

Міністерство освіти і науки України  
Дніпродзержинський державний технічний університет

## **КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ**

з дисципліни

**"Електропостачання промислових підприємств"**

для студентів напрямків **6.050701** – електротехніка і електротехнології,  
**6.050702** - електромеханіка

Затверджено редакційно-видавницькою  
секцією науково-методичної ради ДДТУ  
" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ р., протокол № \_\_\_\_\_

Дніпродзержинськ  
2016

Розповсюдження і тиражування без офіційного дозволу Дніпродзержинського державного технічного університету заборонено.

Конспект лекцій з дисципліни "Електропостачання промислових підприємств" для студентів напрямку 6.050701 – електротехніка і електротехнології, 6.050702 - електромеханіка / Укладачі Є.Д.Хмельницький, О.О.Крупник — Дніпродзержинськ, ДДТУ, 2016, 126 с.(Частина 2)

Укладачі: Є.Д. Хмельницький, доцент  
О.О.Крупник, ст.викладач,

Відповідальний за випуск: В.Б.Нізімов,  
д.т.н., професор

Рецензент: С.В.Количев, к.т.н., доцент

Затверджено на засіданні кафедри ЕТЕМ  
Протокол №\_\_ від \_\_ \_\_\_\_\_ 2016р.

Коротка анотація видання. У конспекті лекцій наведено стислий зміст лекційного матеріалу з дисципліни "Електропостачання промислових підприємств". Конспект призначений для студентів за напрямом підготовки 6.050701 – електротехніка і електротехнології, 6.050702 - електромеханіка

## Зміст

<b>Тема 5. Якість електричної енергії, нормалізація та регулювання показників якості</b> .....	<b>5</b>
5.1 Загальні принципи .....	5
5.2 Норми якості електричної енергії .....	7
5.3 Вплив показників якості електроенергії на роботу електроприймачів .....	12
5.4 Режими роботи системи з різкозмінним навантаженням. . . . .	17
5.5 Несиметрія напруги. Пристрої симетрування навантажень . . . . .	23
5.6 Несиметрія та неурівноваженість напруги .....	23
5.7 Технологічні установки як джерела вищих гармонік .....	28
5.8 Нормалізація та регулювання показників якості електроенергії .....	35
<b>Тема 6. Регулювання напруги і компенсація реактивної потужності у мережах промислових підприємств</b> .....	<b>46</b>
6.1 Техніко-економічне обґрунтування необхідності компенсації реактивної потужності .....	46
6.2 Джерела і приймачі реактивної енергії .....	50
6.3 Заходи компенсації реактивної потужності .....	55
6.4 Статичні компенсатори реактивної потужності .....	64
6.5 Визначення потужності компенсуючих пристроїв цехових мереж. . . . .	74
6.6 Регулювання напруги в електричних мережах промислових підприємств .....	80
<b>Тема 7. Релейний захист і автоматизація у системі електроживлення промислових підприємств</b> .....	<b>95</b>
7.1 Основні принципи релейного захисту електричних мереж підприємств .....	95
7.2 Схеми керування і сигналізації роботою споживачів .....	98
7.3 Облік і контроль електроспоживання. . . . .	102
7.4 Автоматизовані системи електропостачання. . . . .	106
<b>Тема 8. Захисні пристрої електроустановок</b> .....	<b>110</b>
8.1 Перенапруга причини виникнення і захист електричних мереж і споживачів електричної енергії .....	110
8.2 Блискавковий захист споруд та будівель .....	112

8.3	Захист підземних споруд від електрокорозії .....	114
8.4	Призначення і конструктивне виконання захисного заземлення .....	117
	<b>Література .....</b>	<b>125</b>

## **Тема 5. Якість електричної енергії, нормалізація та регулювання показників якості**

### **5.1 Загальні принципи**

Передавання, розподіл, перетворення та споживання електричної енергії супроводжуються відхиленнями параметрів, які характеризують її за певними властивостями від первинних значень.

Сукупність властивостей електричної енергії, які обумовлюють її придатність для нормальної роботи електроприймачів відповідно до їхнього призначення з розрахунковою працездатністю, називають якістю електроенергії.

Забезпечення необхідної якості електроенергії для приймачів - це комплекс складних завдань, які розв'язують під час проектування і експлуатації електропостачальних систем. Якість електроенергії значною мірою впливає на технологічний процес виробництва і якість продукції, на втрати електроенергії, на параметри самої ЕПС та її режиму роботи і залежить не тільки від енергосистеми як джерела живлення, але і від споживачів, тому що на сучасних підприємствах є значна кількість особливих електроприймачів, які негативно впливають на якість електроенергії. Наявність у системах електропостачання потужних дугових електропечей, регульованих вентильних перетворювачів та інших електроприймачів і споживачів з нелінійними вольт-амперними характеристиками та приймачів із різкозмінним навантаженням створюють проблеми, пов'язані з їхньою електромагнітною сумісністю з ЕПС. Успішне вирішення цих проблем забезпечує раціональну роботу як таких приймачів, так і всіх інших, приєднаних до тієї самої системи (освітлення, електродвигуни тощо).

