

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
БІОРЕСУРСІВ І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ  
Кафедра інженерії енергосистем

## **МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ**

**ЩОДО ВИКОНАННЯ ЛАБОРАТОРНИХ РОБІТ  
З ДИСЦИПЛІНИ "ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ І СИСТЕМИ"**

спеціальність

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

КИЇВ – 2023

УДК 621.316.1

Навчальне видання містить теоретичні відомості, які потрібні для вивчення електричних мереж. Описані практичні дослідження режимів роботи ліній електропередавання, силових трансформаторів, впливу компенсації реактивної потужності на параметри електричної мережі та інші дозволять вивчити основні елементи ліній електропередавання, навчитися розраховувати параметри схем заміщення та параметри режимів електричних систем та мереж, визначати втрати потужності та електричної енергії в лініях і трансформаторах, вивчити районні електричні мережі та особливості розрахунку їх режимів роботи, оволодіти методами перетворення складнозамкнутих електричних мереж.

Рекомендовано вченою радою ННІ енергетики, автоматики і енергозбереження Національного університету біоресурсів і природокористування України (протокол № 10 від 17 листопада 2023 р.).

Укладачі: Петренко А.В., кандидат технічних наук, доцент,  
доцент кафедри інженерії енергосистем

Федорченко П.С., асистент кафедри інженерії енергосистем

Рецензенти: Гай О.В., кандидат технічних наук, доцент, завідувач кафедри  
електропостачання ім. проф. В.М. Синькова НУБіП України

Чуєнко Р.М., кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри  
електротехніки, електромеханіки та електротехнологій НУБіП  
України

**Навчальне видання**  
**МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ**  
**ЩОДО ВИКОНАННЯ ЛАБОРАТОРНИХ РОБІТ**  
**З ДИСЦИПЛІНИ "ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ І СИСТЕМИ"**

спеціальність

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Укладачі: ПЕТРЕНКО Андрій Володимирович  
ФЕДОРЧЕНКО Павло Сергійович

## ЗМІСТ

Передмова.....	5
1 Вимірювання показників якості електричної енергії ...	7
1.1 Завдання до лабораторної роботи.....	7
1.2 Теоретичні відомості.....	7
1.3 Порядок виконання роботи.....	27
1.4 Зміст звіту.....	29
1.5 Контрольні питання.....	29
2 Вимірювання параметрів установленого режиму роботи трансформатора.....	30
2.1 Завдання до лабораторної роботи.....	30
2.2 Теоретичні відомості.....	30
2.3 Порядок виконання роботи.....	57
2.4 Зміст звіту.....	58
2.5 Контрольні питання.....	58
3 Вимірювання параметрів установленого режиму роботи лінії електропередавання.....	60
3.1 Завдання до лабораторної роботи.....	60
3.2 Теоретичні відомості.....	60
3.3 Порядок виконання роботи.....	64
3.4 Зміст звіту.....	67
3.5 Контрольні питання.....	67
4 Вимірювання параметрів установленого режиму роботи розімкненої розподільної електричної мережі...	68
4.1 Завдання до лабораторної роботи.....	68
4.2 Теоретичні відомості.....	68
4.3 Порядок виконання роботи.....	88
4.4 Зміст звіту.....	89
4.5 Контрольні питання.....	89

5	Вплив компенсації реактивної потужності на параметри встановленого режиму роботи розімкненої розподільної електричної мережі.....	91
5.1	Завдання до лабораторної роботи.....	91
5.2	Теоретичні відомості.....	91
5.3	Порядок виконання роботи.....	115
5.4	Зміст звіту.....	118
5.5	Контрольні питання.....	118
6	Симетрування несиметричного трифазного навантаження за допомогою несиметричної трифазної конденсаторної установки.....	119
6.1	Завдання до лабораторної роботи.....	119
6.2	Теоретичні відомості.....	119
6.3	Порядок виконання роботи.....	131
6.4	Зміст звіту.....	133
6.5	Контрольні питання.....	133
	Список використаних джерел.....	135

## ПЕРЕДМОВА

Основна мета навчальної дисципліни “Електричні мережі і системи” для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» полягає у вивченні взаємозалежностей та процесів у мережах різних номінальних напруг, виборі економічних та надійних схем мереж, раціональної системи напруг, економічних перерізів проводів та жил кабелів у лініях електропередавання, кількості і потужності трансформаторів для надійного та економічного функціонування енергетичних систем.

У методичних вказівках описані навчальні матеріали необхідні для виконання лабораторних робіт та проведення досліджень режимів роботи ліній електропередавання, силових трансформаторів, впливу компенсації реактивної потужності на параметри електричної мережі та інші. Виконані лабораторні роботи дозволять вивчити основні елементи ліній електропередавання, навчитися розраховувати параметри схем заміщення та параметри режимів електричних систем та мереж, визначати втрати потужності та електричної енергії в лініях і трансформаторах, вивчити районні електричні мережі та особливості розрахунку їх режимів роботи, оволодіти методами перетворення складнозамкнутих електричних мереж.

Лабораторні роботи виконуються на навчальному лабораторному стенді зображеному на рис. 1, що призначений для використання в якості навчального

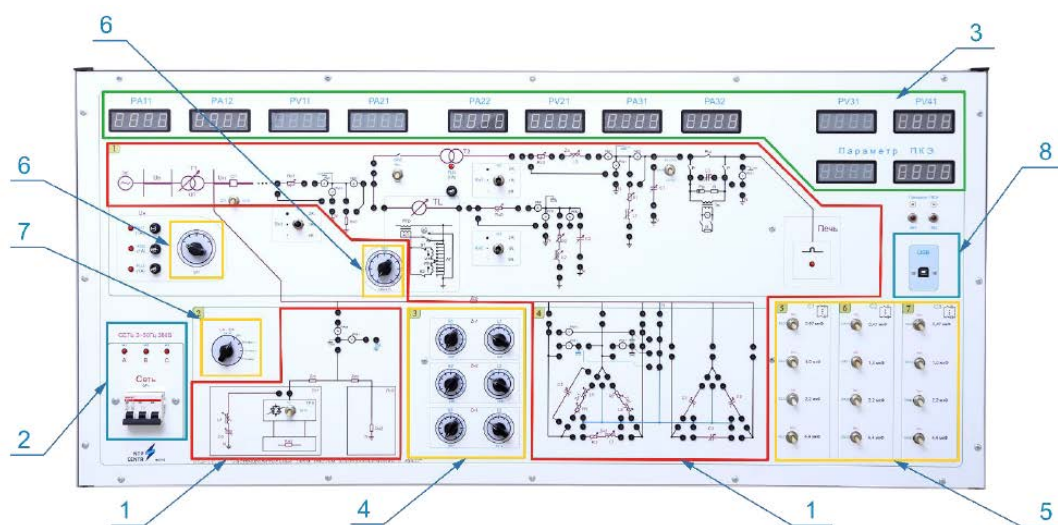


Рис. 1. Зовнішній вид навчального стенду для виконання лабораторних робіт [1]

обладнання з дисципліни електричні мережі і системи. Об'єктом дослідження є модель лінії електропередавання, що навантажена активно-індуктивним навантаженням з можливістю підключення компенсуючих конденсаторів.

У корпусі навчального стенду розміщені: понижаючі трансформатори, блок навантажувальних резисторів, блок конденсаторів, дроселі, силовий автотрансформатор на базі ОСМ1-0,1, модуль мікропроцесорної вимірювальної системи.

Електричні схеми об'єктів дослідження (поз. 1 на рис. 1), що зображені на лицевій панелі стенда, розділені на групи у відповідності з тематикою лабораторних робіт. На панелі стенда встановлені комутаційні роз'єми, комутаційне обладнання, а також обладнання керування, що дозволяє вимірювати параметри досліджуваних елементів при виконанні лабораторних робіт: 2 – автоматичний вимикач QF1; 3 – індикатори струмів і напруги; 4 – перемикачі блоку навантаження; 5 – тумблери блоку конденсаторів, що дають можливість змінювати ємність у межах 0,47...8,07 мкФ; 6 – галетні перемикачі величин напруги лінійного трансформатора T1 (SA1) і понижуючого трансформатора TL (SA3); 7 – галетний перемикач вибору фільтра гармонік; 8 – USB – порт для підключення персонального комп'ютера.

Загальні вимоги до виконання та порядок захисту лабораторних робіт:

- звіт кожної лабораторної роботи повинен містити мету та завдання, короткі теоретичні відомості, оформлені результати виконаної роботи, зроблені логічні висновки;

- оформлювати лабораторні роботи потрібно в заведеному для лабораторних робіт зошиті об'ємом 24 аркуші, або на аркушах А4, що зшиваються у папці для лабораторних робіт;

- в лабораторії при роботі за навчальним стендом і комп'ютерами дотримуватись "Правил безпечної експлуатації електроустановок електроспоживачів", "Правил пожежної безпеки" та інструкції з охорони праці;

- захист виконаної лабораторної роботи проводиться до написання наступної лабораторної роботи.

# ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 1

## ВИМІРЮВАННЯ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

**Мета роботи:** ознайомитися із процесом вимірювання показників якості електричної енергії з використанням навчального стенду.

### 1.1. Завдання до лабораторної роботи

1. Ознайомитися із теоретичними відомостями щодо діючої нормативноправової документації з визначення показників якості електричної енергії, а також правилами взаїмовідносин між електропостачальником та споживачем у сфері узгодження якості електричної енергії.

2. Скласти схему та за допомогою навчального стенду та персонального комп'ютера виконати електричні вимірювання показників якості електричної енергії.

3. Оформити звіт про виконані дослідження показників якості електричної енергії з підкресленням своєї думки про результат роботи.

### 1.2. Теоретичні відомості [1-3]

Якість електричної енергії – це сукупність властивостей електричної енергії відповідно до встановлених стандартів, які визначають ступінь її придатності для використання за призначення.

Відповідно до положень пункту 11.4.6 глави 11.4 розділу XI Кодексу систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 310 (далі – КСР), параметри якості електроенергії в точках приєднання споживачів в нормальних умовах експлуатації мають відповідати параметрам, визначеним у ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» (далі – ДСТУ EN 50160:2014).

Основні показники якості електричної енергії визначені у пунктах 11.4.7 – 11.4.12 глави 11.4 розділу XI КСР.

Стандартна номінальна напруга  $U_n$  для мереж низької напруги загального призначення має значення  $220\text{ В}$  між фазним і нульовим проводом або між фазними проводами:

- для трифазних чотирипровідних мереж:  $U_n = 220\text{ В}$  між фазним та нульовим проводом;

- для трифазних трипровідних мереж:  $U_n = 220\text{ В}$  між фазними проводами.

Зміна напруги не повинна перевищувати  $\pm 10\%$  від величини номінальної напруги.

Частота напруги електропостачання для мереж низької напруги має бути в межах:

- 1) для систем, які синхронно приєднані до ОЕС України –  $50\text{ Гц} \pm 1\%$  протягом  $99,5\%$  часу за рік та  $50\text{ Гц} + 4\%$  ( $- 6\%$ ) протягом  $100\%$  часу;

- 2) для систем без синхронного приєднання до ОЕС України –  $50\text{ Гц} \pm 2\%$  протягом  $99,5\%$  часу за рік та  $50\text{ Гц} \pm 15\%$  протягом  $100\%$  часу.

Показник довготривалого флікера (мерехтіння), спричиненого коливанням напруги, для мереж низької напруги має бути меншим або рівним  $1$  для  $95\%$  часу спостереження.

$95\%$  середньоквадратичних значень складника зворотної послідовності напруги електропостачання, усереднених на  $10$ -хвилинному проміжку, для мереж низької напруги мають бути в межах від  $0\%$  до  $2\%$  від складника напруги прямої послідовності.

$95\%$  середньоквадратичних значень напруги кожної гармоніки, усереднених на  $10$ -хвилинному проміжку, для мереж низької напруги мають бути меншими або рівними наступним значенням (див. табл. 1.1).

Сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень напруги електропостачання, урахувуючи всі гармоніки до  $40$ ї включно, для мереж низької напруги має бути меншим чи рівним  $8\%$ .

Показники якості електричної енергії для мереж середньої та високої напруги, методи випробування та інші характеристики якості електроенергії наведені у ДСТУ EN 50160:2014.

Таблиця 1.1

Значення напруги гармонік, усереднених на 10хвилинному проміжку [3]

Непарні гармоніки				Парні гармоніки	
не кратні 3		кратні 3			
порядок	відносна амплітуда	порядок	відносна амплітуда	порядок	відносна амплітуда
5	6,0 %	3	5,0 %	2	2,0 %
7	5,0 %	9	1,5 %	4	1,0 %
11	3,5 %	15	1,5 %	6...24	0,5 %
13	3,0 %	21	0,5 %		
17	2,0 %				
19	1,5 %				
23	1,5 %				
25	1,5 %				

Взаємовідносини, які виникають під час купівлі/продажу електричної енергії між електропостачальником та споживачем, а також їх взаємовідносини з іншими учасниками роздрібного ринку електричної енергії, у тому числі операторами системи розподілу (далі – ОСР), регулюються Правилами роздрібного ринку електричної енергії, затвердженими постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 312 (далі – ПРРЕЕ).

Положеннями пункту 8.2.2 глави 8.2 розділу VIII ПРРЕЕ встановлено, що у разі надходження претензії/скарги споживача щодо якості електричної енергії ОСР розглядає її протягом 15 днів з дня отримання претензії/скарги, а у разі проведення вимірювань показників якості електричної енергії в точці розподілу електричної енергії – протягом 30 днів.

Розгляд претензій та скарг споживачів щодо показників якості електричної енергії, вимірювання показників якості електричної енергії, претензій щодо відшкодування збитків, завданих внаслідок недотримання ОСР показників якості електропостачання, зокрема внаслідок недотримання показників якості

електричної енергії та перерв в електропостачанні, здійснюється відповідно до вимог КСР.

Порядок розгляду скарг/претензій споживачів щодо показників якості електричної енергії визначений у пунктах 13.2.2 – 13.2.12 глави 13.2 розділу XIII КСР.

У разі надходження скарги/звернення/претензії від споживача або групи споживачів (колективної скарги/звернення/претензії) щодо якості електричної енергії ОСР розглядає її протягом 15 днів з дня отримання скарги/звернення/претензії, а у разі проведення вимірювань параметрів якості електричної енергії в точці розподілу споживача – протягом 30 днів та протягом 45 днів для колективної скарги/звернення/претензії.

Колективна скарга/звернення/претензія визнається ОСР обґрунтованою для всіх точок розподілу споживачів, зазначених у такій колективній скарзі/зверненні/претензії.

У разі незгоди з колективною скаргою/зверненням/претензією від споживачів, що підключені до однієї лінії електропередавання, ОСР зобов'язаний проводити вимірювання параметрів якості електричної енергії на початку лінії у першого споживача та у найвіддаленішого споживача в кінці лінії, а у випадку розгалуження лінії електропередавання у споживачів, підключених у кінці цих відгалужень, для підтвердження дотримання ОСР показників якості електричної енергії, визначених КСР.

При отриманні колективної скарги/звернення/претензії від споживачів, що підключені до різних ліній електропередавання, вимірювання проводиться для кожної лінії електропередавання окремо.

У разі проведення вимірювання параметрів якості електричної енергії під час розгляду колективної скарги / звернення / претензії від мешканців багатоквартирного житлового будинку ОСР проводить вимірювання параметрів якості електричної енергії на межі балансової належності між ОСР та балансоутримувачем багатоквартирного житлового будинку або якнайближче до точки розподілу.

Коллективна скарга/звернення/претензія вважається такою, що не підлягає задоволенню, якщо показники якості електричної енергії відповідають вимогам пункту 11.4.6 глави 11.4 розділу XI КСР в кожній точці вимірювання.

За результатами розгляду скарги/звернення/претензії споживача щодо якості електричної енергії ОСР надає відповідь споживачу в письмовій формі, яка повинна містити інформацію щодо:

1) у разі визнання скарги/звернення/претензії обґрунтованою:

- причин недотримання показників якості електричної енергії;
- заходів та строків стосовно усунення ОСР причин недотримання показників якості електричної енергії з урахуванням вимог пункту 13.2.11 або проведених робіт, якщо причини недотримання показників якості електричної енергії було усунуто під час розгляду скарги;

- результатів вимірювання параметрів якості електричної енергії у разі його проведення;

2) у разі визнання скарги/звернення/претензії такою, що не підлягає задоволенню:

- документів, що підтверджують порушення споживачем вимог КСР, зокрема якщо установки чи прилади споживача не відповідають стандартам або технічним умовам приєднання, що їх встановили державні органи влади або ОСР, нормативнотехнічним документам, унаслідок чого параметри якості електричної енергії в точці розподілу споживача не відповідають показникам, визначеним КСР;

- результатів вимірювання параметрів якості електричної енергії, що підтверджують дотримання ОСР нормативних показників якості електричної енергії та які проведені відповідно до вимог пунктів 6.2.1 6.2.5 глави 6.2 розділу VI КСР та пункту 13.2.10 протягом не менше 7 календарних днів, за виключенням часу тривалості перерв в електропостачанні;

3) у разі відмови споживача від скарги/звернення/претензії щодо якості електричної енергії, що подається письмово в довільній формі, ОСР зобов'язаний

до закінчення строку її розгляду надати письмову відповідь такому споживачу із зазначенням інформації про залишення її без розгляду.

Результати вимірювання повинні містити таку інформацію:

- дата та час встановлення та зняття вимірювального засобу, його тип;
- усереднене значення відхилення напруги на кожному 10хвилинному проміжку часу протягом терміну вимірювання.

Результати вимірювань зазначаються у протоколі вимірювання параметрів якості електричної енергії при розгляді скарги/звернення/претензії споживача (крім колективної скарги/звернення/претензії).

ОСР може направити свого представника в узгоджений зі споживачем час для аналізу можливих причин недотримання показників якості електричної енергії та/або проведення необхідного вимірювання й подальшого надання відповіді споживачу. Представник ОСР у разі необхідності проводить вимірювання параметрів якості електричної енергії в точці розподілу відповідно до вимог пунктів 6.2.1 6.2.4 глави 6.2 розділу VI КСР протягом не менше 7 календарних днів за виключенням часу тривалості перерв в електропостачанні.

ОСР може зменшити тривалість вимірювання або не проводити вимірювання у разі визнання факту недотримання показників якості електричної енергії в точці розподілу електричної енергії споживача.

У разі неможливості встановлення вимірювального засобу в точці розподілу вимірювання проводиться якнайближче до точки розподілу (або в мережах споживача, або в мережах ОСР). У разі проведення вимірювання на території споживача він має забезпечити відповідні умови для місця встановлення вимірювального засобу, та засвідчити своїм підписом достатність вжитих заходів із збереження приладу та захисту від несанкціонованого втручання в його роботу та підписати акт збереження вимірювального приладу на весь період проведення таких вимірів.

У разі неможливості встановлення вимірювального засобу в точці розподілу та відмови споживача від встановлення на його території вимірювального засобу

ОСР зобов'язаний встановити такий засіб та провести вимірювання показників якості електричної енергії якнайближче до точки розподілу у власних мережах.

Усі витрати, пов'язані із вимірюванням параметрів якості електричної енергії, покриває ОСР.

У разі встановлення споживачу електронного лічильника з функцією вимірювання параметрів відхилення напруги, що здійснюється відповідно до вимог розділу VI КСР, ОСР за згодою споживача може використовувати результати таких вимірювань при розгляді скарги/звернення/претензії щодо показників якості електричної енергії. При цьому вимірювання параметрів якості електричної енергії іншими засобами не проводиться.

ОСР зобов'язаний усунути причини недотримання показників якості електричної енергії протягом 30 днів у разі можливості їх усунення оперативними діями персоналу ОСР або 180 днів у разі необхідності проведення будівельних робіт або заміни елементів мережі.

У разі незгоди з результатами розгляду скарги/звернення/претензії щодо показників якості електричної енергії споживач може звернутися до НКРЕКП.

Разом з тим, відповідно до підпункту 2 пункту 4 Положення про Державну інспекцію енергетичного нагляду України, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 14.02.2018 № 77, відповідно до покладених на Державну інспекцію енергетичного нагляду України (далі – Держенергонагляд), здійснює державний енергетичний нагляд, зокрема, за електричними установками і мережами учасників ринку (крім споживачів); дотриманням учасниками ринку (крім споживачів) вимог правил та інших нормативноправових актів і нормативних документів з питань технічної експлуатації електричних станцій і мереж, технічного стану електричних установок і мереж, а саме, за забезпеченням надійного та безпечного постачання електричної енергії споживачам.

Тому з питань технічного стану електричних установок і мереж споживачі можуть звертатися до Держенергонагляду для розгляду та вжиття відповідних заходів у межах його компетенції.

## Стандарти та показники якості

SAIDI (хв) – це тривалість перерв в електропостачанні. Середня тривалість відключення для кожного клієнта. Зазвичай використовується як показник надійності електропостачання клієнтів. Чим нижчий показник, тим вищий рівень надійності. SAIDI розраховується як відношення сумарної тривалості відключень за звітний період до загальної кількості клієнтів:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \times n_i}{n}, \quad (1.1)$$

де  $t_i$  – тривалість  $i$ -ї тривалої перерви в електропостачанні, хв;

$n_i$  – кількість клієнтів, відключених у результаті  $i$ -ї тривалої перерви в електропостачанні;

$k$  – кількість тривалих перерв в електропостачанні упродовж звітного періоду;

$i$  – номер тривалої перерви в електропостачанні,  $i = 1, 2, 3, \dots, k$ ;

$n$  – загальна кількість клієнтів.

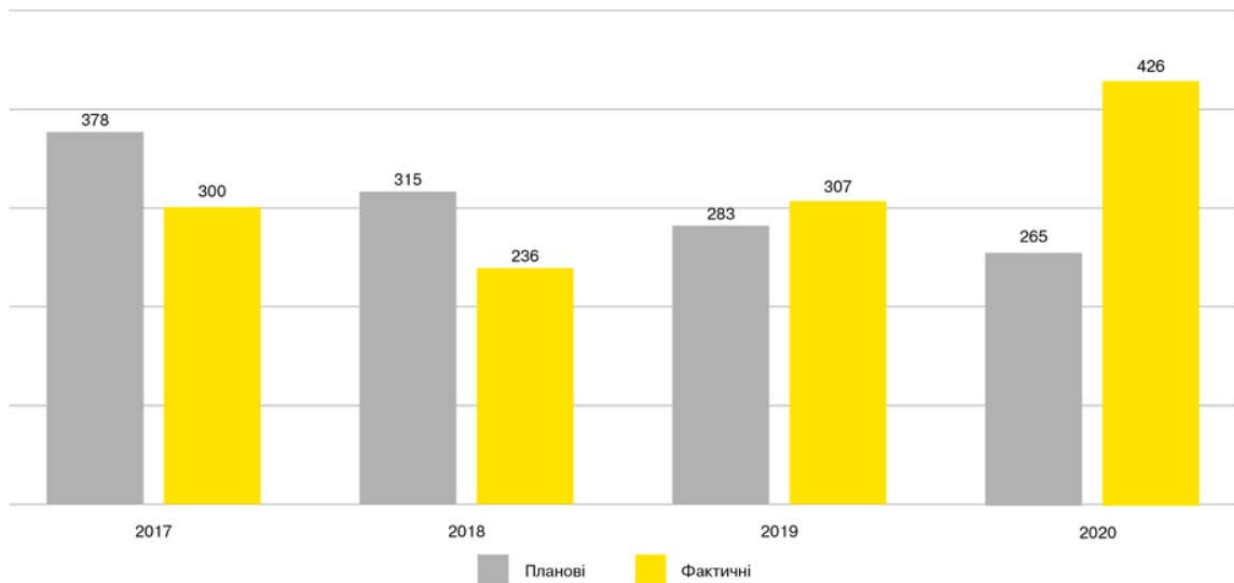


Рис. 1.1. Діаграма порівняння планових і фактичних значень SAIDI, хв для міських і населених пунктів [2]

Цей показник перебуває на постійному контролі НКРЕКП, яка періодично перевіряє повноту та достовірність зазначеної інформації, згідно з Постановою НКРЕКП №464 від 30.03.2017 р.

SAIFI – це частота перерв в електропостачанні. Середня кількість знеструмлень одного клієнта. Чим нижчі показники, тим вищий рівень

надійності електропостачання клієнтів. SAIFI розраховується як відношення сумарної кількості відключених клієнтів за звітний період до загальної кількості клієнтів:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{n}, \quad (1.2)$$

$n_i$  – кількість клієнтів, відключених у результаті тривалої перерви в електропостачанні;

$k$  – кількість тривалих перерв в електропостачанні упродовж звітнього періоду;

$i$  – номер тривалої перерви в електропостачанні,  $i = 1, 2, 3, \dots k$ ;

$n$  – загальна кількість клієнтів.

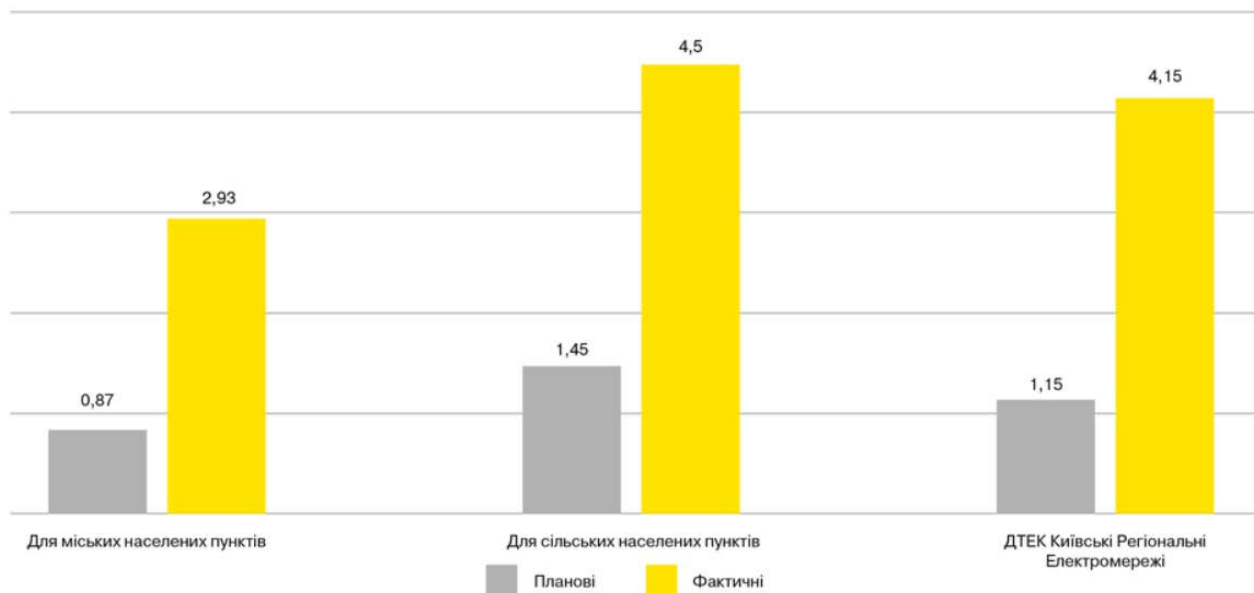


Рис. 1.2. Діаграма фактичних значень SAIFI у 2020 р. (тривалість), за типами перерв в електропостачанні за територіальною ознакою [2]

CAIDI – середня тривалість відновлення електропостачання. Індекс середньої тривалості відновлення електропостачання. Розраховується як відношення сумарної тривалості відключення клієнтів за звітний період до сумарної кількості відключених клієнтів. Виражає середній час відновлення електропостачання одного відключеного клієнта:

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \times n_i}{n_i}, \quad (1.3)$$

де  $t_i$  – тривалість  $i$ -ї тривалої перерви в електропостачанні, хв;

$n_i$  – кількість клієнтів, відключених у результаті  $i$ -ї тривалої перерви в електропостачанні;

$k$  – кількість тривалих перерв в електропостачанні упродовж звітнього періоду;

$i$  – номер тривалої перерви в електропостачанні,  $i = 1, 2, 3, \dots, k$ ;

MAIFI – частота коротких перерв в електропостачанні. Індекс середньої частоти коротких перерв (менш ніж 3 хвилини) в електропостачанні. Розраховується як відношення сумарної кількості відключених клієнтів за звітний період до загальної кількості клієнтів. Виражає середню кількість коротких знеструмлень одного клієнта:

$$MAIFI = \frac{\sum_{j=1}^r n_j}{n}, \quad (1.4)$$

$n_j$  – кількість точок комерційного обліку електричної енергії, у яких було припинено електропостачання в результаті  $j$ -ї короткої перерви в електропостачанні, од.;

$r$  – кількість коротких перерв в електропостачанні упродовж звітнього періоду;

$i$  – номер короткої перерви в електропостачанні,  $j = 1, 2, 3, \dots, r$ .

Показники якості електричної енергії

До основних показників якості електроенергії, що визначають властивості електричної енергії, які характеризують її якість, відносяться:

- 1) відхилення напруги ( $\delta U$ , %);
- 2) розмах зміни напруги ( $\delta U_t$ , %);
- 3) доза коливань напруги ( $\psi$ , %);
- 4) коефіцієнт несинусоїдальності кривої напруги ( $k_{нсU}$ , %);
- 5) коефіцієнт  $n$ -ї гармонійної складової напруги непарного (парного) порядку ( $kU(n)$ , %);
- 6) коефіцієнт зворотної послідовності напруги ( $k_2U$ , %);
- 7) коефіцієнт нульової послідовності напруги ( $k_0U$ , %);
- 8) тривалість провалу напруги ( $\Delta t_{пр}$ , с);
- 9) імпульсна напруга ( $U_{імп}$ , В, кВ);
- 10) відхилення частоти ( $\Delta f$ , Гц).

Додаткові показники якості електроенергії, являють собою форми записів основних показників якості електроенергії, які використовуються в інших нормативнотехнічних документах:

- 1) коефіцієнт амплітудної модуляції напруги (кмод);
- 2) коефіцієнт небалансу міжфазних напруг (кнеб.м);
- 3) коефіцієнт небалансу фазних напруг (кнеб.ф).

Зазначимо допустимі значення названих показників якості електроенергії, вирази для їх визначення та сфери застосування. У протягом 95% часу доби (22,8 год) показники якості електроенергії не повинні виходити за межі нормально допустимих значень, а протягом всього часу, включаючи післяаварійні режими, вони повинні перебувати в межах максимально допустимих значень.

Контроль якості електроенергії в характерних точках електричних мереж здійснюється персоналом підприємства електричних мереж. При цьому тривалість виміру показника якості електроенергії повинна складати не менше доби.

*Відхилення напруги* – це один з самих важливих показників якості електроенергії. Відхилення напруги знаходиться по формулі

$$\delta U_t = \frac{U(t) - U_n}{U_n} \times 100\% \quad (1.5)$$

де  $U(t)$  діюче значення напруги прямий послідовник ності основної частоти, або просто чинне значення напруги (при коефіцієнті несинусоїдальності, меншому або рівному 5%), в момент часу  $t$ , кВ;

$U_n$  номінальне напруга, кВ.

Величина  $U_t = 1/3 (U_{AB}(1) + U_{BC}(1) + U_{AC}(1))$ , де  $U_{AB}(1)$ ,  $U_{BC}(1)$ ,  $U_{AC}(1)$  – діючі значення міжфазних напруг основної частоти.

Через зміну навантажень у часі, зміну рівня напруги та інших факторів змінюється величина падіння напруги в елементах мережі а, отже, рівень напруги  $U_t$ . У результаті виявляється, що в різних точках мережі в один і той же момент часу, а в однієї точці – в різні моменти, відхилення напруги різні.

Нормальна робота електроприймачів у мережах напругою до 1 кВ забезпечується при умови, що відхилення напруги на їх вході рівне  $\pm 5\%$  (Нормальне значення) і  $\pm 10\%$  (максимальне значення). У мережах напругою 6-20 кВ встановлюється максимальне відхилення напруги  $\pm 10\%$ .

Зниження освітленості робочих місць відбувається при зменшенні напруги, що призводить до зниження продуктивності праці працюючих та погіршення їх зору. При великих зниженнях напруги люмінесцентні лампи не загорають або блимають, що призводить до скорочення терміну їх служби. При підвищенні напруги термін служби ламп розжарювання різко знижується.

Від рівня напруги залежить швидкість обертання асинхронних електродвигунів а, отже, їх продуктивність, а також споживана реактивна потужність. Останнє віддзеркалюється на величині втрат напруги і потужності на ділянках мережі.

Зниження напруги призводить до збільшення тривалості технологічного процесу в електротермічних і електролізних установках, а також до неможливості сталого прийому телевізійного сигналу.

Для забезпечення необхідної напруги на шинах низької напруги всіх ТП застосовують так зване **зустрічне регулювання напруги** в центрі живлення. Тут в режимі максимальних навантажень підтримується максимально допустима напруга на шинах ЦП, а в режимі мінімальних навантажень мінімальна напруга.

При цьому повинно застосовуватися і так зване **місцеве регулювання напруги** в кожному трансформаторному пункті шляхом установки перемикача відгалужень розподільних трансформаторів у відповідне становище. У поєднанні з централізованим та зазначеним місцевим регулюванням напруги застосовуються регульовані і нерегульовані конденсаторні установки, також що відносяться до засобів місцевого регулювання напруги.

**Розмах зміни напруги** є різницею між амплітудними або діючими значеннями напруги до і після одиночної зміни напруги і визначається за формулою:

$$\delta U_t = \frac{U_i - U_{i+1}}{\sqrt{2}U_H} \times 100\% \quad (1.6)$$

де  $U_i$  та  $U_{i+1}$  значення наступних один за одним екстремумів або екстремуму  $i$  горизонтальної ділянки амплітудних значень напруги.

До коливань зміни напруги відносять одиночні зміни напруги будь-якої форми з частотою повторення від двох разів на хвилину (1/30 Гц) до одного разу в годину, мають середню швидкість зміни напруги більше 0,1% за секунду (для ламп розжарювання) і 0,2% за секунду для інших приймачів.

Швидкі зміни напруги викликаються ударним режимом роботи двигунів металургійних прокатних станів, тягових установок залізниць, лугових сталеплавильних печей, зварювальної апаратури, а також частими пусками потужних короткозамкнених асинхронних електродвигунів, коли їх пускова реактивна потужність складає кілька відсотків потужності короткого замикання.

Кількість змін напруги в одиницю часу, тобто частота зміни напруги, визначається за формулою  $F=m/T$ , де  $m$  число змін напруги за час, де  $T$  - загальний час спостереження коливань напруги.

Основні вимоги, пред'явлені до коливання напруги, обумовлюються міркуваннями захисту зору. Встановлено, що найбільша чутливість ока до мерехтіння світла знаходиться в області частоти, рівною 8,7 Гц. Тому для ламп розжарювання, що забезпечують робоче освітлення при значних зорових напругах, розмах напруги допускається не більше 0,3%, для ламп розжарювання в побуті 0,4%, для люмінесцентних ламп і інших електроприймачів 0,6.

Для зниження коливань зміни напруги в освітлювальній мережі застосовують роздільне живлення приймачів освітлювальної мережі та силової, навантаження від різних силових трансформаторів, поздовжню ємнісну компенсацію живлення мережі, а також синхронні електродвигуни і штучні джерела реактивної потужності (реактори або конденсаторні батареї, струм яких формується за допомогою керованих вентилів для отримання необхідної реактивної потужності).

**Межа коливань напруги** ідентична розмаху зміни напруги і в діючих електричних мережах вводиться по мірі їх обладнання відповідними приладами. При використанні показника "доза коливань напруги" оцінка допустимості розмаху зміни напруги може не робитися, оскільки аналізовані показники взаємозамінні.

