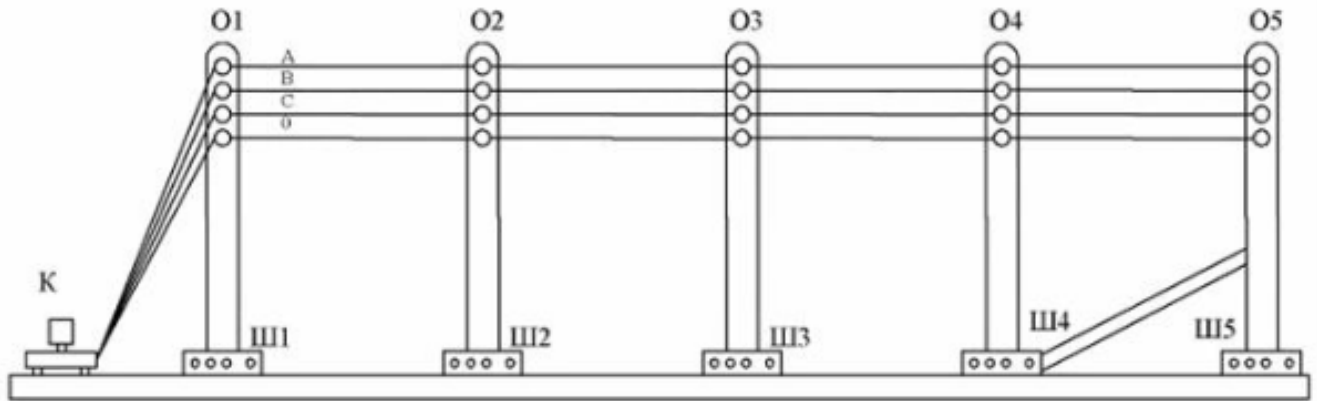


Рис. 4.8 Зовнішній вигляд лінії електропостачання.

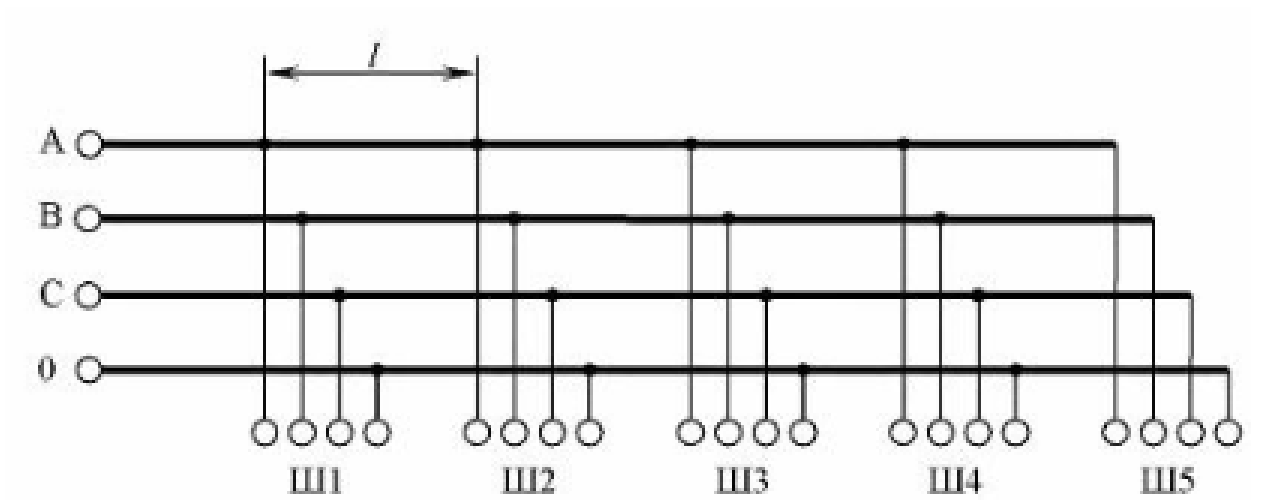


Рис 4.9 Електрична схема лінії електропостачання

### 3. ВИКОНУЄТЬСЯ В ЛАБОРАТОРІЇ

4.1 Зібрати трифазну, чотирьох провідну схему живлення. Після перевірки викладачем увімкнути живлення і зробити заміри напруги вздовж лінії електропостачання на кожній фазі відносно нульового проводу. Дані занести в таблицю 2.

4.2 Зібрати трифазну, трьох провідну схему живлення (без підключення нульового проводу до трансформатора). Після перевірки викладачем увімкнути живлення і зробити заміри між фазної напруги. Дані занести в таблицю 4.1.



Таблиця 4.1

Напруга	Симетричний режим					Несиметричний режим				
	Опора					Опора				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
$U_{AO}, B$										
$U_{BO}, B$										
$U_{CO}, B$										
$U_{AB}, B$										
$U_{BC}, B$										
$U_{CA}, B$										

4.3. Повторити пункти 4.1 та 4.2 для іншого варіанту споживачів.

#### 4. ОПРАЦЮВАННЯ ДОСЛІДНИХ ДАНИХ

а) для трифазної, чотирьох провідної схеми електропостачання

5.1 Побудувати графіки спаду напруг вздовж лінії електропостачання.

5.2 Обрахувати струми на кожній ділянці і нанести їх на графіки.

5.3 Обрахувати втрати потужності на кожній ділянці і нанести їх на графіки.

5.4 Визначити процентне відхилення напруги на кожному із споживачів і нанести їх на графіки.

5.5 Визначити на яких ділянках напруга відповідає нормам якості.

б) для трифазної, трьох провідної схеми електропостачання

5.6 Побудувати графіки спаду напруг вздовж лінії електропостачання і нанести їх на графіки.

5.7 Обрахувати струми на кожній ділянці і нанести їх на графіки.

5.8 Обрахувати втрати потужності на кожній ділянці і нанести їх на графіки.

5.9 Визначити відсоткове відхилення напруги на кожному із споживачів і нанести їх на графіки.

5.10 Визначити на яких ділянках напруга відповідає нормам якості.

Пункти 5.1 - 5.10 виконуються для симетричного і для несиметричного навантаження окремо.

5.11. Зробити висновки.

### **КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ**

1. Що називають повітряною лінією електропередач?
2. Що входить до складу повітряної лінії електропередач?
3. Що таке проліт, стріла провисання, габарит? Їх параметри?
4. Захист ПЛЕП від атмосферних перенапруг.
5. Основні конструкції проводів.
6. Позначення проводів.
7. Використання проводів якої марки є найбільш доцільним?
8. Шкала номінальних перерізів неізолюваних проводів.
9. Якими ізоляторами обладнуються ПЛЕП та їх кріплення?
10. З яких матеріалів виготовляють опори для ПЛЕП?
11. Поділ опор за призначенням.
12. Вимоги до опор різного призначення.
13. Основні конструкції опор для ПЛЕП високої напруги, їх конструктивне виконання.
14. Що таке розщеплення, його мета?
15. Як розміщують проводи та троси на опорах?
16. Яка мета транспозиції?
17. Для чого призначені перехідні опори?
18. Для чого призначені ПЛЕП?
19. Що таке пропускна здатність та що на неї впливає?
20. Які тенденції в розвитку передачі електроенергії?
21. Ряд номінальних напруг ЛЕП.
22. Як відбувається втрата активної енергії в ПЛЕП?
23. Погонний активний опір проводів з кольорових металів та із сталі.

# ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 5

## ПАРАЛЕЛЬНА РОБОТА ТРАНСФОРМАТОРІВ В ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННІ

**Мета роботи:** Вивчити умови ввімкнення трансформаторів на паралельну роботу. Провести фазування трансформаторів. Вмикання

### 1. КОРОТКІ ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

Під паралельною роботою трансформаторів розуміють випадок, коли первинні обмотки трансформаторів приєднані до загальних шин мережі живлення, вторинні - до загальних шин споживачів.

Слід розрізняти паралельну роботу трансформаторів від сумісної, коли вони ввімкнені лише однією стороною на загальні шини.

Паралельна робота трансформаторів забезпечує безперебійну подачу електроенергії споживачам при відключенні одного з трансформаторів, дозволяє при змінному графіку навантажень підстанції пристосовувати потужність включеної трансформаторної групи до потужності споживаного приєданого навантаження, що сприяє зниженню втрат енергії в трансформаторах, тобто роботі трансформаторів з більш високими значеннями коефіцієнта потужності  $\cos \varphi$  ККД. Крім цього, створюються умови для резерву і ремонту трансформаторів.

При нормальній паралельній роботі між трансформаторами не повинні проходити зрівнюючі-струми. Для цього повинні виконуватись наступні умови:

- 1) рівність первинних і вторинних напруг  $U$ , як наслідок, рівність коефіцієнтів трансформації;
- 2) рівність напруг короткого замикання;
- 3) приналежність трансформаторів до однієї групи;
- 4) співвідношення потужностей трансформаторів не більше 3:1.

Правила допускають паралельну роботу трансформаторів при умові, що їх коефіцієнти трансформації відхиляються не більше ніж на 0,5 % від середнього

арифметичного значення, а напруга короткого замикання відхиляються не більше ніж на 10 % від середнього арифметичного значення.

Припустимо, що два трансформатори однакової потужності, з однаковими напругами короткого замикання, які мають різні коефіцієнти трансформації, ввімкнені на паралельну роботу. Якщо  $k_1 < k_2$ , то під впливом різниці е.р.с.  $\Delta E = E_{21} - E_{22}$  як по вторинних, так і по первинних обмотках трансформаторів потече зрівнювальний струм  $I_{зр}$ , тому що обидві обмотки магнітно зв'язані між собою. Оскільки повні опори трансформаторів дуже малі, то навіть при невеликій різниці в коефіцієнтах трансформації під впливом  $\Delta E$  зрівнювальний струм буває таким великим, що нормальна робота буде неможливою.

Якщо першу вимогу паралельної роботи трансформаторів забезпечено, тобто  $k_1 = k_2$ , а другу порушено, припустимо  $U_{k1} > U_{k2} (Z_1 \geq Z_2)$ , то при навантаженні кожного трансформатора окремо номінальним струмом, перший трансформатор матиме більший спад напруги, ніж другий. Якщо увімкнути трансформатори паралельно, то вторинна напруга в них буде однаковою, але трансформатори навантажаться неоднаково, тобто перший буде недовантаженим, а другий - перевантаженим. Отже, трансформатор, який має меншу напругу короткого замикання, буде перевантаженим.

Основною складовою лабораторної установки є два однотипних силових трифазних трансформатори загального призначення з повітряним охолодженням. Призначення будь-якого трифазного трансформатора – безперебійне забезпечення виробництва електричною енергією змінного струму.