Показники якості визначають за стандартами та нормами. Розроблення норм і стандартів є складною проблемою, ця робота проводиться постійно в багатьох країнах світу та в міжнародних галузевих організаціях. Останнім часом міжнародними організаціями прийнято низку нормативних документів, в основу яких покладено стандарти провідних країн світу. Так, Європейським комітетом нормалізації в галузі електротехніки (CENELEC) у 1994 р. був прийнятий стандарт ЕТ 50160; Міжнародною електротехнічною комісією (ІЕС-МЕК) розроблено багато стандартів, якими нормують показники якості електроенергії в різних мережах, зокрема і промислових, та визначають умови приєднання споживачів до мереж; ці норми мають індекс ІЕС 1000-2-4 і покладені в основу національних норм багатьох країн світу. У США діє стандарт ІЕЕЕ Std 519, розроблений Американ-

ським національним інститутом інженерів-електриків та електронників ІЕ-ЕЕ), прийнятий у багатьох країнах Американського континенту.

Основними завданнями цих норм є виділення основних чинників впливу, формулювання нормативних параметрів, визначення їхніх оптимальних значень та введення стандарту норм допустимих значень. Очевидно, що це завдання багатофакторним техніко-економічним і його розв'язання є складною науковою та технічною проблемою. Результатами спроб її вирішення в нашій країні послідовно були Державні стандарти, ГОСТ 13109-67, ГОСТ 13109-87 та чинний Міждержавний стандарт ГОСТ 13109-97, введений в Україні з 1.01.2000 р. У стандарті встановлені показники та норми якості електричної енергії (ЯЕ) в електричних мережах електропостачальних систем загального призначення змінного трифазного та однофазного струму частотою 50 Гц в точках приєднання електричної мережі, що знаходиться у власності різних споживачів чи приймачів електричної енергії (точки загального приєднання).

Норми, що встановлені цим стандартом, є рівнями електромагнітної сумісності для кондуктивних електромагнітних збурень (завад) в ЕПС загального призначення. За умов дотримання цих норм забезпечується електромагнітна сумісність електричних мереж систем електропостачання загального призначення та електричних мереж споживачів (приймачів) електричної енергії. Норми є обов'язковими в усіх режимах роботи електропостачальних систем загального призначення, крім режимів, зумовлених:

- винятковими погодними умовами;
- непередбачуваними ситуаціями (пожежі, вибухи тощо).

Норми стандарту піддягають введенню в технічні умови на приєднання споживачів та в договори на використання електричної енергії. Одночасно для забезпечення норм стандарту в точках загального приєднання допускається встановлювати для винуватців погіршення показників ЯЕ жорсткіші норми. Також за узгодженням зі споживачем допускається встановлювати в технічних умовах та договорах вимоги до показників ЯЕ, для яких норми стандартом не регламентовані.

### **Показники якості електричної енергії**

ГОСТом 13109-97 встановлено такі показники якості електричної енергії:

- усталене значення відхилення напруги  $\delta U_y$ ;
- розмах зміни напруги  $\delta U_t$ ;
- доза флікера  $P_t$ ;

- коефіцієнт спотворення синусоїдності кривої напруги  $K_U$ ;
- коефіцієнт  $n$ -ї гармонічної складової напруги  $K_{U(n)}$ ;
- коефіцієнт несиметрії напруг за оберненою послідовністю  $K_{2U}$ ;
- коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю  $K_{0U}$ ,
- відхилення частоти  $\Delta f$ ;
- тривалість провалу напруги  $\Delta t_{\text{п}}$ ;
- імпульсна напруга  $U_{\text{імп}}$ ;
- коефіцієнт тимчасової перенапруги  $K_{\text{пер}U}$ .

Під час визначення значень деяких показників ЯЕ використовують такі допоміжні параметри електричної енергії:

- частоту повторення змін напруги  $F_{\delta U_t}$ ;
- інтервал між змінами напруги  $\delta t_{t,t+1}$ ;
- глибину провалу напруги  $\delta U_n$ ;
- частоту появи провалів напруги  $F_n$ ;
- тривалість імпульсу з рівнем 0,5 від його амплітуди  $\delta t_{\text{імп}0,5}$ ;
- тривалість тимчасової перенапруги  $\delta t_{\text{пер}U}$ .