Доза коливань напруги також є інтегральною характеристикою коливань напруги, що викликає у людини, за встановлений період часу, роздратування через миготіння світла в діапазоні частот від 0,5 до 0,25 Гц.

Допустиме максимальне значення коливань напруги ( $\psi, (\%)^2$ ) в електричній мережі, до якої приєднуються освітлювальні установки, не повинно перевищувати: 0,018 - з лампами розжарювання в приміщеннях, де потрібна значна зорова напруга; 0,034 - з лампами розжарювання у всіх інших приміщеннях; 0,079 - з люмінесцентними лампами.

**Коефіцієнт несинусоїдності кривої напруги.** При роботі в мережі потужних випрямляючих і перетворюючих установок, а також дугових печей і установок для зварювання, тобто нелінійних елементів, відбувається спотворення кривих струму і напруги. Несинусоїдальні криві струму та напруги являють собою гармонічні коливання, мають різні частоти (промислова частота це нижча гармоніка, а всі інші по відношенню до неї - вищі гармоніки).

Вищі гармоніки в системі електропостачання викликають додаткові втрати енергії, скорочують термін служби косинусних конденсаторних батарей, електродвигунів та трансформаторів, призводять до труднощів при налагодженні релейного захисту і сигналізації, а також експлуатації електроприводів з тиристорним управлінням і т.п.

Зміст вищих гармонік в електричній мережі характеризується коефіцієнтом несинусоїдності кривої напруги  $k_{нсU}$ , який визначається за виразом%

$$k_{нсU} = \frac{1}{U_n} \sqrt{\sum_{n=2}^N U_n^2} \cdot 100 \%, \quad (1.7)$$

де N - порядок останньої з врахування гармонійних складових;

$U_n$  - чинне значення n-ї ( $n = 2, \dots, N$ ) гармонійної складової напруги, кВ.

Нормальні та максимальні допустимі значення  $k_{нс}U$  не повинні відповідно перевищувати: в електричній мережі напругою до 1 кВ - 5 та 10%, в електричній мережі 6 - 20 кВ - 4 і 8%, в електричній мережі 35 кВ - 3 і 6%, в електричній мережі 110 кВ і вище - 2 і 4%.

Для зниження вищих гармонік застосовуються силові фільтри, що являють собою послідовне з'єднання індуктивного і ємнісного опорів, налаштованих в резонанс на певну гармоніку. З метою винятку гармоніки нижчих частот застосовують перетворювальні установки з великим числом фаз.

**Коефіцієнт n-ї гармонійної складової напруги непарного (парного) порядку** є відношення чинного значення n-ї гармонійної складової напруги до чинного значення напруги основної частоти, тобто:

$$kU(n) = \frac{U_n}{U_H} \times 100\% \quad (1.8)$$

За значенням коефіцієнта  $kU(n)$  визначається спектр n-х гармонійних складових, на зменшення яких повинні бути розраховані відповідні силові фільтри.

Нормальні і максимальні допустимі значення не повинні відповідно перевищувати: в електричній мережі напругою до 1 кВ - 3 та 6%, в електричній мережі 6-20 кВ - 2,5 і 5%, в електричній мережі 35 кВ - 2 і 4 %, в електричній мережі 110 кВ і вище - 1 і 2 %.

**Несиметрія напруг** виникає через навантаження однофазних електроприймачів. Так як розподільні мережі напругою вище 1 кВ працюють з ізольованою або компенсованою нейтраллю, то несиметрія напруг обумовлена появою напруги зворотної послідовності. Несиметрія проявляється у вигляді нерівності лінійних і фазних напруг і характеризується **коефіцієнтом зворотної послідовності напруги**:

$$k_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_H} \times 100\% \quad (1.9)$$

де  $U_{2(1)}$  чинне значення напруги зворотної послідовності основної частоти трифазної системи напруги, кВ.

Значення величини  $U_{2(1)}$  можна отримати виміром трьох напруг основної частоти, тобто  $U_A(1)$ ,  $U_B(1)$ ,  $U_C(1)$ . Тоді

$$U_{2(1)} = \frac{\sqrt{3} (U_{A(1)}U_A + U_{B(1)}U_B + U_{C(1)}U_C)}{U_A + U_B + U_C}, \quad (1.10)$$

де  $U_A$ ,  $U_B$  і  $U_C$  - провідності фаз А, В та С приймача.

У мережах напругою вище 1 кВ несиметрія напруг виявляється в здебільшого через однофазні електротермічні установки (дугові печі непрямої дії, печі опору, індукційні каналні печі, установки електрошлакового переплаву та ін.

Наявність напруги зворотної послідовності призводить до додаткового нагрівання обмоток збудження синхронних генераторів та збільшення їх вібрації, до додаткового нагрівання електродвигунів та різкого скорочення терміну служби їх ізоляції, зниження реактивної потужності, що генерується силовими конденсаторами, додаткового нагрівання ліній і трансформаторів, збільшення кількості хибних спрацьовувань релейного захисту і т. п.

На затискачах симетричного електроприймача нормально допустимий коефіцієнт несиметрії дорівнює 2%, а максимально допустимий 4%.

Вплив несиметрії значно зменшується при живленні однофазних електроприймачів від окремих трансформаторів, а також при застосуванні керованих і некерованих симетруючих пристроїв, компенсуючих еквівалентний струм зворотної послідовності, що споживається однофазним навантаженням.

У чотирипровідних мережах напругою до 1 кВ несиметрія, обумовлена однофазними приймачами, підключеними фазною напругою, супроводжується проходженням струму в нульовому проводі а, отже, появою напруги нульової послідовності.

Коефіцієнт нульової послідовності напруги

$$k_{0U} = \frac{U_{0(1)}}{U_{н.ф.}} \times 100\% \quad (1.11)$$

де  $U_{0(1)}$  - чинне значення напруги нульової послідовності основної частоти, кВ;

$U_{н.ф.}$  - номінальне значення фазної напруги, кВ.

Розмір  $U_{0(1)}$  визначається вимірюванням трьох фазних напруг основної частоти, тобто

$$U_{0(1)} = \frac{y_A U_{A(1)} + y_B U_{B(1)} + y_C U_{C(1)}}{y_A + y_B + y_C + y_0}, \quad (1.12)$$

де  $y_A, y_B, y_C, y_0$  - провідності фаз А, В, С приймача та провідність нульового проводу;

$U_{A(1)}, U_{B(1)}, U_{C(1)}$  - діючі значення фазних напруг.

Допустиме значення  $U_{0(1)}$  обмежується вимогами, що висуваються до відхилення напруги, які задовольняються коефіцієнтом нульової послідовності, рівним 2% в якості нормального рівня і 4% максимального рівня.

Зниження значення може бути досягнуто раціональним розподілом однофазного навантаження між фазами, а також збільшенням перерізу нульового проводу до перерізу фазних проводів і застосуванням трансформаторів у розподільній мережі з групою з'єднання "зірка - зігзаг".

### **Провал напруги і інтенсивність провалів напруги.**

**Провал напруги** - це раптове значне зниження напруги в точці електричної мережі, за яким слідує відновлення напруги до початкового або близького до нього рівня через проміжок часу від кількох періодів до кількох десятків секунд.

**Тривалість провалу напруги**  $\Delta t_{пр}$  - інтервал часу між початковим моментом провалу напруги і моментом відновлення напруги початкового або близького до нього рівня тобто,  $\Delta t_{пр} = t_{вос} - t_{поч}$ .

Значення  $\Delta t_{\text{пр}}$  складає від кількох періодів до кількох десятків секунд. Провал напруги характеризується інтенсивністю і глибиною провалу  $U_{\text{пр}}$ , що являє собою різницю між номінальним значенням напруги і мінімальним чинним значенням напруги  $U_{\text{мін}}$  протягом провалу напруги, і виражається у відсотках номінального значення напруги або в абсолютних одиницях.

Величина  $\delta U_{\text{пр}}$  визначається наступним чином:

$$\delta U_{\text{пр}} = \frac{U_{\text{н}} - U_{\text{мін}}}{U_{\text{н}}} \times 100\% \quad (1.13)$$

або

$$\delta U_{\text{пр}} = U_{\text{н}} - U_{\text{мін}} \quad (1.14)$$

**Інтенсивність провалів напруги  $m^*$**  - є частотою появи в мережі провалів напруги певної глибини і тривалості, тобто:

$$m^* = \frac{m(\delta U_{\text{пр}}, \Delta t_{\text{пр}})}{M} \times 100\% \quad (1.15)$$

де  $m(\delta U_{\text{пр}}, \Delta t_{\text{пр}})$  - кількість провалів напруги глибиною  $\delta U_{\text{пр}}$  і тривалістю  $\Delta t_{\text{пр}}$  за час  $T$ ;

$M$  - сумарна кількість провалів напруги за час  $T$ .

До провалів напруги, що виникає в більшості випадків при коротких замиканнях в мережі, чутливі деякі види електроприймачів (ЕОМ, силова електроніка), тому в проектах електропостачання таких приймачів повинні передбачати заходи щодо зниження тривалості, інтенсивності і глибини провалів напруги.

**Імпульсна напруга** - це різка зміна напруги, за якою слідує відновлення напруги до звичайного рівня за проміжок часу від кількох мікросекунд до 10 мілісекунд. Вона являє собою максимальне миттєве значення напруги імпульсу  $U_{\text{імп}}$ .

Імпульсна напруга характеризується амплітудою імпульсу  $U'_{\text{імп}}$ , що являє собою різницю між імпульсом напруги і миттєвим значенням напруги основної частоти, відповідним моменту початку імпульсу.

Тривалість імпульсу  $t_{\text{імп}}$  - інтервал часу між початковим моментом імпульсу напруги і моментом відновлення миттєвого значення напруги до звичайного рівня. Може бути розрахована тривалість імпульсу  $t_{\text{імп}0,5}$  за рівнем 0,5 його амплітуди.

Імпульсна напруга визначається у відносних одиницях за формулою

$$\Delta U_{\text{імп}} = \frac{U_{\text{імп}}}{\sqrt{2}U_{\text{н}}} \quad (1.16)$$

До імпульсів напруги чутливі також такі електроприймачі, як ЕОМ, силова електроніка та ін. Імпульсні напруги з'являються внаслідок комутацій в електричній мережі. Заходи щодо зниження імпульсних напруг повинні передбачатися при розробці конкретних проектів електропостачання.

**Відхилення частоти.** Зміна частоти обумовлена змінами сумарного навантаження і характеристиками регуляторів частоти обертання турбін. Великі відхилення частоти виникають в результаті повільної регулярної зміни навантаження при недостатньому резерві активної потужності.

Частота напруги на відміну від інших явищ, погіршуючих якість електроенергії, є загальносистемним параметром: всі генератори, приєднані до однієї системи, генерують електроенергію напругою з однаковою частотою 50 Гц.

Згідно з першим законом Кірхгофа завжди існує баланс між виробленням і генерацією потужності. Тому будь-яка зміна потужності навантаження викликає зміну частоти, що призводить до зміни вироблення активної потужності генераторами, для чого блоки "турбіна – генератор" обладнують пристроями, що дозволяють регулювати надходження енергоносія в турбіну залежно від змін частоти в електричній системі.

При певному зростанні навантаження виявляється, що потужність блоків "турбіна – генератор" вичерпана. Якщо навантаження продовжує зростати, баланс встановлюється за зниженої частоти – виникає відхилення частоти. У цьому випадку йдеться про дефіцит активної потужності для підтримки номінальної частоти.

Відхилення частоти  $f$  від номінального значення  $f_n$  визначається за формулою  $\Delta f = f - f_n$ , де  $f$  - поточне значення частоти в системі.

Зміна частоти, що перевищує 0,2 Гц, суттєво впливає на техніко-економічні показники роботи електроприймачів, тому нормально допустиме значення відхилення частоти рівне  $\pm 0,2$  Гц, а максимально допустиме значення відхилення частоти складає  $\pm 0,4$  Гц. У післяаварійних режимах допускається відхилення частоти від +0,5 Гц до 1 Гц не більше 90 год в рік.

Відхилення частоти від номінальної призводить до збільшення втрат енергії в мережі, а також до зниження продуктивності технологічного обладнання.

**Коефіцієнт амплітудної модуляції напруги** характеризує коливання напруги і дорівнює відношенню напіврізниці найбільшої і найменшої амплітуд модульованої напруги, що взяті за певний інтервал часу, до номінального чи базового значення напруги, тобто:

$$K_{\text{мод}} = \frac{U_{\text{нб}} - U_{\text{нм}}}{2\sqrt{2}U_n} \quad (1.17)$$

де  $U_{\text{нб}}$  і  $U_{\text{нм}}$  - відповідно найбільша і найменша амплітуди модульованої напруги.

**Коефіцієнт небалансу міжфазних напруг**  $k_{\text{неб.мф}}$  характеризує несиметрію міжфазних напруг і дорівнює відношенню розмаху небалансу міжфазних напруг до номінального значення напруги:

$$k_{\text{неб.мф}} = \frac{U_{\text{нб}} - U_{\text{нм}}}{U_n} \times 100\% \quad (1.18)$$

де  $U_{\text{нб}}$  та  $U_{\text{нм}}$  - найбільше і найменше діючі значення з трьох міжфазних напруг.

**Коефіцієнт небалансу фазних напруги**  $k_{\text{неб.ф}}$  характеризує несиметрію фазних напруг і дорівнює відношенню розмаху небалансу фазних напруг до номінального значення фазної напруги:

$$k_{\text{неб.ф}} = \frac{U_{\text{нб.ф}} - U_{\text{нм.ф}}}{U_{\text{н.ф}}} \times 100\% \quad (1.19)$$

де  $U_{\text{нб}}$  та  $U_{\text{нм}}$  - найбільше та найменше діючі значення із трьох фазних напруг,  $U_{\text{н.ф}}$  - номінальне значення фазної напруги.

### 1.3. Порядок виконання роботи [1]

1. Зібрати схему, представлену на рис. 1.3. Досліджуваним ланцюгом є споживач «*Пт2*» із навантаженням  $R_{н2}$ , що підключений до лінії з власним опором  $Z_{л2}$ . Мікропроцесорна вимірювальна система відображає фазну напругу та величини параметрів показника якості електроенергії (ПЯЕ) на цифровому дисплеї «*PV41*» та двовіконний дисплей «Параметр ПЯЕ» (ліве вікно – ім'я параметра, праве – кількісне значення).

2. Перед увімкненням стенду необхідно переконаватися, що на панелі стенду є тільки необхідні для проведення даного дослідження перемикачі, перемикач *SA1* знаходиться в положенні "*Ун*", перемикач *SA14* – "*OFF*", тумблер *SA13* в положенні "*Вимк*".

3. Підключити стенд до трифазної мережі (увімкнути автоматичний вимикач *QF1* "*Мережа*").

4. Накреслити, або роздрукувати таблицю (згідно прикладу, див. табл. 1.2) і відмітити виміряні показники якості електричної енергії.

Таблиця 1.2

Результати електричних вимірювань показників якості електричної енергії

№ п/п	$R_{н2}$	$Z_{л2}$	PV41	Параметри ПЯЕ									
				H0U (K0U)	dF	dU	dU1	Pt	HU (KU)	HU5 (KU5)	HU7 (KU7)	HU11 (KU11)	H2U (K2U)
1													
2													
3													

5. Зафіксувати показники фазної напруги на цифровому дисплеї "*PV41*".

6. Зафіксувати показники ПЯЕ. За замовчуванням при включенні відображається показник "*H0U*".

7. Для перегляду решти показників ПЯЕ необхідно натискати кнопку *SB2*.

При цьому послідовно «по колу» виводяться наступні показники:

dF – встановлене значення відхилення частоти мережі;

dU – встановлене значення відхилення напруги мережі;

$dU1$  – розкид зміни напруги;

$Pt$  – доза флікера;

$HU$  ( $KU$ ) – коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги  $KU$ ;

$HU5$  ( $KU5$ ) – коефіцієнт  $5i$  гармонійної складової напруги  $KU(5)$ ;

$HU7$  ( $KU7$ ) – коефіцієнт  $7i$  гармонійної складової напруги  $KU(7)$ ;

$HU11$  ( $KU11$ ) – коефіцієнт  $11i$  гармонійної складової напруги  $KU(11)$ ;

$H2U$  ( $K2U$ ) – коефіцієнт несиметрії напруги за зворотної постідовності  $K2U$ ;

$H0U$  ( $K0U$ ) – коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою постідовністю  $K0U$ .

8. Для повернення до попередніх параметрів натискаємо кнопку *SBI*.

9. Порядок завершення роботи:

- вимкнути автоматичний вимикач *QF1* "Мережа".
- розібрати схему досліду.

10. Написати висновки про виконану роботу.

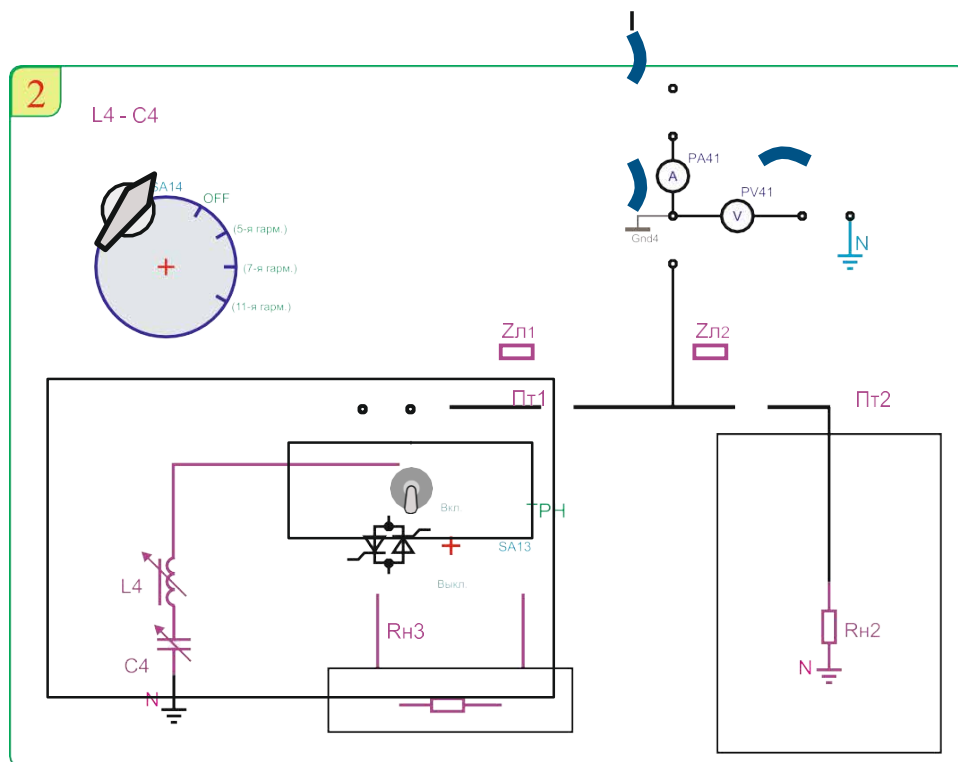


Рис. 1.3. Принципова електрична схема вимірювання показників якості електричної енергії [1]

#### **1.4. Зміст звіту**

У звіті потрібно вказати назву лабораторної роботи, мету, порядок виконання, коротку інформацію про теоретичні відомості до роботи, накреслену електричну схему, таблицю із занесеними показниками, висновки про виконану роботу.

#### **1.5. Контрольні питання**

1. Що означає термін «Якість електричної енергії»? Назвіть основні показники якості електричної енергії.

2. Опишіть додаткові показники якості електроенергії?

3. Опишіть порядок розгляду скарг/претензій від споживача щодо показників якості електричної енергії.

4. Які вимірювальні прилади потрібно встановлювати, щоб результати вимірювання враховувалися в при розгляді скарги щодо показників якості електричної енергії?

5. Назвіть перелік документів необхідний для подання скарги про недотримання показників якості електричної енергії.

6. Про що можна дізнатися із інформації показника SAIDI?

7. Про що можна дізнатися із інформації показника SAIFI?

8. Про що можна дізнатися із інформації показника CAIDI?

9. Про що можна дізнатися із інформації показника MAIFI?

10. Як впливає наявність гармонік на якість електроенергії?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 2  
ВИМІРЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ УСТАНОВЛЕНОГО  
РЕЖИМУ РОБОТИ ТРАНСФОРМАТОРА

**Мета роботи:** вивчення принципу роботи трансформатора та вимірювання параметрів режиму роботи трансформатора.

### 2.1. Завдання до лабораторної роботи

1. Ознайомитися із теоретичними відомостями щодо принципу роботи трансформатора, видів трансформаторів, послідовності проведення дослідів для визначення параметрів трансформатора.

2. Скласти схему та за допомогою навчального стенду виконати електричні вимірювання параметрів устанавленого режиму роботи трансформатора.

3. Оформити звіт про виконані дослідження параметрів устанавленого режиму роботи трансформатора

4. Оформити звіт із власними висновками про виконану роботу.

### 2.2. Теоретичні відомості [4]

**Трансформатором** називають статичний електромагнітний пристрій, який має дві або більше індуктивно пов'язані обмотки і призначений для перетворення за допомогою електромагнітної індукції однієї (первинної) системи змінного струму на іншу (вторинну) систему змінного струму.

Трансформатори широко використовуються в промисловості та побуті для різних цілей. Електромагнітна схема однофазного двохобмоточного трансформатора складається з двох обмоток (рис 2.1), розміщених на замкненому магнітопроводі, який виконано з феромагнітного матеріалу. Застосування феромагнітного магнітопроводу дозволяє посилити електромагнітний зв'язок між обмотками, тобто зменшити магнітний опір контуру, яким проходить магнітний потік трансформатора. Первинну обмотку

1 підключають до джерела змінного струму електричної мережі з напругою мережі  $u_1$ .

До вторинної обмотки 2 приєднують опір навантаження  $Z_H$ . Обмотку більш високої напруги називають обмоткою вищої напруги (ВН), а низької напруги – обмоткою нижчої напруги (НН). Початки та кінці обмотки ВН позначають літерами А та Х; обмотки НН – літерами а і х.

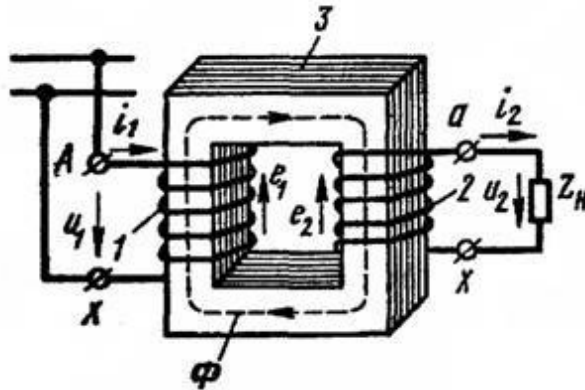


Рис. 2.1. Схема однофазного двообмоточного трансформатора

При підключенні до мережі у первинній обмотці виникає змінний струм  $i_1$ , який створює змінний магнітний потік  $\Phi$ , що замикається в магнітопроводі. Потік  $\Phi$  індукує в обох обмотках змінну ЕРС  $e_1$  і  $e_2$ , що пропорційні, згідно закону Максвелла, кількості витків  $w_1$  і  $w_2$  відповідної обмотки і швидкості зміни потоку  $d\Phi/dt$ .

Отже, миттєві і діючі ЕРС в обмотках визначаються згідно виразу:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{e_1}{e_2} = \frac{w_1}{w_2} \quad (2.1)$$

Якщо знехтувати падіннями напруги в обмотках трансформатора, які зазвичай не перевищують 35 % від номінальних значень  $U_1$  і  $U_2$  і враховувати, що  $E_1 \approx U_1$  і  $E_2 \approx U_2$ , тоді отримаємо:

$$\frac{U_1}{U_2} \approx \frac{w_1}{w_2} \quad (2.2)$$

Отже, підбираючи відповідним чином кількість витків обмоток, при заданій напрузі  $U_1$  можна отримати бажану напругу  $U_2$ . Якщо необхідно підвищити вторинну напругу, тоді кількість витків  $w_2$  беруть більше числа  $w_1$ ; такий трансформатор називають підвищуючим. Якщо необхідно зменшити напругу  $U_2$ , тоді кількість витків  $w_2$  беруть меншим  $w_1$ ; такий трансформатор називають понижуючим.

Відношення ЕРС  $E_{вк}$  обмотки вищої напруги до ЕРС  $E_{нн}$  обмотки нижчої напруги (або відношення їх кількості витків) називають коефіцієнтом трансформації

$$n = \frac{E_{вк}}{E_{нн}} = \frac{W_1}{W_2} \quad (2.3)$$

Коефіцієнт  $n$  завжди більше одиниці.

У системах передавання і розподілу енергії в ряді випадків застосовують триобмоткові трансформатори, а в пристроях радіоелектроніки і автоматики багатообмоткові трансформатори. У таких трансформаторах на магнітопроводі розміщують три або більше ізольованих один від одної обмоток, що дає можливість при живленні однієї з обмоток отримувати дві або більше різних напруг ( $U_2$ ,  $U_3$ ,  $U_4$  і т.п.) для електропостачання двох або більше груп споживачів. У триобмоткових силових трансформаторах розрізняють обмотки вищої, нижчої та середньої (СН) напруги.

У трансформаторі перетворюються тільки напруги і струми. Потужність залишається приблизно постійною (вона зменшується через внутрішні втрати енергії в трансформаторі). Отже, повна потужність споживана з мережі

$$S_1 = U_1 \cdot I_1, \quad (2.4)$$

практично повністю виділяється на навантаженні

$$S_1 = U_1 \cdot I_1 \approx S_2 = U_2 \cdot I_2 .$$

Звідси співвідношення між струмами і напругами на первинній і вторинній обмотках трансформатора:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{w_1}{w_2} = n \quad (2.5)$$

При зменшенні вторинної напруги в  $n$  разів в порівнянні з первинною, струм  $i_2$  у вторинній обмотці відповідно збільшиться в  $n$  разів.

Трансформатор може працювати лише у колах змінного струму. Якщо первинну обмотку трансформатора підключити до джерела постійного струму, то в його магнітопроводі утворюється магнітний потік, постійний в часі за величиною і напрямком. Тому в первинній і вторинній обмотках в режимі, що встановився, не індукуються ЕРС, а, отже, не передається електрична енергія з первинного ланцюга у вторинний. Такий режим небезпечний для трансформатора, тому що через відсутність ЕРС  $E_1$  первинної обмотки струм  $I_1 = U_1/R_1$  дуже великий.

Важливою властивістю трансформатора, що використовується в пристроях автоматики та радіоелектроніки, є здатність його перетворювати опір навантаження. Якщо до джерела змінного струму підключити навантаження з опором  $R$  через трансформатор з коефіцієнтом трансформації  $n$ , то для ланцюга джерела:

$$R = \frac{P_1}{I_1^2} \approx \frac{P_2}{I_2^2} \approx \frac{I_2^2 R}{I_1^2} \quad (2.6)$$

де  $P_1$  - потужність, що споживається трансформатором від джерела змінного струму, Вт;

$P_2$  - потужність, що споживається навантаженням з опором  $R$  від трансформатора.

Таким чином, трансформатор змінює значення опору навантаження  $R$  в  $n^2$  рази. Ця властивість широко використовується при розробці електричних схем для узгодження опорів навантаження з внутрішнім опором джерел електричної енергії.

Сучасні електричні системи складаються з електричних мереж різних класів номінальної напруги, що поєднані на паралельну роботу за допомогою силових трансформаторів, які разом з лініями електропередавання є базовими елементами електричних мереж.

Силовий трансформатор являє собою електротехнічний пристрій, призначений для перетворення електричної енергії між різними класами номінальної напруги та поєднання на паралельну роботу електричних мереж різних класів номінальної напруги. Загальний вигляд силового трансформатора наведено на рис. 2.2.



Рис. 2.2. Силовий трансформатор напругою 35/10 кВ

Основними елементами силового трансформатора є обмотки з ізолюваного алюмінієвого або мідного проводу, що намотані на магнітопровід з електротехнічної сталі. Обмотки та магнітопровід утворюють активну частину трансформатора, схематично зображену на рис. 2.3.

Активну частину трансформатора поміщують у металевий бак, заповнений трансформаторним маслом. Вводи до обмоток здійснюють через ізолятори.

Робота силових трансформаторів супроводжується виділенням великих обсягів тепла через нагрівання обмоток та магнітопроводу. Вивід теплової енергії з баку трансформатора здійснюється за допомогою радіаторів, закріплених на баку. Зміну об'єму масла внаслідок зміни його температури сприймає розширювач.

Обмотку живлення трансформатора називають первинною, а обмотку з боку споживача - вторинною.



Рис. 2.3. Активна частина силового сухого трифазного трансформатора.

За конструктивним виконанням розрізняють однофазні та трифазні силові трансформатори. У трифазних трансформаторах первинні та вторинні обмотки всіх трьох фаз розміщені на єдиному магнітопроводі, як показано на рис. 2.3.

Також розрізняють двообмоткові та триобмоткові трансформатори. Триобмоткові трансформатори призначені для поєднання на паралельну роботу електричної мережі трьох різних класів номінальної напруги. Такі апарати містять по дві вторинні обмотки різних класів номінальної напруги в кожній фазі, розташовані разом з первинною обмоткою на єдиному магнітопроводі.

В принципі є можливість виконання чотириобмоткових трансформаторів та більше. Такі апарати є унікальними, виконуються за спеціальними замовленнями відповідно до конкретних умов функціонування. Конструктивне виконання деяких триобмоткових трансформаторів передбачає виконання вторинних обмоток з однаковою номінальною напругою. Такі установки називають

трансформаторами з розщепленими обмотками. За допомогою таких трансформаторів можна організувати живлення електричних мереж від двох генераторів, або роздільне живлення секцій розподільних пристроїв споживчих підстанцій. Використання трансформаторів із розщепленими обмотками дозволяє суттєво обмежити струми короткого замикання без встановлення додаткових струмообмежуючих реакторів, оскільки опір кожної з розщеплених обмоток приблизно у два рази перевищує опір нерозщепленої обмотки двообмоткового трансформатора тієї ж потужності.

В електричних мережах вищих класів номінальної напруги, особливо надвисокої номінальної напруги, часто використовують силові автотрансформатори. На рис. 2.4 представлено однофазний силовий автотрансформатор 750/330 кВ, встановлений на Запорізькій підстанції 750 кВ.



Рис. 2.4. Силовий автотрансформатор напругою 750/330 кВ

Особливість конструктивного виконання автотрансформаторів полягає в наявності гальванічного зв'язку між обмотками за рахунок того, що вторинна обмотка є частиною первинної обмотки, як схематично представлено на рис. 2.5.

Частина обмотки автотрансформатора, яка є спільною для поєднаних електричних мереж різних класів номінальної напруги називають загальною

обмоткою. Наявність загальної обмотки дозволяє суттєво покращити масогабаритні та техніко-економічні показники автотрансформаторів у порівнянні з силовими двообмотковими трансформаторами. Зазначимо, що через обмеження масогабаритних показників трансформаторів в електричних мережах надвисокої номінальної напруги можливо використання лише автотрансформаторів.

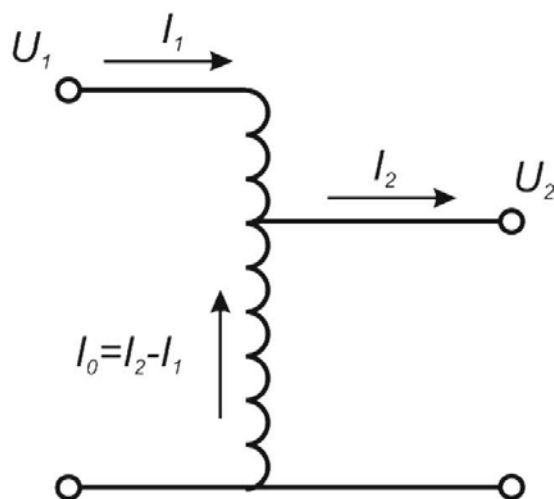


Рис. 2.4. Принципова схема автотрансформатора

Однією з основних характеристик силових трансформаторів є їх коефіцієнт трансформації, який чисельно дорівнює відношенню кількостей витків первинної та вторинної обмоток відповідно

$$k_{\text{т}} = \frac{W_1}{W_2}. \quad (2.7)$$

Якщо знехтувати падіннями напруги на обмотках трансформатора, то умовно можна вважати, що коефіцієнт трансформації дорівнює відношенню напруг на затискачах первинної та вторинної обмоток відповідно.

$$k_{\text{т}} \approx \frac{U_1}{U_2}. \quad (2.8)$$

Сучасні конструкції силових трансформаторів дозволяють змінювати робочу кількість витків обмоток трансформатора і, таким чином, здійснювати

регулювання напруги в електричній мережі, ввімкненій до вторинних обмоток трансформатора. Таке регулювання може бути автоматичним за допомогою пристроїв регулювання без розриву ланцюга навантаженням (РПН) або неавтоматичним за допомогою пристрою перемикачів без збудження (ПБЗ). Зазначимо, що останній спосіб регулювання потребує відключення трансформатора від мережі і тому його використовують лише для сезонного регулювання напруги.

Обмотки трифазних силових трансформаторів можуть бути з'єднаними за однією з трьох можливих схем:

1. у зірку (позначається  $Y$ );
2. у зірку з виведеною нейтраллю (позначається  $Y0$ );
3. у трикутник (позначається  $\Delta$ ).

Групою з'єднань обмоток трансформатора називають зсув за фазою кутів однойменних векторів лінійних напруг первинної та вторинної обмотки, зведений до умовного циферблату годинника. Тут вектор напруги первинної обмотки розглядають як хвилину стрілку годинника, суміщену із цифрою 12 циферблату. Вектор напруги вторинної обмотки розглядають як годинникову стрілку, яка вказує на номер групи з'єднання обмоток.

Найбільшого поширення в електричних мережах набули такі схеми та групи з'єднань обмоток двообмоткових трансформаторів:

1. зірка/зірка-нуль ( $Y/Y0$ ) - група 0;
2. зірка/трикутник ( $Y/\Delta$ ) - група 11;
3. зірка-нуль/трикутник ( $Y0/\Delta$ ) - група 11.

Для триобмоткових силових трансформаторів найбільшого поширення набула схема та група з'єднань обмоток зірка-нуль/зірка/трикутник ( $Y0/Y/\Delta$ ) — групи 0,11.

Група 0 характеризує відсутність зсуву фазових кутів між векторами лінійних напруг первинної та вторинної обмоток. Група 11 характеризує такий зсув на  $30^\circ$ .

Маркування силових трансформаторів та автотрансформаторів складається з літерного і цифрового коду.

Перша літера А означає автотрансформатор. Силові трансформатори не маркують.

Друга літера означає кількість фаз:

- О - однофазний;
- Т — трифазний.

Третя літера коду Р вказує на наявність розщепленої вторинної обмотки.

Далі міститься інформація про спосіб охолодження обмоток трансформатора:

- С - охолодження природне повітряне (сухий трансформатор);
- М - охолодження природне масляне;
- Д - охолодження природне масляне з примусовою циркуляцією повітря (з дуттям);
- ДЦ - охолодження масляне з примусовою циркуляцією масла та повітря;
- МВ - охолодження масляно-водяне природне;
- МВЦ - охолодження масляноводяне з примусовою циркуляцією масла.

Наступна літера Т вказує на триобмотковий трансформатор. Двообмоткові трансформатори не маркують.

Наступна літера Н свідчить про наявність пристрою регулювання напруги РПН. Трансформатори, обладнані пристроями регулювання напруги ПБВ не маркують.