Зауважимо, що здебільшого електротехнічні установки, що використовуються у виробництвах, споживають активну та реактивну енергію. Активна енергія в них, виконуючи роботу, необоротно перетворюється в інші види енергії (механічну, теплову, хімічну тощо), а реактивна - періодично пульсує між генератором і споживачами. Разом з тим, реактивна індуктивна енергія широко використовується в установках, де необхідно утворити магнітне поле - АД, трансформатори, індукційні печі тощо.

Принципова схема передачі електроенергії від електростанції до промислового підприємства показана на рис. 5.1. Тут електроенергія, що

виробляється на електростанціях у трифазних синхронних генераторах 1, підводиться по внутрішній трифазній лінії електропередачі 2 до трифазного трансформатора 3, який підвищує напругу генератора від номінальної  $U_{г.н}$  до лінійної напруги  $U_{л}$  повітряної лінії електропередачі 4 (ЛЕП). У трифазному трансформаторі 5 напруга понижується до номінальної напруги зовнішньої мережі 6 підприємства і подається по лініях живлення 7 до окремих приймачів 8, основну частину яких складають електроприводи (ЕП), електротехнологічні установки (ЕУ) та електричне освітлення (ЕО).

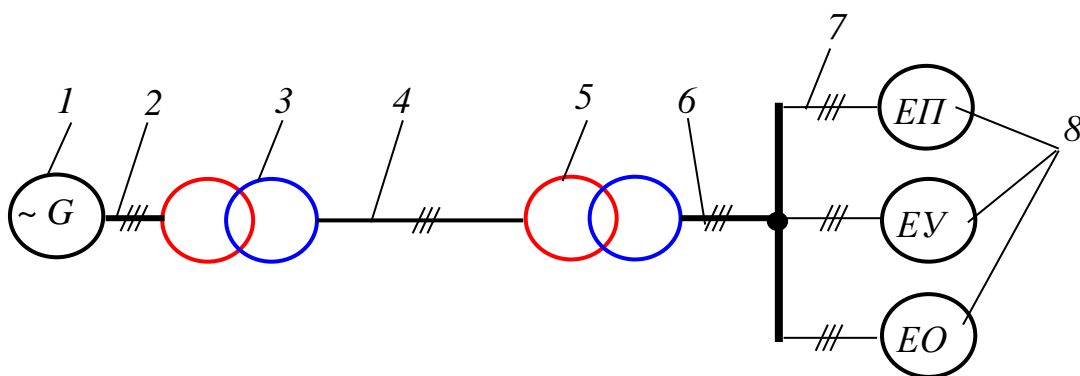


Рис.5.1. Принципова схема електропостачання промислового підприємства

Зверніть увагу на таку особливість трансформатора, як його подвійність. Адже при передачі електричної енергії одна з його обмоток (первинна) є приймачем електричної енергії, а друга (вторинна) – джерелом електрорушійної сили. Звідси його широке розповсюдження та важливість у системі енергопостачання як у техніці, так і побуті.

Відмітимо, що для кожного виробничого підприємства співвідношення частки енергії, спожитої окремими приймачами, різне, як і різна взагалі тривалість споживання електричної енергії. Тобто електрична потужність, яка споживається приймачами на підприємстві, звичайно є змінною протягом доби (місяця, року), особливо якщо підприємство працює не цілодобово, а в одну (дві) зміни. У такому разі, встановлений трансформатор, потужність якого відповідає піковим (найбільшим) потребам в електроенергії, вночі працює з малим

коефіцієнтом завантаження, тобто практично в режимі холостого ходу, отже з низьким ККД. Це стосується також побутових приймачів.

Крім того, якщо трансформаторна підстанція (ТП) підприємства має лише один трансформатор, то очевидно, що при виході його з ладу, робота підприємства буде паралізована на довготривалий час. Тому для збільшення надійності електропостачання та з метою покращення умов експлуатації і обслуговування трифазних силових трансформаторів їх часто вмикають на паралельну роботу.

Якщо на ТП підприємства встановлені два (або більше) трансформаторів, сумарна потужність яких відповідає піковій потужності підприємства, то за таких умов вихід з ладу одного з трансформаторів ТП звичайно негативно відобразиться на роботі підприємства взагалі, але є можливість енергопостачання найбільш важливих ділянок підприємства і, таким чином, його робота буде тривати. Отже, збитки від порушення енергопостачання підприємства будуть мінімізовані.

Крім того, при роботі такої ТП зі змінним графіком навантаження, наприклад коли потужність навантаження істотно змінюється протягом доби, по черзі один або декілька трансформаторів можуть бути відключеними для того, щоб навантаження трансформаторів, залишених ввімкнутими, наближалось до номінального. У підсумку експлуатаційні показники (ККД та  $\cos\varphi_2$ ) роботи трансформаторів будуть достатньо високими. Зручним також є від'єднання трансформаторів для проведення його профілактичного ремонту. Два – три трансформатори на підстанціях забезпечують надійне енергопостачання навіть у разі неполадок в одному з них без додаткового резервного трансформатора.

Звичайно трифазні трансформатори ТП вмикають на паралельну роботу.

Паралельною називають роботу двох і більше трансформаторів, коли затискачі їх первинних обмоток приєднані до відповідних спільних шин фаз, від яких здійснюється живлення трансформаторів, а затискачі вторинних обмоток – до відповідних спільних шин, від яких здійснюється розподілення енергії до споживачів.

На відміну від автономної, паралельна робота трансформаторів забезпечує такі основні техніко – економічні переваги:

а) підвищується надійність енергопостачання споживачів електроенергії завдяки усуненню перерв, пов'язаних з плановою ревізією або аварійними ремонтами окремих трансформаторів;

б) підвищується якість електропостачання споживачів завдяки вищій стабільності напруг при змінному навантаженні, зокрема під час пуску потужних електродвигунів;

в) підвищується економічність електропостачання завдяки раціональнішій узгодженості виробництва і споживання електроенергії у великих енергосистемах, забезпечуються умови для маневрування потужністю увімкнених трансформаторів залежно від змінного в часі електроспоживання. Це приводить до підвищення коефіцієнта завантаження і ККД працюючих трансформаторів. Значно знижуються витрати на резервування встановленої потужності трансформаторів.

Увімкнення трансформаторів на паралельну роботу є відповідальною операцією, яку здійснюють у відповідності зі спеціальною інструкцією. Електрична схема увімкнення двох трансформаторів на паралельну роботу наведена на рис.5.2.

Умови ввімкнення трансформаторів на паралельну роботу.

Для того, щоб навантаження між паралельно працюючими трансформаторами розподілялось пропорційно їх номінальним потужностям, дозволяється паралельна робота двообмоткових трансформаторів за виконання наступних умов трансформації  $k_1 = k_2 = \dots = k_N$

За однакової первинної напруги вторинні напруги повинні бути рівними. Іншими словами, трансформатори повинні мати однакові коефіцієнти.

При невиконанні цієї умови між паралельно увімкненими трансформаторами навіть у режимі холостого ходу виникає зрівнювальний струм, обумовлений різницею вторинних напруг трансформаторів (рис.5.2, а):

$$I_{зрів} = \Delta \dot{U} / (\underline{Z}_{k1} + \underline{Z}_{k2}), \quad (5.1)$$

де  $Z_{k1}$  і  $Z_{k2}$  – комплекс повного опору вторинних обмоток трансформаторів (власний опір).

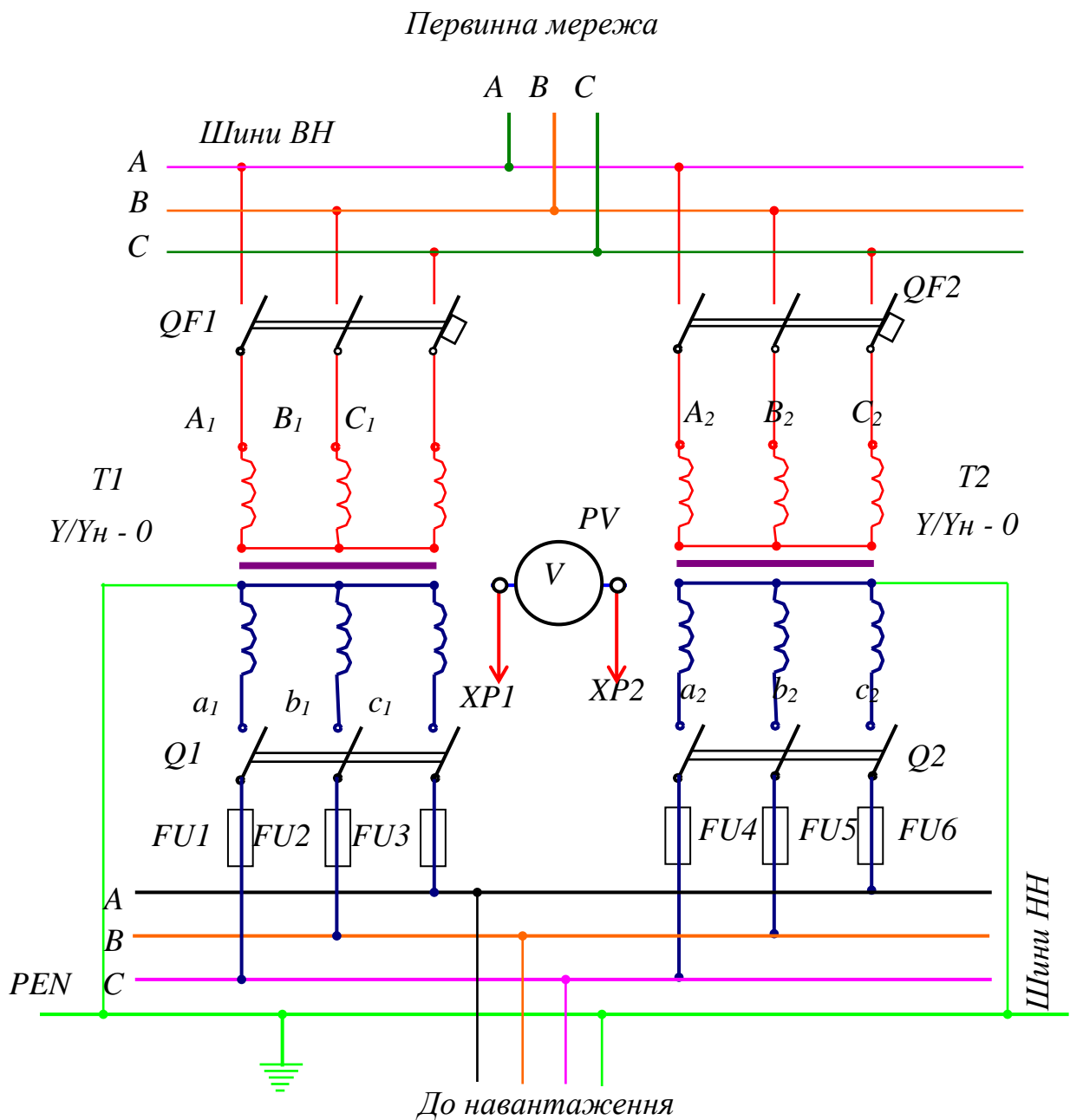


Рис.5.2. Схема вмикання трансформаторів для фазування

При навантаженні трансформаторів цей струм накладається на струм навантаження. При цьому трансформатор з більш високою вторинною напругою холостого ходу (з меншим коефіцієнтом трансформації) стане перевантаженим, а трансформатор такої ж потужності, але з більшим коефіцієнтом трансформації - недовантаженим. Оскільки перевантаження трансформаторів недопустиме, то змушені у даному разі зменшувати загальне навантаження трансформаторів.