## 5.2 Норми якості електричної енергії

Чинним стандартом встановлені два види норм ЯЕ: нормально допустимі та граничнодопустимі.

Оцінювання відповідності показників ЯЕ вказаним нормам здійснюють за час розрахункового періоду, що дорівнює 24 год, за винятком тривалості провалу напруги, імпульсу напруги та коефіцієнта тимчасової перенапруги.

### 5.2.1 Відхилення напруги

Відхилення напруги характеризується показником усталеного відхилення Напруги, для якого встановлені такі норми:

- нормально допустимі та граничнодопустимі значення усталеного відхилення напруги  $\delta U_y$  на виводах електроприймачів дорівнюють відповідно  $\pm 5 \pm 10$  % від номінальної напруги електричної мережі;
- нормально допустимі та граничнодопустимі значення напруги в точках загального приєднання споживачів електричної енергії до електричних мереж напругою 0,38 кВ і більше повинні бути встановлені в договорах на використання електричної енергії з врахуванням необхідності дотримання норм чинного стандарту на виводах електроприймачів.

### 5.2.2 Коливання напруги

Коливання напруги характеризуються такими показниками:

- розмахом зміни напруги;
- дозою флікера.

Останній технічний термін (флікер) вперше застосований у нормативних документах, хоча в світовій практиці його використовують давно. Флікер - це суб'єктивне сприйняття людиною коливань світлового потоку штучних джерел світла, які пов'язані з коливаннями напруги в електричній мережі живлення цих джерел.

Короткочасну дозу флікера визначають за інтервал часу спостереження 10 хв. Тривалу дозу флікера визначають за інтервал часу, який дорівнює 2 год.

Граничнодопустимі значення для короткочасної дози флікера  $P_{st}$  в точках загального приєднання споживачів з лампами розжарення в приміщеннях, де необхідне значне зорове напруження для коливань напруги з формою, яка відрізняється від меандру, дорівнює 1,0, а для тривалої дози флікера ( $P_{Lt}$ ) у тих самих точках - 0,74.

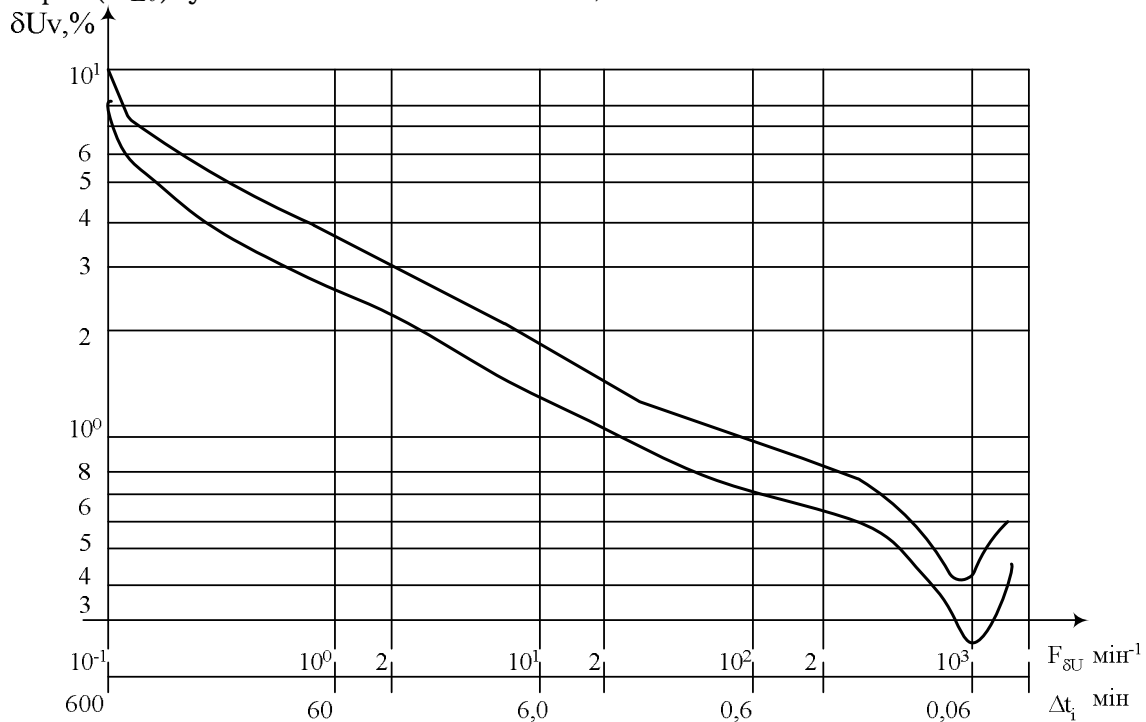


Рис. 5.1 – Граничнодопустимі значення розмаху змін напруги залежно від частоти повторення зміни напруги за хвилину для коливань напруги

Кількісне значення дози флікера визначається вимірним приладом флікметром

### 5.2.3 Несинусоїдність напруги

Несинусоїдність напруги характеризується такими показниками:



- коефіцієнтом спотворення синусоїдності форми кривої напруги;
- коефіцієнтом  $n$ -ї гармонічної складової напруги.