Остання літера коду характеризує особливості виконання трансформатора:

- З - захищене;
- Г - герметичне;
- У - удосконалене;
- З - для електрифікованих залізниць;
- С - для власних потреб електростанцій.

Цифрова частина маркування трансформаторів включає:

- Номінальну потужність трансформатора у кіловольтамперах;

- Номінальну напругу основного виводу обмотки живлення у кіловольтах.

Автотрансформатори можуть працювати у реверсивному режимі, коли первинна та вторинна обмотки змінюються місцями. Тому для автотрансформаторів маркування включає номінальні напруги обмоток вищої та середньої напруг.

Чинні нормативні документи, зокрема ДСТУ 968077, регламентують шкалу номінальних потужностей силових трифазних трансформаторів. Для трансформаторів, які експлуатуються в сучасних електричних мережах така шкала складається з наступного ряду (у кіловольтамперах):

10	—	16	—	25
100	—	160	—	250
1 000	—	1 600	—	2 500
10 000	—	16 000	—	25 000
100 000	125 000	160 000	200 000	250 000
1 000 000	1 250 000	1 600 000	2 000 000	2 500 000
—	40	—	63	—
—	400	—	630	—
3 200	4 000	—	6 300	—
32 000	40 000	—	63 000	80 000
—	400 000	500 000	630 000	800 000
3 150 000	4 000 000	5 000 000	6 300 000	8 000 000

На рис. 2.5 наведено принципову схему двообмоткового трифазного трансформатора.

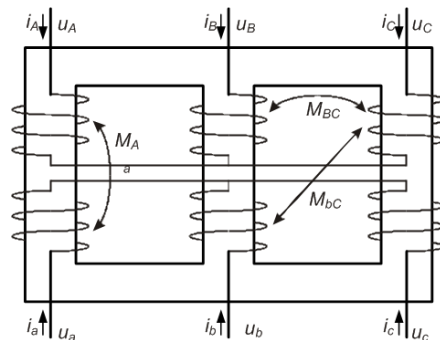


Рис. 2.5. Принципова схема трифазного двообмоткового трансформатора.

Передавання електричної енергії у трансформаторі базується на явищі взаємної індукції між котушками індуктивностей, що утворюються обмотками. На

рис. 2.5 з метою запобігання нагромадження представлені лише типові взаємні індуктивності. Крім того, протікання електричного струму навантаження по обмоткам трансформатора пов'язано із виділенням великої кількості теплової енергії через нагрівання обмоток відповідно до закону Джоуля - Ленца. Такі процеси спостерігаються лише в трансформаторах, які несуть навантаження і визначаються робочими струмами в обмотках трансформатора.

Необхідно також зважати на процеси в магнітопроводі трансформатора. Тут слід враховувати перемагінчення осередя трансформатора змінним магнітним потоком, а також втрати енергії на нагрівання осередя та вібрацію пластин, з яких виготовлений магнітопровід. Такі процеси спостерігаються у трансформаторах, які під'єднані до електричної мережі та знаходяться під робочою напругою.

Особливість моделювання силових трансформаторів полягає у наявності магнітного контуру в процесі перетворення електричної енергії. Безпосереднє моделювання магнітного потоку в магнітопроводі пов'язано із невиправданим загромодженням математичної моделі трансформатора.

Тому на практиці зазвичай використовують підхід, який базується на принципі дуалізму електромагнітних кіл. Відповідно до нього, магнітне коло трансформатора замінюють на фіктивне еквівалентне електричне коло, яке задає такий самий вплив на режим роботи трансформатора, що й вихідне магнітне коло. Таке фіктивне еквівалентне коло називають *контуром намагнічення*.

Для моделювання трифазних трансформаторів виконують перетворення фазної системи координат в систему симетричних складових. Тут для кожного каналу симетричних складових використовують відповідні однолінійні схеми заміщення. Симетричному режиму електричної системи відповідає однолінійна схема заміщення прямої послідовності, режимні характеристики якої відповідають режиму фази А фазної системи координат.

Відомо, що найбільш точною схемою заміщення силового трансформатора є несиметрична Т-подібна схема, що представлена на рис. 2.6. Тут поздовжні ділянки моделюють первинну та вторинну обмотки трансформатора відповідно.

Поперечна ділянка відповідає контуру намагнічення трансформатора. На рис. 2.6 між точками 2 і 2' показано ідеальний трансформатор (без втрат).

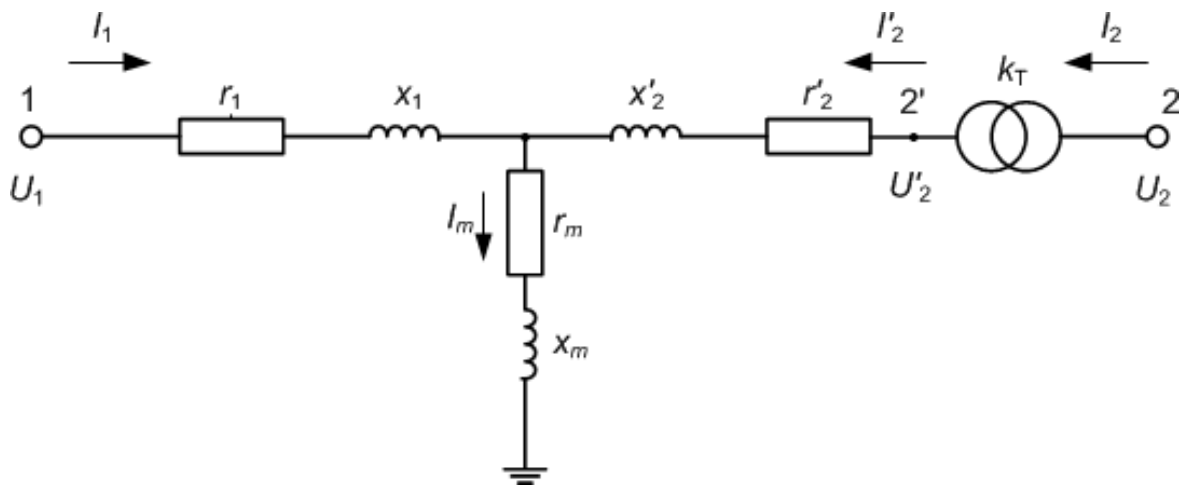


Рис. 2.6. Т-подібна схема заміщення двообмоткового силового трансформатора.

Схемі заміщення силового трансформатора, що представлений на рис. 2.6 відповідає система рівнянь закону Ома вигляду

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = (r_1 + jx_1)\dot{I}_1 + (r_m + jx_m)(\dot{I}_1 + \dot{I}'_2) = (r_1 + jx_1)\dot{I}_1 + (r_m + jx_m)\dot{I}_m; \\ \dot{U}'_2 = (r'_2 + jx'_2)\dot{I}'_2 + (r_m + jx_m)(\dot{I}_1 + \dot{I}'_2) = (r'_2 + jx'_2)\dot{I}'_2 + (r_m + jx_m)\dot{I}_m, \end{cases} \quad (2.9)$$

На рис. 2.6 та у виразах (2.9) штрихом (‘) представлено параметри вторинної обмотки трансформатора, зведені до номінальної напруги первинної обмотки. Відомо, що струм намагнічення силового трансформатора є дуже малим порівняно із струмами навантаження і визначається робочою напругою на його затискачах.

Це дозволяє спростити схему заміщення силового трансформатора шляхом перенесення контуру намагнічення та представити її у вигляді прямої Г-подібної схеми заміщення, що зображена на рис. 2.7.

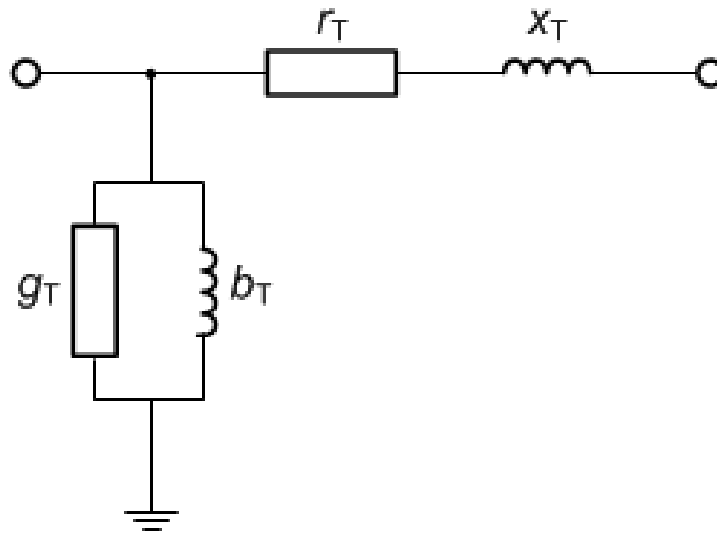


Рис. 2.7. Г-подібна схема заміщення двообмоткового силового трансформатора.

На рис. 2.7 поздовжня ділянка моделює увімкнуті послідовно первинну та вторинну обмотки трансформатора. Поперечна ділянка представляє контур намагнічення. Поперечна ділянка завжди розташована з боку живлення трансформатора.

Визначення параметрів схеми заміщення двообмоткових силових трансформаторів.

Параметри Г-подібної схеми заміщення двообмоткового силового трансформатора визначають за його паспортними даними. До паспортних даних трансформаторів відносять:

- номінальну потужність, виражену у кВА;
- номінальні лінійні напруги первинної та вторинної обмоток трансформатора, виражені у кВ (для однофазних трансформаторів - номінальні фазні напруги);
- характеристики досліду неробочого холостого ходу трансформатора;
- втрати активної потужності в режимі неробочого холостого ходу, виражені у кВт;
- струм неробочого холостого ходу, виражений у відсотках до номінального струму трансформатора;
- характеристики досліду короткого замикання трансформатора;

- втрати активної потужності в режимі короткого замикання, виражені в кВт;
- напругу короткого замикання, виражену у відсотках до номінальної напруги трансформатора.

Параметри поперечної ділянки контуру намагнічення трансформатора визначають за даними дослідження неробочого холостого ходу. У такому режимі вторинні обмотки трансформатора розімкнені, а до первинних обмоток прикладають номінальну напругу. При цьому вимірюють струм первинної обмотки та втрати активної потужності.

За умови розімкненої вторинної обмотки Г-подібна схема заміщення трансформатора спрощується та набуває вигляду, представленого на рис. 2.8.

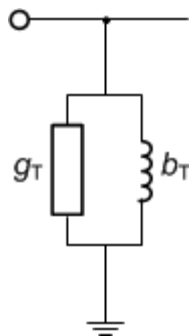


Рис. 2.8. Г-подібна схема заміщення силового трансформатора у досліді холостого ходу

Очевидно, що в досліді неробочого холостого ходу активна потужність витрачається лише в активній провідності:

$$\Delta P_{\text{н.х.}} = U_{\text{н}}^2 g_T. \quad (2.10)$$

Звідки

$$g_T = \frac{\Delta P_{\text{н.х.}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2}, \quad (2.11)$$

де  $\Delta P_{\text{н.х.}}$  - втрати активної потужності в досліді неробочого холостого ходу;  $U_{\text{н}}$  - номінальна напруга первинної обмотки трансформатора.

Множник  $10^{-3}$  у формулі (2.11) визначається тим, що паспортна величина втрат активної потужності в режимі неробочого холостого ходу виражена в кіловатах, а номінальна напруга первинної обмотки - у кіловольтах.

Відповідно до схеми заміщення, представленої на рис. 2.8, струм неробочого холостого ходу містить дві складові - активну та індуктивну, які визначають за виразами:

$$\begin{aligned} I'_{\text{н.х.}} &= \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}} g_{\text{т}}; \\ I''_{\text{н.х.}} &= \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}} b_{\text{т}}, \end{aligned} \quad (2.12)$$

де  $I'_{\text{н.х.}}$ ;  $I''_{\text{н.х.}}$  - активна та індуктивна складові струму неробочого холостого ходу відповідно.

У свою чергу, модуль струму холостого ходу визначається виразом

$$I_{\text{н.х.}} = \sqrt{I'^2_{\text{н.х.}} + I''^2_{\text{н.х.}}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}} \sqrt{g_{\text{т}}^2 + b_{\text{т}}^2}. \quad (2.13)$$

З іншого боку струм холостого ходу трансформатора дорівнює

$$I_{\text{н.х.}} = \frac{i_{\text{н.х.}}}{100} I_{\text{н}} = \frac{i_{\text{н.х.}}}{100} \frac{S_{\text{т}} \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3} U_{\text{н}}}, \quad (2.14)$$

де  $I_{\text{н}}$  та  $S_{\text{т}}$  - номінальний струм первинної обмотки та номінальна потужність трансформатора відповідно.

Множник  $10^{-3}$  у виразі (2.14) враховує значення паспортної величини номінальної потужності трансформатора у кВА.

Якщо прирівняти вирази (2.13) та (2.14), отримаємо

$$\sqrt{g_{\text{т}}^2 + b_{\text{т}}^2} = \frac{i_{\text{н.х.}}}{100} \frac{S_{\text{т}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2}. \quad (2.15)$$

Звідки

$$b_T = -\sqrt{\left(\frac{i_{H.X.} S_T \cdot 10^{-3}}{100 U_H^2}\right)^2 - g_T^2}. \quad (2.15)$$

Знак «-» у виразі (2.15) враховує індуктивний характер поперечної реактивної провідності схеми заміщення трансформатора.

З урахуванням виразу (2.12) для активної поперечної провідності формула (2.15) набуває вигляду

$$\begin{aligned} b_T &= -\sqrt{\left(\frac{i_{H.X.} S_T \cdot 10^{-3}}{100 U_H^2}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{H.X.} \cdot 10^{-3}}{U_H^2}\right)^2} = \\ &= -\frac{S_T \cdot 10^{-3}}{100 U_H^2} \sqrt{(i_{H.X.})^2 - \left(\frac{\Delta P_{H.X.}}{S_T} \cdot 100\right)^2} = -\frac{S_T \cdot 10^{-3}}{100 U_H^2} \sqrt{(i_{H.X.})^2 - (\Delta p_{H.X.})^2}. \end{aligned} \quad (2.16)$$

Очевидно, що друга складова підкореневого виразу у формулі (2.16) являє собою квадрат відносного значення втрат активної потужності в режимі холостого ходу, вираженого у відсотках до номінальної потужності трансформатора, тобто

$$\Delta p_{H.X.} = \frac{\Delta P_{H.X.}}{S_T} \cdot 100. \quad (2.17)$$

Можна показати, що втрати активної потужності в режимі холостого ходу, виражені у відсотках до номінальної потужності трансформатора, чисельно співпадають із активним струмом холостого ходу, вираженим у відсотках до номінального струму трансформатора. Дійсно,

$$\begin{aligned} i'_{H.X.} &= \frac{I'_{H.X.}}{I_H} \cdot 100 = \frac{U_H g_T}{\sqrt{3}} \frac{\sqrt{3} U_H}{S_T \cdot 10^{-3}} \cdot 100 = \\ &= \frac{U_H^2}{S_T \cdot 10^{-3}} \frac{\Delta P_{H.X.} \cdot 10^{-3}}{U_H^2} \cdot 100 = \frac{\Delta P_{H.X.}}{S_T} \cdot 100 = \Delta p_{H.X.} \end{aligned} \quad (2.18)$$

Таким чином, для визначення індуктивної поперечної провідності Г-подібної схеми заміщення силового трансформатора слід скористатися виразом

$$b_T = -\frac{i''_{н.х.} S_T \cdot 10^{-3}}{100 U_H^2}, \quad (2.19)$$

де  $i''_{н.х.} = \sqrt{i_{н.х.}^2 - \left(\frac{\Delta P_{н.х.}}{S_T} \cdot 100\right)^2}$  - індуктивна складова струму холостого ходу трансформатора.

Зауважимо, що у сучасних потужних силових трансформаторах індуктивна складова струму холостого ходу суттєво перевищує активну складову. Це дозволяє умовно знехтувати активною складовою струму холостого ходу та визначати індуктивну поперечну провідність за паспортним значенням повного струму холостого ходу трансформатора:

$$b_T = -\frac{i_{н.х.} S_T \cdot 10^{-3}}{100 U_H^2}. \quad (2.20)$$

Параметри поздовжньої ділянки схеми заміщення трансформатора визначають за даними досліду короткого замкнення. У такому режимі вторинні обмотки трансформатора замкнені, а до первинних прикладають таку напругу, щоб струм у замкнених вторинних обмотках дорівнював номінальному. При цьому вимірюють напругу, яку прикладають до первинних обмоток, а також втрати активної потужності.

Оскільки напруга, яку прикладають до первинних обмоток трансформатора в режимі короткого замикання характеризується малим значенням (порядку 10% від номінальної напруги первинної обмотки трансформатора), струм в контурі намагнічення також дуже малий і ним можна знехтувати. Це дозволяє спростити Г-подібну схему заміщення трансформатора та представити його лише повздовжньою ділянкою, як показано на рис. 2.9.

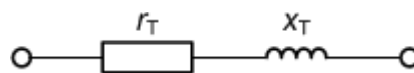


Рис. 2.9. Г-подібна схема заміщення двообмоткового силового трансформатора в досліді короткого замикання

Очевидно, що в досліді короткого замикання активна потужність витрачається лише в активному опорі:

Звідки

$$\Delta P_{\text{к.з.}} = 3I_{\text{н}}^2 r_{\text{т}} \cdot 10^3. \quad (2.21)$$

$$r_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} \cdot 10^{-3}}{3I_{\text{н}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} U_{\text{н}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{т}}^2},$$

де  $\Delta P_{\text{к.з.}}$  - втрати активної потужності в досліді короткого замикання.

Множник  $10^3$  у формулі (2.21) визначається тим, що паспортна величина втрат активної потужності в режимі короткого замикання виражена в кіловатах, номінальна потужність - у кіловольтамперах, а номінальна напруга - у кіловольтах.

У режимі короткого замикання падіння напруги на поздовжньому опорі схеми заміщення трансформатора чисельно дорівнює напрузі, яку прикладають до його затискачів. При цьому падіння напруги містить дві складові - активну та індуктивну, які визначають за виразами:

$$U'_{\text{к.з.}} = \sqrt{3} I_{\text{н}} r_{\text{т}} = \frac{S_{\text{т}}}{U_{\text{н}}} r_{\text{т}} \cdot 10^{-3}; \quad (2.22)$$

$$U''_{\text{к.з.}} = \sqrt{3} I_{\text{н}} x_{\text{т}} = \frac{S_{\text{т}}}{U_{\text{н}}} x_{\text{т}} \cdot 10^{-3},$$

де  $U'_{\text{к.з.}}$ ,  $U''_{\text{к.з.}}$  - активна та індуктивна складові напруги короткого замикання відповідно.

У свою чергу, модуль напруги короткого замикання визначається виразом

$$U_{\text{к.з.}} = \sqrt{U'^2_{\text{к.з.}} + U''^2_{\text{к.з.}}} = \frac{S_{\text{т}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}} \sqrt{r_{\text{т}}^2 + x_{\text{т}}^2}. \quad (2.23)$$

З іншого боку напруга в досліді короткого замикання дорівнює

$$U_{\text{к.з.}} = \frac{u_{\text{к.з.}}}{100} U_{\text{н}}. \quad (2.24)$$

Якщо прирівняти вирази (2.23) та (2.24), отримуємо

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{u_{\text{к.з.}}}{100} \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{S_T}\right)^2 - r_T^2}.$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{u_{\text{к.з.}}}{100} \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{S_T}\right)^2 - r_T^2}.$$
(2.25)

З урахуванням виразу (2.21) для активного повздовжнього опору формула (2.25) набуває вигляду

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{u_{\text{к.з.}}}{100} \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{S_T}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_T} \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{S_T}\right)^2} =$$

$$= \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{100 S_T} \sqrt{u_{\text{к.з.}}^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_T} \cdot 100\right)^2} = \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{100 S_T} \sqrt{u_{\text{к.з.}}^2 - (\Delta p_{\text{к.з.}})^2}$$
(2.26)

$$\Delta p_{\text{к.з.}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_T} \cdot 100.$$
(2.27)

Очевидно, що друга складова підкореневого виразу у формулі (2.26) являє собою квадрат відносного значення втрат активної потужності в режимі короткого замикання, виражене у відсотках до номінальної потужності трансформатора, тобто можна показати, що втрати активної потужності в режимі короткого замикання, виражені у відсотках до номінальної потужності трансформатора чисельно співпадають із активною складовою напруги короткого замикання, вираженою у відсотках до номінальної напруги трансформатора. Дійсно

$$u'_{\text{к.з.}} = \frac{U'_{\text{к.з.}}}{U_H} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} I_H r_T}{U_H} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3}}{U_H} \frac{S_T}{\sqrt{3} U_H} \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} U_H^2}{S_T^2} \cdot 100 = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_T} \cdot 100 = \Delta p_{\text{к.з.}}$$

Таким чином, для визначення індуктивного повздожнього опору Г-подібної схеми заміщення силового двообмоткового трансформатора слід скористатися виразом:

$$u''_{к.з.} = \sqrt{u_{к.з.}^2 - \left( \frac{\Delta P_{к.з.}}{S_T} \cdot 100 \right)^2} \quad (2.28)$$

де  $x_T = \frac{u''_{к.з.} U_H^2 \cdot 10}{S_T}$ , - індуктивна складова напруги короткого замикання трансформатора.

Відмітимо, що у сучасних потужних силових трансформаторах індуктивна складова напруги короткого замикання суттєво перевищує активну складову. Це дозволяє умовно знехтувати активною складовою та визначати індуктивний повздожній опір за паспортним значенням повної напруги короткого замикання трансформатора:

$$x_T = \frac{u_{к.з.} U_H^2 \cdot 10}{S_T}. \quad (2.29)$$

Параметри схеми заміщення силового трансформатора можуть бути зведені до номінальної напруги первинної або вторинної обмотки. Це визначається відповідною номінальною напругою, яку підставляють у формулу для визначення параметрів схеми заміщення. У довідникових матеріалах зазвичай параметри трансформатора подають зведеними до вищої номінальної напруги. У разі необхідності можна перерахувати ці параметри шляхом підстановки у формули номінальної напруги обмотки нижчої напруги.

Однолінійні схеми заміщення триобмоткових силових трансформаторів

Під час формування електричних систем часто необхідно на одній підстанції поєднати на паралельну роботу електричні мережі трьох класів номінальної напруги, наприклад, живлячі районні мережі напругою 110 кВ, місцеві сільські мережі напругою 35 кВ та мережі місцевих споживачів напругою 10 кВ. Для цього можна було б використати силові трансформатори двох типів - 110/35 кВ та 110/10 кВ. Проте, за таких умов, економічно доцільніше

застосовувати триобмоткові силові трансформатори. Такі трансформатори містять по три обмотки в кожній фазі, розташовані на єдиному магнітопроводі. В результаті електрична енергія, підведена до затискачів живлячих первинних обмоток трансформується та передається у вторинні обмотки. У триобмоткових трансформаторах розрізняють обмотки вищої, середньої та низької напруги. Зазвичай, триобмоткові трансформатори встановлюють на споживчих підстанціях, де первинними живлячими обмотками є обмотки вищої напруги, а вторинними - обмотки середньої та низької напруг.

У задачах аналізу робочих режимів електричних систем триобмоткові трансформатори подають Г-подібною схемою заміщення, представленою на рис. 2.10. Така схема містить поперечну ділянку контуру намагнічення та три повздовжні ділянки опорів обмоток, що поєднані у трипроменеву зірку.

Контур намагнічення триобмоткового трансформатора, так само, як і двообмоткового, містить активну і індуктивну провідності та розташовані завжди з боку живлення трансформатора. Параметри поперечної ділянки схеми заміщення триобмоткового трансформатора визначають за виразами (2.11) та (2.19) або (2.20).

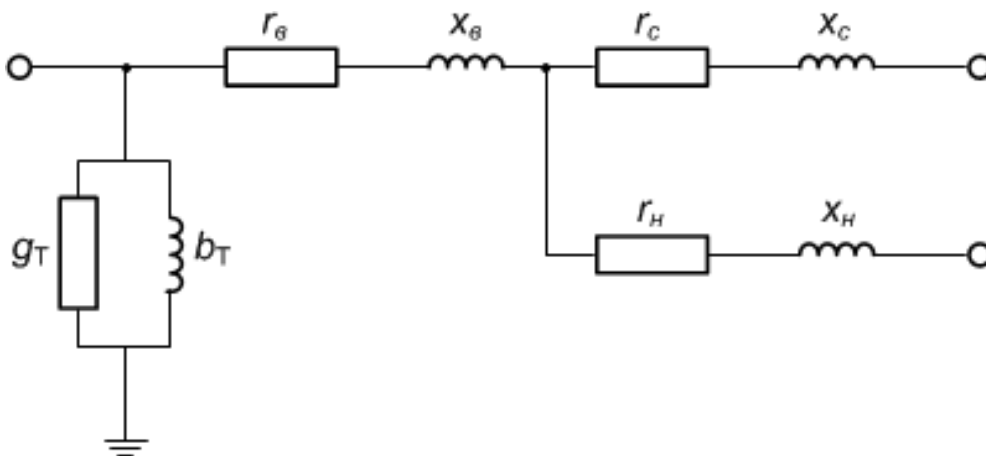


Рис. 2.10. Г-подібна схема заміщення триобмоткового силового трансформатора

Повздовжні ділянки опорів обмоток характеризуються активними та індуктивними опорами. Параметри повздовжніх ділянок визначають виходячи з

особливостей виконання дослідів короткого замикання в триобмоткових трансформаторах. Для таких установок дослід короткого замикання проводять для трьох пар обмоток:

1. замикають накоротко затискачі обмоток середньої напруги та подають живлення до затискачів обмоток вищої напруги;
2. замикають накоротко затискачі обмоток низької напруги та подають живлення до затискачів обмоток вищої напруги;
3. замикають накоротко затискачі обмоток низької напруги та подають живлення до затискачів обмоток середньої напруги.

Таким чином, паспортні дані триобмоткових трансформаторів містять інформацію про три пари характеристик дослідів короткого замикання між обмотками вищої та середньої, вищої та низької, а також середньої та низької напруг. Такі характеристики дозволяють визначити суми опорів послідовно увімкнених відповідних пар обмоток трансформатора. Зокрема, втрати активної потужності в досліді короткого замикання визначають активні опори обмоток відповідно до виразів

$$\begin{aligned}
 r_{\text{в}} + r_{\text{с}} &= \frac{\Delta P_{\text{к.в-с}} U_{\text{т}}^2 10^3}{S_{\text{т}}^2}; \\
 r_{\text{в}} + r_{\text{н}} &= \frac{\Delta P_{\text{к.в-н}} U_{\text{т}}^2 10^3}{S_{\text{т}}^2}; \\
 r_{\text{с}} + r_{\text{н}} &= \frac{\Delta P_{\text{к.с-н}} U_{\text{т}}^2 10^3}{S_{\text{т}}^2},
 \end{aligned}
 \tag{2.30}$$

де  $r_{\text{в}}$ ,  $r_{\text{с}}$ ,  $r_{\text{н}}$  - активні опори обмоток вищої, середньої та низької напруги відповідно;  $\Delta P_{\text{к.вс}}$ ,  $\Delta P_{\text{к.вн}}$ ,  $\Delta P_{\text{к.сн}}$  - втрати активної потужності в досліді короткого замикання між обмотками вищої та середньої, вищої та низької, середньої та низької напруг відповідно.

Вирази (2.30) отримані за аналогією з виразом (2.21) для двообмоткового трансформатора.

Для визначення активного опору обмотки вищої напруги з суми перших двох виразів (2.30) слід відняти третє:

$$2r_B = \frac{(\Delta P_{К.В-С} + \Delta P_{К.В-Н} - \Delta P_{К.С-Н}) U_T^2 10^3}{S_T^2}$$

або

$$r_B = \frac{0,5(\Delta P_{К.В-С} + \Delta P_{К.В-Н} - \Delta P_{К.С-Н}) U_T^2 10^3}{S_T^2} = \frac{\Delta P_{К.В} U_T^2 10^3}{S_T^2},$$

де -  $\Delta P_{К.В} = 0,5(\Delta P_{К.В-С} + \Delta P_{К.В-Н} - \Delta P_{К.С-Н})$  фіктивне значення втрат активної потужності в обмотці вищої напруги трансформатора.

У загальному випадку можна представити вираз для визначення активних опорів обмоток триобмоткових трансформаторів у вигляді

$$r_i = \frac{\Delta P_{Кi} U_T^2 10^3}{S_T^2}, \quad (2.31)$$

де  $i$  - індекс поточної обмотки трансформатора;  $\Delta P_{Кi}$  – фіктивні значення втрат активної потужності трансформатора в  $i$ -й обмотці

$$\begin{aligned} \Delta P_{К.В} &= 0,5(\Delta P_{К.В-С} + \Delta P_{К.В-Н} - \Delta P_{К.С-Н}); \\ \Delta P_{К.С} &= 0,5(\Delta P_{К.В-С} + \Delta P_{К.С-Н} - \Delta P_{К.В-Н}) = \Delta P_{К.В-С} - \Delta P_{К.В}; \\ \Delta P_{К.Н} &= 0,5(\Delta P_{К.В-Н} + \Delta P_{К.С-Н} - \Delta P_{К.В-С}) = \Delta P_{К.В-Н} - \Delta P_{К.В}. \end{aligned} \quad (2.32)$$

Конструктивне виконання більшості сучасних триобмоткових трансформаторів передбачає однакові значення втрат активної потужності у всіх дослідів короткого замикання. Для таких трансформаторів активні опори обмоток визначають за виразами

$$r_B = r_C = r_H = \frac{\Delta P_{К.З.} U_T^2 10^3}{2S_T^2}. \quad (2.33)$$

Очевидно, за умови однакових значень втрат активної потужності в дослідів короткого замкнення:

$$\Delta P_{\text{к.в-с}} = \Delta P_{\text{к.в-н}} = \Delta P_{\text{к.с-н}} = \Delta P_{\text{к.з}}. \quad (2.34)$$

Для визначення індуктивних опорів обмоток триобмоткових трансформаторів попередньо необхідно розрахувати фіктивні значення напруг короткого замикання кожної з обмоток за виразами, аналогічними (2.32):

$$\begin{aligned} u_{\text{к.в}} &= 0,5(u_{\text{к.в-с}} + u_{\text{к.в-н}} - u_{\text{к.с-н}}); \\ u_{\text{к.с}} &= 0,5(u_{\text{к.в-с}} + u_{\text{к.с-н}} - u_{\text{к.в-н}}) = u_{\text{к.в-с}} - u_{\text{к.в}}; \\ u_{\text{к.н}} &= 0,5(u_{\text{к.в-н}} + u_{\text{к.с-н}} - u_{\text{к.в-с}}) = u_{\text{к.в-н}} - u_{\text{к.в}}, \end{aligned}$$

де  $u_{\text{к.вс}}$ ,  $u_{\text{к.вн}}$ ,  $u_{\text{к.сн}}$  - напруги в дослідах короткого замикання між обмотками вищої та середньої, вищої та низької, середньої та низької обмоток відповідно.

Індуктивні опори обмоток триобмоткових трансформаторів визначають за типовими виразами.

Часто одне з фіктивних значень напруги короткого замикання (зазвичай обмотки середньої напруги, інколи – низької напруги) виявляється близьким до нуля, або, навіть, від'ємним. За таких умов слід прийняти нульове значення індуктивного опору відповідної обмотки трансформатора.

Силові автотрансформатори.

Для поєднання на паралельну роботу електричних мереж надвисокої номінальної напруги зазвичай використовують силові автотрансформатори.

Розглянемо принципову схему автотрансформатора, представлену на рис. 2.4. По загальній обмотці установки проходить струм, який чисельно дорівнює різниці струмів первинної і вторинної обмоток:

$$\dot{I}_0 = \dot{I}_2 - \dot{I}_1. \quad (2.35)$$

У разі нехтування кутами повороту векторів струму і напруги первинної та вторинної обмоток, зумовлених втратами активної потужності холостого ходу і короткого замикання трансформатора, сумарна потужність загальної обмотки (типова потужність) автотрансформатора становить:

$$\begin{aligned}
 S_{\text{ат}} &= \sqrt{3}U_2 (I_2 - I_1) = \sqrt{3}U_2 I_2 \left(1 - \frac{I_1}{I_2}\right) = \\
 &= S_{\text{н}} \left(1 - \frac{1}{k_{\text{т}}}\right) = S_{\text{н}} k_{\text{в}}.
 \end{aligned}
 \tag{2.36}$$

де  $k_{\text{т}} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{U_{\text{в}}}{U_{\text{н}}}$  - коефіцієнт трансформації автотрансформатора.

З аналізу виразу (2.36) отримуємо висновок про те, що типова потужність автотрансформатора завжди менша від номінальної потужності силового триобмоткового трансформатора того ж класу номінальної напруги і тієї ж номінальної потужності. Це призводить до зниження ваги, габаритних розмірів і втрат активної потужності в автотрансформаторі.

Коефіцієнт, який визначає зниження типової потужності автотрансформатора, в технічній літературі називають коефіцієнтом вигідності

$$k_{\text{в}} = 1 - \frac{1}{k_{\text{т}}}.
 \tag{2.37}$$

Обернена величина  $1/k_{\text{в}}$  показує, у скільки разів вигідніше застосування автотрансформатора порівняно із силовим триобмотковим трансформатором такої самої номінальної потужності.

З аналізу виразу (2.36) зрозуміло, що чим ближчі класи номінальної напруги обмоток автотрансформаторів, тим менший коефіцієнт вигідності, а, отже, тим більшим буде зниження типової потужності автотрансформатора (див. табл. 2.1). Наприклад, за співвідношень номінальних напруг 330/220 кВ, 500/330 кВ, 750/500 кВ коефіцієнти вигідності автотрансформатора становлять близько 0,33, тобто типова потужність автотрансформатора виявляється приблизно в три рази меншою від типової потужності силового триобмоткового трансформатора. Водночас за співвідношення номінальних напруг обмоток автотрансформатора 750/110 кВ коефіцієнт вигідності становить 0,85, тобто типова потужність автотрансформатора знижується лише на 15% порівняно з номінальною потужністю силового триобмоткового трансформатора. Це означає, що зниження масогабаритних характеристик силових автотрансформаторів щодо силових трансформаторів тієї

самої потужності буде тим більше, чим ближчі номінальні напруги поєднаних електричних систем.

Таблиця 2.1

Характеристики автотрансформаторів надвисокої напруги

Співвідношення напруг	Коефіцієнт трансформації	Коефіцієнт вигідності
330/110	3,0	0,67
330/150	2,2	0,54
330/220	1,5	0,33
500/110	4,5	0,78
500/220	2,3	0,56
500/330	1,5	0,34
750/110	6,8	0,85
750/220	3,4	0,71
750/330	2,3	0,56
750/500	1,5	0,33

Силкові автотрансформатори зазвичай комплектують третьою обмоткою низької напруги, від якої здійснюють живлення власних потреб підстанцій, а також місцевих споживачів. Такі обмотки пов'язані з обмотками вищої напруги за допомогою електромагнітного зв'язку. Чинні технічні умови на силкові автотрансформатори передбачають виконання трансформаторів з номінальною напругою 220 кВ та вище з обмотками низької напруги потужністю 50, 40 або 25% від номінальної потужності автотрансформатора.

Для моделювання робочих режимів електричних систем силкові автотрансформатори моделюють Г-подібними схемами заміщення так само, як і звичайні силкові триобмоткові трансформатори. Довідникова інформація про



8. Порядок завершення роботи:

- Вимкнути тумблер SA2. Вимкнути тумблер Q1 SA19 (у нижнє положення).
- Вимкнути автоматичний вимикач QF1 " *Мережа* ".
- Розібрати схему досліду.