При істотній різниці коефіцієнтів трансформації нормальна робота трансформаторів стає практично неможливою. Все ж Держстандартом допускається вмикання на паралельну роботу трансформаторів з різними коефіцієнтами трансформації, якщо їх різниця не перевершує  $\pm 0,5\%$  їх середнього геометричного значення:

$$\Delta k = \frac{k_1 - k_2}{k} \cdot 100 \leq 0,5\%, \quad (5.2)$$

де  $k = \sqrt{k_1 \cdot k_2}$  - середнє геометричне значення коефіцієнта трансформації.

Трансформатори повинні належати до однієї групи з'єднання обмоток. Так, якщо ввімкнути на паралельну роботу два трансформатора з однаковими коефіцієнтами трансформації, але з різними групами з'єднань, наприклад, один  $Y/Y - 0$ , а інший  $Y/\Delta - 11$ , то вектори їх лінійних вторинних напруг, які не тільки різні за величиною ( $U_{21} = \sqrt{3}U_{22}$ ), а ще й виявляться зсунутими за фазою відносно одна одної на кут  $30^\circ$  (рис.5.3, б). У такому разі, у вторинному колі трансформаторів з'явиться напруга різниці  $\Delta U = U_{22}$ , під дією якої виникне зрівнювальний струм, що перевершуватиме в 15-20 разів номінальний струм навантаження, тобто виникла б аварійна ситуація.

Трансформатори повинні мати однакові напруги короткого замикання (КЗ):  $u_1 = u_2 = \dots = u_N$ . Дотримання цієї умови потрібно для того, щоб загальне навантаження розподілялось між трансформаторами пропорційно їх номінальним потужностям, оскільки відносні потужності (навантаження) паралельно працюючих трансформаторів оберненопропорційні їх напругам КЗ. Іншими словами, якщо напруги КЗ не однакові, то більше буде навантажений

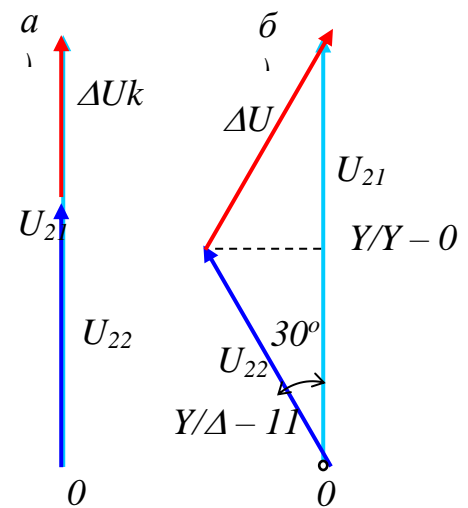


Рис.5.3. Виникнення напруги при невиконанні умов вмикання двох трансформаторів на паралельну роботу:

а) - при різних коефіцієнтах трансформації; б) - при різних групах з'єднання обмоток трансформаторів

трансформатор, напруга КЗ якого менша. Щоб уникнути такого перевантаження, змушені зменшувати загальне навантаження трансформаторів.

Враховуючи, що практично не завжди є можливість підібрати трансформатори з однаковою напругою КЗ, Держстандартом допускається вмикання трансформаторів на паралельну роботу лише при різниці напруг КЗ не більший ніж 10 % від їх середнього арифметичного значення. Крім того, чим більше відрізняються потужності трансформаторів, тим більша різниці напруг КЗ. Тому Держстандартом рекомендується, що відношення номінальних потужностей паралельно ввімкнених трансформаторів повинно бути не більше ніж 3:1.

Крім дотримання означених вище умов перед вмиканням трансформаторів на паралельну роботу необхідно перевірити порядок чергування фаз, який повинен бути однаковий у всіх. Правильність увімкнення трансформаторів на паралельну роботу досягається попереднім їх фазуванням.

Фазуванням трансформаторів називають перевірку збігу за фазою вторинних напруг двох трансформаторів, первинні обмотки яких приєднані до однієї мережі. Якщо первинні та вторинні обмотки правильно ввімкнені, їх напруги діють узгоджено.

Для фазування двох трифазних трансформаторів групи  $Y/Y - 0$  із заземленою нейтраллю PEN (рис.5.1) вмикають повітряні автомати QF1 та QF2 і рубильник Q1. При цьому трансформатор  $T_1$  буде працювати під навантаженням, а трансформатор  $T_2$  – в режимі холостого ходу. У такому разі потенціали  $U_{a2}$ ,  $U_{b2}$ ,  $U_{c2}$  верхніх затискачів рубильника  $Q_2$  визначаються напругами вторинних обмоток трансформатора  $T_2$ , а нижніх - напругами вторинної обмотки трансформатора  $T_1$ , тобто  $U_{a1}$ ,  $U_{b1}$ ,  $U_{c1}$ . Увімкнення трансформаторів  $T_1$  і  $T_2$  на паралельну роботу шляхом увімкнення вимикача  $Q_2$  допускається тільки у випадку, якщо різниця потенціалів між точками  $a_1$  і  $a_2$ ,  $b_1$  і  $b_2$ ,  $c_1$  і  $c_2$  цього рубильника дорівнює нулю, тобто за відсутності зрівнювальних ЕРС.

Перевірку готовності трансформаторів до вмикання на паралельну роботу проводять так. Вольтметром PV зі щупами XP1 і XP2 спочатку вимірюють всі три лінійні напруги ( $U_{ab}$ ,  $U_{bc}$ ,  $U_{ca}$ ) на виводах НН кожного трансформатора. Якщо

всі вони рівні, то далі цим же вольтметром вимірюють різницю потенціалів між однойменними виводами вторинних обмоток трансформаторів, тобто  $a_1 - a_2$ ;  $b_1 - b_2$ ;  $c_1 - c_2$ .

У разі збігу фаз (зрівняльних ЕРС немає) вольтметр покаже нуль. У такому разі трансформатори можна вмикати на паралельну роботу за допомогою вимикача  $Q_2$ . Якщо показання вольтметра, що підключений до затискачів  $a_1 - a_2$ ,  $b_1 - b_2$ ,  $c_1 - c_2$  не дорівнюють нулю, то увімкнення рубильника  $Q_2$  неприпустимо.

Наявність різниці потенціалів між затискачами рубильника  $Q_2$  означає, що при збиранні схеми були або переплутані фази (і тому обмотки трансформаторів підключені до невідповідних шин), або трансформатори мають різні групи з'єднання обмоток, або десь є обрив. Зважаючи на це, фазування трифазного трансформатора низької напруги проводять за допомогою вольтметра, розрахованого на подвійну номінальну вторинну напругу трансформатора.

Важливо, що якщо нейтралі трансформаторів не заземлені або вторинні обмотки трансформаторів з'єднані за схемою «трикутник» (група  $Y/\Delta - 11$ ), перед фазуванням потрібно з'єднати провідником будь – які дві однойменні клеми вторинних обмоток, інакше коло вольтметра при вимірюванні зрівняльної ЕРС буде розірване, тобто між вторинними обмотками трансформаторів  $T_1$  і  $T_2$  не буде електричного зв'язку. За таких умов, навіть при підключенні вольтметра до різнойменних затискачів рубильника, покази приладу будуть дорівнювати нулю.

Тому, наприклад, за відсутності заземленого нульового проводу PEN у схемі 5.2, відсутність зрівнювальних ЕРС між верхніми і нижніми затискачами рубильника  $Q_2$  перевіряють вольтметром PV тільки попередньо перемкнувши між собою два будь-яких однойменних затискачі рубильника, нехай  $c_1$  і  $c_2$ . Тільки у такому разі відсутність різниці потенціалів між  $a_1 - a_2$  і  $b_1 - b_2$  вказує на готовність схеми до вмикання.

Принципова електрична схема увімкнення двох однотипних трифазних трансформаторів на паралельну роботу із спільним навантаженням показана на рис.5.3.

Навантаження трансформаторів утворюється з допомогою симетричного трифазного лампового реостата  $r_n$  ( $\cos\varphi_2 = 1$ ).

Для вимірювання напруг використовується переносний вольтметр PV зі щупами XP1 та XP2. Вимірювання струмів обмоток ВН і НН забезпечується амперметрами PA1-PA4. Фазні потужності первинних кіл трансформаторів вимірюються однофазними ватметрами PW1 та PW2, відімкненими до однойменних фаз.

Зверніть увагу, що у даному разі для вимірювання фазної потужності

$$P_{\phi} = U_{\phi} I_{\phi} \cos \varphi_{\phi} \quad (5.3)$$

ватметри вмикають з додатковими опорами  $r_d$ , що за величиною обов'язково повинні відповідати внутрішньому опору  $r_U$  обмотки напруги ватметра, яка буде задіяна при вимірюванні. За таких умов з'єднання, як показано на рис.5.3, обмотка та додаткові опори утворюють штучну нейтральну точку N і обмотка ватметра буде знаходитись під фазною напругою трифазної мережі живлення. У разі відсутності додаткових опорів потрібної величини використовується нейтральна точка джерела живлення.

## 2. ОПИС ДОСЛІДНОЇ УСТАНОВКИ

Дослідна установка складається з двох трьохфазних трансформаторів.