Нормально допустимі та гранично допустимі значення коефіцієнта спотворення синусоїдності кривої напруги в точках загального приєднання до електричних мереж з різними номінальними напругами  $U_{\text{ном}}$  наведені в табл. 5.1

Нормально допустимі значення коефіцієнта  $n$ -ї гармонічної складової напруги в точках загального приєднання до електричних мереж з різними номінальними напругами  $U_{\text{ном}}$  наведені в табл. 5.2

Таблиця 5.1 – Значення коефіцієнта спотворення синусоїдності кривої напруги (в відсотках)

Нормально допустиме значення при $U_{\text{ном}}$ кВ				Гранично допустиме значення при $U_{\text{ном}}$ кВ			
0,38	6-20	35	110-330	0,38	6-20	35	110-330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

Таблиця 5.2 – Значення коефіцієнта  $n$ -ї гармонічної складової напруги

Непарні гармоніки, не кратні 3 для $U_{\text{ном}}$ кВ					Непарні гармоніки, не кратні 3** для $U_{\text{ном}}$					Парні гармоніки, для $U_{\text{ном}}$				
$n^*$	0,38	6-10	35	110-330	$n^*$	0,38	6-10	35	110-330	$n^*$	0,38	6-10	35	110-330
5	6,0	4,0	3,0	1,5	3	5,0	3,0	3,0	1,5	2	2,0	1,5	1,0	0,5
7	5,0	3,0	2,5	1,0	9	1,5	1,0	1,0	0,4	4	1,0	0,7	0,5	0,3
11	3,5	2,0	2,0	1,0	15	0,3	0,3	0,3	0,2	6	0,5	0,3	0,3	0,2
13	3,0	2,0	1,5	0,7	21	0,2	0,2	0,2	0,2	8	0,5	0,3	0,3	0,2
17	2,0	1,5	1,0	0,5	>21	0,2	0,2	0,2	0,2	10	0,5	0,3	0,3	0,2
19	1,5	1,0	1,0	0,4						12	0,2	0,2	0,2	0,2
23	1,5	1,0	1,0	0,4						>12	0,2	0,2	0,2	0,2
25	1,5	1,0	1,0	0,4										
>25	0,2+ +1,3 x 25/n	0,2+ +0,8 x 25/n	0,2+ +0,6 x 25/n	0,2+ +0,2 x 25/n										

\* $n$  – номер гармонічної складової напруги.

\*\* Нормально допустимі значення, приведені для  $n$ , рівних 3 та 9, відносяться до однофазних електричних мереж. В трифазній трипровідній електричній мережі ці значення приймають вдвічі меншими від приведених в таблиці.

Граничне значення коефіцієнта  $n$ -ї гармонічної складової напруги розраховують за формулою

$$K_{U(n)\text{гран}} = 1,5K_{U(n)\text{норм}} \quad (5.1)$$

де  $K_{U(n)\text{норм}}$  - нормально допустиме значення коефіцієнта  $n$ -ї гармонічної складової, яке визначене з табл. 5.2.

#### 5.2.4 Несиметрія напруг

Несиметрія напруг характеризується такими показниками:

- коефіцієнтом несиметрії напруг за оберненою послідовністю;
- коефіцієнтом несиметрії напруг за нульовою послідовністю.

Нормально допустиме та граничнодопустиме значення коефіцієнта несиметрії напруг за оберненою та нульовою послідовностями в точках загального приєднання до електричних мереж 0,38 кВ дорівнюють відповідно 2,0 та 4,0%.

#### 5.2.5 Відхилення частоти

Відхилення частоти напруги змінного струму в електричних мережах характеризується показником відхилення частоти, для якого встановлені такі норми:

- нормально допустиме та граничнодопустиме відхилення частоти відповідно дорівнюють 0,2 та 0,4 Гц.

#### 5.2.6 Провал напруги

Провалом напруги називається раптове значне зниження напруги в точці електричної мережі, за яким настає відновлення напруги до початкового або низького до нього рівня через проміжок часу від декількох періодів змінного струму до декількох десятків секунд.