## 2.4. Зміст звіту

У звіті потрібно вказати назву лабораторної роботи, мету, порядок виконання, коротку інформацію про теоретичні відомості до роботи, накреслену електричну схему, таблицю із занесеними показниками, висновки про виконану роботу.

## 2.5. Контрольні питання

1. Яке призначення має трансформатор? На якому явищі базується робота трансформатора? Опишіть принцип роботи.
2. Який режим роботи трансформатора називають установленим?
3. Що називають коефіцієнтом трансформації?
4. Які величини перетворюються у трансформаторі, а які залишаються незмінними?
5. У колах якої напруги може працювати трансформатор, змінної, постійної?
6. Як трансформатор впливає на значення опору навантаження?
7. Які основні елементи входять до складу трансформатора?
8. Які є способи з'єднання обмоток трансформаторів?
9. Як проводиться дослід холостого ходу? Які параметри визначаються?
10. Як проводиться дослід короткого замикання? Які параметри визначаються?
11. Накресліть схему заміщення двообмоткового трансформатора.

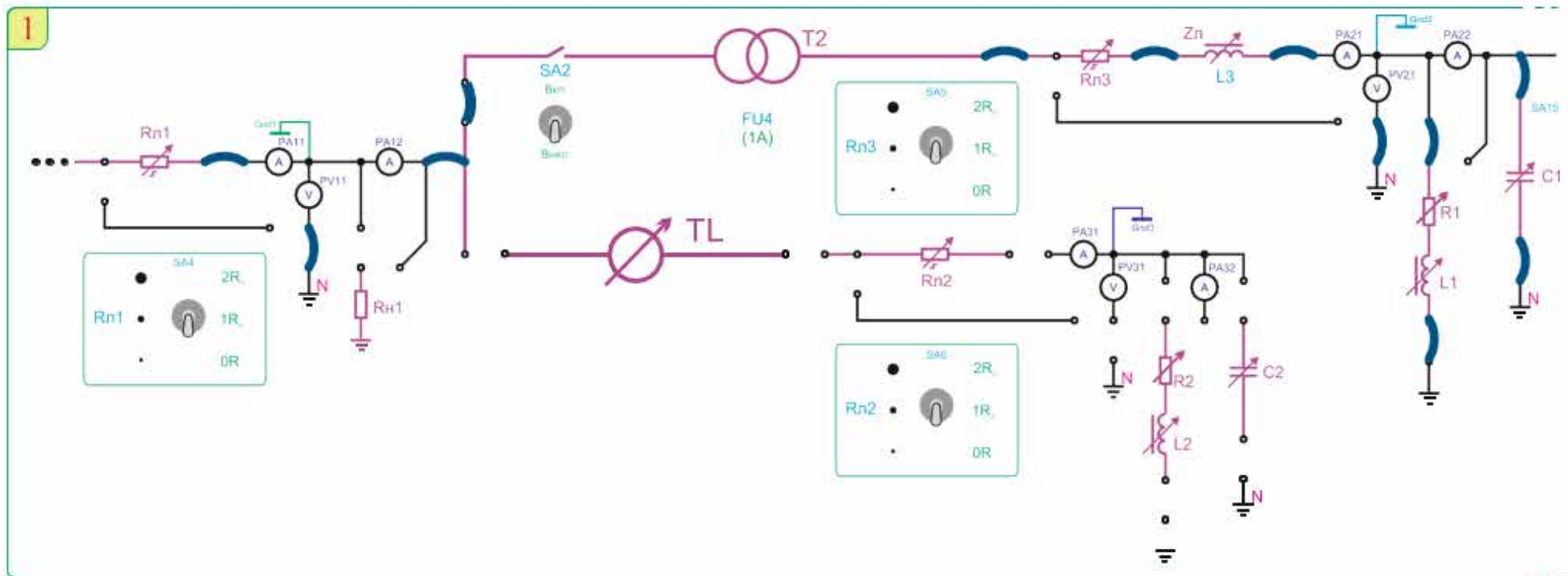


Рис. 2.11. Вимірювання параметрів усталеного режиму роботи трансформатора.

# ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 3

## ВИМІРЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ УСТАНОВЛЕНОГО РЕЖИМУ РОБОТИ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

**Мета роботи:** виміряти параметри лінії електропередавання та дослідити вплив параметрів на режим роботи.

### 3.1. Завдання до лабораторної роботи

1. Ознайомитися із теоретичними відомостями щодо принципу роботи лінії електропередавання, ознайомитися із її параметрами, методами побудови векторних діаграм.

2. Скласти схему та за допомогою навчального стенду виконати електричні вимірювання параметрів усталеного режиму роботи лінії електропередавання.

3. Оформити звіт про виконані дослідження параметрів усталеного режиму роботи лінії електропередавання.

4. Оформити звіт із власними висновками про виконану роботу.

### 3.2. Теоретичні відомості [4]

Розглянемо найпростішу електричну систему, яка складається з одиничного навантаження, яке отримує живлення від джерела через лінію електропередавання. Розрахункова схема системи представлена на рис. 3.1. Така схема базується на симетричній П-подібній схемі заміщення лінії електропередавання. Тут джерело живлення представлено джерелом напруги, а навантаження - джерелом струму.

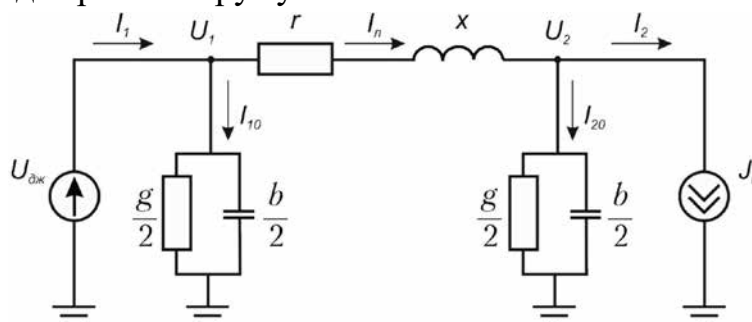


Рис. 3.1. Розрахункова схема найпростішої електричної системи.

Нехай для робочого режиму лінії електропередавання відомі напруга та струм на шинах навантаження, тобто наприкінці лінії. Позначимо струм наприкінці лінії вектором  $\dot{U}_2$  напругу – вектором  $\dot{I}_2$ .

Розрахунок робочого режиму лінії електропередавання та побудову векторної діаграми напруг та струмів виконують в наступній послідовності.

Вважають, що фазовий кут вектора напруги наприкінці лінії дорівнює нулю. Це означає, що на діаграмі вектор напруги наприкінці лінії співпадає з віссю дійсних величин (див. рис. 3.2).

Типове електричне навантаження носить активно-індуктивний характер. Це визначає відставання вектору струму наприкінці лінії від вектора напруги.

Струм витоку через контур поперечної провідності наприкінці схеми заміщення лінії електропередавання визначають за виразом

$$\dot{I}_{20} = \dot{U}_2 \frac{1}{2} (g + jb). \quad (3.1)$$

Відповідно до виразу (3.1) струм витоку наприкінці схеми заміщення лінії містить дві складові - активну та ємнісну, які визначаються напругою наприкінці лінії відповідно до виразів

$$I'_{20} = U_2 \frac{g}{2};$$

$$I''_{20} = jU_2 \frac{b}{2};$$

$$\dot{I}_{20} = I'_{20} + jI''_{20},$$

де  $I'_{20}$  - струм витоку через активну поперечну провідність;

$I''_{20}$  - струм витоку через ємнісну поперечу провідність (зарядний струм лінії);

$\dot{I}_{20}$  - повний струм витоку через контур поперечної провідності наприкінці П-подібної схеми заміщення лінії електропередавання.

Очевидно, що перша складова струму витоку співпадає за фазою з вектором напруги наприкінці лінії, а друга складова випереджає вектор напруги на  $90^\circ$ . Повний струм витоку визначається геометричною сумою зазначених складових.

Струм джерела живлення визначають за першим законом Кірхгофа, записаним для вузла на початку схеми заміщення лінії:

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_{12} + \dot{I}_{10}. \quad (3.2)$$

Для визначення вектору струму джерела живлення необхідно знайти геометричну суму векторів струму на поздовжній ділянці схеми заміщення лінії та струму витоку через контур поперечної провідності на початку схеми заміщення. Для цього на діаграмі необхідно з кінця вектора струму на поздовжній ділянці побудувати складові вектору струму витоку в контурі поперечної провідності наприкінці схеми заміщення лінії електропередавання. Вектор між точкою початку координат і кінцем вектору струму витоку являє собою шуканий вектор струму джерела живлення на початку лінії.

Векторну діаграму напруг та струмів робочого режиму лінії електропередавання, представлено на рис. 3.2.

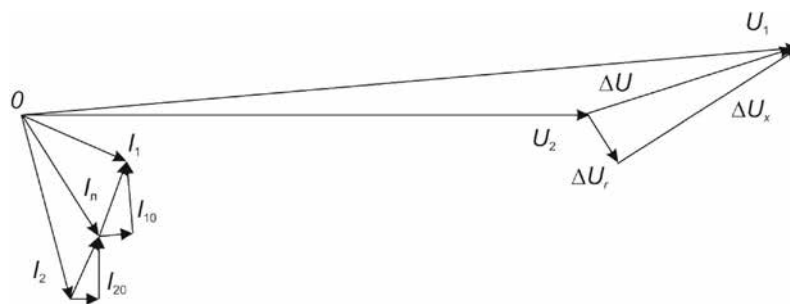


Рис. 3.2. Векторна діаграма напруг та струмів лінії електропередавання

Аналогічним чином можна реалізувати розрахунок робочого режиму лінії електропередавання за умовами початку. Різниця полягає у послідовності розрахунків та у знаках при векторах струмів витоку та падіння напруги під час

проходження вздовж схеми заміщення лінії у виразах (3.1), (3.2). Дійсно, в задачі за умовами початку під час проходження вздовж схеми від початку до її кінця струми витоку та падіння напруги слід враховувати з від'ємним знаком, на відміну від задачі за умовами кінця, де під час проходження вздовж схеми від кінця до її початку струми витоку та падіння напруги враховують з додатнім знаком. Таке положення пояснюється міркуваннями з елементарної логіки про передавання електричної енергії по лінії та пов'язані втрати енергії.

Векторна діаграма напруг та струмів робочого режиму лінії за умовами початку представлена на рис. 3.3.

Тут вектор напруги на початку лінії суміщують з віссю дійсних чисел, що відповідає нульовому значенню фазового кута відповідного вектора напруги.

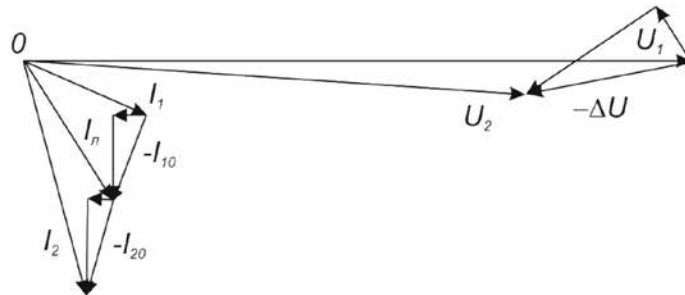


Рис. 3.3. Векторна діаграма напруг та струмів лінії електропередавання за умовами початку.

Вимірювання параметрів встановленого режиму роботи лінії електропередавання.

Вимірювання та розрахунки установлених режимів виконують для того, щоб визначити наскільки прийнятний аналізований режим з точки зору якості електричної енергії, що отримує споживач і відповідності струмів в лініях допустимим струмам.

У результаті розрахунку таких режимів знаходять потоки потужності на ділянках мережі і напруги в вузлових точках.

Для розрахунку вручну використовується метод контурних рівнянь, хоча в програмах для ЕОМ використовується метод вузлових напруг.

Розрахунок за методом контурних рівнянь ведеться у два етапи. Спочатку визначається поточкорозподіл потужностей по ділянках без врахування втрат потужності за рівнянням:

$$\sum_{i=1}^n S_{i1} * Z_{i1} = 0 \quad (3.3)$$

де  $S_{i1}$  - комплекс повної потужності, що протікає по  $i$ -й ділянці мережі;

$Z_i$  - комплексносполучений опір  $i$ -ї ділянки мережі;

$n$  - кількість ділянок мережі в контурі.

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n (P_i R_i + Q_i X_i) &= 0. \\ \sum_{i=1}^n (P_i X_i - Q_i R_i) &= 0. \end{aligned} \quad (3.4)$$

Це рівняння у комплексних числах можна замінити двома рівняннями з дійсними величинами:

де  $P_i$  і  $Q_i$  – відповідно активна та реактивна потужності, що протікають по  $i$ -й ділянці мережі;

$R_i$  і  $X_i$  - відповідно активний і реактивний опір  $i$ -ї ділянки.

У результаті розрахунку за рівняннями визначається поточкорозподіл без врахування втрат потужності.

На другому етапі розраховується поточкорозподіл з врахуванням втрат потужності і напруги в вузлах мережі. Для цього з усіх знайдених на першому етапі потоків потужності як істинних приймаються дві поблизу точки поточкорозподілу, по яким знаходять втрати потужності на ділянках і потоки в початку і кінці кожного ділянки, рухаючись в напрямку від точки поточкорозподілу до опорного (балансуючого) вузла.

### 3.3. Порядок виконання роботи

1. Зібрати схему, що зображена на рис. 3.4.
2. Перед увімкненням стенда необхідно переконатися, що на панелі

стенда є тільки необхідні для проведення даного досліду перемички, перемикач SA1 та SA3 перебувають у положенні «Un», перемикачі SA4, SA5, SA6 – у положенні «0R», перемикачі SA8 та SA10 – у положенні «5», тумблер SA2 в положенні "Вимк".

3. Встановити перемикачами SA7 та SA9 активні складові R1 та R2 відповідно, перемикачами SA20 ... SA23 і SA30 ... SA33 ємнісні складові C1, C2 опору навантаження.

4. Підключити стенд до трифазної мережі (увімкнути автоматичний вимикач QF1 "Мережа"). Увімкнути тумблер Q1 SA19 (у верхнє положення).

5. Тумблером SA2 підключити трансформатор T2 до мережі.

6. Занести в таблицю 3.1 значення струму I<sub>1</sub> (амперметр PA11), напруги U<sub>1</sub> (вольтметр PV11), а також струму I<sub>2</sub> (амперметр PA21), напруги U<sub>2</sub> (вольтметр PV21), струму I<sub>3</sub> (амперметр PA31), напруги U<sub>3</sub> (вольтметр PV31).

7. Повторити пункти 5, 6 для різних значень навантажень.

Таблиця 3.1

Параметри встановленого режиму роботи лінії електропередавання

Параметр	R	L	C	U <sub>1</sub>	I <sub>1</sub>	U <sub>2</sub>	I <sub>2</sub>	U <sub>3</sub>	I <sub>3</sub>
Позиція/одиниця вимірювання			мкФ	В	А	В	А	В	А

8. Порядок завершення роботи:

- Вимкнути тумблер SA2. Вимкнути тумблер Q1 SA19 (у нижнє положення).
- Вимкнути автоматичний вимикач QF1 "Мережа".
- Розібрати схему досліду.

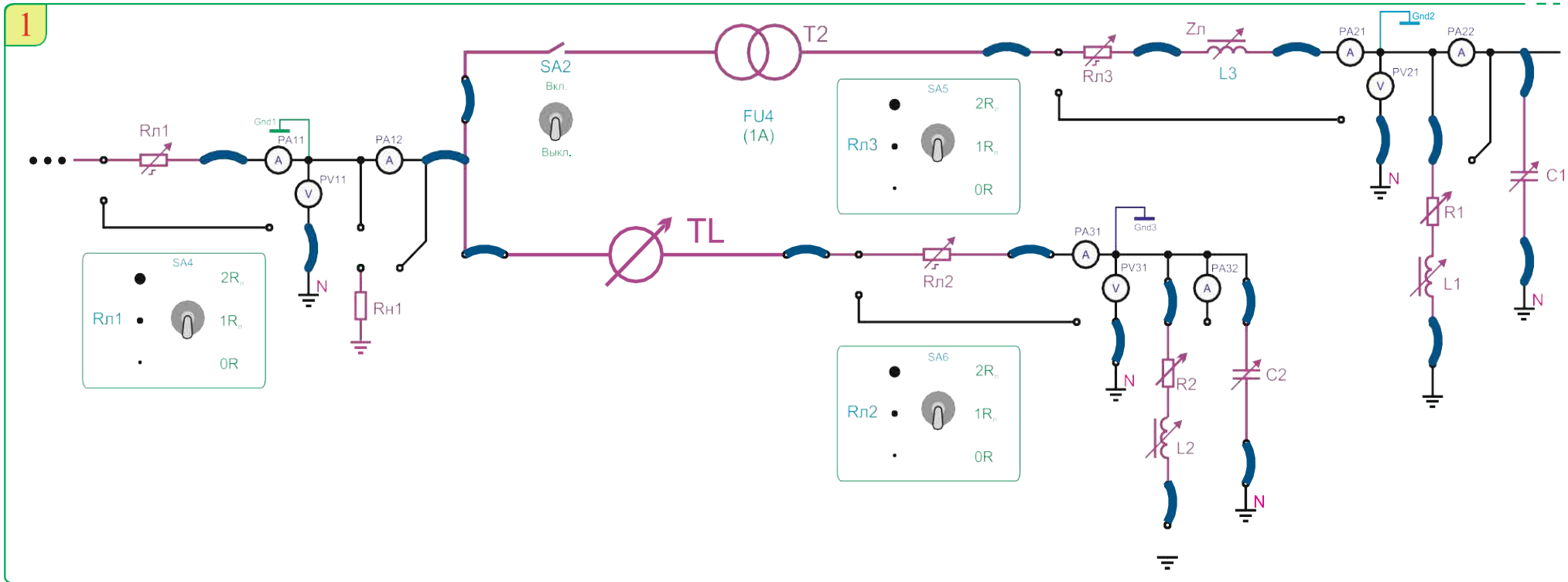


Рис. 3.4. Вимірювання параметрів режиму роботи лінії електропередавання.

### 3.4. Зміст звіту

У звіті потрібно вказати назву лабораторної роботи, мету, порядок виконання, коротку інформацію про теоретичні відомості до роботи, накреслену електричну схему, таблицю із занесеними показниками, висновки про виконану роботу.

### 3.5. Контрольні питання

1. Які основні параметри встановленого режиму роботи лінії електропередавання необхідно вимірювати?
2. Як проводиться вимірювання напруги та струму в лінії електропередавання?
3. Що таке активна, реактивна та повна потужність лінії електропередавання, і як їх вимірювати?
4. Як вимірювання відбувається в умовах реального експлуатаційного навантаження на лінії?
5. Як побудувати векторну діаграму напруг та струмів лінії електропередавання?
6. Як вимірювання параметрів лінії допомагає виявити потенційні проблеми з перевантаженням або втратами енергії?
7. Які технічні засоби та обладнання використовуються для вимірювання параметрів лінії електропередавання?
8. Які існують методи вимірювання активної та реактивної потужності лінії електропередавання, та як вони впливають на її ефективність?
9. Чому важливо використовувати спеціальні датчики і вимірювальні пристрої для моніторингу параметрів лінії електропередавання?
10. Які можливості та обмеження має використання сучасних систем автоматизованого збору та аналізу даних при вимірюванні параметрів лінії електропередавання?

## ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 4

### ВИМІРЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ УСТАНОВЛЕНОГО РЕЖИМУ РОБОТИ РОЗІМКНЕНОЇ РОЗПОДІЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

**Мета роботи:** виміряти параметри установленого режиму роботи розімкненої розподільної електричної мережі з різними видами навантаження.

#### 4.1. Завдання до лабораторної роботи

1. Ознайомитися із теоретичними відомостями щодо вимірювання параметрів установленого режиму роботи розімкненої розподільної електричної мережі.
2. Скласти схему та за допомогою навчального стенду виконати електричні вимірювання параметрів установленого режиму роботи розімкненої розподільної електричної мережі.
3. Оформити звіт про виконані дослідження параметрів установленого режиму роботи розімкненої розподільної електричної мережі.
4. Оформити звіт із власними висновками про виконану роботу.

#### 4.2. Теоретичні відомості [5]

Електрична система – це електричне коло, призначене для виробництва, розподілу і споживання електроенергії. Схемою заміщення електричного кола називають графічне зображення електричного кола, що показує послідовність з'єднання її ділянок і відображає властивості розглянутого електричного кола.

Електричне коло і відповідно її схема містять ділянки, вузли й у загальному випадку контури.

Ділянкою називають частину електричного кола, що складається з послідовно з'єднаних елементів з тоднаковим струмом.

Вузлом називають місце з'єднання двох або більше ділянок. Однією ділянкою може бути джерело струму.

Контур – це будь-який замкнений шлях, що проходить по декількох ділянках.

Якщо схема електричного кола не містить контурів, то вона називається розімкнутою.

Розрізняють переборні і непереборні вузли і контури. Переборний вузол - це такий вузол, у якому з'єднуються тільки дві ділянки. Переборний контур утворюється тільки двома ділянками, вузли і контури можна легко усунути, застосовуючи відоме положення про послідовне і паралельне з'єднання, якщо в число ділянок, що з'єднуються в даному вузлі, не входять нелінійні джерела струму.

Надалі будемо говорити про непереборні вузли і контури. У розімкнутих мережах живлення кожного навантаження можна здійснювати тільки з однієї сторони. Кожен вузол одержує живлення не більш ніж по одній ділянці. У випадку відключення будь-якої ділянки припиняється живлення всіх навантажень, потужність яких проходить по цій ділянці (рис. а).



Рис. 4.1. Схема з'єднання електричної мережі:

а) розімкнена мережа; б) замкнена мережа.

Схема, що містить хоча б один контур, називається замкненою. У замкненій мережі є хоча б один вузол, що одержує живлення за двома або більше ділянками (рис. б). Відключення якої-небудь ділянки не приводить до припинення живлення. Елементи електричних схем поділяються на активні і пасивні. Пасивні елементи схем заміщення (опори, провідності) створюють шляхи для проходження електричних струмів. Пасивні елементи (ділянки) електричних систем звичайно розділяють на подовжні і поперечні.

Поперечні пасивні елементи – це ділянки, включені між вузлами схеми і нейтраллю, тобто вузлом, що має напругу рівну нулю.

Подовжні елементи – це ділянки, що з'єднують усі вузли, крім вузла з напругою, рівною нулю, тобто подовжні ділянки не з'єднані з нейтраллю. Подовжні ділянки включають активні й індуктивні опори ліній електропередавання й обмоток трансформаторів, ємності пристроїв подовжньої компенсації.

Поперечні пасивні елементи відповідають провідностям ліній електропередавання на землю, реакторам і конденсаторам, ввімкненим на землю. У деяких випадках втрати в сталі трансформаторів представляються в схемі заміщення як поперечні провідності.

Активні елементи схем заміщення – джерела ЕРС і струму. Для них найбільш характерним є те, що вони визначають напругу або струми в точках свого приєднання до мережі незалежно від її інших параметрів. Джерела ЕРС у розрахунках електричних систем використовуються рідко. В основному мова йде про джерела струму.

Джерела струму в розрахунках електричних систем задають навантаження споживачів і генераторів електричних станцій. Саме в цих активних елементах споживається і генерується потужність.

Методи аналізу статичних режимів електричних систем і мереж (ЕСМ) розділяють на традиційні та формалізовані. Перші склалися на протязі багатьох років. Ці методи базуються на прямому використанні основних законів електричних кіл, їхніх еквівалентних перетворень із широкою інтерпретацією співвідношень між параметрами режиму за допомогою векторних і кругових діаграм. Важливою властивістю традиційних методів є їхня велика наочність, простота тлумачень сутності режимів ЕСМ. Крім того, вони мають важливе дидактичне значення, оскільки підготовляють студентів на перехід до більш досконалих і універсальних методів аналізу. Формалізовані методи аналізу розвивалися завдяки автоматизації обчислень на ЕОМ. Ці методи базуються на

топологічному представленні ЕСМ, автоматичному формуванні їхніх рівнянь стану і вирішенні рівнянь чисельними методами.

У класичній теорії аналіз електричних кіл ЕП представляються у виді еквівалентних ЕРС і ІС. У роботі ЕСМ і ЕП задаються їхніми потужностями, точніше залежностями цих потужностей від параметрів режиму: напруг, частоти, кута навантаження СМ і т.п. Це так звані статичні характеристики. Такий підхід до аналізу ЕСМ обумовлюється тим, що тут основне значення мають енергетичні характеристики і вони є визначальними з погляду їхніх режимів.

Подовжні параметри розрахункових схем ЕСМ при аналізі сталих режимів вважаються постійними. Реактивні опори намагнічування (поперечні параметри) у загальному випадку в сильній мірі залежать від напруги, що враховується відповідними статичними характеристиками. При розгляді ПЛ напругою понад 220 кВ необхідно враховувати явище корони, що обумовлює залежність комплексних провідностей від напруги.

Розрахунок режиму ліній електропередавання при заданому струмі навантаження.

Розглянемо співвідношення між струмами і напругами в ЛЕП, представленій П-подібною схемою заміщення, у якій не враховуються активні поперечні провідності, тобто втрати потужності на корону в мережі відсутні. Тут і надалі розглядаються симетричні режими роботи ЕС, тому для простоти зображується схема заміщення тільки однієї фази трифазної мережі.

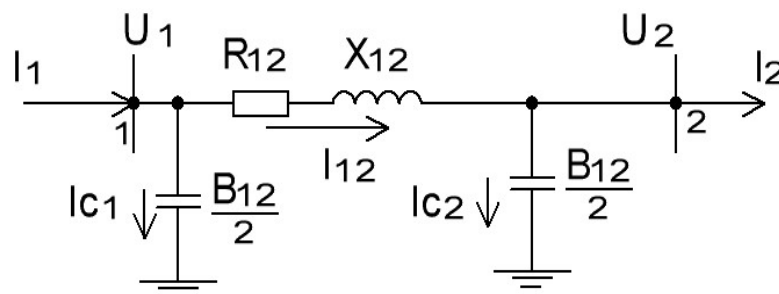


Рис. 4.2. Схема заміщення лінії електропередавання

На схемі позначені комплексні діючі значення струмів і напруги у кінцях лінії в елементах схеми заміщення. Задано напругу наприкінці ліній  $U_2 = \text{const}$ .

Відомі струм навантаження  $I_2$ , напруга  $U_2$ , опір і провідність лінії  $Z_{12} = R_{12} + jX_{12}$ ,  $B_{12}$ . Потрібно визначити напругу на початку лінії  $U_1$ , струм у подовжній частині лінії  $I_{12}$ , струм на початку лінії  $I_1$ . Розрахунок зводиться до визначення невідомих струмів і напруг послідовно від кінця лінії до початку. Для знаходження струмів і напруг застосовується перший закон Кірхгофа і закон Ома.

За першим законом Кірхгофа маємо наступні співвідношення для струмів у схемі заміщення

$$I_1 = I_{12} + I_{c1}, I_{12} = I_2 + I_{c2} \quad (4.1)$$

$$\text{Напруга на початку лінії за законом Ома: } U_1 = U_2 + \Delta U, \quad (4.2)$$

де  $\Delta U$  - спадання напруги на подовжньому опорі  $Z_{12}$ .

$$\Delta U = \sqrt{3}Z_{12}I_{12} = \sqrt{3}Z_{12}(I_2 + I_{c2}). \quad (4.3)$$

Зарядні струми визначаються за формулами:

$$I_{c1} = j\frac{B_{12}}{2\sqrt{3}}U_1; I_{c2} = j\frac{B_{12}}{2\sqrt{3}}U_2. \quad (4.4)$$

Підставляємо (4.3) у (4.2) з урахуванням (4.4) будемо мати

$$U_1 = U_2 + \sqrt{3}Z_{12}I_2 + \sqrt{3}Z_{12}j\frac{B_{12}}{2\sqrt{3}}U_2 = U_2 + \sqrt{3}Z_{12}(I_2 + j\frac{B_{12}}{2\sqrt{3}}U_2). \quad (4.5)$$

Підставляємо (4.4) у (4.1).

$$I_1 = I_2 + I_{c1} + I_{c2} = I_2 + j\frac{B_{12}}{2\sqrt{3}}U_1 + j\frac{B_{12}}{2\sqrt{3}}U_2. \quad (4.6)$$

Запишемо (4.5) інакше

$$U_1 = \sqrt{3}Z_{12}I_2 + U_2 + j\frac{B_{12}}{2}Z_{12}U_2 = \sqrt{3}Z_{12}I_{12} + U_2(1 + j\frac{B_{12}Z_{12}}{2}). \quad (4.7)$$

Цей вираз для  $U_1$  підставимо в співвідношення (4.6).

$$\begin{aligned}
I_1 &= I_2 + \frac{jB_{12}}{2\sqrt{3}} U_2 + \frac{jB_{12}}{2\sqrt{3}} \left[ \sqrt{3}Z_{12}I_2 + U_2 + jU_2 \frac{B_{12}}{2} Z_{12} \right] = \\
&= I_2 + \frac{jB_{12}}{2\sqrt{3}} U_2 + j \frac{B_{12}}{2} Z_{12} I_2 + \frac{jB_{12}}{2\sqrt{3}} U_2 + \frac{jB_{12}}{2\sqrt{3}} \frac{jB_{12}}{2} Z_{12} U_2 = \quad (4.8) \\
&= \frac{jB_{12}}{2\sqrt{3}} U_2 (2 + j \frac{B_{12}}{2} Z_{12}) + (1 + j \frac{B_{12}}{2} Z_{12}) I_2 = I_1.
\end{aligned}$$

Окремо випишемо отримані співвідношення

$$\begin{cases} U_1 = (1 + j \frac{B_{12}}{2} Z_{12}) U_2 + \sqrt{3} Z_{12} I_2; \\ I_1 = j \frac{B_{12}}{2\sqrt{3}} (2 + j \frac{B_{12}}{2} Z_{12}) U_2 + (1 + j \frac{B_{12}}{2} Z_{12}) I_2. \end{cases} \quad (4.9)$$

Зазначені лінійні вираження (4.9) є рівняннями чотирьохполосника і дозволяють розрахувати напругу і струм на початку ЛЕП за відомими напругами і струмами наприкінці ЛЕП. Будь-яке інше парне сполучення відомих змінних режиму лінії  $\{U_1, I_1\}, \{U_1, I_2\}, \{U_2, I_1\}$  вимагає вирішення рівнянь (4.9) щодо двох інших невідомих змінних.

Побудуємо векторну діаграму ЛЕП при відомих напрузі і струмі наприкінці лінії. Для індуктивного характеру навантаження наприкінці ЛЕП маємо струм, що відстає на кут  $\varphi_2$ .

$$I_2 = \frac{S_2^*}{\sqrt{3}U_2} = \frac{P_2 - jQ_2}{\sqrt{3}U_2} = I_2' - jI_2''; \quad \varphi_2 = \arctg(Q_2/P_2). \quad (4.10)$$

Вектор  $U_2$  сполучений з дійсною віссю комплексної системи координат, тобто  $U_2 = U_2$ . Порядок побудови векторної діаграми наступний.

1) Відкладаємо по дійсній осі вектор  $U_2$  і відстаючий від нього на кут  $\varphi_2$  вектор  $I_2$ .

2) Будуємо вектор струму в лінії  $I_{12}$  як суму векторів  $I_2$  і  $I_{c2}$ . Струм  $I_{c2}$  випереджає  $U_2$  на  $90^\circ$  ел.гр.

3) Будуємо вектор напруги  $U_1$  як суму векторів  $U_2$  і  $\Delta U$ .  $\Delta U = \Delta U_R + j\Delta U_x$ . При цьому вектор спадання напруги на активному опорі  $\Delta U_R = R_{12}I_{12}$  збігається за фазою зі струмом  $I_{12}$ , а вектор спадання напруги на індуктивному опорі  $\Delta U_x = X_{12}I_{12}$  випереджає струм  $I_{12}$  на кут  $90^\circ$ . Кут між векторами напруг  $U_1$  і  $U_2$  позначається буквою  $\delta$ .

4) Будуємо вектор струму на початку лінії  $I_1$  як суму векторів струму в лінії  $I_{12}$  і струму в ємності  $I_{c1}$ , що випереджає напругу на початку лінії  $U_1$  на  $90^\circ$ .

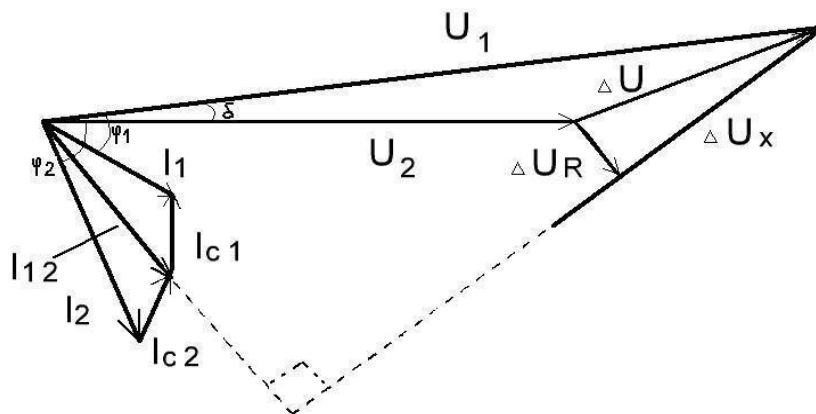


Рис. 4.3. Векторна діаграма лінії електропередавання

З аналізу побудованої векторної діаграми можна зробити наступний висновок: при передаванні потужності по ЛЕП і індуктивному характері навантаження вектор напруги джерела випереджає вектор напруги приймача на кут  $\delta$  і величина вектора напруги джерела виявляється більше величини вектора напруги приймача.

З діаграми видно, що при наявності значної індуктивної складової струму навантаження струм у лінії  $I_{12}$  за величиною буде менше повного струму навантаження  $I_2$ . Це відбувається тому, що ємнісний струм провідності кінця лінії проходячи по лінії разом зі струмом навантаження, компенсує частину індуктивної складової струму навантаження в лінії а, отже, розвантажує лінію від передавання цієї частини струму навантаження. Таким чином, ємність лінії можна розглядати як генератор реактивної індуктивної потужності, приєднаний

у даній точці і дає цю потужність в лінію й у навантаження.

Напряга на початку лінії  $U_1$  визначається як геометрична сума векторів напруги кінця лінії  $U_2$  і спадання напруги  $\Delta U$ , викликаного струмом  $I_{12}$  в опорах  $R_{12}$  і  $X_{12}$  лінії.

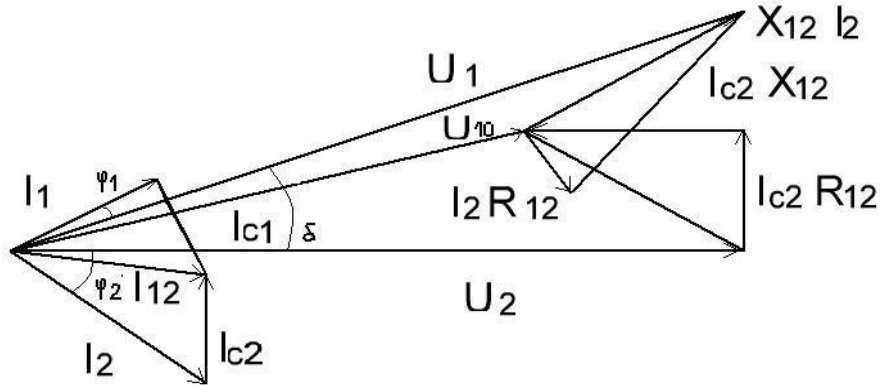


Рис. 4.4 Векторна діаграма лінії при малому навантаженні

$$\begin{aligned} \Delta U &= I_{12} (R_{12} + jX_{12}) = (I_2 + I_{c2})(R_{12} + jX_{12}) = \\ &= I_{c2} (R_{12} + jX_{12}) + I_2 (R_{12} + jX_{12}) = \Delta U_0 + \Delta U_2. \end{aligned}$$

Повне спадання напруги в навантаженій лінії складається зі спадання напруги при холостому ході лінії  $\Delta U_0$ , викликаного струмом  $I_{c2}$ , і спадання напруги  $\Delta U_2$  від струму навантаження  $I_2$ .