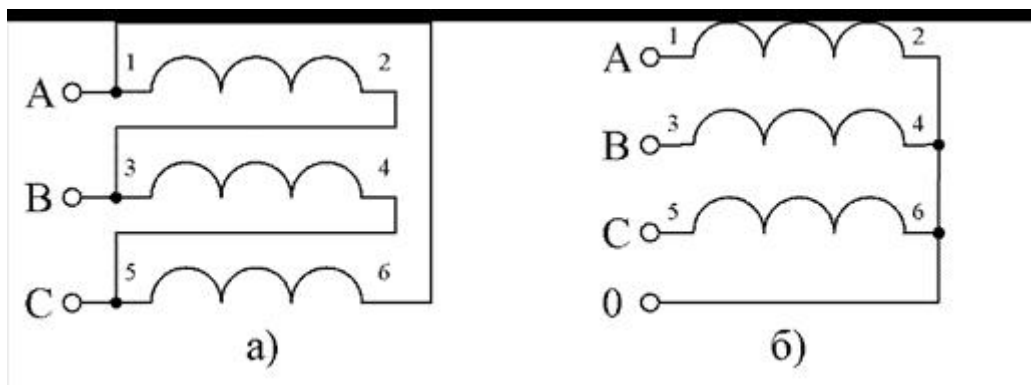
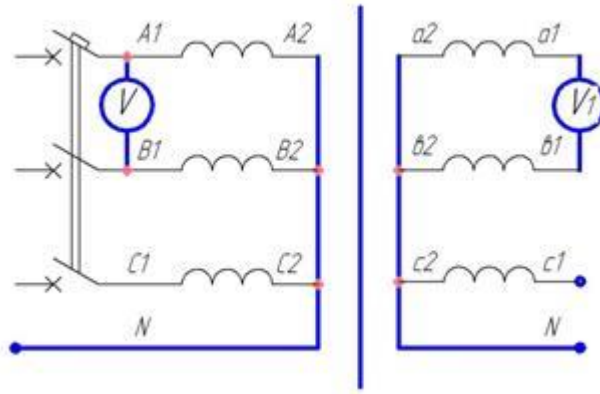


Рис. 5.4. Схеми з'єднань обмоток трифазного трансформатора а) трикутником; б) зіркою

## 3. ВИКОНУЄТЬСЯ В ЛАБОРАТОРІЇ

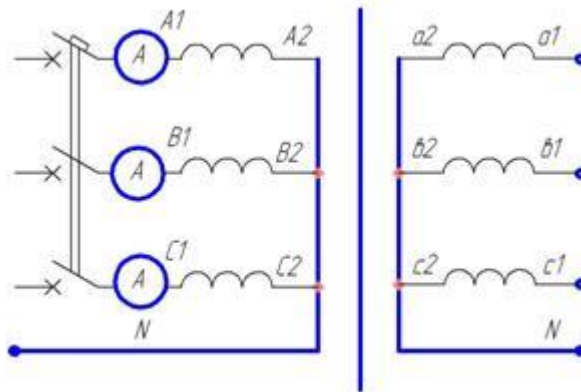
1. Визначити коефіцієнти трансформації при увімкненні зірка-зірка для кожного з трансформаторів.



$$k = \frac{U_{A1B1}}{U_{a1a1}}$$

Рис. 5.5. Схема для визначення коефіцієнта трансформації

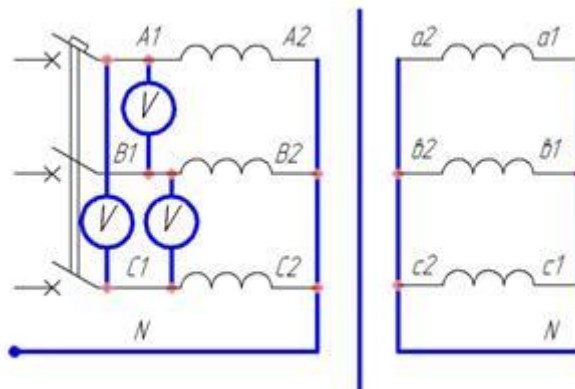
2. Визначити коефіцієнти трансформації при ввімкненні зірка-трикутник для кожного з трансформаторів.
3. Визначити струм холостого ходу для кожного з трансформаторів.



$$I_{xx} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3}$$

Рис. 5.6. Схема для визначення струму холостого ходу

4. Визначити напругу короткого замикання для кожного з трансформаторів.



$$U_{K3} = \frac{U_{A1B1} + U_{A1C1} + U_{B1C1}}{3}$$

Рис. 5.7. Схема для визначення напруги короткого замикання

5. Провести фазування трансформаторів.

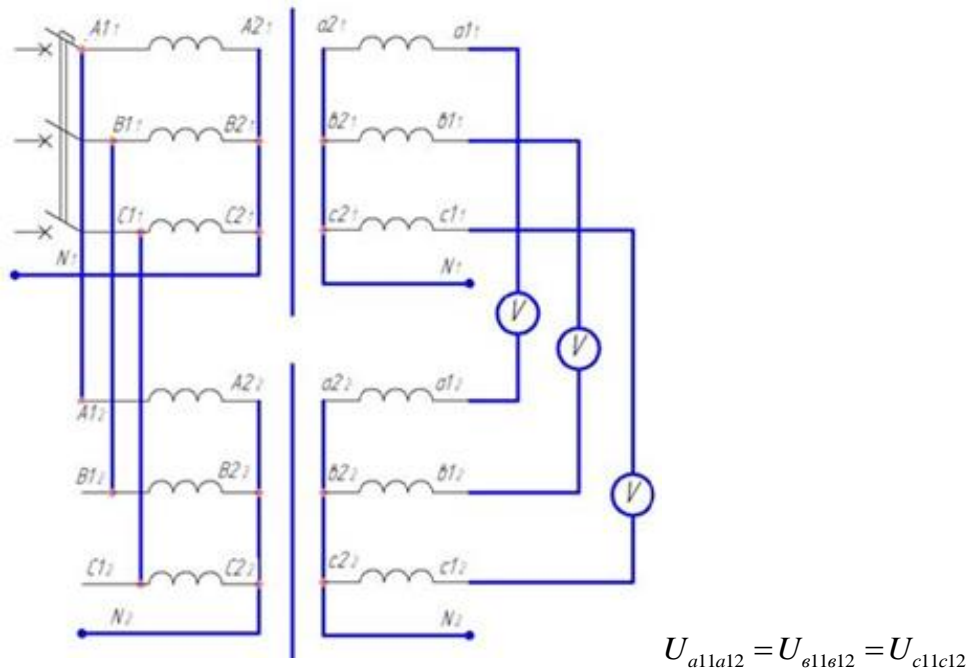


Рис. 5.8. Схема для проведення фазування

6. З'єднати трансформатори на паралельну роботу.
7. Заміряти вирівнювальні струми.

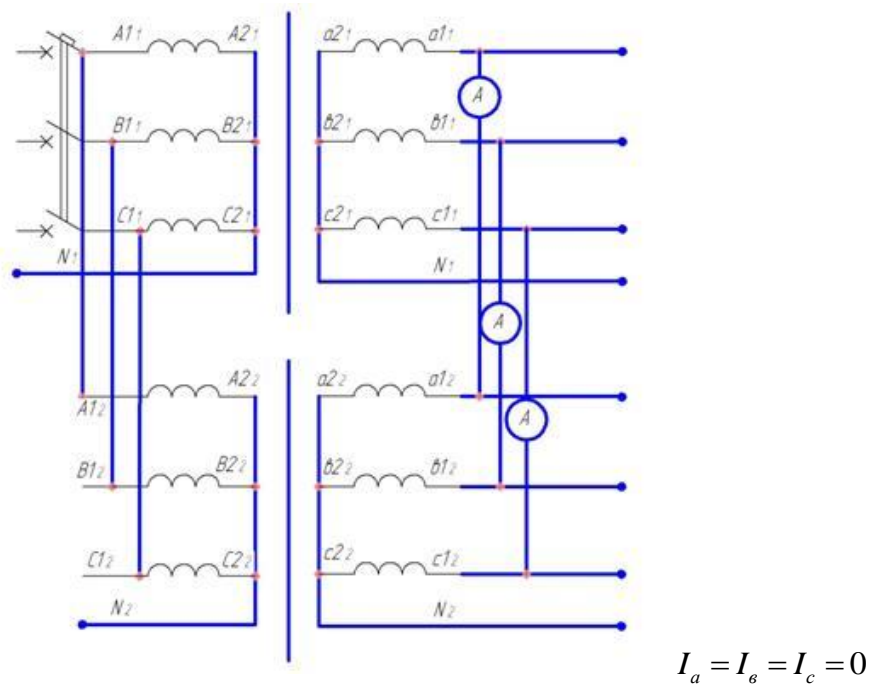


Рис. 5.9. Схема паралельної роботи трансформаторів

#### 4. ОПРАЦЮВАННЯ ДОСЛІДНИХ ДАНИХ

Проаналізувати доцільність роботи трансформаторів для паралельної роботи використовуючи експериментально отримані дані трансформаторів та характеристики навантаження, що вказує викладач.

## 5. КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що розуміють під поняттям "паралельна робота трансформаторів".
2. Для чого трансформатори вмикають на паралельну роботу.
3. Умови увімкнення трансформаторів на паралельну роботу.
4. Що таке зрівнювальний струм. За рахунок чого він виникає.
5. До чого приводить зрівнювальний струм в трансформаторах які увімкнені на паралельну роботу.
6. Як розподіляється навантаження між паралельно працюючими трансформаторами в залежності від їхніх напруг короткого замикання і потужності.
7. Паралельна робота трансформаторів, що мають різні групи з'єднань обмоток при неправильному їхньому вмиканні на паралельну роботу.
8. Яким чином можна з'єднати первинні і вторинні обмотки трьох фазних трансформаторів.
9. Як зробити фазування трансформаторів.
10. В яких випадках проектуються 2-х трансформаторні підстанції.
11. Що таке коефіцієнт приведення втрат.

## ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 6

### ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ ОДНОФАЗНОГО ОБМЕЖУВАЧА ПОТУЖНОСТІ В КОЛАХ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИМ НАВАНТАЖЕННЯМ

**Мета роботи:** Вивчити будову, принципи роботи та характеристики обмежувачів потужності, їх методи налаштування та перевірки.

#### 1. Загальні теоретичні відомості

Однофазний обмежувач потужності ОМ-110 (рис. 6.1) призначений для вимірювання і постійного контролю споживаної активної (повної) потужності в діапазоні від 0 до 20 кВт (кВА). Прилад виконує функцію відключення навантаження у випадку перевищення заданого користувачем рівня максимально допустимої споживаної потужності (з заданим часом відключення) і подальшим автоматичним включенням. В залежності від величини навантаження прилад під'єднують безпосередньо до мережі (при допустимих потужностях до 2 кВт та  $\cos\varphi=1$  і до 0,37 кВт та  $\cos\varphi=0,4$ ) або за допомогою контактора (при допустимих потужностях до 20 кВт).



Рис. 6.1. Зовнішній вигляд і характеристики обмежувача потужності ОМ-110

На лицевій панелі пристрою встановлені потенціометри і дільні перемикачі, які дозволяють користувачеві встановити: рівень максимально допустимої потужності; час спрацювання реле; час затримки автоматичного повторного включення (АПВ).