Виходячи зі сказаного побудуємо векторну діаграму лінії при малому навантаженні. На векторній діаграмі видні два трикутники спадань напруги. Один трикутник (нижній) визначається ємнісним струмом  $I_{c2}$ , а верхній трикутник обумовлений струмом навантаження  $I_2$ . При деякому невеликому навантаженні лінії втрата напруги, викликана струмом навантаження  $I_2$  буде цілком скомпенсована негативною втратою напруги від ємнісного струму лінії  $I_{c2}$ . У цьому випадку передавання потужності буде здійснюватися при рівності напруг на початку і кінці лінії ( $U_2=U_1$ ).

При подальшому зниженні навантаження негативна втрата напруги від струму  $I_{c2}$ , тобто  $I_{c2} X_{12}$ , буде більше, ніж втрата напруги від струму навантаження

$I_2$  а, отже, у цьому випадку напруга на початку лінії стає менше, ніж напруга наприкінці лінії ( $U_1 < U_2$ ). При холостому ході лінії ( $I_2 = 0$ ) буде тільки негативна втрата напруги від ємнісного струму  $I_{c2}$ . Напруга наприкінці лінії  $U_2$  буде більше, ніж на початку  $U_1$ . Генеруєма ємністю лінії індуктивна потужність спрямована у бік генераторів станції і робить підмагнічуючу дію на їхню магнітну систему, збільшуючи напругу генераторів і в мережі, приєднаної до шин електростанції.

Зі сказаного випливає, що ємнісний струм, будучи позитивним фактором при великих і середніх навантаженнях, при малих навантаженнях і холостому ході лінії може чинити несприятливий вплив. Так при скиданні навантаження на довгих лініях напруга на кінці лінії може досягти таких меж, на які не розрахована ізоляція апаратів прийомної підстанції. Тому на далеких лініях передавання, щоб уникнути небажаних наслідків, застосовують поперечну компенсацію ємності шляхом паралельного включення реакторів у ряді пунктів уздовж лінії передавання.

Векторні діаграми показують, що при формуванні електричного режиму схеми ЛЕП є параметричним регулятором напруги.

*Розрахунок лінії з одним навантаженням.*

Джерелом живлення місцевих мереж є або шини генераторної напруги електричних станцій, або шини вторинної напруги (6,10,35кВ) районних підстанцій. При передаванні електроенергії по мережі в її елементах крім втрати потужності відбувається втрата напруги. Втрата напруги є одним з кількісних показників, що характеризують режим роботи мережі. Втрата напруги призводить до зміни рівнів напруги на затискачах електроприймачів. Тому важливе значення при проектуванні й експлуатації мереж має розрахунок напруг у вузлах мережі і втрат напруги в її елементах.

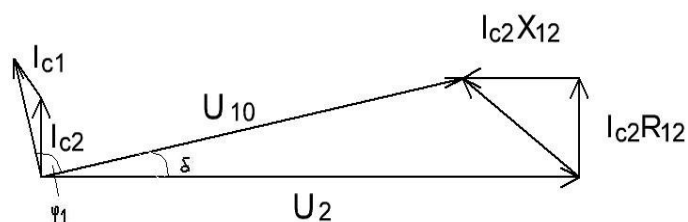


Рис. 4.5. Векторна діаграма лінії при холостому ході

У схемах заміщення низьковольтних ЛЕП не враховують втрати потужності на коронування і зарядну ємність лінії. У цьому випадку схема заміщення ЛЕП буде складатися тільки з подовжньої частини, тобто без поперечних елементів. Розглянемо схему ЛЕП із симетричним навантаженням на кінці. У цьому випадку досить розглянути одну фазу.

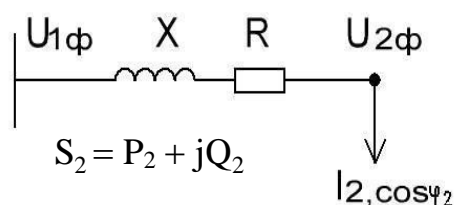


Рис. 4.6. Схема заміщення лінії електропередавання напругою 35 кВ

У задачу входить визначення напруги на початку ЛЕП при відомих струмі, нарузі і куті між ними наприкінці ЛЕП. Починаємо побудову векторної діаграми. По дійсній осі відкладаємо напругу  $U_{2\phi}$ . Одержуємо точку А.

Під кутом  $\varphi_2$  відкладаємо струм  $I_2$ . Розкладаємо його на активну  $I_{2a}$  і реактивну  $I_{2p}$  складові  $I_2 = I_{2a} + jI_{2p}$ , де

$$I_{2a} = I_2 \cos \varphi_2; \quad I_{2p} = I_2 \sin \varphi_2. \quad (4.11)$$

Від кінця вектора  $U_{2\phi}$  паралельно лінії струму  $I_2$  відкладається вектор спадання напруги в активному опорі ЛЕП. Одержуємо точку В. Під кутом  $90^\circ$  до нього убік випередження відкладаємо вектор спадання напруги в реактивному опорі.

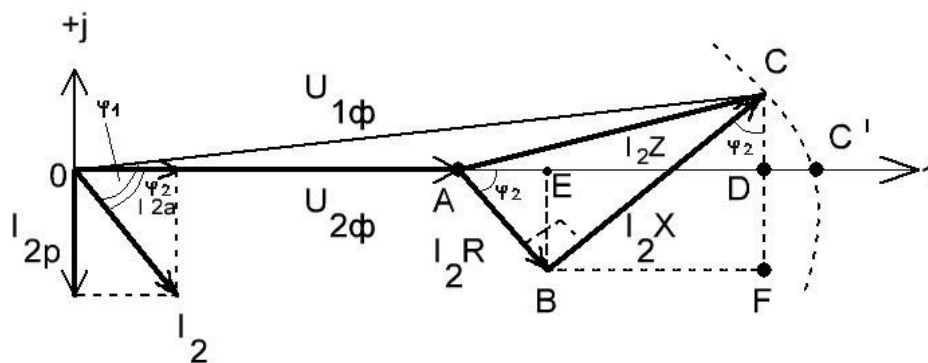


Рис. 4.7. Векторна діаграма ЛЕП з одним навантаженням

Одержуємо точку С. Далі з'єднуємо точку С з початком координат і приходимо до напруги на початку ЛЕП  $U_{1\phi}$ . Кут між напругою  $U_{1\phi}$  і струмом  $I_2$  позначаємо  $\varphi_1$ .

Вектор АС чисельно дорівнює добутку  $I_2 z$  і називається повним спаданням напруги і позначається  $\Delta U_\phi$ .

Зпроектуємо вектор АС на дійсну і уявну осі. Отримаємо точку D. Відрізок AD – це подовжня складова спадання напруги. Вона позначається  $\Delta U_\phi$ . Відрізок CD – це поперечна складова спадання напруги, вона позначається  $\delta U_\phi$ .

Визначимо  $\Delta U_\phi$  і  $\delta U_\phi$ . Для цього споектуємо вектори АВ і ВС на дійсну і уявну вісі. Одержимо точки Е и F.

З розгляду утворених геометричних фігур можна записати:

$$AE = AB \cos \varphi_2 = I_2 R \cos \varphi_2; \quad BE = DF = AB \sin \varphi_2 = I_2 R \sin \varphi_2;$$

$$ED = BF = BC \sin \varphi_2 = I_2 X \sin \varphi_2; \quad CF = BC \cos \varphi_2 = I_2 X \cos \varphi_2.$$

Подовжня складова спадання напруги дорівнює

$$\Delta U_\phi = AD = AE + ED = I_2 R \cos \varphi_2 + I_2 X \sin \varphi_2; \quad (4.12)$$

Поперечна складова спадання напруги дорівнює

$$\delta U_\phi = CF - DF = I_2 X \cos \varphi_2 - I_2 R \sin \varphi_2. \quad (4.13)$$

Напруга на початку ЛЕП визначається як  $U_{1\phi} = U_{2\phi} + I_2 Z$ .

Модуль дорівнює

$$U_{1\phi} = \sqrt{(U_{2\phi} + \Delta U_\phi)^2 + (\delta U_\phi)^2}. \quad (4.14)$$

Падіння напруги – геометрична (векторна) різниця між комплексами напруг початку і кінця лінії. На рисунку спадання напруги – це вектор АС, тобто  $\overline{AC} = U_{1\phi} - U_{2\phi}$ .

Спадання напруги має подовжню  $\Delta U_\phi$  і поперечну  $\delta U_\phi$  складові. Векторна діаграма побудована не в масштабі. Фактично різниця кутів  $\varphi_1$  і  $\varphi_2$  дуже мала.

Тому, якщо не потрібна висока точність, розрахунок ведуть по втраті напруги.

Втрата напруги – це алгебраїчна різниця між модулями напруг початку і кінця лінії.

Визначимо її. Для цього з початку координат радіусом, ОС робиться замітка на дійсній осі. Отримуємо точку С'. Відрізок АС' і є втрата напруги.

Так як відрізок DC' малий, то з достатнім ступенем точності вважають, що втрата напруги дорівнює подовжній складовій спадання напруги. Помилка від прийнятого допущення в самому гіршому випадку при  $\cos\varphi_2=1$  не перевищує 0,55%, а при  $\cos\varphi_2<1$  має ще менше значення.

Таким чином, розрахунок мереж на втрату напруги зводиться до визначення подовжньої складової спадання напруги.

Сенс має фазна втрата напруги, але для зручності розрахунків використовується лінійна

$$\Delta U = \sqrt{3}\Delta U_{\phi} = \frac{\sqrt{3}I_2 U_2}{U_2} (R \cos \varphi_2 + X \sin \varphi_2) = \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2}. \quad (4.15)$$

У наближених розрахунках напруга на початку ЛЕП розраховується за формулою  $U_1 = U_2 + \Delta U$ .

У мережах напругою 220 кВ і вище розрахунок варто виконувати, з огляду на обидві складові спадання напруги.

Лінійна поперечна складова спадання напруги дорівнює

$$\delta U = \sqrt{3}\delta U_{\phi} = \frac{\sqrt{3}I_2 U_2}{U_2} (X \cos \varphi_2 - R \sin \varphi_2) = \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2}.$$

Напруга на початку ЛЕП у цьому випадку розраховується за формулою

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U)^2 + (\delta U)^2}, \quad \vec{U}_1 = U_2 + \Delta U + j\delta U. \quad (4.17)$$

Падіння напруги – це векторна величина, а втрата напруги величина скалярна.

*Розрахунок лінії з декількома навантаженнями*

Поширимо висновки, зроблені раніше на лінію з декількома навантаженнями. Для цього розглянемо лінію з двома навантаженнями. Схема якої з усіма прийнятими позначеннями зображена на рисунку 4.8. Побудуємо для неї векторну діаграму.

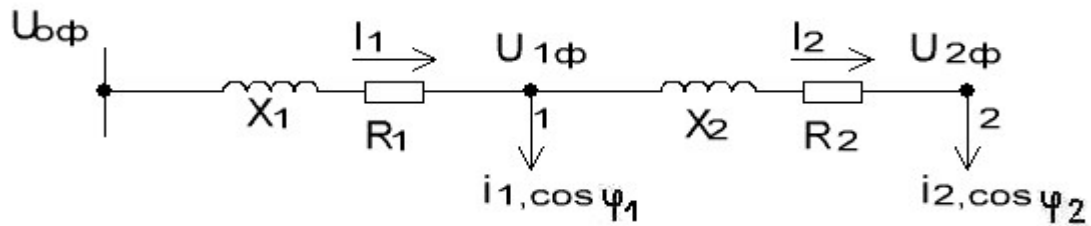


Рис. 4.8. Схема лінії трифазного струму з декількома навантаженнями

Як і в попередньому випадку, за основу приймаємо напругу на кінці лінії  $U_{2\phi}$ , що і направляємо по дійсній осі системи координат.

Відкладаємо вектор струму другого навантаження  $i_2 = I_2$  під кутом  $\varphi_2$  до напруги і будуємо трикутник падіння напруг ABC, відкладаючи вектори  $I_2 R_2 = AB$  й  $I_2 X_2 = BC$ . У результаті одержуємо напругу в точці 1 – вектор  $OC = U_{1\phi}$ . Далі відкладаємо вектор струму першого навантаження  $i_2$  під кутом  $\varphi_1$  до напруги  $U_{1\phi}$ . Далі робимо геометричне додавання струмів  $i_1$  і  $i_2 = I_2$ . Струм  $I_1$  представляє геометричну суму зазначених струмів. Він протікає по першій ділянці лінії і викликає в ньому спадання напруги, зображене на діаграмі трикутником CDE, у якого катети рівні:  $CD = I_1 R_1$ ;  $DE = I_1 X_1$ . Вектор  $OE = U_{0\phi}$  представляє шукану напругу на початку ліній. Проекція векторів падіння напруги  $AE'$  на дійсну вісь дає подовжню складову спадання напруги, а відрізок  $AF$  – втрату напруги. Приблизно  $AE' \approx AF = \Delta U_\phi$ , одержуємо фазне значення втрати напруги від початку лінії до останнього навантаження:

$$\Delta U_\phi = AB' + B'C' + C'D' + D'E' = I_2 R_2 \cos \varphi_2 + I_2 X_2 \sin \varphi_2 + I_1 R_1 \cos \varphi + I_1 X_1 \sin \varphi.$$

Тут  $\varphi_2$  кут між струмом  $i_2 = I_2 i$  і напругою  $U_{2\phi}$ ;  $\varphi$  кут між струмом  $I_1 i$  і напругою  $U_{1\phi}$ . Замінімо  $I \cos\varphi$  і  $I \sin\varphi$  відповідно через активну і реактивну складові струму  $I_a$  і  $I_r$ . Тоді отримаємо

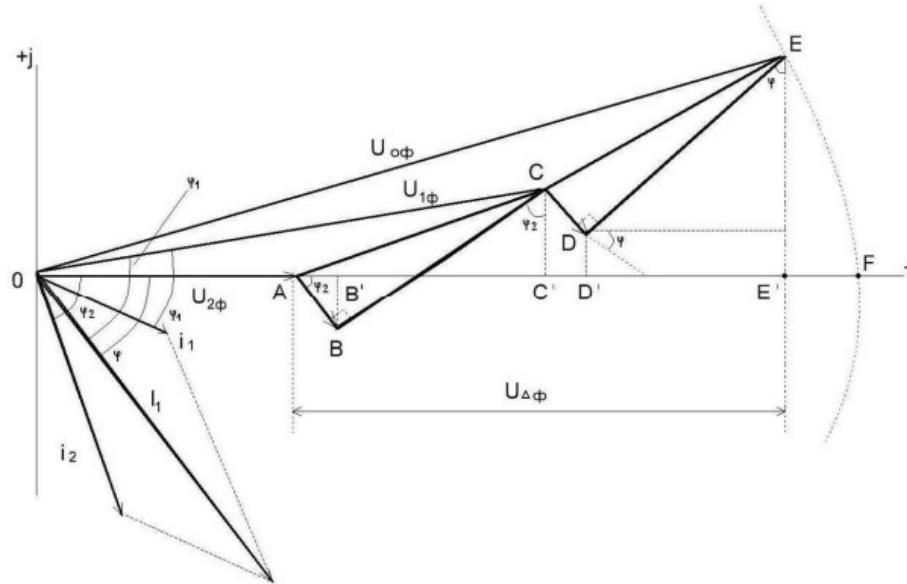


Рис. 4.9. Векторна діаграма лінії з двома навантаженнями

$$\Delta U_{\phi} = I_{a2}R_2 + I_{r2}X_2 + I_{a1}R_1 + I_{r1}X_1. \quad (4.18)$$

Для загального випадку  $n$  навантажень маємо

$$\Delta U_{\phi} = \sum_{i=1}^n (I_{ai}R_i + I_{ri}X_i); \quad \Delta U = \sqrt{3} \cdot \sum_{i=1}^n (I_{ai}R_i + I_{ri}X_i).$$

Лінійну втрату напруги одержуємо множенням фазного значення  $\sqrt{3}$ .

Слід зазначити, що при визначенні активної і реактивної складових на першій ділянці кут зсуву цього струму  $\varphi$  приймався щодо напруги  $U_{2\phi}$  наприкінці лінії, тоді як вихідним при розрахунках є кут  $\varphi'$  – щодо напруги  $U_{1\phi}$  для кінця розглянутої ділянки.

Практично можна допустити, що  $\varphi \approx \varphi'$ . Це вносить погрішність малого порядку, тому що різниця між  $\varphi$  і  $\varphi'$  незначна.

Отриману формулу можна перетворити для випадку, коли навантаження

$$I_a = P/\sqrt{3}U \quad \text{і} \quad I_r = Q/\sqrt{3}U$$

задані потужностями. Підставляючи значення для кожної ділянки розглянутої лінії і приймаючи напруги наприкінці ділянок приблизно рівними  $U_n$ , отримаємо формулу:

$$\Delta U = \sum_{i=1}^n \frac{P_i R_i + Q_i X_i}{U_n}, \quad (4.20)$$

де  $U_n$  - номінальна напруга мережі.

Значення потужностей  $P_i$  і  $Q_i$  для кожної ділянки мережі розраховується послідовним підсумовуванням відповідно активних і реактивних навантажень, приєднаних до лінії, починаючи від найбільш віддаленої точки і до джерела живлення.

Для прикладу розглянемо розгалужену мережу на рисунку нижче. Розподіл навантажень знаходимо у такий спосіб:

$$\begin{aligned} P_4 + jQ_4 &= p_4 + jq_4; \\ P_3 + jQ_3 &= (p_4 + p_3 + p_3') + j(q_4 + q_3 + q_3'); \\ P_2 + jQ_2 &= (p_3 + p_2 + p_2') + j(Q_3 + q_2 + q_2'); \\ P_1 + jQ_1 &= (P_2 + p_1) + j(Q_2 + q_1). \end{aligned}$$

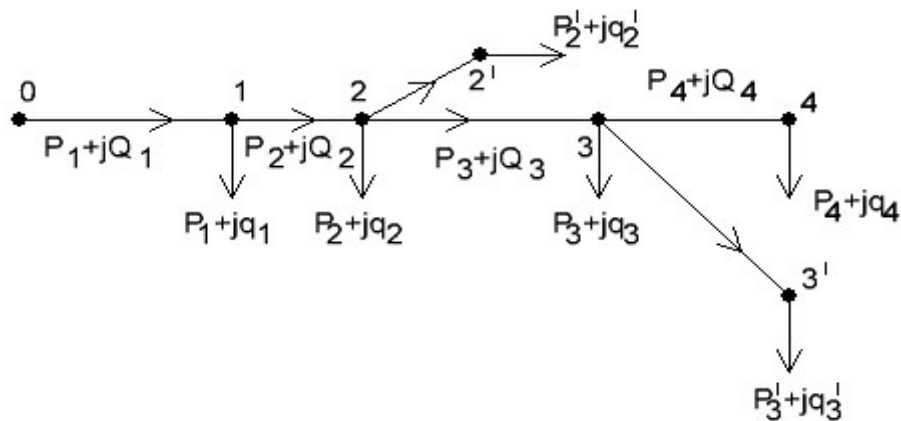


Рис. 4.10. Схема розгалуженої мережі

Падіння напруги до найбільш віддаленої точки 4 визначаємо в такий спосіб

$$\Delta U_{0-4} = \Delta U_{0-1} + \Delta U_{1-2} + \Delta U_{2-3} + \Delta U_{3-4},$$

де  $\Delta U_{0-1}, \Delta U_{1-2}, \dots$  втрати напруги на окремих ділянках, обумовлені по вищенаведеній формулі.

У нерозгалуженій мережі найбільша втрата напруги – це втрата напруги від джерела живлення до кінцевої точки мережі. Знаючи погонні активні і реактивні опори, формулу (4.20) можна записати в наступному виді:

$$\Delta U = \frac{\sum_{i=1}^n P_i R_i + Q_i X_i}{U_H} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i l_i r_0 + Q_i l_i X_0}{U_H} = \frac{r_0 \sum_{i=1}^n P_i l_i + X_0 \sum_{i=1}^n Q_i l_i}{U_H}.$$

Для мережі тільки з активним навантаженням ( $\cos\varphi = 1, Q = 0$ ), наприклад для освітлювальної мережі

$$\Delta U = \frac{\sum_{i=1}^n P_i R_i}{U_H}.$$

Якщо переріз проводів по всій лінії однаковий, тоді

$$\Delta U = \frac{r_0 \sum_{i=1}^n P_i l_i}{U_H} = \frac{\rho \sum_{i=1}^n P_i l_i}{FU_H}.$$

*Розрахунок лінії з рівномірно розподіленим навантаженням.*

Розглянемо випадок, коли по всій довжині лінії на рівних відстанях підключені однакові навантаження. Таку лінію можна розглядати як лінію з рівномірно розподіленим навантаженням. Рівномірно розподіленим навантаженням можна вважати міське вуличне освітлення, лінії в цехах з великою кількістю однакових електродвигунів. У більшості практичних випадків приходится мати справу тільки з активним навантаженням рівномірно розподіленим (наприклад, освітлення). Тому розглянемо метод розрахунку за втратою напруги трифазної лінії, що має однаковий переріз проводів по всій довжині з активним навантаженням.

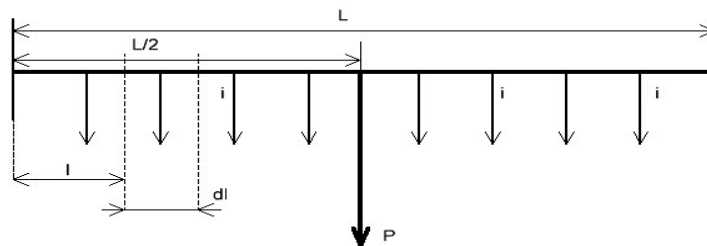


Рис. 4.11. Схема лінії з рівномірно розподіленим навантаженням

Розглянемо лінію на рисунку. Тут завантаження одиниці довжини лінії  $A/m$ ;  $dl$  – нескінченно малий елемент довжини;  $L$  – довжина всієї лінії, м.

Для елемента довжини  $dl$  струмове навантаження дорівнює  $idl$ . Втрата напруги, що створюється цим струмом на довжині лінії  $l$  при її питомому опорі  $r_0$  буде

$$d(\Delta U) = \sqrt{3} (idl)r_0 l.$$

Втрату напруги на всій довжині  $L$  знайдемо підсумовуванням нескінченно малих значень  $d(\Delta U)$  у межах від 0 до  $L$ , тобто

$$\Delta U = \sqrt{3}r_0 i \int_0^L l dl = \sqrt{3}r_0 i \frac{l^2}{2} \Big|_0^L = \sqrt{3}r_0 i \frac{L^2}{2}$$

Сумарне навантаження на всій лінії довжиною  $L$  дорівнює  $I = iL$ , отже

$$\Delta U = \sqrt{3}r_0 I \frac{L}{2}.$$

З цієї формули видно, що рівномірне розподілене навантаження можна замінити сумарним зосередженим навантаженням, прикладеним в середині розглянутої лінії.

Якщо розрахунок в потужностях, то  $p = \sqrt{3}Ui$  активне навантаження на одиницю довжини. Повне навантаження  $P = pl = \sqrt{3}UI$ . Підставимо замість повного струму  $I$  повну потужність  $P$ .

$$\Delta U = \sqrt{3}r_0 \frac{L}{2} \frac{R}{\sqrt{3}U} = \frac{Pr_0 L}{2U}.$$

Отриманим правилом заміни рівномірно розподіленого навантаження сумарним можна скористатися в більш складних випадках, коли рівномірне навантаження є тільки на якийсь обмеженій ділянці лінії, а до інших ділянок приєднане зосереджене навантаження.

Метою розрахунку усталеного режиму електроенергетичної системи і окремих її районів є визначення параметрів даного режиму і зіставлення їх з допустимими значеннями.

Області допустимих значень параметрів усталовленого режиму визначаються у відповідності з вимогами ДСТУ 13109 97 про якість електроенергії на шинах споживачів.

При розрахунку усталовленого режиму визначаються:

- потоки потужності у кінцях поздовжніх ділянок мережі і в шунтах;
- струми у всіх ділянках і шунтах;
- напруги всіх вузлів мережі.

Алгоритм розрахунку розімкнутої мережі залежить від того, які параметри режиму задані як вихідні і які слід визначити в процесі.

Можливі три випадки:

- розрахунок усталовленого режиму по параметрам кінця лінії електропередавання;
- розрахунок режиму по параметрам початку лінії електропередавання;
- розрахунок режиму по заданим значенням навантажень і напруги балансуєчого вузла.

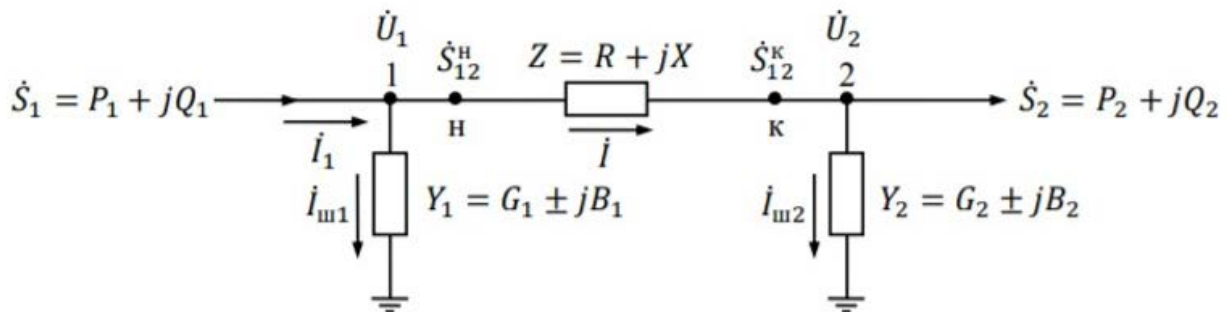


Рис. 4.12. Схема заміщення електромережі

*Алгоритм розрахунку*

1. Струм навантаження визначається зі співвідношення  $S_2 = \sqrt{3}U_2I_2$  як

$$I_2 = \frac{S_2^*}{\sqrt{3}U_2^*}$$

2. Струм у поперечній ділянці  $I_{ш2} = U_2Y_2/\sqrt{3}$ , тоді втрати потужності в шунті  $Y_2 = G_2 \pm jB_2$  мають вигляд:

$$\Delta S_{ш2} = \sqrt{3}U_2 I_{ш2} = \frac{\sqrt{3}U_2 U_2^* Y_2}{\sqrt{3}} = U_2^2 Y_2 = U_2^2 (G_2 \mp jB_2) = \Delta P_{ш2} \mp j\Delta Q_{ш2}.$$

У виразі знак «+» перед  $\Delta Q_{ш2}$  відповідає активно-індуктивному шунту (шунт трансформатора  $Y_T = G_T - jB_T$ ), знак «-» активно-ємнісному шунту (шунт повітряної лінії  $Y_L = G_L - jB_L$  з урахуванням втрат активної потужності на корону).

3. Струм у поздовжній ділянці визначається за першим законом Кірхгофа для вузла 2:

$$I = I_2 + I'_{ш2}.$$

4. Потік потужності в кінці ділянки 12

$$S_{12}^K = S_2 + \Delta S_{ш2} \text{ или } S_{12}^K = \sqrt{3}U_2 I^*$$

5. Втрати потужності в повздовжньому опорі  $Z$  визначаються через відомі струм  $I$  або потужність у кінці ділянки  $S_{12}^K$ :

$$\Delta S_{12} = \left(\frac{S_{12}^K}{U_2}\right)^2 Z = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_2^2} (R + jX) = \Delta P_{12} + j\Delta Q_{12}.$$

Таким чином,

$$\Delta P_{12} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_2^2} R; \quad \Delta Q_{12} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_2^2} X.$$

6. Потік потужності на початку ділянки 1-2

$$S_{12}^H = S_{12}^K + \Delta S_{12}$$

7. Напряга  $U^K$  вузла 1 визначається відповідно до позитивного напрямку струму від вузла 1 до вузла 2 як

$$U_1 = U_2 + \Delta U_{12}$$

8. Вектор падіння напруги на ділянці 1–2

$$\Delta \dot{U}_{12} = \Delta U_{12}^k + j\delta U_{12}^k = \frac{P_{12}^k R + Q_{12}^k X}{U_2} + j \frac{P_{12}^k X - Q_{12}^k R}{U_2}.$$

9. Втрати потужності в поздовжньому опорі  $Z$  визначаються через відомі:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{12}^k)^2 + (\delta U_{12}^k)^2}.$$

10. Кут зсуву вектора  $U^k$  відносно вектора  $U^k$ , що збігається з

$$\delta_{12} = \text{arctg} \frac{\delta U_{12}^k}{U_2 + \Delta U_{12}^k}.$$

11. За розрахованою напругою вузла 1 можна визначити струм шунта  $I^k$  і втрати в шунті  $Y_1 = G_1 \pm jB_1$ .

$$I_{ш1} = \frac{U_1 Y_1}{\sqrt{3}},$$

$$\Delta S_{ш1} = U_1^2 \hat{Y}_1 = \Delta P_{ш1} \mp j\Delta Q_{ш1}.$$

12. Потік потужності на початку лінії передавання  $S_1 = S_{12}^H + \Delta S_{ш1}$ , струм  $I_1 = I + I_{ш1}$ .

Втрати потужності в елементах електричної мережі визначені в процесі розрахунку режиму і складаються з втрат у поздовжньому елементі  $\Delta S_{12} = \Delta S_{л}$  і втрат у шунтах  $\Delta S_{ш} = \Delta S_{ш1} + \Delta S_{ш2} = \Delta S_{шпер}$ .

Таким чином, виконано повний електричний розрахунок усталеного режиму і визначено його параметри. Векторна діаграма напруг лінії електропередавання відповідає рисунку 4.13.

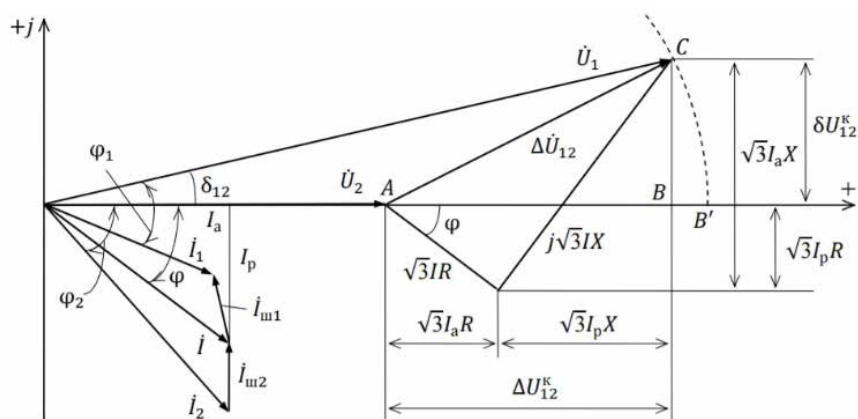


Рис. 4.13. Векторна діаграма струмів і напруг ділянки мережі за даними кінця лінії електропередавання.

### 4.3. Порядок виконання роботи

1. Зібрати схему, представлену на рис. 4.14.
2. Перед увімкненням стенда необхідно переконатися, що на панелі стенда є тільки необхідні для проведення даного дослідження перемички, перемикач SA1 знаходиться в положенні «Ун», перемикач SA3 – у положенні «Ун», тумблер SA2 в положенні "Вимк".
3. Перемикачами SA4, SA5, SA6 встановити необхідні активні опори ліній.
4. Встановити перемикачами SA7, SA9 активні складові, перемикачами SA8, SA10 індуктивні складові, перемикачами SA20...SA23, SA30...SA33 ємнісні складові опорів навантажень.
5. Підключити стенд до трифазної мережі (увімкнути автоматичний вимикач QF1 "Мережа"). Увімкнути тумблер Q1 SA19 (у верхнє положення).
6. Тумблером SA2 підключити трансформатор до мережі.
7. Проаналізувати значення струмів та напруг у ділянках ліній (амперметри) PA11, PA21, PA31, вольтметри PV11, PV21, PV31).
8. Повторити вимірювання різних значень навантажень, опорів ліній у кількох положеннях перемикачів SA1 і SA3.
9. Порядок завершення роботи:
  - Вимкнути тумблер SA2. Вимкнути тумблер Q1 SA19 (у нижнє

положення).

- Вимкнути автоматичний вимикач QF1 " *Мережа* ".
- Розібрати схему досліду.

#### **4.4. Зміст звіту**

У звіті потрібно вказати назву лабораторної роботи, мету, порядок виконання, коротку інформацію про теоретичні відомості до роботи, накреслену електричну схему, таблицю із занесеними показниками, висновки про виконану роботу.

#### **4.5. Контрольні питання**

1. Які основні параметри розімкнутої розподільної мережі необхідно вимірювати для забезпечення ефективного передавання електроенергії?
2. Як вимірювати напругу, струм та потужність у розімкнутій розподільній мережі?
3. Якими методами вимірюються активна та реактивна потужність в розімкненій мережі?
4. Які можливі причини відхилень параметрів розімкненої розподільної мережі від нормативних значень?
5. Які технічні засоби та обладнання використовуються для вимірювання параметрів розподільної електричної мережі?
6. Як здійснюється моніторинг втрат електроенергії та які методи вимірювання ефективності передавання енергії на розімкнених лініях?
7. Як вимірювання параметрів допомагає виявити потенційні проблеми з навантаженням та перевантаженням розподільної мережі?
8. Як забезпечити безпеку персоналу під час вимірювань на розімкненій розподільній мережі?
9. Як аналізувати дані, отримані під час вимірювання параметрів розімкненої розподільної мережі для оптимізації її роботи?

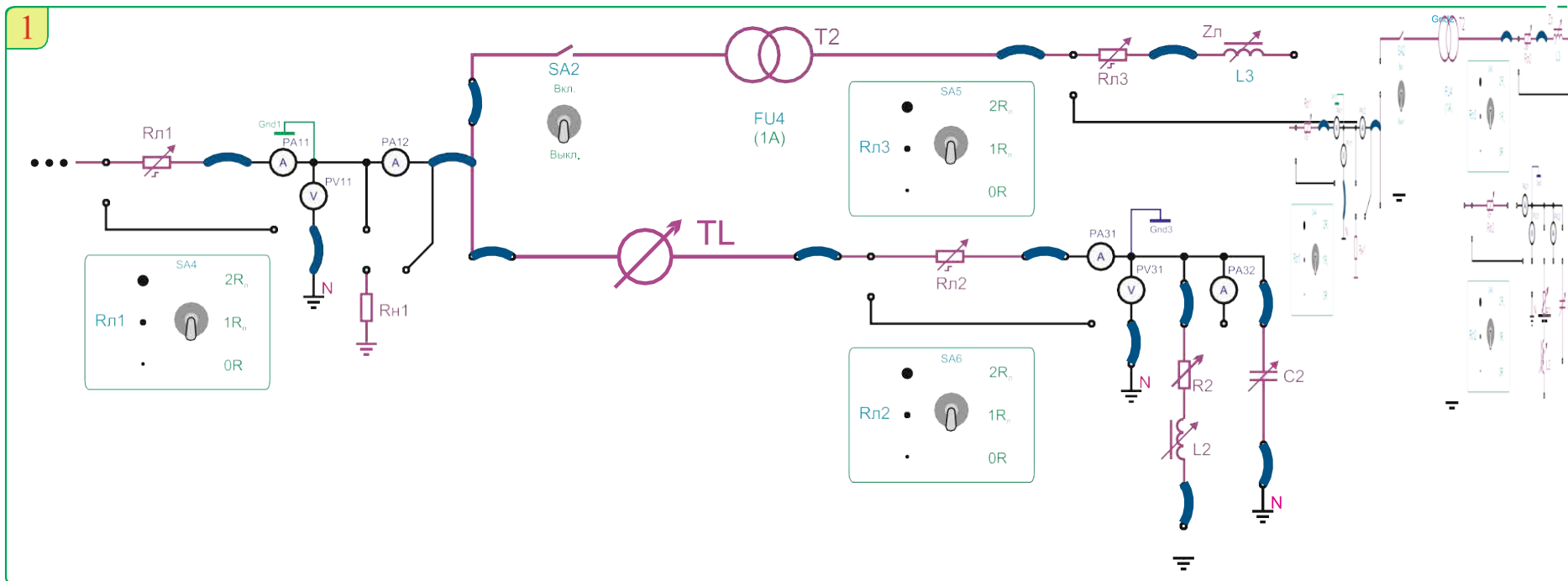


Рис. 4.14. Розімкнена розподільна електрична мережа.

## ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 5

### ВПЛИВ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА ПАРАМЕТРИ УСТАНОВЛЕНОГО РЕЖИМУ РОБОТИ РОЗІМКНЕНОЇ РОЗПОДІЛЕНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

**Мета роботи:** дослідити вплив компенсації реактивної потужності на параметри установленого режиму роботи розімкненої розподіленої електричної мережі.

#### **5.1. Завдання до лабораторної роботи**

1. Ознайомитися із теоретичними відомостями щодо впливу компенсації реактивної потужності на параметри установленого режиму роботи розімкненої розподіленої електричної мережі.

2. Скласти схему та за допомогою навчального стенду виконати дослідження впливу компенсації реактивної потужності на параметри установленого режиму роботи розімкненої розподіленої електричної мережі.

3. Оформити звіт про виконані дослідження впливу компенсації реактивної потужності на параметри установленого режиму роботи розімкненої розподіленої електричної мережі.

4. Оформити звіт із власними висновками про виконану роботу.

#### **5.2. Теоретичні відомості [5]**

Активну потужність електричної мережі одержують від генераторів електростанцій, що є єдиним джерелом активної потужності. На відміну від активної потужності реактивна потужність може генеруватися не тільки генераторами, але і пристроями, що компенсують – конденсаторами, синхронними компенсаторами або статичними джерелами реактивної потужності (ДРП), які можна установити на підстанціях електричної мережі.

Компенсацією реактивної потужності називають її вироблення або споживання за допомогою пристроїв, що компенсують. Проблема компенсації

реактивної потужності в електричних мережах має велике значення по наступним причинам:

1. У промисловості спостерігається випереджуюче зростання споживання реактивної потужності у порівнянні з активною.

2. У міських електромережах зросло споживання реактивної потужності, викликане ростом побутових навантажень.

3. Збільшується споживання реактивної потужності в сільських електричних мережах.

Компенсація реактивної потужності застосовується для декількох цілей:

1. Забезпечення балансу реактивної потужності.
2. Зниження втрат електричної енергії в мережі.
3. Для регулювання напруги.

Для зменшення реактивної потужності у лініях і трансформаторах, джерела реактивної потужності повинні розміщувати поблизу місць її споживання. При цьому передавальні елементи мережі розвантажуються по реактивній потужності, чим досягається зниження втрат активної потужності і напруги. Ефект установки КП наприкінці лінії ілюструється рисунком 5.1. Тут наведені схеми заміщення і векторні діаграми струмів і потужностей.

Без застосування пристроїв, що компенсують, у лінії протікає струм і потужність навантаження  $I_n = I_n + jI_n$ ,  $S_n = P_n + jQ_n$ .

При установці пристроїв, що компенсують, реактивний струм і реактивна потужність у лінії зменшуються на величину реактивного струму і реактивної потужності, що генеруються у пристрої, струм  $I_k$ , що компенсує і  $Q_k$ . У лінії будуть протікати менші за модулем струм і потужність рівні

$$\dot{I}_n = I_n' + j(I_n'' - I_k), \quad \dot{S}_n = P_n + j(Q_n - Q_k).$$

Внаслідок застосування пристроїв, що компенсують, на підстанції при незмінній потужності навантаження реактивні потужності і струм у лінії зменшуються, лінія розвантажується по реактивній потужності. При цьому в лінії зменшуються втрати потужності і втрати напруги, що впливає з формул:

$$\Delta P_{\pi} = \frac{P_H^2 + (Q_H - Q_K)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} R_{\pi}; \quad \Delta Q_{\pi} = \frac{P_H R_{\pi} + (Q_H - Q_K) X_{\pi}}{U_{\text{НОМ}}}$$

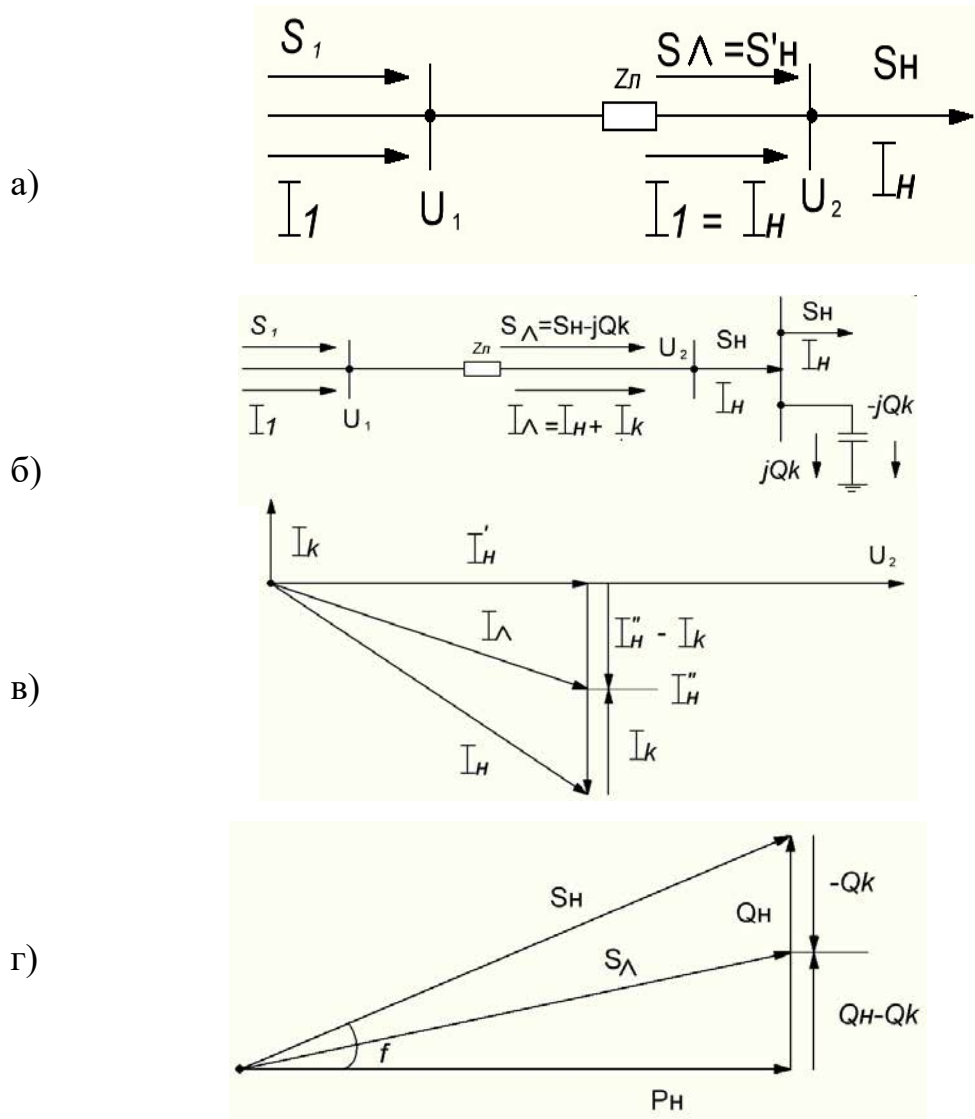


Рис. 5.1. Компенсація реактивної потужності: а), б) – струми і потоки потужності до і після компенсації; в) – векторна діаграма струмів; г) – трикутник потужностей.

### Пристрої, що компенсують батареї конденсаторів (БК)

БК являють собою окремі конденсатори потужністю до 125 кВар, зібрані разом шляхом послідовно паралельного з'єднання М послідовно ввімкнених конденсаторів у N паралельних ділянках.

Конденсаторні батареї, призначені для генерування реактивної потужності й у такий спосіб підвищення  $\cos\varphi$  у вузлах завантаження й у споживачів,

називаються косинусними і вмикаються за шунтовою схемою, тобто є пристроями поперечної компенсації.

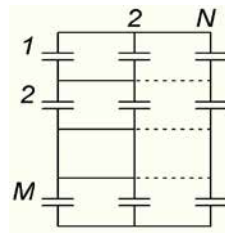


Рис. 5.2. Послідовно-паралельне з'єднання батареї конденсаторів

Конденсатори випускаються в однофазному і трифазному виконаннях на номінальну напругу 0,22–10,5 кВ. Одинична потужність конденсаторів складає 10-125 кВар. Шунтові конденсаторні батареї застосовуються на напругах до 110 кВ. Збільшення робочої напруги БК досягається збільшенням числа послідовно включених конденсаторів. Для збільшення потужності БК застосовують паралельне з'єднання конденсаторів. Число послідовно ввімкнених конденсаторів визначається за формулою:

$$N = \frac{U_{\text{БК max}}}{\sqrt{3} U_{\text{К ном}} K_p},$$

де  $U_{\text{БК max}}$  - максимальна лінійна напруга в точці приєднання БК;

$U_{\text{К ном}}$  - номінальна напруга конденсатора;

$K_p$  - коефіцієнт, що враховує розкид параметрів конденсаторів,  $K_p = 0,92 \dots 0,95$ .

Кількість паралельно ввімкнених конденсаторів дорівнює  $M = \frac{Q_{\text{БК}}}{Q_{\text{К ном}}}$ ,

де  $Q_{\text{БК}}$  - необхідна потужність БК;

$Q_{\text{К ном}}$  - номінальна потужність конденсатора.

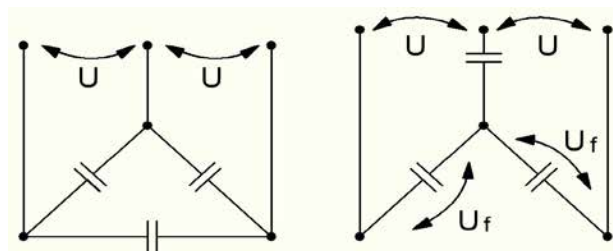


Рис. 5.3. Схеми з'єднання конденсаторів

При з'єднанні конденсаторів зіркою потужність батареї дорівнює:

$$Q_{БК} = \frac{3U_{\phi}^2}{X_c} = 3U_{\phi}^2 \omega C = U_{\text{НОМ}}^2 \omega C .$$

При з'єднанні в трикутник з використанням таких же конденсаторів потужність БК дорівнює:

$$Q_{БК} = \frac{3U_{\phi}^2}{X_c / 3} = 9U_{\phi}^2 \omega C = 3U_{\text{НОМ}}^2 \omega C .$$

Ця потужність у три рази більше, ніж при з'єднанні конденсаторів зіркою. При напрузі до 1000 В (1кВ) конденсатори вмикають трикутником. На напругу 6 кВ і вище з'єднання виконується тільки за схемою зірка з ізолюваною або глухозаземленою нейтраллю в залежності від режиму нейтралі мережі, у якій встановлюються БК.

Батареї конденсаторів бувають регульовані і нерегульовані. У нерегульованих кількість конденсаторів незмінна, а величина реактивної потужності залежить тільки від квадрату напруги. У регульованих батареях конденсаторів автоматично або вручну змінюється кількість ввімкнених конденсаторів. Випускаються регульовані комплектні батареї конденсаторів на напругу 0,38; 6; 10 кВ, укомплектовані пускорегулюючим пристроєм, необхідним для автоматичної ступеневої зміни потужності батареї (контакторами або вимикачами).

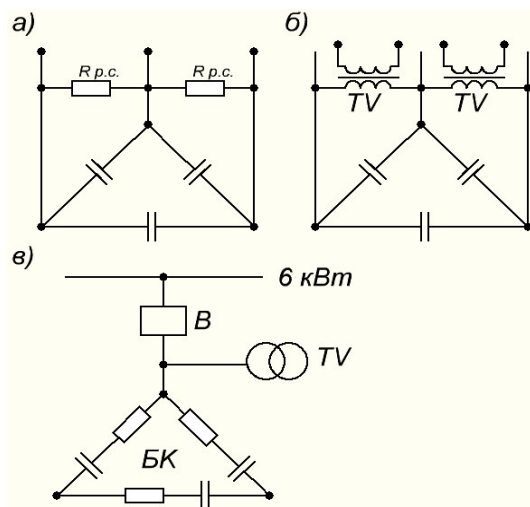


Рис. 5.4. Схеми з'єднання конденсаторів із засобами регулювання

Одноступінчате регулювання полягає у відімкненні або ввімкненні всіх конденсаторів батареї, багатоступінчате – у відімкненні або ввімкненні окремих секцій батареї укомплектованих контакторами.

При відімкненні конденсаторів необхідна їх автоматична (без участі чергового персоналу) розрядка на активний опір, приєднаний до батареї. Як розрядний опір для конденсаторів 6-10 кВ використовується активний опір трансформаторів (ТВ) напруги. Для БК до 1 кВ застосовують спеціальні розрядні опори  $R_{p.c}$ . Захист конденсаторів здійснюється головними запобіжниками, що вмикаються по одному в коло кожного конденсатора. Крім того, батарея в цілому захищається вимикачем.

### Синхронні компенсатори (СК).

Синхронний компенсатор – це синхронний двигун, що працює в режимі холостого ходу без навантаження на валу. Споживана ним активна потужність дорівнює нулю  $P = 0$ , якщо невраховувати втрати холостого ходу. СК завантажений тільки реактивним струмом. У порівнянні зі звичайним синхронним двигуном СК виготовляються з полегшеними ротором і валом, вони мають менші розміри і вагу. Синхронні компенсатори встановлюються на великих підстанціях з напругою 220 кВ і вище і приєднуються до обмотки низької напруги автотрансформаторів. Також СК встановлюються на вимкнених підстанціях, що живляться по завантаженим ЛЕП.

Схема заміщення СК і його векторні діаграми показані на рисунку 5.5,  $E_q$  ЕРС компенсатора,  $U_c$  напруга мережі в точці підключення СК.

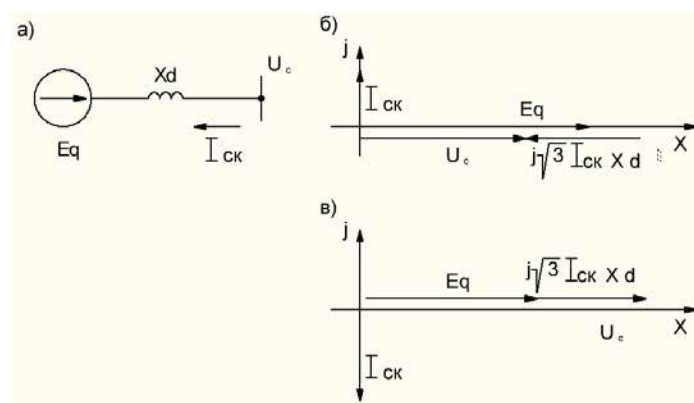


Рис. 5.5. Схема заміщення й векторні діаграми СК

$$\dot{E}_q = \dot{U}_c - j\sqrt{3}\dot{I}_{ск} X_d; \quad \dot{I}_{ск} = \frac{U_c - \dot{E}_q}{j\sqrt{3}X_d} = -j\frac{U_c - \dot{E}_q}{\sqrt{3}X_d} = j\frac{\dot{E}_q - U_c}{\sqrt{3}X_d}.$$

Реактивна потужність дорівнює

$$\dot{Q}_{ск} = \sqrt{3}U_c \dot{I}_{ск} = \sqrt{3}\dot{U}_c j\frac{\dot{E}_q - U_c}{\sqrt{3}X_d} = jU_c \frac{\dot{E}_q - U_c}{X_d}.$$

Значення і знак реактивної потужності СК залежать від співвідношення між ЕРС  $E_q$  і напругою мережі  $U_c$ . ЕРС  $E_q$  визначається значенням струму збудження, причому росту струму збудження відповідає збільшення  $E_q$ .

Струм ротора, при якому  $E_q = U_c$  і СК генерує в мережу реактивну потужність, причому  $I_{ск}$  випереджає напругу  $U_c$  на  $90^\circ$ . Зменшуючи струм ротора, можна одержати режим недозбудження, коли  $E_q < U_c$  і  $I_{ск}$  відстає на  $90^\circ$  від напруги  $U_c$ . У цьому режимі СК споживає реактивну потужність з мережі. Номінальна потужність СК  $Q_{скном}$  вказується для режиму перезбудження. За конструктивними особливостями у режимі недозбудження реактивна потужність складає 50% номінальної потужності СК.

Переваги СК:

1. плавне регулювання реактивної потужності;
2. можливість збільшення реактивної потужності, що генерується, при зниженні напруги, що відповідає позитивному регулюючому ефекту такого навантаження;
3. можливість як видачі, так і споживання реактивної потужності, тобто широкий діапазон регулювання.

До недоліків треба віднести їх високу вартість.

Синхронні двигуни, встановлені у споживачів, можуть бути використані як джерела реактивної потужності. Вони мають номінальний випереджаючий  $\cos\varphi = 0,9$  і працюють в номінальному режимі, видають реактивну потужність. У режимі недозбудження СД можуть споживати не більше 30% номінальної реактивної потужності двигуна.

*Реактори, що шунтують (ШР).*

ШР являють собою котушки індуктивності, розраховані на високу напругу і на протидію БК споживають реактивну потужність з мережі. ШР також є пристроями, що компенсують, тому що вони призначені для компенсації зарядної потужності ЛЕП високої напруги. Шунтуючі реактори розраховані на напругу 3,5 – 750 кВ і можуть приєднуватися до лінії, а також вмикатися на шини підстанції.

Реактор споживає реактивну потужність, що у зоні лінійності його електромагнітної характеристики залежить від квадрата напруги.

$$Q_{\text{шр}} = U^2 / (\omega L),$$

де  $L$  – індуктивність фази реактора. ШР є поперечними елементами мережі, що показано на його схемі заміщення.

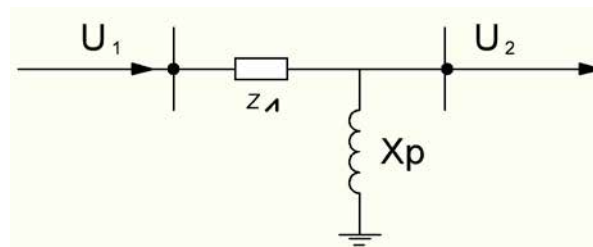


Рис. 5.6. Схема заміщення реактора, увімкненого у лінію

Нерегульований реактор характеризується тільки двома дискретними станами: “увімкнений” при цьому споживається номінальна реактивна потужність, “вимкнений” при цьому –  $Q_{\text{шр}}=0$ .

Регульовані реактори змінюють споживану реактивну потужність по сигналах керування, що більш ефективно для регулювання напруги і реактивної потужності. Керування реактором здійснюється в результаті зміни його параметрів за допомогою підмагнічування. Реактори з підмагнічуванням використовуються у фільтрах вищих гармонік, а також є ефективним засобом обмеження коливань напруги в електричних мережах.

Крім шунтуючих реакторів у електричних мережах застосовуються реактори, що заземлюють, для компенсації ємнісних струмів на землю і струмообмежуючі реактори для обмеження струму КЗ.

*Статичні джерела реактивної потужності (ДРП).*

ДРП призначені для плавного генерування або споживання реактивної потужності, що досягається в ДРП використанням нерегульованої батареї конденсаторів і ввімкненого паралельно з нею регульованого реактора.

На рисунку 5.7 показана принципова схема ДРП із паралельним з'єднанням керованого реактора і нерегульованої БК. Тиристорно-реакторна група ТРГ має систему керування СК. Керування потужністю реакторів здійснюється за допомогою паралельно з'єднаних керованих тиристорних перетворювачів. Схеми ДРП дуже різноманітні. Потужність таких пристроїв складає 25, 50 або 80 Мвар при напрузі 10 або 20 кВ. Сумарна потужність ДРП дорівнює  $Q_{\text{ДРП}} = Q_L - Q_c$ .

Величини реактивної потужності реактора і батареї конденсаторів визначаються в такий спосіб  $Q_L = U^2 / X_L = \text{var}$ ;  $Q_c = U^2 / X_c = \text{const}$ .

Діапазон зміни потужності ДРП визначається співвідношенням потужностей БК і реактора. Якщо БК і реактор мають однакову потужність і потужність реактора змінюється від нуля до номінальної, тоді потужність ДРП змінюється в діапазоні  $0 \leq Q_{\text{ДРП}} \leq Q_c$ . У цьому випадку ДРП генерує реактивну потужність. Якщо потужність реактора більше потужності батареї конденсаторів, тоді ДРП може працювати у режимі споживання реактивної потужності. Перехід з одного режиму в інший виконується плавно шляхом зміни кута відкриття тиристорів  $\alpha$ .

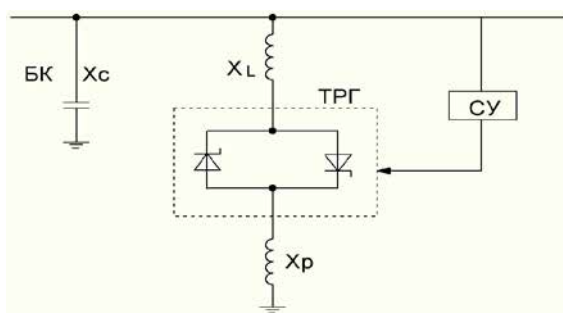


Рис. 5.7. Схема джерела реактивної потужності

*Застосування оптимізації і розміщення пристроїв, що компенсують.*

Ступінь оснащення пристроями, що компенсують,  $\gamma$  характеризується відношенням їхньої сумарної потужності в мегаварах до максимального

активного навантаження мережі у мегаватах  $\gamma = Q_k/P_{\max}$ . У більшості вітчизняних енергосистем цей показник не перевищує 0,25 – 0,3, що явно недостатньо. Для подолання відставання в оснащеності КП величина  $\gamma$  повинна бути доведена до 0,45 Мвар.

Розглянемо вибір і розміщення пристроїв, що компенсують, з умови рівності коефіцієнтів потужності на окремих підстанціях.

Реактивне навантаження  $i$ -ої підстанції.

Сумарна потужність реактивних навантажень усіх  $n$ -підстанцій

$$Q_i = P_i \operatorname{tg} \varphi_i.$$

Збалансована за допомогою КП сумарна реактивна потужність навантажень

$$Q_{\text{бал}} = \sum_{i=1}^n P_i \operatorname{tg} \varphi_i - \sum_{i=1}^n Q_{ki} = \sum_{i=1}^n P_i \operatorname{tg} \varphi_i - Q_{k\Sigma},$$

де  $Q_{k\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{ki}$  - сумарна потужність пристроїв, що компенсують.

Сумарна активна потужність навантажень усіх підстанцій у системі після встановлення КП практично не зміниться

$$P_{\text{бал}} = \sum_{i=1}^n P_i, \quad \text{тоді} \quad \operatorname{tg} \varphi_{\text{бал}} = \frac{Q_{\text{бал}}}{P_{\text{бал}}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \operatorname{tg} \varphi_i - Q_{k\Sigma}}{\sum_{i=1}^n P_i},$$

де  $\varphi_{\text{бал}}$  – кут трикутника сумарних потужностей усіх підстанцій після встановлення КП.

Пристрої, що компенсують, розставляються так, щоб на кожній підстанції кут  $\varphi_i$  дорівнював  $\varphi_{\text{бал}}$ . Тому після встановлення КП  $Q_{i\text{бал}} = P_i \operatorname{tg} \varphi_{\text{бал}}$ .

Звідси  $Q_{ki} = Q_i - Q_{i\text{бал}} = P_i \operatorname{tg} \varphi_i - P_i \operatorname{tg} \varphi_{\text{бал}}$ ,  $i=1, \dots, n$ ,  $\operatorname{tg} \varphi_i$  - коефіцієнт реактивної потужності  $i$ -ої підстанції.

Визначені в результаті розрахунку потужності  $Q_{ki}$  округляють до стандартних значень, що відповідають потужності комплектних установок конденсаторів. Застосовують і інші методи розміщення КП. Однак як і в попередньому способі, знаходиться сумарна потужність КП. Потім розв'язується

задача оптимального розміщення КП на підстанціях. Для вибору потужності КП і місць їхньої установки використовуються методи оптимізації. Ця задача має на меті перебування такого рішення, що забезпечує максимальний економічний ефект при дотриманні всіх технічних умов.

Розглянемо задачу оптимізації потужності КП на прикладі простої схеми, приведеної нижче.

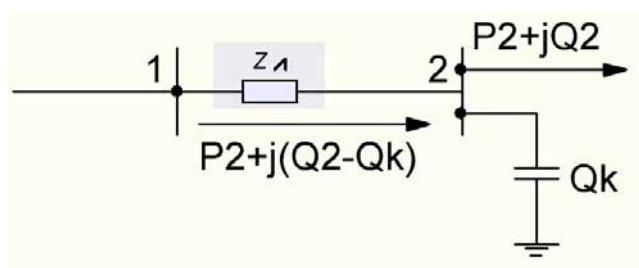


Рис. 5.8. Схема оптимізації потужності КП

Задача приймається при наступних допущеннях:

1. Не враховується вплив КП на режим напруги.
2. Питома вартість втрат потужності  $C_0$  приймається постійною.

3. Вартість пристроїв, що компенсують, приймається прямо пропорційною від їхньої потужності, тобто  $Z_k = Z_{ко} Q_k$ , де  $Z_{ко}$  - питоми витрати на КП, грн/кВар. Приймається, що напруги у вузлах 1 і 2 рівні  $U_{ном}$ . Тоді втрати активної потужності в лінії:

$$\Delta P = \frac{P_2^2 + (Q_2 - Q_k)^2}{U_{ном}^2} R_{\pi}$$

Цільова функція містить у собі вартість втрат потужності і пристроїв, що компенсують, тобто

$$Z = \frac{P_2^2 + (Q_2 - Q_k)^2}{U_{ном}^2} R_{\pi} C_0 + Z_{ко} Q_k$$

Вирішення задачі оптимізації потужності КП для мережі складається у визначенні такого значення потужності КП  $Q_{ко}$ , що відповідає мінімуму цільової

функції. Оптимальне значення  $Q_{\text{ко}}$  знаходиться з умови

$$\frac{\partial Z}{\partial Q_{\text{к}}} = -\frac{2(Q_2 - Q_{\text{к}})}{U_{\text{ном}}^2} R_{\text{л}} C_0 + 3_{\text{ко}} = 0 \Rightarrow Q_{\text{ко}} = Q_2 - \frac{3_{\text{ко}} U_{\text{ном}}^2}{2R_{\text{л}} C_0}.$$

Оптимальна величина реактивної потужності в лінії буде  $Q_2 - Q_{\text{ко}}$  і дорівнює

$$\frac{3_{\text{ко}} U_{\text{ном}}^2}{2R_{\text{л}} C_0}.$$

Задача оптимізації потужності КП для складної електричної мережі формулюється аналогічно. Оптимізація потужності КП зводиться до задачі квадратичного математичного програмування – пошуку мінімуму цільової функції, що залежить від квадратів потужностей КП у вузлах  $Q_{\text{кі}}$ , при обмеженнях у виді лінійних рівнянь балансів потужностей у вузлах (рівнянь першого закону Кірхгофа). У результаті розв'язання цієї задачі визначаються значення  $Q_{\text{коі}}$  у всіх вузлах, де можлива їхнє встановлення.

Повздовжня компенсація індуктивності ліній.

Напруга у споживача залежить від величини втрат напруги в мережі, що у свою чергу залежить від опору мережі. Наприклад, повздовжня складова падіння напруги в лінії дорівнює

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^{\text{к}} R_{12} + Q_{12}^{\text{к}} X_{12}}{U_2}, \text{ де } P_{12}^{\text{к}}, Q_{12}^{\text{к}}, U_2$$

потоки потужності і напруга наприкінці лінії;  $R_{12}$ ,  $X_{12}$  активний і реактивний опори лінії.

На рисунку 5.9 показаний характер залежності опору мережі від перерізу проводів. З графіка видно, що співвідношення активного і реактивного опорів для розподільних мереж і мереж живлення різні. У розподільних мережах активний опір більше реактивного, тобто  $r > x_0$ . У формулі основну роль виконує перший доданок чисельника  $P_{12}^{\text{к}}, R_{12}$ . При зміні перерізу ліній у розподільних мережах істотно змінює  $r_0$ ,  $R_{12}$ ,  $\Delta U_{12}$  й напруга споживача.

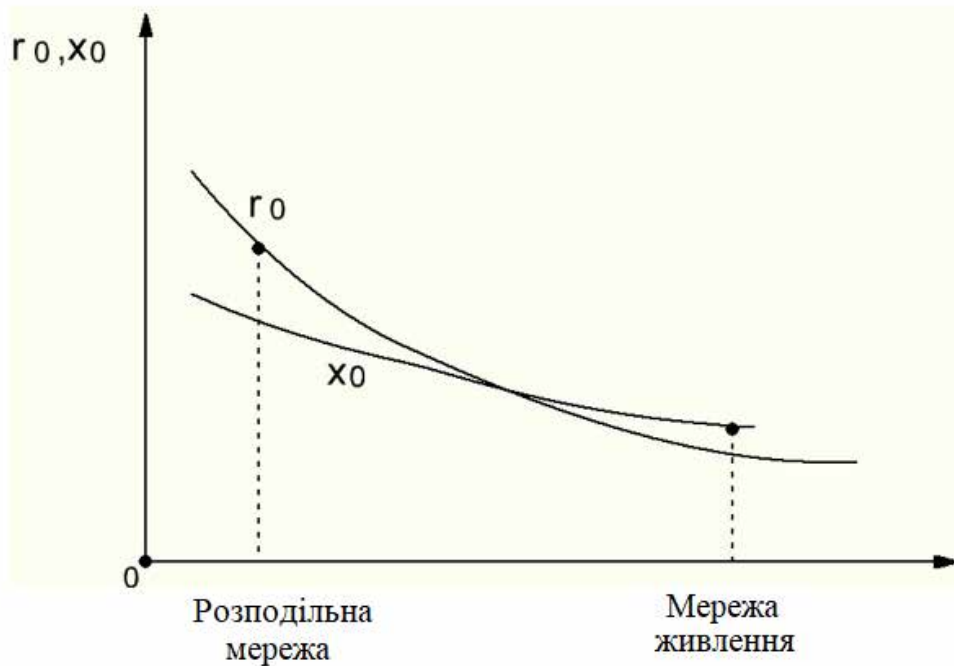


Рис. 5.9. Залежності опору мережі від перерізу проводів

Тому в цих мережах перерізи вибирають за допустимою втратою напруги. У районних мережах навпаки  $r_0 < x_0$ ,  $\Delta U_{12}$  тому в значній мірі визначається реактивним опором ліній, що мало залежить від перерізу. Вибирати переріз ліній у мережах живлення за допустимою втратою напруги економічно недоцільно.

Зміна реактивного опору використовується для регулювання напруги, щоб змінити реактивний опір необхідно включити в лінію конденсатори. Послідовне включення конденсаторів у лінію називають повздовжньою компенсацією.

Установка повздовжньої компенсації (УПК) дає можливість компенсувати індуктивний опір і втрату напруги в лінії. Векторна діаграма такого регулювання представлена на рисунку 5.10. Вона побудована по співвідношеннях струму у лінії створеного навантаженням.

$$\Delta \dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \sqrt{3} \dot{I}_2 (R_{12} + jX_{12}); \quad \Delta \dot{U}'_1 = \dot{U}_1 - \sqrt{3} \dot{I}_2 (R_{12} + jX_{12}) - \sqrt{3} \dot{I}_2 (-jX_c),$$

Величину  $-\sqrt{3}I_2X_c$  можна розглядати як негативне спадання напруги або як додаткову ЕРС, що вводиться в коло. Повздовжня (відрізок  $ac$ ) і поперечна

(відрізок  $cm$ ) складові спадання напруги у вихідній мережі рівні  $\Delta U = I_2 R_{12} \cos \varphi_2 + I_2 X_{12} \sin \varphi_2$ ;  $\delta U = I_2 X_{12} \cos \varphi_2 - I_2 R_{12} \sin \varphi_2$ . При компенсації подовжня складова (відрізок  $ad$ )  $\Delta U' = I_2 R_{12} \cos \varphi_2 + I_2 (X_{12} - X_c) \sin \varphi_2$ ; і поперечна (відрізок  $dn$ )  $\delta U' = I_2 (X_{12} - X_c) \cos \varphi_2 - I_2 R_{12} \sin \varphi_2$ .

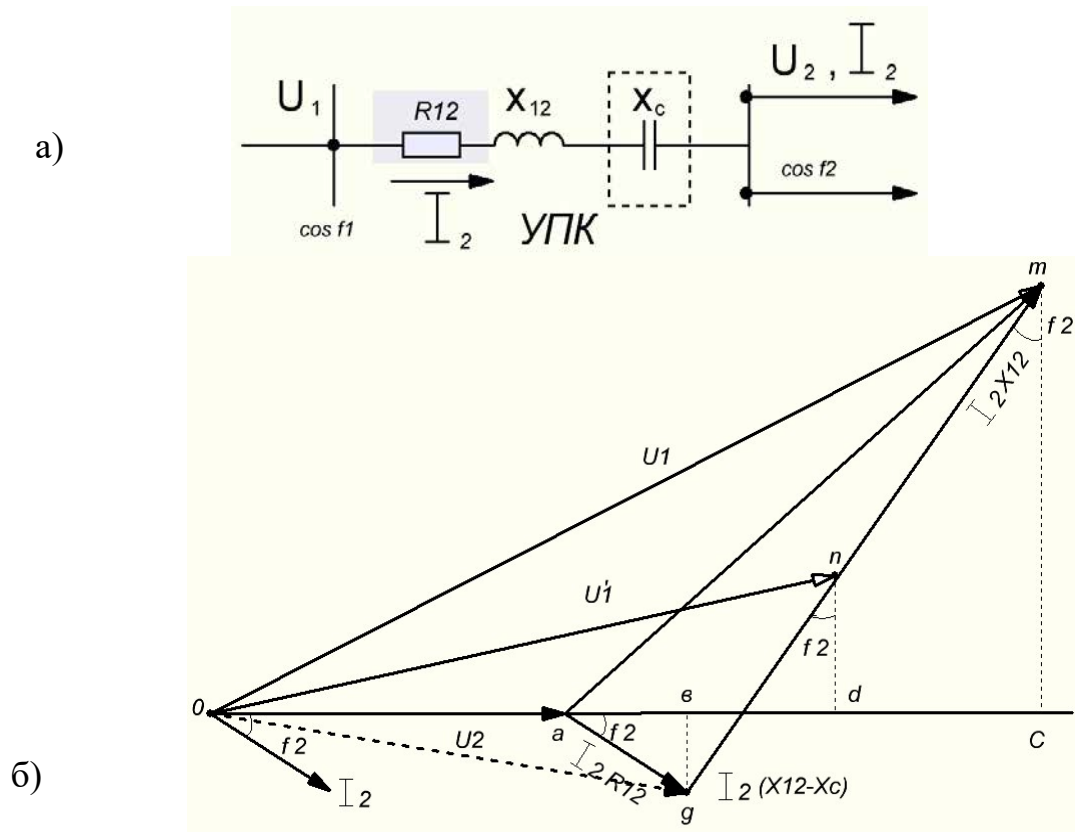


Рис. 5.10. Повздовжня компенсація індуктивності лінії: а) схема ввімкнення УПК, б) векторна діаграма напруг при використанні УПК.