Обмежувач потужності OM-110 може бути використаний як цифровий ватметр (вимірює активну або повну потужності), як реле обмеження споживаної потужності, а також OM-110 може виступати в якості реле пріоритету. Для цього потрібно додатково встановити контактор.

Особливістю є те, що струм вимірюється за допомогою трансформатора струму первинною обмоткою якого є провід живлення, який не переривається та нікуди не підключається. При цьому реле може житися від того ж джерела, струм якого він вимірює. Другою особливістю реле є те, що в ньому передбачено регулювання часу включення і відключення перевантаження, що забезпечує більшу гнучкість при налаштуваннях. А якщо потрібно організувати декілька рівнів пріоритету можна встановити каскадом декілька таких реле.

За допомогою потенціометра на лицьовій стороні обмежувача проводять налаштування уставки по потужності. Там же знаходяться потенціометри регулювання витримки часу на відключення і повторного включення.

#### Принцип роботи обмежувача потужності OM-110

Розглянемо наступний приклад. За технічними умовами енергопостачальної організації, необхідно обмежити потужність споживача при досягненні 7 кВА.



Рис. 6.2. Налаштування обмежувачів потужності

У обмежувача потужності OM-110 є можливість контролювати активну та повну споживану потужність. Це здійснюється перемикачем  $W_{\max}$  з встановленням його у відповідне положення кВА (рис. 6.2).

Перемикач К ставиться у відповідне положення множника 10 (або 1). Множник в свою чергу розширює діапазон реле обмеження потужності від 0-20 кВА при встановленні на 10 і від 0-2 кВА при встановленні перемикача в положення 1.

Вихідний контакт 3 необхідно підключити до котушки контактора. Контакти 3-4 розраховані на максимальний струм комутації до 8 А. Потенціометром встановлення потужності виставляють значення 7 кВА.

Якщо світиться зелений світлодіод навантаження, це означає, що вихідний контакт 3-4 замкнувся (рис. 6.2). Якщо навантаження в поточний період немає, то на екрані обмежувача потужності горить цифра 0. Це означає, що споживання в даний час становить 0 кВА.

Далі за допомогою автоматичних вимикачів потрібно включити споживачів, тим самим збільшивши навантаження. На екрані обмежувача потужності буде відображається поточна споживана потужність.

При досягненні споживаної потужності більше, ніж попередньо встановлена, спалахує червоний світлодіод перевантаження (рис. 6.3).



Рис. 6.3. Загальний вигляд обмежувачів потужності в режимі перевантаження

Починається зворотний відлік часу 60 с, який при потребі змінюється потенціометром  $t_{\text{откл}}$ . При цьому на екрані по черзі висвічується поточна споживана потужність і скільки секунд залишилося до відключення.

Якщо за цей час споживана потужність не зменшилася, то відбудеться розмикання контакту 3-4, який у свою чергу розриває коло живлення котушки контактора. Контактор спрацьовує, тим самим розриваючи коло силового навантаження. Зелений світлодіод навантаження гасне, й на екрані починається відлік часу повторного включення реле, яке через 100 с (при потребі змінюється потенціометром  $t_{\text{вкл}}$ ) замкне контакт 3-4, тим самим включивши силове навантаження. Будова обмежувача потужності OM-110 приведена на рис. 6.4.



а)



б)

Рис. 6.4 Вигляд в розібраному вигляді: а) обмежувача потужності OM-110; б) трансформатора струму TELEMA 35/11 AC 1050

На рис. 6.5 зображена схема з повним відключенням споживачів, що не розділені на категорії за пріоритетами, у разі перевищення ними сумарної споживаної потужності.

Місце встановлення обмежувача потужності може бути вибрано в залежності від типу розв'язуваних завдань: якщо йдеться про фіскальну установку приладу енергопостачальною організацією до лічильника, якщо мова йде про спрацювання обмежувача потужності до відключення споживача вимикаючим пристроєм на вході та після лічильника.

Для більш гнучкого вирішення завдання управління встановленою потужністю з боку споживача, контактор може бути встановлений не тільки як апарат, який відключає все навантаження, але й якусь його частину, як це показано на рис. 6.5, (відключення тільки частини споживачів: кухні і ванної).

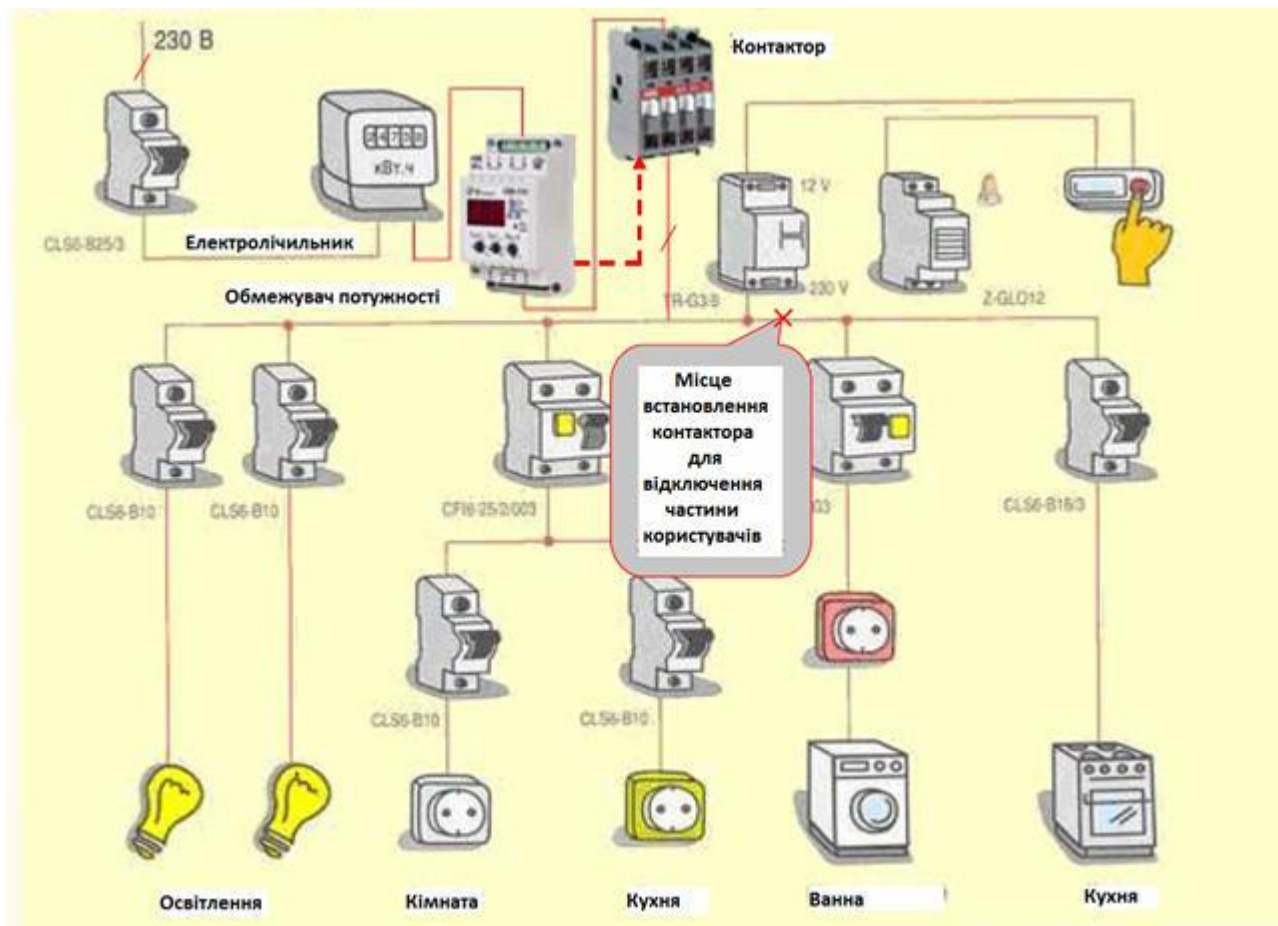


Рис. 6.5. Приклад схеми однофазної електропроводки квартири з однією групою споживачів з повним відключенням цієї групи

За наявності лише активного навантаження, обмежувач потужності ОМ-110 налаштовується на максимальну потужність, при наявності реактивних елементів: люмінесцентних, дугових, натрієвих та інших ламп з пусковими дроселями, а також побутових свердловин та циркуляційних насосів, по електричному колу крім активних струмів є і реактивні струми, обмежувач спрацює на повний струм, але при цьому частина активної потужності може виявитися менше встановленого рівня.

## 2. Опис лабораторної установки

В лабораторну установку входять (рис. 6.6):

- вхідний автоматичний вимикач (двополюсний);
- лічильник електроенергії ЦЭ6807П;
- обмежувач потужності ОМ-110;



- двополюсний контактор МП-40-11, 220 (В), 40 (А);
- розетка під DIN-рейку.

### 3. Хід роботи

1. Зібрати схему дослідної установки відповідно до монтажної схеми (рис.6.6).
2. Підключити навантаження з відповідними параметрами з дозволу викладача.
3. З дозволу викладача ввімкнути живлення до даної лабораторної установки та перевірити справність обмежувача потужності.