З векторної діаграми випливає, що застосування УПК призводить до зменшення напруги на початку передавання, повздовжньої і поперечної складових спадання напруги. Для УПК відношення ємнісного опору конденсатора до індуктивного опору лінії, виражене у відсотках, називається відсотком компенсації  $C = X_c / X_{12} \cdot 100\%$ . На практиці застосовують тільки часткову компенсацію ( $C < 100\%$ ) реактивного опору лінії. Повна або надлишкова компенсація ( $C \geq 100\%$ ) у розподільних мережах, що безпосередньо живлять навантаження, звичайно не застосовуються, тому що це зв'язано з можливістю появи в мережі перенапруг.

Якщо подібна ємність конденсаторів така, щоб  $X_c = X_{12}$ , тобто забезпечити

повну компенсацію індуктивного опору лінії, то спадання напруги буде визначатися тільки активним опором лінії  $R_{12}$  і складові цього падіння будуть

$$\Delta U' = I_2 R_{12} \cos \varphi_2; \delta U' = -I_2 R_{12} \sin \varphi_2.$$

На діаграмі цей вектор  $og$ . Якщо має місце перекомпенсація, тобто  $X_c > X_{12}$ , то можна визначити таке значення  $X_c$ , при якому  $U_1 = U_2$ , тобто втрата напруги має значення, близьке до нуля. Тому що втрату напруги в місцевих мережах визначають по повздовжній складовій спадання напруги, тоді зазначеній умові буде відповідати рівняння:

$$\Delta U' = I_2 (R_{12} \cos \varphi_2 + (X_{12} - X_c) \sin \varphi_2) = 0.$$

$$R_{12} \cos \varphi_2 + (X_{12} - X_c) \sin \varphi_2 = 0 \Rightarrow X_c - X_{12} = R_{12} \operatorname{ctg} \varphi_2 \Rightarrow X_c = X_{12} + R_{12} \operatorname{ctg} \varphi_2.$$

Реактивний опір конденсаторів у цьому випадку компенсує не тільки індуктивний опір лінії, але до деякої міри і спадання напруги в активному опорі.

У більшості випадків немає необхідності домагатися, щоб  $U_1 = U_2$ , тому що потужність конденсаторів виходить у цьому випадку значною і витрати на їх встановлення не виправдовують одержуваної економії в перерізі проводів.

Для здійснення компенсації ввімкнемо конденсатор у деякій точці лінії за схемою, зображеною на рисунку 5.11.

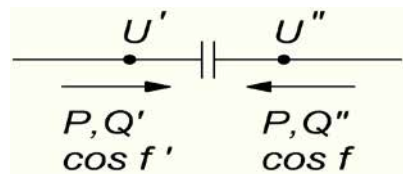


Рис. 5.11. Розрахункова схема мережі із конденсатором

Напруга на вхідних затискачах конденсатора дорівнює  $U'$ , а на вихідних  $U''$ . Активна потужність, що проходить через конденсатор, дорівнює  $P$ , коефіцієнт потужності з боку споживача дорівнює  $\cos \varphi$ , а зі сторони живлення  $\cos \varphi'$ . Тоді можна записати

$$P = \sqrt{3} U' I \cos \varphi' = \sqrt{3} U'' I \cos \varphi \Rightarrow U' \cos \varphi' = U'' \cos \varphi; \cos \varphi' = \frac{U''}{U'} \cos \varphi;$$

$$\operatorname{tg} \varphi' = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi'}}{\cos \varphi'} = \frac{\sqrt{(U')^2 - (U'')^2 \cos^2 \varphi}}{U'' \cos \varphi}.$$

Потужність конденсаторної батареї повинна бути рівною

$$Q_c = Q'' - Q' = P \operatorname{tg} \varphi - P \operatorname{tg} \varphi' = P(\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi')$$

З урахуванням вище записаної формули отримаємо

$$Q_c = P \frac{\sin \varphi}{\cos \varphi} - \frac{P \sqrt{(U')^2 - (U'')^2 \cos^2 \varphi}}{U'' \cos \varphi} = \frac{P}{\cos \varphi} \left[ \sin \varphi - \sqrt{\left(\frac{U'}{U''}\right)^2 - \cos^2 \varphi} \right]$$

У мережах з декількома навантаженнями місце установки повздожньої компенсації вибирають так, щоб, компенсуючи втрату напруги в найбільш завантаженій ділянці мережі, у той же час забезпечити припустимі умови напруги у всіх інших точках і не перевищити верхньої припустимої межі в точках, близьких до конденсаторів, і нижньої межі в найбільш віддалених точках. На рисунку приведена схема установки повздожньої компенсації.

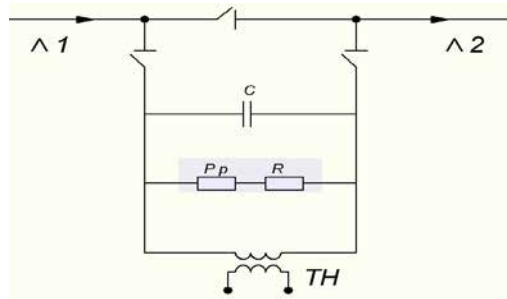


Рис. 5.15. Схема установки повздожньої компенсації

На схемі:  $L_1, L_2$  – лінія;  $C$  – конденсатор;  $PШ$  – шунтуючий роз'єднувач, що призначений для виводу конденсаторів з роботи; роз'єднувачі  $P$  і  $P$  – для відключення їх на ремонт;  $P_p$  – розрядник з струмообмежуючим резистором  $R$  для захисту від перенапруг при надструмах;  $ТН$  – трансформатор напруги, що призначений для вимірювання напруги, а також для розрядки конденсаторів при знятті напруги. При однаковому регулюючому ефекті потужність конденсаторів одержувана в 45 разів менше, ніж потужність звичайної конденсаторної батареї поперечної компенсації.

Переваги УПК:

1. Автоматичне і безінерційне регулювання напруги.

2. При однаковому регулюючому ефекті потужність БК, обраної тільки для регулювання напруги, менше ніж при поперечній компенсації.

Недоліки:

1. Можливі резонансні явища, що викликають вібрацію роторів двигунів.
2. Збільшення струмів короткого замикання.

3. При коротких замиканнях виникає небезпека появи на конденсаторах високої напруги. Тому для шунтування БК при КЗ застосовують швидкодіючі розрядники.

Найбільш ефективно застосування УПК для зниження відхилення напруги на перевантажених радіальних лініях. У мережах живлення УПК – складні в експлуатації і дорогі в установці. Необхідно застосовувати спеціальні засоби для їхнього захисту від перенапруг під час коротких замикань. УПК застосовують не тільки для регулювання напруги, але і для підвищення пропускної здатності лінії.

Розглянемо приклад розрахунку. Потрібно вибрати повздовжню компенсацію для мережі напругою 10 кВ із навантаженнями кВт і кВар і довжинами км, зазначеними на рисунку 5.16. Напруга в пункті живлення складає 10500 В. Допустима втрата напруги 8%.

Розв'язання. Знаходимо струми й економічні перерізи на ділянках.

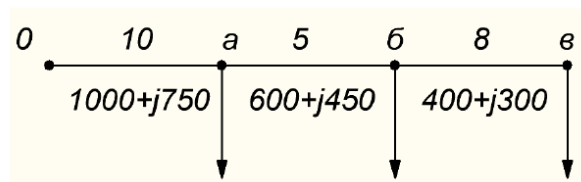


Рис. 5.16. Розрахункова схема мережі

Економічна щільність струму  $j = 1,1 \text{ А/мм}^2$

$$I_{0a} = \frac{\sqrt{1000^2 + 750^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 72,5 \text{ А}; \quad F_{\text{э}} = \frac{72,5}{1,1} = 66 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки А70,

$$I_{aб} = \frac{\sqrt{600^2 + 450^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 43,5 \text{ А}; \quad F_{\text{э}} = \frac{43,5}{1,1} = 39,5 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки А35

$$I_{\text{об}} = \frac{\sqrt{400^2 + 300^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 29 \text{ А}; \quad F_{\text{э}} = \frac{29}{1.1} = 26 \text{ мм}^2$$

Приймаємо провід марки А25.

Активні і реактивні опори, Ом/км

Ділянка	.....оа.....	аб.....	бв
$r_0$	.....0,412.....	0,83.....	1,14
$x_0$	.....0,345.....	0,366.....	0,377

Допустима втрата напруги  $\Delta U_{\text{доп}} = \frac{8\% \cdot 10000}{100} = 800 \text{ В}$ .

Втрати напруги на ділянках

$$\Delta U_{\text{оа}} = \frac{1000 \cdot 0,412 + 750 \cdot 0,345}{10} \cdot 10 = 670 \text{ В};$$
$$\Delta U_{\text{аб}} = \frac{600 \cdot 0,83 + 450 \cdot 0,366}{10} \cdot 5 = 332 \text{ В};$$
$$\Delta U_{\text{бв}} = \frac{400 \cdot 1,14 + 300 \cdot 0,377}{10} \cdot 8 = 455 \text{ В};$$

Повна втрата напруги  $\Delta U = 670 + 332 + 455 = 1457 \text{ В}$ , що значно перевищує допустимі 800 В.

Тому що в навантаженні **а** рівень напруги знаходиться в допустимих межах, а в навантаженні **б** втрата напруги складає  $670 + 332 = 1002 \text{ В}$ , то повздовжню компенсацію доцільно установити наприкінці ділянки **аб**. Напруга на вході буде

$$U' = 10500 - 670 - 332 = 9498 \text{ В}.$$

Необхідну напругу на виході (після конденсатора) отримуємо  $U'' = 10500 - 800 + 455 = 10155 \text{ В}$ . Коефіцієнт потужності у вузлі **б**

$$\cos \varphi = \frac{600}{\sqrt{600^2 + 450^2}} = 0.8; \quad \sin \varphi = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi} = \sqrt{1 - 0.8^2} = 0.6.$$

Визначаємо за формулою необхідну потужність конденсаторів

$$Q_c = \frac{P}{\cos\varphi} \left[ \sin\varphi - \sqrt{\left(\frac{U'}{U''}\right)^2 - \cos^2\varphi} \right] = \frac{600}{0.8} \left[ 0.6 - \sqrt{\left(\frac{9.49}{10.15}\right)^2 - 0.8^2} \right] = 90 \text{ кВар.}$$

Максимально можлива напруга на конденсаторі складає

$$U'' - U' = 10155 - 9498 = 657 \text{ В.}$$

Вибираємо конденсатори з номінальною напругою 1 кВ типу КПМ150, номінальний струм конденсатора  $I_H = 50\text{А}$ . Реактивний опір конденсатора визначаємо

$$X_c = \frac{Q_{\text{CH}}}{I_H^2} = \frac{50000}{50^2} = 20 \text{ Ом.}$$

Всього встановлюють три конденсатори – по одному конденсатору у фазу. Робимо перевірочний розрахунок втрат напруги в лінії. Втрата реактивної потужності в конденсаторах складає

$$Q_c = 3I^2 X_c = 3 \cdot 43.5^2 \cdot 20 = 114 \text{ квар}$$

Ця випереджальна потужність зменшує реактивну потужність, що протікає на ділянках **оа** та **аб** лінії. Новий розподіл потужності по лінії зображено на рисунку нижче.

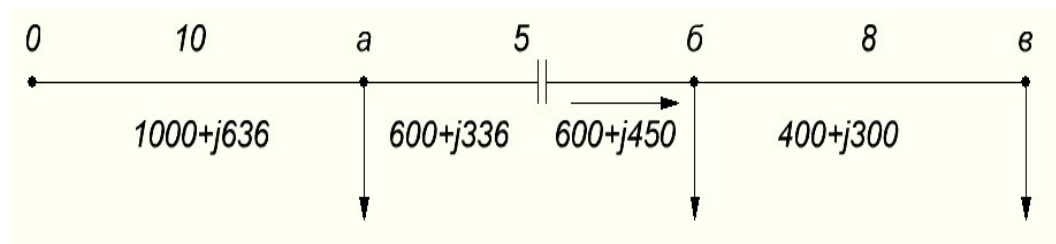


Рис. 5.17. Розрахункова схема мережі

Падіння напруги на конденсаторі буде негативним і дорівнюватиме

$$\Delta U_c = \frac{Q}{U} X_c.$$

Розраховуємо втрати напруги на ділянках

$$\Delta U'_{\text{оа}} = \frac{1000 \cdot 0,412 + 636 \cdot 0,345}{10} \cdot 10 = 632 \text{ В};$$

$$\Delta U'_{\text{аб}} = \frac{600 \cdot 0,83 + 336 \cdot 0,366}{10} \cdot 5 - \frac{450 \cdot 20}{10} = -589,5 \text{ В};$$

$$\Delta U'_{\text{бв}} = \frac{400 \cdot 1,14 + 300 \cdot 0,377}{10} \cdot 8 = 455 \text{ В};$$

Падіння напруги на БК пропорційне струму навантаження, та автоматично змінюється при його змінах, підтримуючи відхилення напруги електропередавання у невеликих межах навіть при істотних змінах їхньої потужності.

Сумарна втрата напруги до точки **в** складе:

$$\sum_{i=1}^3 \Delta U_i = 632 - 589,5 + 455 = 497,5 \text{ В}.$$

Це припустимо оскільки менше 800 В. Напруга в точках:

а)  $10500632=9868 \text{ В}$ ; б)  $9868+589,5=10457,5 \text{ В}$ ; в)  $10457,5455=10002,5 \text{ В}$ .

З отриманих результатів видно, що місце повздовжньої компенсації обрано правильно, тому що забезпечує прийнятний рівень напруги як у точці **б**, так і в точці **в**. Розташування УПК, наприклад, на початку ділянки **аб** не привело б до зменшення реактивної потужності на цій ділянці, досягнутій у даному випадку, а привело б до додаткових втрат а, отже, до зниження рівнів напруги.

Вплив компенсації реактивної потужності за допомогою конденсаторної батареї на параметри усталеного режиму роботи розімкнутої розподільної електричної мережі.

Електричний приймач, що використовує змінний струм (двигун, трансформатор) використовує дві форми енергії: активну і реактивну.

*Активна спожита енергія* (кВт·год) визначається активною потужністю  $P$  (кВт) електроприймачів (ЕП). Вона повністю переходить в механічну потужність (роботу) і в тепло (втрати).

*Реактивна спожита енергія* (квар·год) призначена для живлення магнітних ланцюгів електричних машин. Вона відповідає реактивній потужності  $Q$  (квар) ЕП.

*Повна енергія* (кВА·год) є векторною сумою двох попередніх видів енергії. Вона відповідає повній потужності  $S$  (кВ·А) ЕП, тобто векторній сумі  $P$  (кВт) і  $Q$  (квар).

*Активна і реактивна складники струму.*

Кожному виду потужності (активної та реактивної) відповідає струм. Активний струм ( $I_a$ ) збігається фазою з напругою мережі. Реактивний струм ( $I_r$ ) зсунутий на  $90^\circ$  щодо активного, або у бік відставання (індуктивне навантаження), або у бік випередження (ємнісне навантаження). Повний струм ( $I_t$ ) – це результуючий струм, що протікає по лінії від джерела до споживача.

$$I_t = \sqrt{I_a^2 + I_r^2}$$

$$I_a = I \cdot \cos \varphi$$

$$I_r = I \cdot \sin \varphi$$

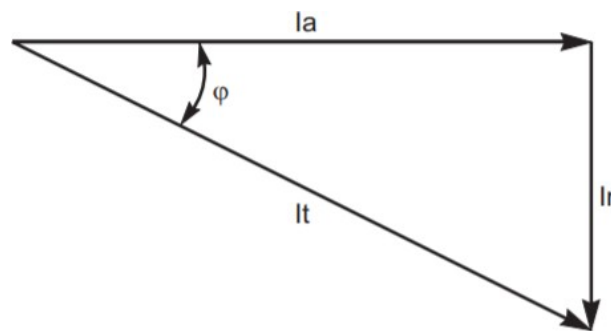


Рис. 5.18. Векторна діаграма струмів

*Активна і реактивна складники потужності.*

Попередня діаграма струмів справедлива також для потужностей, якщо помножити струми на загальну напругу  $U$ . Таким чином, можна, можливо визначити:

- повну потужність  $S = U \cdot I$  (кВА),
- активну потужність  $P = U \cdot I \cdot \cos \varphi$  (кВт),
- реактивну потужність  $Q = U \cdot I \cdot \sin \varphi$  (квар).

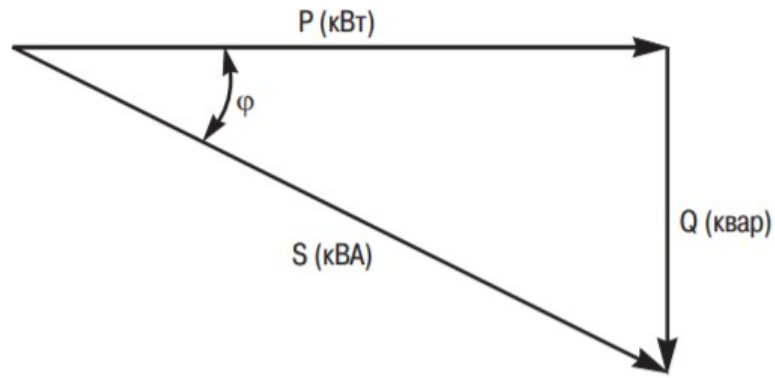


Рис. 5.19. Векторна діаграма потужностей

*Мета компенсації.*

Середнє значення реактивної потужності за період дорівнює нулю, тому що за цей час вона змінює свій напрямок чотири рази. Але циркуляція реактивної потужності через мережу призводить до серйозних технічних і економічних наслідків. На рис. 5.20 показано, що чим більша величина реактивної потужності, тим більші повні потужність і струм.

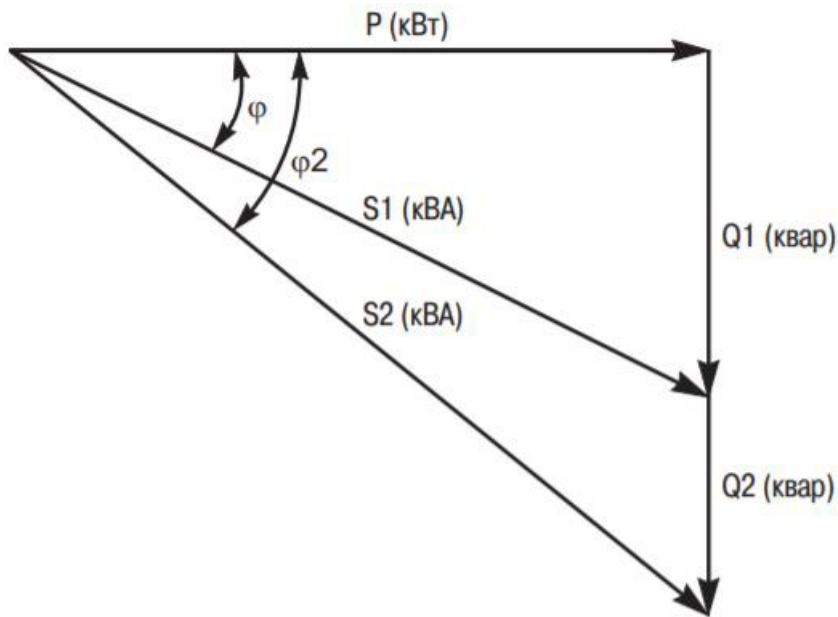


Рис. 5.20. Залежність повної потужності від реактивної

Таким чином, циркуляція реактивної потужності у розподільній мережі збільшує споживаний струм і викликає:

- навантаження трансформаторів;
- додаткове нагрівання кабелів живлення;
- додаткові втрати електроенергії, і значні втрати напруги.

За цих причин необхідно виробляти реактивну потужність за можливості ближче до навантаження, щоб уникнути її споживання з мережі. Таке рішення називається «компенсацією реактивної потужності». Щоб уникнути підвищених втрат у мережі, електропостачальна організація спонукає споживачів застосовувати такі рішення шляхом стягування штрафу при споживанні реактивної потужності більше встановленого значення.

Щоб виробити і поставити реактивну потужність індуктивним споживачам використовуються конденсатори.

Щоб зменшити повну потужність, що споживається з мережі з величини  $S_2$  до величини  $S_1$ , потрібно підключити конденсаторну батарею, що виробляє реактивну потужність  $Q_c$ , таку, щоб:  $Q_c = P \cdot (\operatorname{tg}\phi_2 - \operatorname{tg}\phi_1)$ .

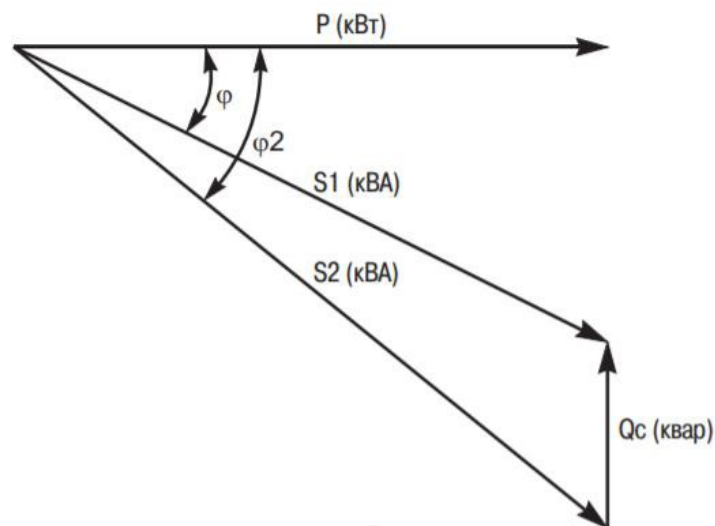


Рис. 5.21. Принцип компенсації реактивної потужності

*Вибір типу компенсації.*

Нерегульована (одноступінчаста) компенсація. Конденсаторна батарея працює за принципом «Все або нічого». Увімкнення може бути ручним (рубильник, або вимикач) або напівавтоматичним (за допомогою контактора, що керує електродвигуном). Цей тип компенсації використовується, якщо реактивна потужність невелика (<15% потужності трансформатора), а графік навантаження рівний.

Ступінчаста автоматично регульована компенсація. Конденсаторна батарея набирається з окремих секцій з можливістю підключати (зазвичай автоматично) потрібну їх кількість. Така батарея встановлюється на початку мережі, або на ділянці достатньої потужності та має можливість ступінчастого регулювання вироблюваної реактивної потужності. Увімкненням і вимкненням секцій керує реле контролю реактивної потужності.

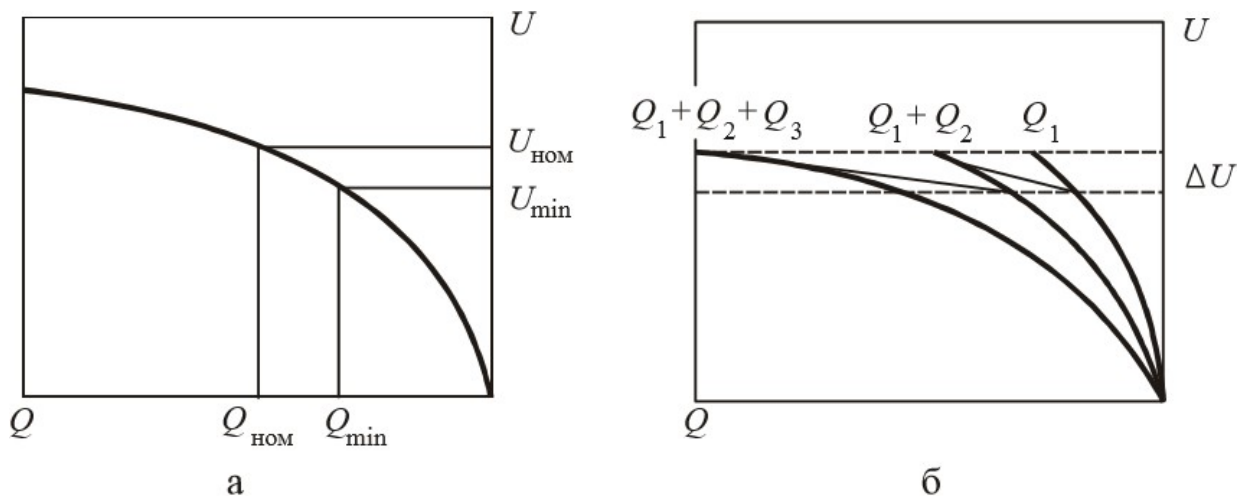


Рис. 5.22. Статичні характеристики конденсаторної установки, що складається з однієї (а) і трьох (б) секцій.

### 5.3. Порядок виконання роботи

1. Зібрати схему, представлену на рис. 5.23.

2. Перед увімкненням стенда необхідно переконатися, що на панелі стенда є тільки необхідні для проведення даного досліду перемички, перемикач SA1 знаходиться в положенні «Ун», перемикач SA3 – у положенні «Ун», тумблер SA2 в положенні «Вимк», тумблери SA20...SA23, SA30...SA33 в положенні «Вимк».

3. Перемикачами SA4, SA5, SA6 встановити необхідні активні опори ліній.

4. Встановити перемикачами SA7, SA9 активні складові, перемикачами SA8, SA10 індуктивні складові навантажень.

5. Підключити стенд до трифазної мережі (увімкнути автоматичний вимикач QF1 «Мережа»). Увімкнути тумблер Q1 SA19 (у верхнє положення).

6. Тумблером SA2 підключити трансформатор до мережі.

7. Значення струмів I<sub>1</sub>, I<sub>2</sub>, I<sub>3</sub> (амперметри PA11, PA31, PA21) і напруги U<sub>1</sub>, U<sub>2</sub>, U<sub>3</sub> (вольтметри PV11, PV31, PV21) на ділянках ліній занести в таблицю 5.1.

8. Змінюючи тумблерами SA20 ... SA23 ємність C1, оцінити вплив конденсаторної батареї на режим роботи лінії (підбираючи значення ємності C1, при якій відбувається помітна компенсація реактивної потужності навантаження R1L1).

9. Значення струмів I<sub>1</sub>, I<sub>2</sub>, I<sub>3</sub> (амперметри PA11, PA31, PA21) і напруги U<sub>1</sub>, U<sub>2</sub>, U<sub>3</sub> (вольтметри PV11, PV31, PV21) на ділянках ліній занести в таблицю 5.1.

10. Змінюючи тумблерами SA30 ... SA33 ємність C2, оцінити вплив конденсаторної батареї на режим роботи лінії (підбираючи значення ємності C2 при якій відбувається помітна компенсація реактивної потужності навантаження R2L2).

11. Значення струмів I<sub>1</sub>, I<sub>2</sub>, I<sub>3</sub> (амперметри PA11, PA31, PA21) і напруги U<sub>1</sub>, U<sub>2</sub>, U<sub>3</sub> (вольтметри PV11, PV31, PV21) на ділянках ліній занести в таблицю 5.1.

12. Повторити вимірювання для різних значень навантажень і опорів



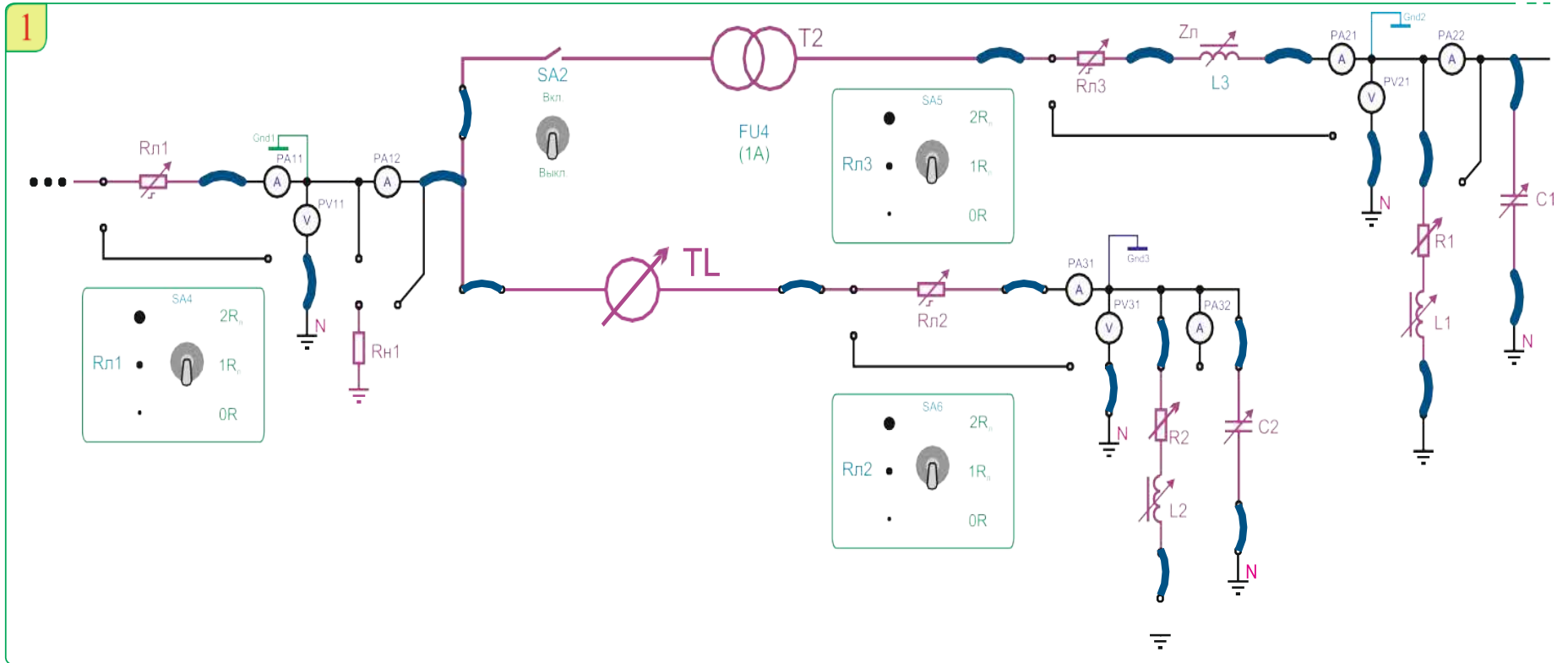


Рис. 5.23. Компенсація реактивної потужності за допомогою конденсаторної батареї розімкненої розподіленої електричної мережі.

#### **5.4. Зміст звіту**

У звіті потрібно вказати назву лабораторної роботи, мету, порядок виконання, коротку інформацію про теоретичні відомості до роботи, накреслену електричну схему, таблицю із занесеними показниками, висновки про виконану роботу.

#### **5.4. Контрольні питання**

1. Що називають компенсацією реактивної потужності? Як вона здійснюється за допомогою конденсаторної батареї?
2. Які основні переваги компенсації реактивної потужності для розімкнутої розподіленої мережі та її споживачів?
3. Як компенсація реактивної потужності впливає на розподіл струмів і напруг у мережі?
4. Які показники розподіленої мережі змінюються після встановлення конденсаторної батареї?
5. Як змінюється реактивна потужність внаслідок компенсації, та як впливає на фазні параметри?
6. Як визначити необхідну ємність конденсаторної батареї для компенсації реактивної потужності в розімкнутій розподіленій мережі?
7. Чи є обмеження або негативні наслідки від встановлення конденсаторної батареї в розподіленій мережі?
8. Як вплив компенсації реактивної потужності відображається на втратах електроенергії в мережі?
9. Як вплив компенсації реактивної потужності змінює ступінь навантаження ліній електропередавання?
10. Які можливі зміни у величині напруги, та як вони впливають на якість електричної енергії після компенсації реактивної потужності?

## ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 6

# СИМЕТРУВАННЯ НЕСИМЕТРИЧНОГО ТРИФАЗНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ЗА ДОПОМОГОЮ НЕСИМЕТРИЧНОЇ ТРИФАЗНОЇ КОНДЕНСАТОРНОЇ УСТАНОВКИ

**Мета роботи:** вивчити принцип симетрування напруги несиметричного трифазного навантаження шляхом поперечної компенсації реактивної потужності.

### 6.1. Завдання до лабораторної роботи

1. Ознайомитися із теоретичними відомостями щодо принципів симетрування напруги несиметричного трифазного навантаження шляхом поперечної компенсації реактивної потужності.

2. Скласти схему та за допомогою навчального стенду виконати дослідження впливу симетрування напруги несиметричного трифазного навантаження шляхом поперечної компенсації реактивної потужності.

3. Оформити звіт про виконані дослідження впливу симетрування напруги несиметричного трифазного навантаження шляхом поперечної компенсації реактивної потужності.

4. Оформити звіт із власними висновками про виконану роботу.

### 6.2. Теоретичні відомості

Автоматизація процесу симетрування і компенсації реактивної потужності у трифазних мережах.

У системах електропостачання промислових підприємств навантаження змінюється за випадковим законом. Зміна навантаження в часі призводить до того, що регулювання параметрів симетруючого пристрою здійснюється за ретроспективною інформацією величини навантаження і може призвести до погіршення якості електричної енергії.

У даній роботі розглянемо алгоритми управління симетруючими пристроями, за якими синтезовані структурні схеми симетруючих пристроїв.

У сучасних системах електропостачання для усунення несиметрії струмів і напруг і підтримки заданого  $\cos \phi$  використовуються спеціальні пристрої. Ці пристрої можуть працювати як в автоматичному, так і в неавтоматичному режимі. На рис. 6.1 і 6.2 наведено схеми регульованих симетричних пристроїв.

Найбільш перспективними є автоматичні симетруючі пристрої, що дозволяють підтримувати рівень несиметрії струмів або напруг в заданих межах при зміні навантаження. Автоматичні симетруючі пристрої повинні мати високу точність симетрування при заданому коефіцієнті потужності. З цієї вимоги зрозуміло, що автоматична система управління повинна розраховувати параметри та синтезувати схему пристрою у загальному випадку при довільному несиметричному навантаженні як для трипровідної, так і для чотирипровідної трифазної мережі. Як при симетруванні, так і при компенсації реактивної потужності використовуються реактивні елементи, тому ці два завдання об'єднуються в одне і з'являється можливість вирішити завдання симетрокомпенсування трифазних мереж.

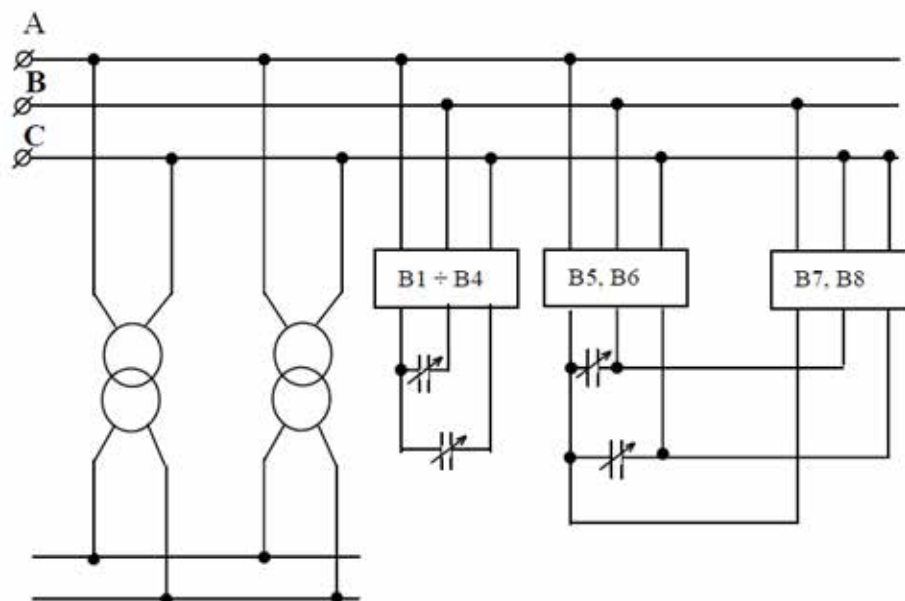


Рис. 6.1. Схема регульованого симетруючого пристрою на конденсаторних батареях

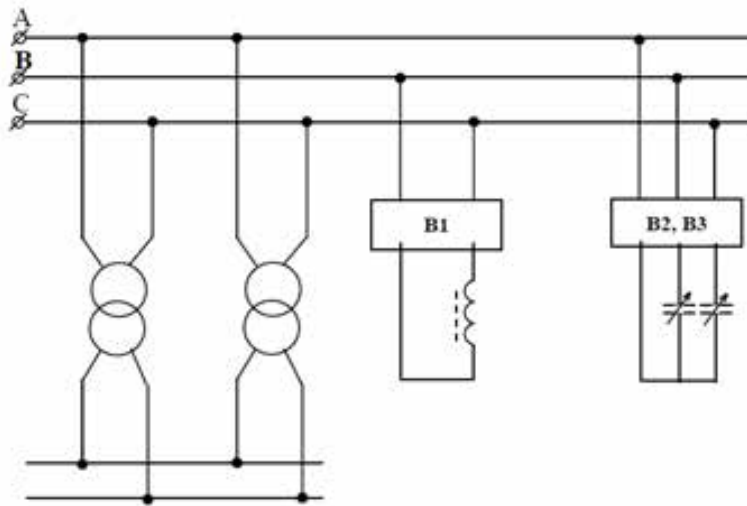


Рис. 6.2. Схема керованого симетруючого пристрою з індуктивними і ємнісними елементами

При вирішенні загального завдання симетрування потрібно враховувати властивості внутрішньої симетрії, властивою трифазній системі струмів: трифазна система напруг має вісь третього порядку, перпендикулярну до комплексної площині, тобто потрійний оберт навколо осі переводить систему в вихідне положення; при комплексному сполученні пряма і зворотна послідовності змінюються місцями.

Узагальнена структурна схема автоматичного симетруючого пристрою, представлена на рис. 6.3. Автоматичний симетруючий пристрій складається з наступних основних частин:

- блок вимірювальних трансформаторів (БТ);
- блок вимірювання інформації (БВ);
- блок розрахунку параметрів симетруючого пристрою (БРПСП);
- виконавчий орган (ВО).

У якості інформаційних величин для розрахунку параметрів системи керування можуть бути використані струми нульової та зворотної послідовностей, дійсні значення струмів навантаження, потужності навантаження, провідності навантаження.

Після розрахунку параметрів симетруючого пристрою, БРПСП здійснює регулювання величини реактивної потужності в кожній фазі виконавчого органу шляхом зміни кутів відкриття клапанів VD1...VD3. Змінюючи потужність реакторів LR1...LR3, ми тим самим знижуємо ємнісну потужність батареї конденсаторів (БК) в кожній фазі до заданого рівня. Несиметрична батарея конденсаторів здійснює симетрування трифазної мережі.

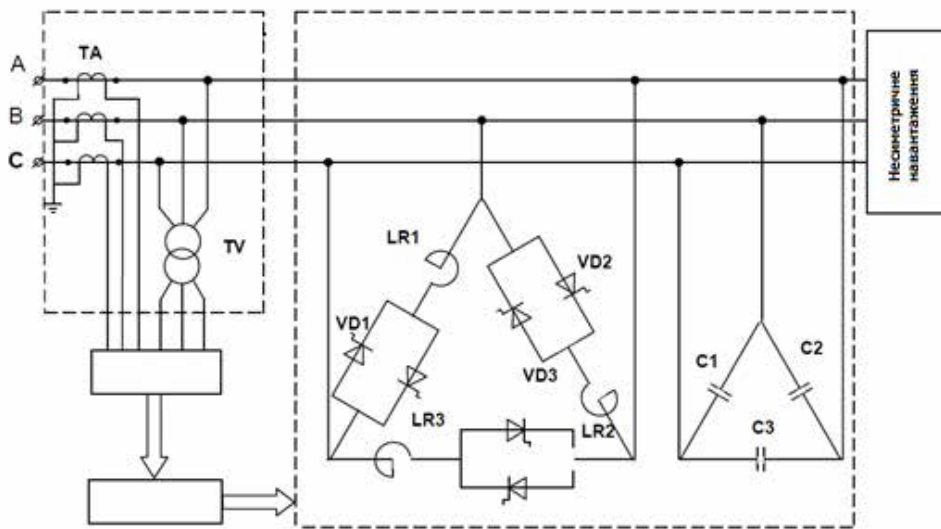


Рис. 6.3. Структурна схема автоматичного симетруючого пристрою

Загальний підхід до процесу симетрування, а також використання мікропроцесорної техніки дозволяє створити уніфіковану систему управління параметрами симетруючого пристрою для трипровідних і чотирипровідних мереж та для будь-якого способу симетрування: індивідуального, групового, центрального і комбінованого.

Автоматичне симетрування трифазних мереж струмом нульової і зворотної послідовності.

У автоматичних пристроях симетрування трифазних мереж в якості інформаційної величини можуть бути використані струми нульової та оберненої послідовності.

Запишемо параметри несиметричної частини симетруючого пристрою за допомогою струмів нульової і зворотної послідовності:

$$\left. \begin{aligned} \Delta Y_A &= -\frac{2j}{U} J_m \underline{I}_0; \\ \Delta Y_B &= -\frac{2j}{U} J_m a \underline{I}_0; \\ \Delta Y_C &= -\frac{2j}{U} J_m a^2 \underline{I}_0; \end{aligned} \right\} \quad (6.1)$$

$$\left. \begin{aligned} \Delta Y_{BC} &= -\frac{2j}{3U} J_m (\underline{I}_2 - \underline{I}_0); \\ \Delta Y_{CA} &= -\frac{2j}{3U} J_m (a^2 \underline{I}_2 - a \underline{I}_0); \\ \Delta Y_{AB} &= -\frac{2j}{3U} J_m (a \underline{I}_2 - a^2 \underline{I}_0). \end{aligned} \right\}$$

Підставляючи в вираз (6.1) комплекси струмів  $\underline{I}_0 = I_0 e^{-j\varphi_0}$  та  $\underline{I}_2 = I_2 e^{-j\varphi_2}$  отримаємо наступні вирази для визначення параметрів автоматичного симетруючого пристрою:

$$\left. \begin{aligned} \Delta b_A &= -\frac{2I_0}{U} \sin \varphi_0; \\ \Delta b_B &= -\frac{2I_0}{U} \sin(\varphi_0 - 120^\circ); \\ \Delta b_C &= -\frac{2I_0}{U} \sin(\varphi_0 + 120^\circ); \\ \Delta b_{BC} &= -\frac{2I_0}{3U} (I_2 \sin \varphi_2 - I_0 \sin \varphi_0); \\ \Delta b_{CA} &= -\frac{2I_0}{3U} [I_2 \sin(\varphi_2 + 120^\circ) - I_0 \sin(\varphi_0 - 120^\circ)]; \\ \Delta b_{AB} &= -\frac{2I_0}{3U} [I_2 \sin(\varphi_2 - 120^\circ) - I_0 \sin(\varphi_0 + 120^\circ)]. \end{aligned} \right\} \quad (6.2)$$

Співвідношення (6.2) дозволяють визначити параметри симетруючого пристрою за чинними значеннями струмів нульової  $I_0$  і зворотної послідовностей і зсуву фаз  $\varphi_0$  і  $\varphi_2$  цих струмів по відношенню до опорної напруги.

Співвідношення (6.2) покладено в основу роботи автоматичного пристрою симетрування трифазних мереж. Виконавчий орган виконаний шестиелементним: три елементи включені до трикутника, а три – до зірки. Тим самим за певних значень параметрів цих елементів забезпечується компенсація струмів як зворотної, так і нульової послідовностей. Реактивні провідності кожного із шести елементів регулюються незалежно від інших та виконані таким чином, що можуть приймати як індуктивний, так і ємнісний характер.

Розглянемо можливість симетрування трифазних трипровідних мереж. У цьому випадку  $I_0 = 0$ ,  $\Delta b_A = \Delta b_B = \Delta b_C = 0$ , тоді вирази (6.2) будуть значно спрощені і приймуть вигляд

$$\left. \begin{aligned} \Delta b_{BC} &= \frac{2I_2}{3U} \sin \varphi_2; \\ \Delta b_{CA} &= \frac{2I_2}{3U} \sin(\varphi_2 + 120^\circ); \\ \Delta b_{AB} &= \frac{2I_2}{3U} \sin(\varphi_2 - 120^\circ). \end{aligned} \right\} \quad (6.3)$$

Розглянуті алгоритми (6.2) і (6.3), і симетричні пристрої, що реалізують ці алгоритми, дозволяють визначити параметри симетруючих пристроїв за вимірними чинними значенням струмів нульової і зворотної послідовностей і фазових зсувів цих струмів щодо опорної напруги.

Автоматична компенсація струмів зворотної послідовності і реактивної потужності в трифазній мережі за провідності і потужності фаз навантаження.

Для симетрування трифазної мережі необхідно вивести формулу, яка зв'яже параметри симетруючого пристрою із провідностями фаз навантаження. Для цього запишемо вираз (6.1) для трифазної трипровідної мережі, тобто, коли  $I_0 = 0$ :

$$\left. \begin{aligned} \Delta Y_{BC} &= \frac{2j}{3U} J_m \underline{I}_2; \\ \Delta Y_{CA} &= \frac{2j}{3U} J_m a^2 \underline{I}_2; \\ \Delta Y_{AB} &= \frac{2j}{3U} J_m a \underline{I}_2. \end{aligned} \right\} \quad (6.4)$$

У виразі (6.4) виразимо параметри симетруючого пристрою через симетровані струми  $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$  і фазові зсуви цих струмів по  $\varphi_A$ ,  $\varphi_B$ ,  $\varphi_C$  відношенню до відповідних фазних напруг, тоді отримаємо

$$\left. \begin{aligned} \Delta b_{BC} &= -\frac{2}{3\sqrt{3}U} (I_B \cos \varphi_B - I_C \cos \varphi_C); \\ \Delta b_{CA} &= -\frac{2}{3\sqrt{3}U} (I_C \cos \varphi_C - I_A \cos \varphi_A); \\ \Delta b_{AB} &= -\frac{2}{3\sqrt{3}U} (I_A \cos \varphi_A - I_B \cos \varphi_B), \end{aligned} \right\} \quad (6.5)$$

де  $\cos \varphi_A$ ,  $\cos \varphi_B$ ,  $\cos \varphi_C$  - коефіцієнти потужності кожної фази.

Враховуючи,  $\frac{I_A}{U} = Y_A^H$ ,  $\frac{I_B}{U} = Y_B^H$ ,  $\frac{I_C}{U} = Y_C^H$ , вирази (6.5) запишемо у вигляді

$$\left. \begin{aligned} \Delta b_{BC} &= -\frac{2}{3\sqrt{3}} (Y_B^H \cos \varphi_B - Y_C^H \cos \varphi_C); \\ \Delta b_{CA} &= -\frac{2}{3\sqrt{3}} (Y_C^H \cos \varphi_C - Y_A^H \cos \varphi_A); \\ \Delta b_{AB} &= -\frac{2}{3\sqrt{3}} (Y_A^H \cos \varphi_A - Y_B^H \cos \varphi_B). \end{aligned} \right\} \quad (6.6)$$

або

$$\left. \begin{aligned} \Delta b_{BC} &= -\frac{2}{3\sqrt{3}} (g_B^H - g_C^H); \\ \Delta b_{CA} &= -\frac{2}{3\sqrt{3}} (g_C^H - g_A^H); \\ \Delta b_{AB} &= -\frac{2}{3\sqrt{3}} (g_A^H - g_B^H), \end{aligned} \right\} \quad (6.7)$$

де  $g_A^H = Y_A^H \cos \varphi_A$ ;  $g_B^H = Y_B^H \cos \varphi_B$ ;  $g_C^H = Y_C^H \cos \varphi_C$  - активні провідності фаз навантаження.

На рис. 6.4 наведено структурну схему симетруючого пристрою, що реалізує алгоритм (6.7).

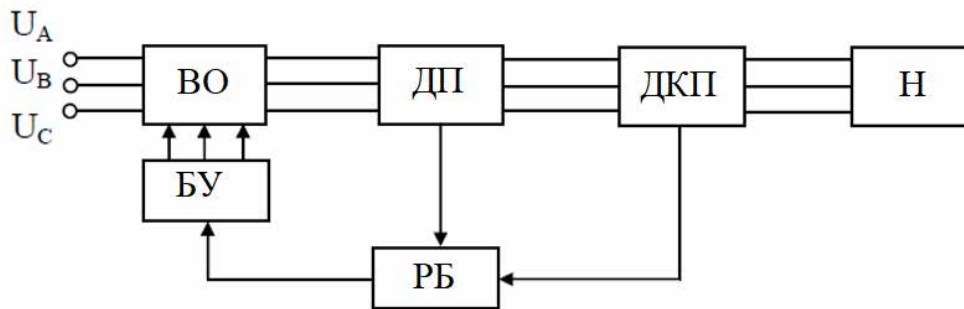


Рис. 6.4. Структурна схема пристрою автоматичного компенсування струму зворотної послідовності у трифазній мережі по провідності навантажень

Структурна схема пристрою містить виконавчий орган (ВО), несиметричне навантаження (Н), датчик провідності (ДП), датчик коефіцієнта потужності (ДКП), розрахунковий блок (РБ) і блок управління (БУ).

Розглянемо роботу симетруючого пристрої докладніше. На датчик ДП та ДКМ подається напруга та струм всіх фаз навантаження. У датчику ДП відбувається розподіл напруги на струм, тобто, виробляються сигнали, пропорційні провідності фаз навантаження. У датчику ДКМ одним з відомих способів вимірюють коефіцієнти потужності  $\cos \varphi_A$ ,  $\cos \varphi_B$ ,  $\cos \varphi_C$  кожної фази і утворюють сигнали пропорційні цим коефіцієнтам потужності. Сигнали з виходів датчиків ДП та ДКМ подаються на розрахунковий блок РБ, в якому виконуються операції перемноження сигналів з датчиків ДП і ДКМ для отримання сигналів, пропорційних активним провідностям  $g_A^H, g_B^H, g_C^H$  фаз, і операція визначення різниці сигналів. Потім отримані різницеві сигнали з виходів розрахункового блоку РБ надходять на блок управління БУ, що здійснює перебудову параметрів СУ у відповідності з виразами (6.7), справедливими для будь-якого трифазного навантаження.

Таким чином, розглянуто симетруючий пристрій, що застосовується для трипровідних трифазних мереж з будь-яким навантаженням (однофазним, двофазним, трифазним), параметри якого можуть довільно змінюватися в часі.

Розглянемо інший варіант симетрування трифазних трипровідних мереж, коли в якості інформаційного параметра використовується активна потужність фаз навантаження. Алгоритм роботи такого симетруючого пристрою виходить, якщо чисельник і знаменник кожного з виразів (6.5) помножити на  $U$ . Остаточно тоді отримаємо:

$$\left. \begin{aligned} \Delta b_{BC} &= -\frac{2}{3\sqrt{3}U^2} (P_B - P_C); \\ \Delta b_{CA} &= -\frac{2}{3\sqrt{3}U^2} (P_C - P_A); \\ \Delta b_{AB} &= -\frac{2}{3\sqrt{3}U^2} (P_A - P_B). \end{aligned} \right\} \quad (6.8)$$

Таким чином, співвідношення (6.8) однозначно визначає параметри симетруючого пристрою за активними розбіжностями потужностей у відповідних фазах.

Враховуючи, що інформаційним параметром є потужність, доцільно в даному випадку вирішити завдання компенсації реактивної потужності одночасно з симетруванням.

Співвідношення (6.8) визначає сумарне збільшення параметрів симетруючого пристрою (його симетричної і несиметричної частин) для забезпечення як симетрування струмів, так і заданого коефіцієнта потужності. Також визначає вибір симетричної частини системи управління для забезпечення коефіцієнта потужності  $\cos \varphi = 1$ .

$$\left. \begin{aligned} \Delta b_{BC} + b_0'' &= -\frac{1}{3U^2} \left[ \frac{Q}{3} + \frac{2}{\sqrt{3}} (P_B - P_C) \right]; \\ \Delta b_{CA} + b_0'' &= -\frac{1}{3U^2} \left[ \frac{Q}{3} + \frac{2}{\sqrt{3}} (P_C - P_A) \right]; \\ \Delta b_{AB} + b_0'' &= -\frac{1}{3U^2} \left[ \frac{Q}{3} + \frac{2}{\sqrt{3}} (P_A - P_B) \right]. \end{aligned} \right\} \quad (6.9)$$

Автоматичне симетрування трифазних мереж за струмом і напругою навантаження.

При симетруванні чотири- і трипровідних мереж зручно в якості інформаційної величини використовувати дійсні значення струмів навантаження. Для цього отримаємо вирази, що зв'язують параметри симетруючого пристрою з симетрованими струмами  $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$  і фазовими зсувами  $\varphi_A$ ,  $\varphi_B$ ,  $\varphi_C$  цих струмів по відношенню до відповідних фазних напруг (6.10).

$$\begin{aligned}
 \Delta b_C &= -\frac{2}{3} \frac{I_C \sin \varphi_C}{U} + \frac{1}{3} \frac{I_A \sin \varphi_A}{U} - \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{I_A \cos \varphi_A}{U} + \\
 &\quad + \frac{1}{3} \frac{I_B \cos \varphi_A}{U} + \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{I_B \sin \varphi_B}{U}; \\
 \Delta b_{BC} &= -\frac{2}{3\sqrt{3}} \frac{I_B \cos \varphi_B}{U} + \frac{2}{3\sqrt{3}} \frac{I_C \cos \varphi_C}{U}; \\
 \Delta b_{CA} &= -\frac{2}{3\sqrt{3}} \frac{I_C \cos \varphi_C}{U} + \frac{2}{3\sqrt{3}} \frac{I_A \cos \varphi_A}{U}; \\
 \Delta b_{AB} &= -\frac{2}{3\sqrt{3}} \frac{I_A \cos \varphi_A}{U} + \frac{2}{3\sqrt{3}} \frac{I_B \cos \varphi_B}{U}. \\
 \\
 \Delta b_A &= -\frac{2}{3} \frac{I_A \sin \varphi_A}{U} + \frac{1}{3} \frac{I_B \sin \varphi_B}{U} - \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{I_B \cos \varphi_B}{U} + \\
 &\quad + \frac{1}{3} \frac{I_C \sin \varphi_C}{U} + \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{I_C \sin \varphi_C}{U}; \\
 \Delta b_A &= -\frac{2}{3} \frac{I_A \sin \varphi_A}{U} + \frac{1}{3} \frac{I_B \sin \varphi_B}{U} - \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{I_B \cos \varphi_B}{U} + \\
 &\quad + \frac{1}{3} \frac{I_C \sin \varphi_C}{U} + \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{I_C \sin \varphi_C}{U}; \\
 \Delta b_B &= -\frac{2}{3} \frac{I_B \sin \varphi_B}{U} + \frac{1}{3} \frac{I_C \sin \varphi_C}{U} - \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{I_C \cos \varphi_C}{U} + \\
 &\quad + \frac{1}{3} \frac{I_A \sin \varphi_A}{U} + \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{I_A \sin \varphi_A}{U};
 \end{aligned} \tag{6.10}$$

Слід зазначити, що при симетруванні трифазних трипровідних мереж алгоритм роботи симетруючого пристрою описується останніми трьома виразами (6.10). Таким чином, розглянуті симетруючі пристрої дозволяють

здійснити компенсацію струмів зворотної та нульової послідовностей у чотири та трипровідній трифазній мережі автоматично.

У тих випадках, коли, крім симетрування, необхідно здійснювати і компенсацію реактивної потужності, можна використовувати симетруючий пристрій, робота якого заснована на наступних математичних виразах (6.5). Ці вирази дозволяють визначити сумарні параметри системи управління (його симетричної та несиметричної частин) для здійснення як симетрування струмів, так і компенсації реактивної потужності.

$$\begin{aligned} b_{BC} &= \Delta b_{BC} + b_0'' = \frac{1}{U} \left[ -\frac{2}{3\sqrt{3}} (I_C \cos \varphi_C - I_B \cos \varphi_B) - \frac{Q}{9U} \right]; \\ b_{CA} &= \Delta b_{CA} + b_0'' = \frac{1}{U} \left[ -\frac{2}{3\sqrt{3}} (I_A \cos \varphi_A - I_C \cos \varphi_C) - \frac{Q}{9U} \right]; \\ b_{AB} &= \Delta b_{AB} + b_0'' = \frac{1}{U} \left[ -\frac{2}{3\sqrt{3}} (I_B \cos \varphi_B - I_A \cos \varphi_A) - \frac{Q}{9U} \right]. \end{aligned} \quad (6.11)$$

У співвідношеннях (6.11) виразимо  $Q$  через струми з врахуванням того, що  $\underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C = 0$  і отримаємо:

$$\begin{aligned} Q &= Q_A + Q_B + Q_C = J_m \left[ \underline{U}_A^* I_A + \underline{U}_B^* I_B + \underline{U}_C^* I_C \right] = \\ &= J_m \left[ \underline{U}_{BA}^* I_B + \underline{U}_{CA}^* I_C \right]. \end{aligned} \quad (6.12)$$

Крім того, перші складові, у круглих дужках виразів (6.11), перетворюємо з урахуванням того, що при симетричній системі напруги за дійсними значеннями струмів навантаження

$$\underline{U}_A = \frac{j}{\sqrt{3}} U_{BC}; \quad \underline{U}_B = \frac{j}{\sqrt{3}} U_{CA}; \quad \underline{U}_C = \frac{j}{\sqrt{3}} U_{AB}.$$

Детальні перетворення наведемо для першого співвідношення:

$$\begin{aligned} I_C \cos \varphi_C - I_B \cos \varphi_B &= \frac{1}{U} \operatorname{Re} \left( \underline{U}_C^* I_C - \underline{U}_B^* I_B \right) = \\ &= \frac{1}{U\sqrt{3}} \operatorname{Re} \left( j \underline{U}_{AB}^* I_C - j \underline{U}_{CA}^* I_B \right) = -\frac{1}{U\sqrt{3}} J_m \left( \underline{U}_{AB}^* I_C - \underline{U}_{CA}^* I_B \right). \end{aligned} \quad (6.13)$$

Підставляючи вирази (6.12) і (6.13) у формулу (6.11),

$$b_{BC} = \frac{1}{9U^2} J_m \left( -2\underline{U}_{AB}^* I_C^* + 2\underline{U}_{CA}^* I_B^* - \underline{U}_{AB} I^* - \underline{U}_{CA} I_C^* \right) = \\ \frac{1}{9U^2} J_m \left[ (2\underline{U}_{CA} - \underline{U}_{BA}) I_B^* - (2\underline{U}_{AB} - \underline{U}_{CA}) I_C^* \right].$$

У цьому виразі

$$2\underline{U}_{CA} - \underline{U}_{BA} = 2\underline{U}_C - 2\underline{U}_A - \underline{U}_B + \underline{U}_A = 2\underline{U}_C - \underline{U}_A - \underline{U}_B = 3\underline{U}_C; \\ 2\underline{U}_{AB} - \underline{U}_{CA} = 2\underline{U}_A - 2\underline{U}_B + \underline{U}_C - \underline{U}_A = -(2\underline{U}_B - \underline{U}_A - \underline{U}_C) = -3\underline{U}_B,$$

Тоді

$$b_{BC} = \frac{1}{9U^2} J_m \left( \underline{U}_C I_B^* + \underline{U}_B I_C^* \right). \quad (6.14)$$

Перейдемо від комплексів до дійсних значень струмів та напруги. Тут можливі два варіанти алгоритмів керування симетруючим пристроєм. Перший варіант отримаємо, якщо фазові зрушення  $\varphi_A, \varphi_B, \varphi_C$  струмів  $I_A, I_B, I_C$  вимірювати щодо відповідних фазних напруг  $U_A, U_B, U_C$ . Наприклад, приймемо за опорну фазу А, тоді

$$\underline{U}_A = U; \quad \underline{U}_B = Ue^{-j120^\circ}; \quad \underline{U}_C = Ue^{j120^\circ} \\ \underline{I}_A = I_A e^{-j\varphi_A}, \quad \underline{I}_B = I_B e^{-j(\varphi_B + 120^\circ)}, \quad \underline{I}_C = I_C e^{-j(\varphi_B - 120^\circ)}.$$

Підставляючи величини  $\underline{U}_B, \underline{U}_C, I_B^*, I_C^*$  у формулу (6.14), отримаємо

$$b_{BC} = \frac{1}{3U} \cdot [I_A \sin(\varphi_B - 120^\circ) + I_C \sin(\varphi_C + 120^\circ)] = \\ = \frac{1}{3U} \cdot \left( -\frac{1}{2} I_B \sin\varphi_B - \frac{\sqrt{3}}{2} I_B \cos\varphi_B - \frac{1}{2} I_C \cos\varphi_C + \frac{\sqrt{3}}{2} I_C \cos\varphi_C \right).$$

Зробивши аналогічні перетворення виразів для системи (6.11), отримаємо

$$b_{CA} = \frac{1}{3U} \cdot [I_C \sin(\varphi_C - 120^\circ) + I_A \sin(\varphi_A + 120^\circ)] = \\ = \frac{1}{3U} \cdot \left( -\frac{1}{2} I_C \sin\varphi_C - \frac{\sqrt{3}}{2} I_C \cos\varphi_C - \frac{1}{2} I_A \sin\varphi_A + \frac{\sqrt{3}}{2} I_A \cos\varphi_A \right); \\ b_{AB} = \frac{1}{3U} \cdot [I_A \sin(\varphi_A - 120^\circ) + I_B \sin(\varphi_B + 120^\circ)] = \\ = \frac{1}{3U} \cdot \left( -\frac{1}{2} I_A \sin\varphi_A - \frac{\sqrt{3}}{2} I_A \cos\varphi_A - \frac{1}{2} I_B \sin\varphi_B + \frac{\sqrt{3}}{2} I_B \cos\varphi_B \right). \quad (6.15)$$

При іншому варіанті фазові зсуви струмів  $I_A, I_B, I_C$  вимірюють щодо відповідних лінійних напруг. У цьому випадку запишемо:

$$\underline{U}_B = U e^{j(\psi_{UCA} + \frac{\pi}{2})}; \underline{U}_C = U e^{j(\psi_{UAB} + \frac{\pi}{2})},$$

Тоді

$$\left. \begin{aligned} b_{BC} &= \frac{1}{3U} [I_B \cos(\psi_{UAB} - \psi_{iB}) + I_C \cos(\psi_{UCA} - \psi_{iC})]; \\ b_{CA} &= \frac{1}{3U} [I_C \cos(\psi_{UBC} - \psi_{iC}) + I_A \cos(\psi_{UAB} - \psi_{iA})]; \\ b_{AB} &= \frac{1}{3U} [I_A \cos(\psi_{UCA} - \psi_{iA}) + I_B \cos(\psi_{UBC} - \psi_{iB})], \end{aligned} \right\} \quad (6.16)$$

де  $\psi$  - початкові фази лінійних напруг і фазних струмів, позначених відповідними індексами.

Порівнюючи вирази (6.15) і (6.16), що описують два алгоритми управління параметрами реактивних елементів виконавчого органу ВО симетруючого пристрою, мабуть, що перші з них є дещо складнішими для апаратної реалізації, тому в основу роботи покладено вирази (6.16).

Таким чином, розглянуті симетруючі пристрої, що дозволяють здійснювати компенсацію струму зворотної послідовності та реактивної потужності мережі.

### 6.3. Порядок виконання роботи

1. Зібрати схему, представлену на рис. 6.5.

2. Перед увімкненням стенда необхідно переконатися, що на панелі стенда є тільки необхідні для проведення даного дослідження перемички, перемикач SA1 знаходиться в положенні «Ун», тумблери SA20..SA23, SA30..SA33, SA40..SA43 у положенні "Вимк".

3. Перемикачем SA7, SA9, SA11 встановити однакове значення активного опору навантаження R1, R2, R3 "5"/"7", а перемикачем SA8, SA10, SA12 встановити індуктивність навантаження L1, L2, L3 "5".

4. Підключити стенд до трифазної мережі (увімкнути автоматичний

вимикач *QF1 "Мережа"*).

5. Значення напруги на навантаженні (вольтметр *PV11, PV21, PV31*), занести в таблицю 4 в графу «Симетр».

6. Перемикачем *SA7* встановити однакове значення активного опору навантаження *RI «2»/«4»*, а перемикачем *SA8* встановити індуктивність навантаження *LI «1»/«2»* і занести до таблиці 4 в графу "L1".

7. Значення напруги на навантаженні (вольтметр *PV11, PV21, PV31*), занести в таблицю 4 в графу «Несиметр».

8. Змінюючи тумблерами *SA20...SA23* та *SA30..SA33* або *SA40..SA43* результати ємності компенсаторів *C1C2C3*, домогтися приблизної рівності напруги на навантаженні. Дані значень напруги при поперечній компенсації реактивної потужності занести до таблиці 4 до графи «компенсовано». Після визначення найкращої комбінації ємностей компенсаторів *C1C2C3* оцінити вплив параметрів будь-якого з опорів навантажень *R1R2R3* для досягнення більш точної симетрії величин напруги.

9. Порядок завершення роботи:

- вимкнути автоматичний вимикач *QF1 "Мережа"*.
- розібрати схему досліду.

Таблиця 6.1

Дані вимірювань

Параметри	C1	C2	C3	U(PV11)	U(PV21)	U(PV31)
Од. вимірювання	мкФ	мкФ	мкФ	В	В	В
симетрія						
<b>L1</b>						
несиметрія						
компенсовано						

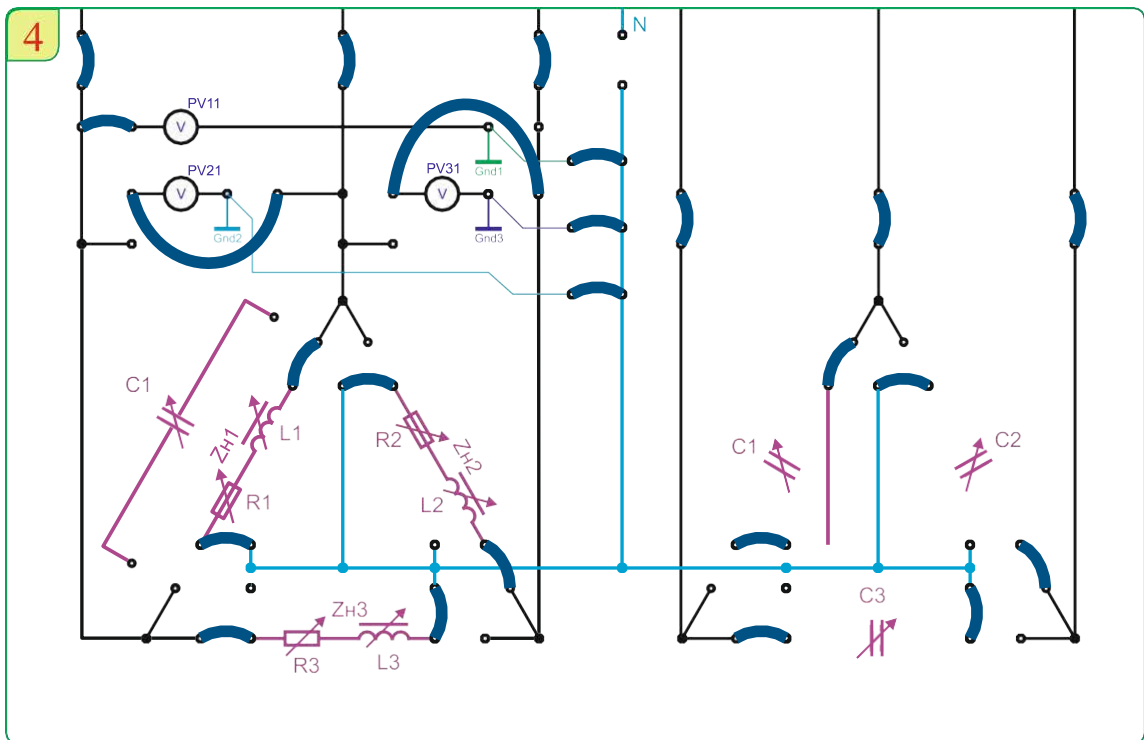


Рис. 6.5. Дослідження симетрування несиметричного трифазного навантаження

#### 6.4. Зміст звіту

У звіті потрібно вказати назву лабораторної роботи, мету, порядок виконання, коротку інформацію про теоретичні відомості до роботи, накреслену електричну схему, таблицю із занесеними показниками, висновки про виконану роботу.

#### 6.5. Контрольні питання

1. Що називають симетруванням несиметричного трифазного навантаження і яким чином виконується?
2. Які фактори призводять до несиметричного трифазного навантаження в електричних системах?

3. Які переваги має використання несиметричної трифазної конденсаторної установки для симетрування навантаження?
4. Як розраховується потрібна ємність конденсаторів для досягнення симетрії у системі з несиметричним навантаженням?
5. Як впливає використання несиметричної трифазної конденсаторної установки на струм та напругу у системі?
6. Як вимірювання несиметричних параметрів допомагає визначити необхідний рівень компенсації?
7. Які технології та контролери використовуються для реалізації несиметричної трифазної конденсаторної установки?
8. Чи є обмеження або негативні наслідки використання несиметричної трифазної конденсаторної установки?
9. Які можливі зміни у вимірюванні параметрів ліній електропередавання після впровадження несиметричної трифазної конденсаторної установки?
10. Які технічні засоби та обладнання використовуються для забезпечення ефективності роботи несиметричної трифазної конденсаторної установки?

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. НТЦ-10.67 Розподільні мережі систем електропостачання з МПСО. Методичні рекомендації до виконання лабораторних робіт. NTP CENTR. 2020 р. 30 с.
2. Стандарти та показники якості. ДТЕК Київські Регіональні Електромережі. Оператор системи розподілу. Режим доступу до сайту: <https://www.dtek-krem.com.ua/ua/quality-standards>
3. Якість електричної енергії. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Офіційний вебпортал Регулятора. Режим доступу до сайту: <https://www.nerc.gov.ua/sferi-diyalnosti/elektroenergiya/yakist-elektropostachannya/yakist-elektrichnoyi-energiyi>
4. Електричні системи та мережі. Частина 1. Матеріали лекцій. Сулейманов В.М., Кацадзе Т.Л. 2011, 131 с.
5. Конспект лекцій з дисципліни «Електричні мережі та системи» для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Укл.: к.т.н., доцент Ключев О.В. Кам'янське: ДДТУ, 2019, 196 с.