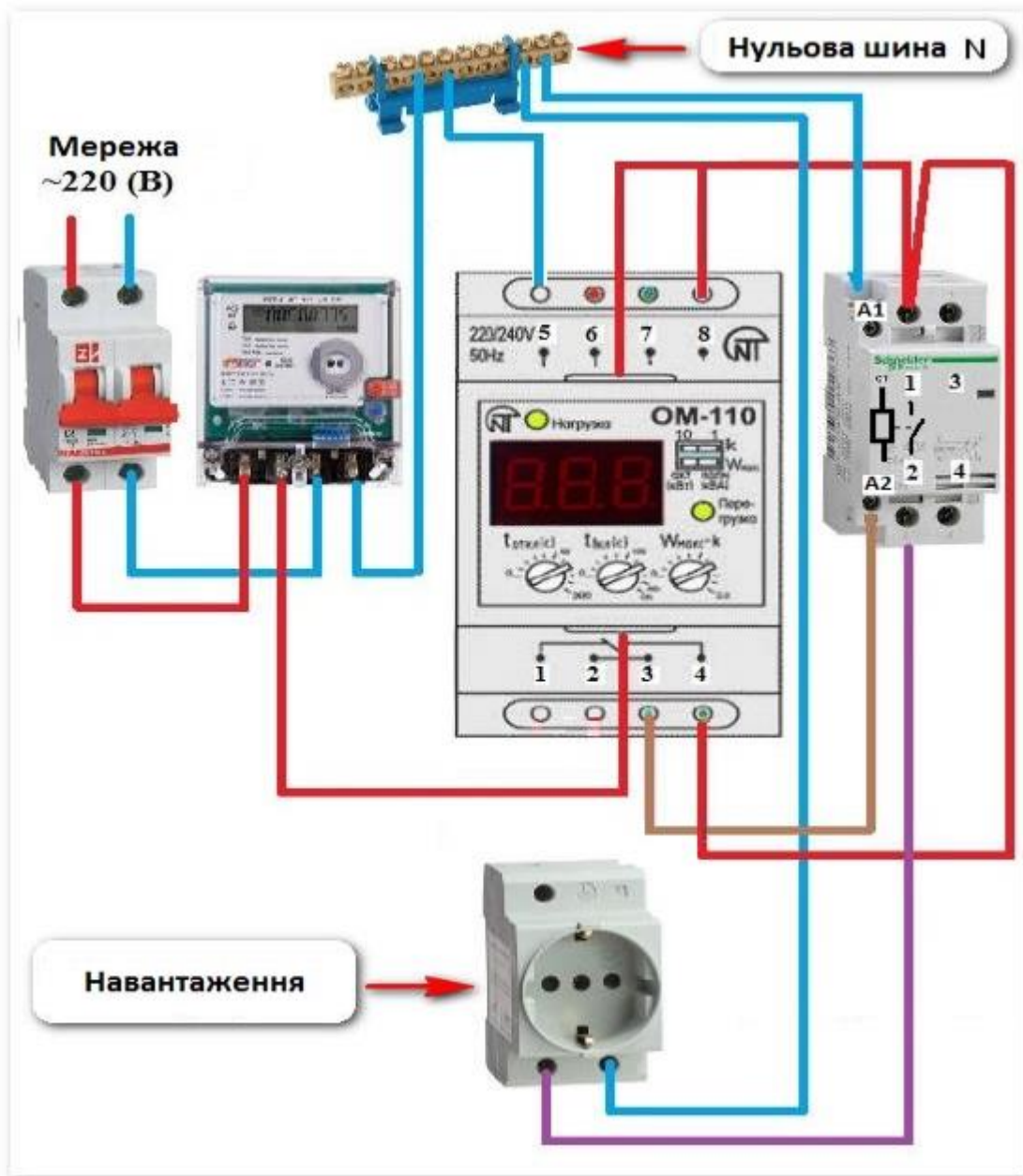


Рис. 6.6. Монтажна схема однофазної лабораторної установки

4. За допомогою потенціометрів та дір-перемикачів встановити допустиме максимальне значення споживаної потужності, час вимкнення та ввімкнення обмежувача потужності у відповідності до встановленого навантаження. Дані налаштувань занести в табл. 6.1.
5. За допомогою зовнішнього ватметра перевірити значення споживаної потужності та співставити із значеннями на обмежувачі потужності, визначити похибку. Дані занести в табл. 6.1.
6. З дозволу викладача збільшити навантаження яке перевищує допустиме максимальне значення споживаної потужності. В результаті повинен загорітися червоний світлодіод Перевантаження. Занести дані параметрів навантаження, а також зафіксований час вимкнення та ввімкнення обмежувача потужності в табл. 6.1.
7. Повторити пункт 5. Перевірити за допомогою зовнішнього ватметра перевірити значення споживаної потужності та співставити із значеннями на обмежувачі потужності, визначити похибку.
8. За показами індикатора обмежувача потужності визначити значення повної та активної споживаної потужності.
9. Порахувати кількість імпульсів лічильника за встановлений викладачем час та визначити миттєве значення споживаної потужності.

Таблиця 6.1 Експериментальні дані

Обмежувач потужності OM-110					Лічильник			
Навантаження кВт	Час відключення с	Час включення, с	Споживана потужність на ватметрі, кВт	Відносна похибка, %	Кількість імпульсів	Час, с	Постійна на лічильника	Миттєве значення споживаної потужності, кВт
Активна потужність								
Повна потужність								

#### 4. Опрацювання експериментальних даних

Визначення потужності за допомогою однофазного лічильника.

Розглянемо приклад із використанням однофазного лічильника марки ЦЭ6807П. Звернемо увагу на напис на табличці лічильника: 3200 імп/ (кВт·год). Це постійна лічильника, яка позначає кількість імпульсів індикатора на одну спожиту кВт·год. На лабораторному стенді це 3200 імп/(кВт·год).

Для прикладу візьмемо секундомір і порахуємо кількість імпульсів за двадцять секунд. Припустимо, у нас вийшло 30. Далі міркуємо так: в одній годині 3600 секунд, а значить за годину було б  $3600 \cdot 30 / 20 = 5400$  імпульсів. Враховуючи те, що згідно постійної лічильника імпульсів 3200 це 1 кВт·год, то відповідно  $5400 / 3200 \times 1 = 1,688$  кВт·год або споживана протягом часу заміру - 20 секунд потужність склала 1,688 кВт.

Формула розрахунку потужності по лічильнику

$$P = \frac{3600 \cdot n}{A \cdot t}, \quad (6.1)$$

де  $P$  потужність, кВт;

$n$  кількість імпульсів індикатора на лічильнику, шт;

$A$  постійна лічильника, імп/(кВт·год);

$t$  тривалість проведення заміру, с.

Для трифазного лічильника подібного роду розрахунки проводять аналогічно та окремо для кожної фази. У випадку використання індукційного лічильника споживану потужність визначають за кількістю обертів диску, для трифазних індукційних лічильників визначають лише споживану потужність для всіх трьох фаз, оскільки один обертовий диск.

## 5. КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Де повинна бути вказана уставка за потужністю?
2. Для чого призначені обмежувачі струму та потужності?
3. Як визначити споживану потужність по лічильнику електроенергії за кількістю імпульсів індикатора?
4. Які варіанти вирішення проблеми захисту обмежувача потужності від несанкціонованого доступу і зміни вироблених налаштувань?
5. Яку потужність дозволяє контролювати обмежувач потужності ОМ-110?

6. Як проходить групування по категоріях споживачів при використанні обмежувачів потужності ОМ-110?
7. Будова обмежувача потужності ОМ-110?
8. Який принцип роботи обмежувачів потужності?
9. Що входить до лабораторної установки обмеження потужності?



## ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 7

### ВИВЧЕННЯ КОНСТРУКЦІЙ ЗАПОБІЖНИКІВ

**Мета роботи:** Ознайомитись з технічними характеристиками запобіжників. Вивчити конструкції і принцип роботи запобіжників на напругу до 1000 В . Вивчити конструкції і принцип роботи запобіжників на напругу вище 1000 В.

#### 1. ОСНОВНІ ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

*Запобіжником* називається апарат, призначений для автоматичного однократного відключення електричного кола при короткому замиканні або перенавантаженні. Відключення кола запобіжником здійснюється шляхом розплавлення плавкої уставки, що нагрівається струмом, який протікає через коло, що захищається. Після відключення кола плавка уставка повинна бути замінена вручну.

Запобіжники характеризуються номінальним струмом плавкої уставки, тобто струмом, на який розрахована плавка уставка для тривалої роботи. У той самий корпус запобіжника можуть бути вставлені плавкі уставки на різні номінальні струми. Тому сам запобіжник характеризується номінальним струмом запобіжника, який дорівнює найбільшому з номінальних струмів плавких уставок, призначених для даної конструкції запобіжника.

У нормальному режимі тепло, що виділяється струмом навантаження в плавкій уставці, передається в навколишнє середовище і її температура не перевищує допустиму. При перенавантаженнях та коротких замиканнях збільшується температура уставки, що призводить до її розплавлення. Очевидно, що чим більший струм, тим менше час плавлення уставки. Залежність часу плавлення (спрацювання) від струму називається захисною характеристикою запобіжника (рис. 7.1).

*Плавкі уставки* основний елемент запобіжника можуть виготовлятися з міді, цинку, свинцю та срібла. Цинк і свинець мають великі питомі опори, тому

виготовлені з них плавкі уставки мають великий переріз. Такі уставки можна використовувати в запобіжниках без наповнювачів. Запобіжники з уставками із цинку та свинцю мають великі витримки часу при перенавантаженнях.

Мідь і срібло мають малий питомий опір, переріз уставки невеликий, що забезпечує їх швидке спрацювання. Такі уставки використовують у запобіжниках з наповнювачем (кварцовим піском або ін.). Срібні уставки не окисляються і їхні характеристики стабільні, але через велику їх вартість вони застосовуються лише в особливо відповідальних випадках. Щоб забезпечити швидке спрацювання запобіжника, не допускаючи високих температур, використовують так званий *металургійний ефект*. Це явище розчинення тугоплавких металів у рідких, менш тугоплавких.

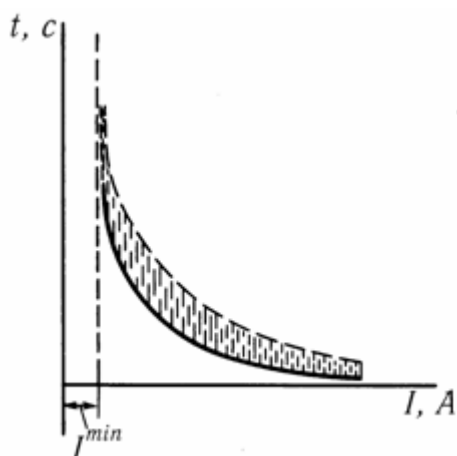


Рис. 7.1 – Ампер-секундна характеристика плавкої уставки запобіжника

Якщо, наприклад, на мідний дріт діаметром 0,25 мм напаяти кульку із оловяно-свинцевого сплаву з температурою плавлення 182 °С, то при температурі дроту 650 С вона розплавиться протягом 4 хв, а при 350 С протягом 40 хв. Даний мідний дріт без розчинника розплавлюється при температурі не менше 1000 С.

**Запобіжники до 1000 В.** Запобіжники із закритими розбірними патронами без наповнювача типу ПР2 (рис. 7.2)

виготовляються на 220 та 500 В і струми патронів 15...1000 А. Граничний струм відключення залежить від номінального струму і лежить у межах 1200-2000 А. Найбільший струм, що може бути відключений запобіжником без пошкодження або деформації його частин, називається граничним струмом відключення.

Патрон запобіжника ПР2 (рис.7.2, а) на струми 100 А і вище складається з товстостінної фібрової трубки 1, на яку щільно насаджені латунні втулки 3, що запобігають розриву трубки. На втулки нагвинчуються ковпачки 4, що закріплюють плавку уставку 2, пригвинчену до ножів 6, до установки її в патрон. Для запобігання повороту ножів передбачена шайба 5, що має паз для ножа.

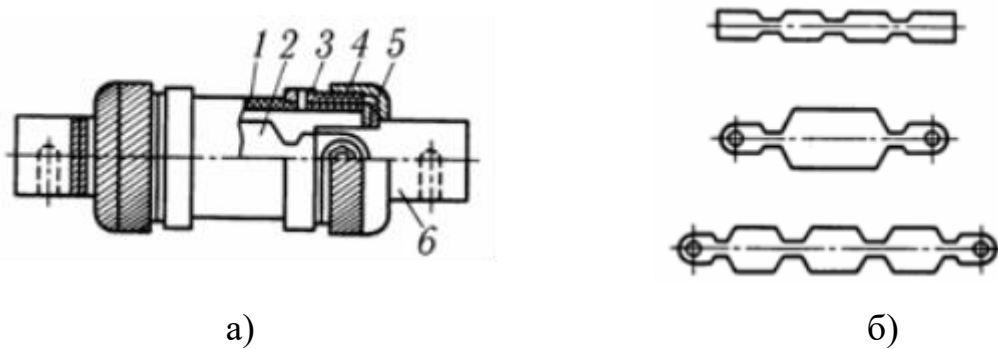


Рис. 7.2 - Запобіжник ПР2: а патрон на номінальні струми 1001000 А; б плавкі уставки.

Плавкі уставки виготовляються з цинку у вигляді пластини з вирізами. На звужених ділянках виділяється більше тепла, ніж на широких. При номінальному струмі надлишкове тепло завдяки теплопровідності цинку передається широким частинам, тому вся уставка має приблизно однакову температуру. При перенавантаженні нагрів вузьких ділянок відбувається швидше, тому що тільки частина тепла відводиться до широких ділянок. Уставка плавиться в самому вузькому місці. При струмах короткого замикання вузькі ділянки нагріваються настільки швидко, що відвід тепла майже не відбувається. Уставка перегорає одночасно у всіх або декілька звужених місцях. Після перегорання уставки виникає дуга, що викликає утворення газів (50%  $\text{CO}_2$ , 40%  $\text{H}_2$ , 10% парів  $\text{H}_2\text{O}$ ). Тиск в залежності від струму, що відключається може досягати 100 Па і більше. Високий тиск сприяє охолодженню, деіонізації і гасінню дуги.

При коротких замиканнях звужена ділянка уставки починає плавитися перш ніж струм короткого замикання досягає свого усталеного значення в колі постійного струму або ударного струму в колі змінного струму (рис.7.3).

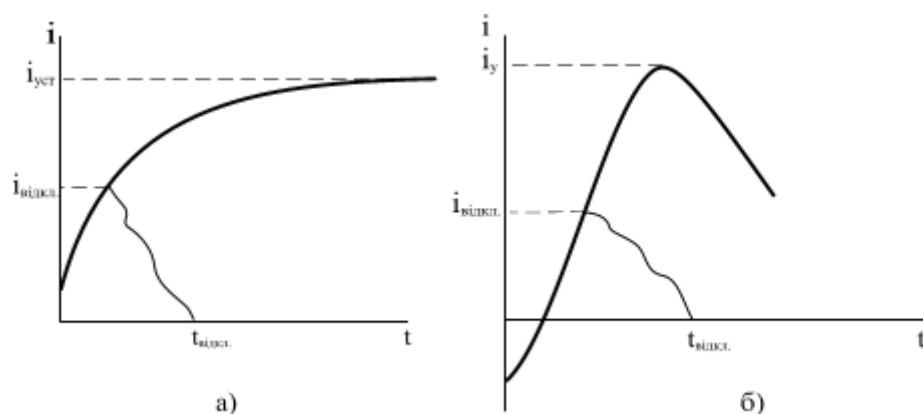


Рис. 7.3 - Струмообмежувальний ефект плавких запобіжників: а при постійному струмі; б при змінному струмі.

Величина струму короткого замикання у колі при цьому обмежується в декілька разів. Такі запобіжники називаються струмообмежуючими.

Перевагою запобіжників ПР2 є простота їх відновлення, невеликим дещо великі розміри, ніж у наповнених запобіжників.

Запобіжники насипні типу ПН2 (рис. 7.4) застосовуються для захисту силових кіл до 500 В змінного і 440 В постійного струму і виконуються на номінальні струми 100 600 А. Фарфорова, квадратна зовні і кругла зсередини трубка 1 має чотири різьбові отвори для гвинтів, за допомогою яких кріпиться кришка 4 з ущільнюючою прокладкою 5. Плавка уставка 2 приварена електроконтактним точковим зварюванням до шайб врубних контактних ножів 3. Кришки з азбоцементними прокладками герметично закривають трубку. Трубка заповнена сухим кварцовим піском 6. Плавка уставка виконана з однієї або декількох мідних стрічок товщиною від 0.15 мм до 4 мм. На уставці виконані прорізи 7, які зменшують переріз уставки в 2 рази.

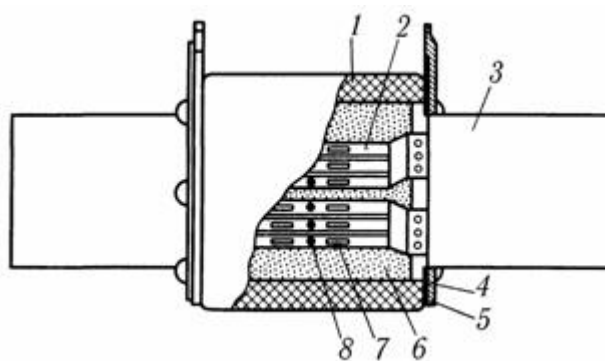


Рис. 7.4 - Запобіжник ПН2.

Для зниження температури плавлення уставки використовують металургійний ефект на смужки міді напаяні кульки олова 8. Температура плавлення в цьому випадку не перевищує  $475^{\circ}\text{C}$ . Тому запобіжники ПН2 також, як і запобіжники ПР, мають струмообмежуючий ефект.

Основними недоліками запобіжників типу ПН2 є однократність їхньої дії і необхідність заміни після спрацювання всього запобіжника. Тому в даний час в електроустановках до 1000 В замість запобіжників, як правило, застосовують автоматичні вимикачі.

**Запобіжники на напругу понад 1000 В.** Високовольтні запобіжники мають те ж саме призначення і той же принцип роботи, що і запобіжники до 1000 В.

Запобіжники серії ПК (рис. 7.5) із дрібнозернистим наповнювачем виготовляються на напругу 3; 6; 10; 35 кВ та номінальні струми 400, 300, 200 і 40 А відповідно. Ці запобіжники мають струмообмежуючий ефект, повний час відключення при струмах короткого замикання складає 0,005-0,007 с.

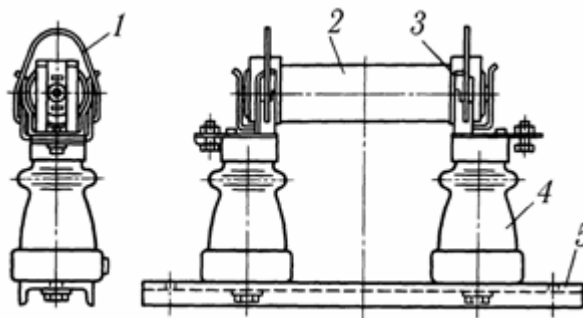


Рис. 7.5 - Запобіжник ПК: 1 - замок; 2 - патрон; 3 - контакт; 4 - опорний ізолятор; 5 - цоколь.

Патрон запобіжника (рис.7.6) складається з фарфорової або скляної трубки, армованої латунними ковпачками. Всередині патрона розміщені мідні або срібні плавкі уставки. Для забезпечення нормальних умов гасіння дуги плавкі уставки повинні мати значну довжину і малий переріз. Це досягається застосуванням декількох паралельних уставок 5, намотаних на ребристе керамічне осердя, або, при великих струмах, декількох спіральних уставок (рис. 7.6, а, б). Спрацювання запобіжника визначається по вказівнику 7 рис.7.6, що викидається пружиною з трубки після перегорання сталеві уставки, що нормально утримує пружину в підтягнутому стані. Сталева уставка перегорає після робочих уставок, коли по ній проходить весь струм.

Патрон запобіжника ПК вставляється в контакти, закріплені на опорних ізоляторах. У залежності від номінального струму у запобіжнику може бути один, два або чотири патрони.

Запобіжники серії ПКТ, застосовується для захисту трансформаторів напруги, на відміну від ПК мають константові уставку, намотану на керамічне

осердя. Показчик спрацювання в них відсутній, про перегорання судять за показаннями приладів, включених у вторинне коло трансформаторів напруги.

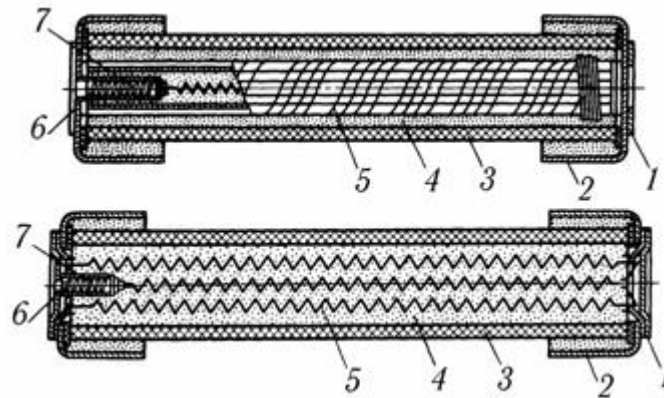


Рис.7.6 - Патрони запобіжників ПК з плавкими вставками: а на струм до 7,5 А; б на струм більш 7,5 А; 1 торцеві кришки; 2 латунний ковпачок; 3 фарфорова або скляна трубка; 4 кварцовий пісок; 5 плавка уставка; 6 кульки з олова; 7 вказівник спрацювання.

Завдяки малому перерізу плавкої уставки запобіжники ПКТ створюють значний струмообмежувальний ефект. Вони можуть бути встановлені в мережі, де потужність короткого замикання доходить до 1000 МВА, а для деяких типів (ПКТУ посилені) потужність, що відключається, не обмежується.

Запобіжники з автогазовим гасінням дуги виконуються на напругу 10 кВ і вище.

Для відкритих розподільних пристроїв одержали поширення запобіжники типу ПСН, що стріляють (рис. 7.7). Основною частиною запобіжника є газо генеруюча трубка 2, усередині якої розташований гнучкий провідник 3, зєднаний із плавкою уставкою 4 і контактним наконечником 1. Паралельно мідній плавкій уставці розташована сталева 5, що сприймає зусилля пружини, котра намагається витягти гнучкий провідник. Пружина впливає на цей провідник за допомогою контактної ножа, що кріпиться до наконечника 1. Головка патрона 6 і контактний ніж кріпляться на ізоляторах.

При короткому замиканні спочатку розплавляється мідна, потім сталева уставка. Під дією пружини контактний ніж повертається і витягає з трубки гнучкий провідник. Дуга, яка виникла після розплавлювання вставок, зтягується в трубку, де під дією високої температури дуги інтенсивно виділяється газ. Тиск

у трубці досягає 100 200 Па, створюється інтенсивне подовжнє дуття, що гасить дугу. Гасіння супроводжується викидом розігрітих газів і потужного звукового ефекту пострілом. У зв'язку з цим запобіжники ПСН встановлюються у відкритих РУ таким чином щоб у зоні вихлопу не було електричних апаратів.

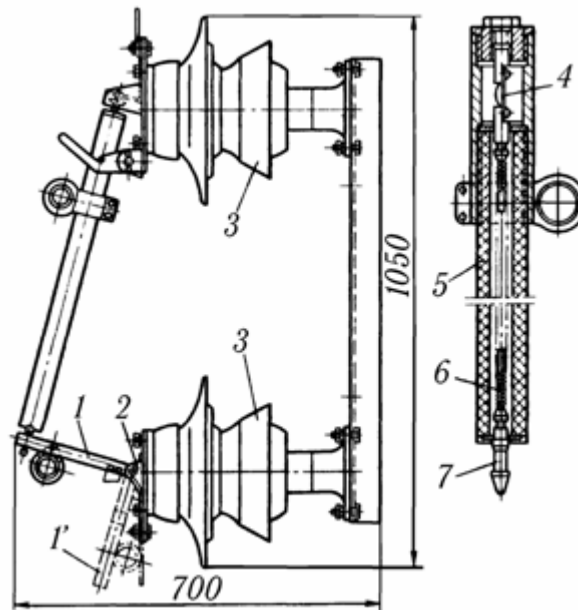


Рис.7.7 – Загальний вигляд та патрон запобіжника типу ПСН35: 1 та 1' контактний ніж; 2 вісь; 3 опорний ізолятор; 4 плавка уставка; 5 трубка з газо генеруючого діелектрика; 6 гнучкий струмопровід; 7 наконечник.

Плавка уставка в нормальному режимі нагрівається до високої температури. Щоб не відбувалося газоутворення, уставка розміщена не в трубці, а в металевому ковпаку, що закриває один кінець трубки.

Запобіжники вибирають:

1. за напругою

$$U_{\text{ЗАП}} = U_{\text{н}}; \quad (7.1)$$

2. за струмом

$$I_{\text{роб.макс.}} < I_{\text{н}}; \quad (7.2)$$

3. за конструкцією та типом установки (зовнішня, внутрішня);

4. за струмом відключення

$$I_{\text{кз}} < I_{\text{відкл.зап.}}, \quad (7.3)$$

де  $I_{\text{відкл.зап.}}$  граничний струм вимикання запобіжника, А;

$I_{\text{кз}}$  струм короткого замикання у місці встановлення запобіжника.

## 2. ОПИС ДОСЛІДНОЇ УСТАНОВКИ

Дослідна установка складається з:

- трансформатора;
- перемикача;
- автоматичного вимикача;
- плавкої вставки.

Електрична схема дослідної установки приведена на рис. 7.8.

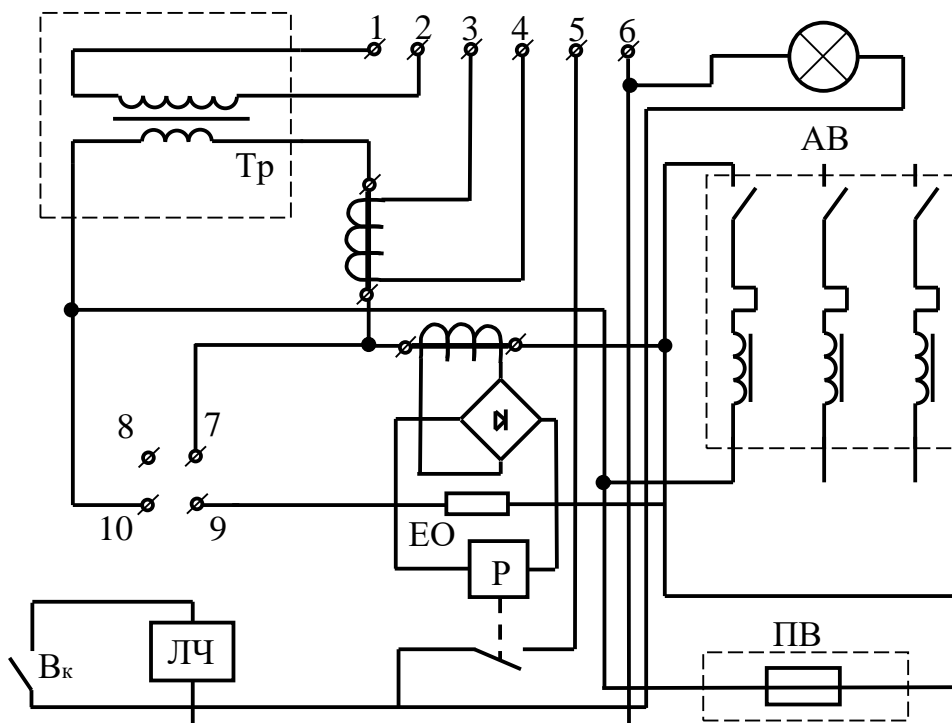


Рис. 7.8. Електрична схема дослідної установки.

## 3. ЗАВДАННЯ ДЛЯ ПІДГОТОВКИ.

Підготуватися теоретично по будові і принципу дії запобіжників і автоматичних вимикачів.

Перемалювати у звіт електричну схему установки і показати з'єднання контактів установки, приборів, та живлення.

## 4. ВИКОНУЄТЬСЯ В ЛАБОРАТОРІЇ.

1. Зібрати дослідну схему (рис. 7.9.).
2. Перемикач перевести на дослідження запобіжників.
3. Плавно збільшуючи напругу автотрансформатора визначити струм перегорання 3-х різних плавких вставок.
4. Зробити висновки



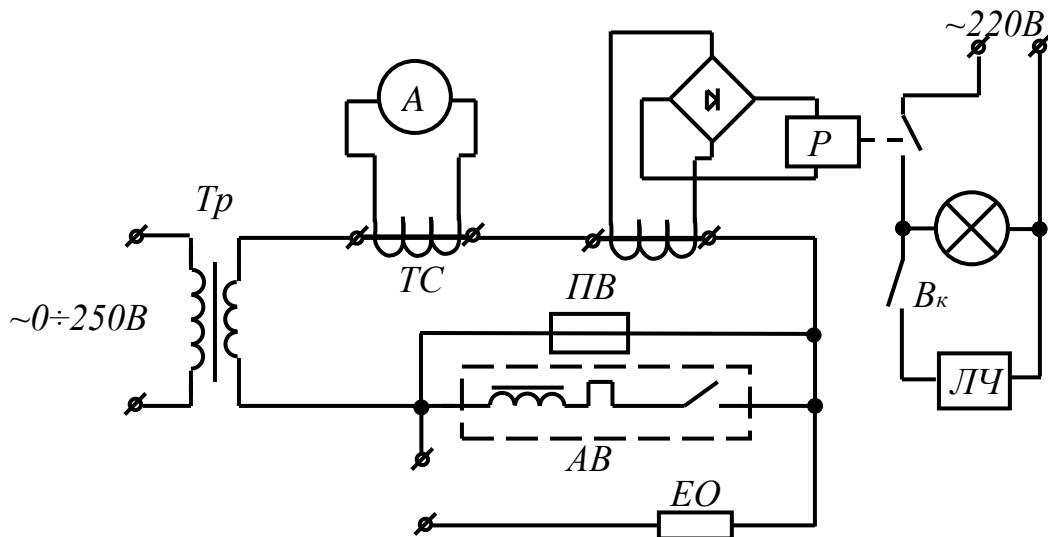


Рис. 7.9. Дослідна схема.

## 5. ОПРАЦЮВАННЯ ДОСЛІДНИХ ДАНИХ.

Дослідні дані спрацювання запобіжників занести в таблицю. 7.1 і порівняти з стандартними даними для вибраних діаметрів проводів.

Таблиця 7.1.

Плавка вставка	D, мм.	Матеріал	I <sub>пл.</sub> отриманий	I <sub>пл.</sub> табличний	Похибка
1					
2					
3					

## 6. КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ.

1. Які функції виконують запобіжники?
2. Назвіть і поясніть основні технічні характеристики запобіжників.
3. З яких елементів складається запобіжник?
4. З якою метою у запобіжниках застосовується металургійний ефект?
5. Чим конструктивно відрізняються запобіжники ПР2 і ПН2 ?
6. У чому полягає суть струмообмежувального ефекту?
7. За рахунок яких конструктивних удосконалень запобіжники володіють струмообмежувальним ефектом?
8. Чим конструктивно відрізняються запобіжники ПК і ПКТ?

## ЛІТЕРАТУРА

1. Разумний Ю.Т. Енергозбереження: навч. посіб. / Ю.Т. Разумний, В.Т. Заїка., Ю.В. Степаненко. – Д.: НГУ 2005.
2. Перехідні процеси в системах електропостачання / Г.Г. Півняк, В.Н. Винославський, А.Я. Рибалко, Л.И. Несен [и др.]. – Д.: Вид. НГА України, 2000.
3. Зорін В.В. Електричні мережі та системи: навч. посіб / В.В. Зорін, Є.А. Штогрин, Р.О. Буйний. – Ніжин: ТОВ «Вид. «Аспект-Поліграф», 2011.
4. Електромагнітна сумісність у системах електропостачання: підруч. / І.В. Жежеленко, А.К. Шидловський, Г.Г. Півняк, Ю.Л. Саєнко. –Д.: НГУ, 2009.
5. Правила безпечної експлуатації електроустановок (друге видання). ДНАОП 1.1.10-1.01.-97. К.:Держнаглядохоронпраці.-2000.-160 с
6. ДСТУ 3399-96 (ГОСТ 14695-97) Підстанції трансформаторні комплектні потужністю від 25 до 2500 на напругу 10 кВ. Загальні технічні умови.
7. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу: підруч./В.В.Козирський, С.М.Волошин, Т.О.Романьок. - К: ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2013. – 533 с.
8. ГКД 34.20.505 – 2003. Керівні вказівки з улаштування повітряних ліній електропередачі 10(6) кВ. Наказ Мінпаливенерго України №223 від 12.05.2003.- ОЕП «ГРІФРЕ», 2003. –56 с.
9. Методика розрахунку технологічних втрат електроенергії в мережах електропостачання напругою від 0.38 до 110 кВ включно. -К.: Держстандарт України, 1999. – 66 с.