Провал напруги характеризується показником тривалості провалу напруги, для якого встановлено таку норму:

- граничнодопустиме значення тривалості провалу напруги в електричних мережах напругою до 20 кВ включно дорівнює 30 с. Тривалість провалу, який усувається автоматично, визначається витримками часу захисту та автоматики.

За статистичними даними про глибину, тривалість та частоту провалів напруги можна отримати дані про кількість пошкоджень за рік в:

- розподільних пунктах (РП) та трансформаторних підстанціях (ТП);
- центрах живлення (також успішних та неуспішних АПВ,

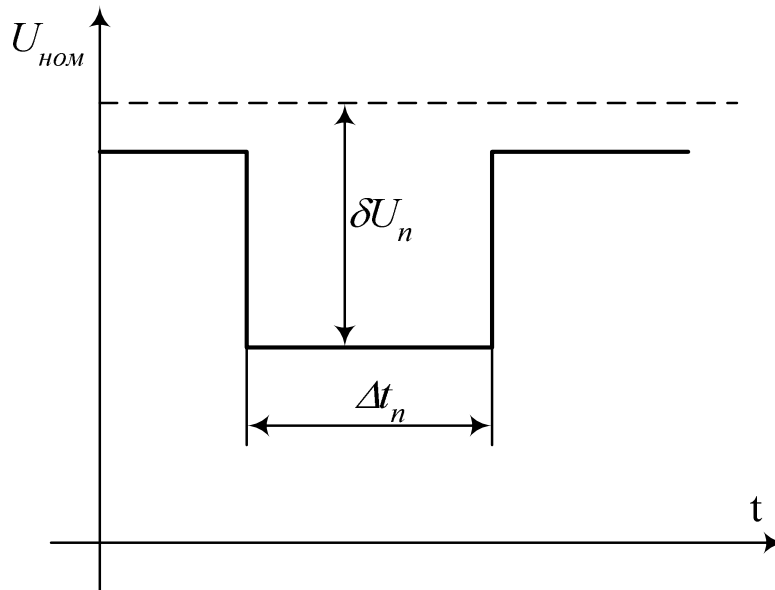


Рис. 5.2 – Показники провалу напруги:

$\delta U_n$  - глибина провалу;

$\Delta t_n$  - тривалість провалу  
ефективність АВР тощо).

### 5.2.7 Імпульс напруги

Імпульс напруги характеризується показником імпульсної напруги. Значення допустимих розрахункових імпульсних напруг для грозових та комутаційних імпульсів, що виникають в електричних мережах організацій електропостачання, наведені в стандарті, як і форми грозових імпульсів, характерних для різних точок мережі. Параметри імпульсної напруги зображено на рис.5.3

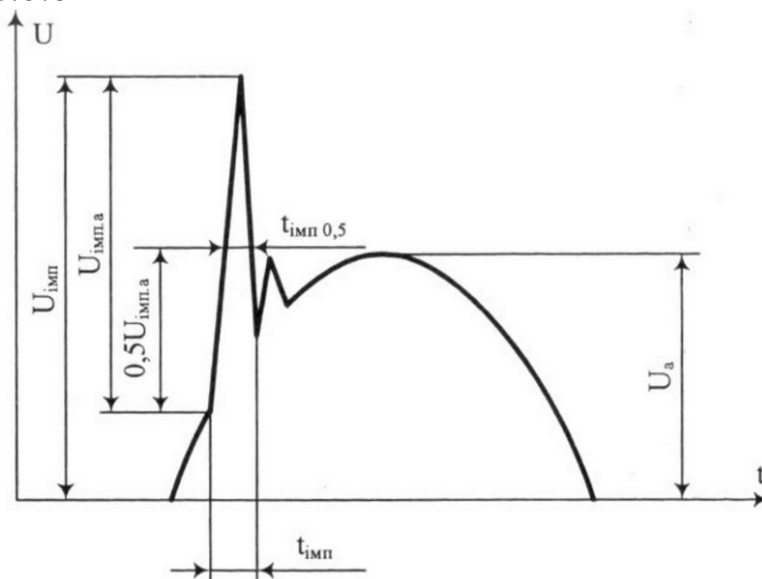


Рис. 5.3 – Параметри імпульсу напруги

$$\Delta t_{\text{имп} 0,5} = t_{\text{к}} - t_{\text{п}},$$

де  $t_k$ ,  $t_{II}$  - моменти часу, що відповідають перетину кривої імпульсу напруги горизонтальною лінією, проведеної на рівні половини амплітуди імпульсу, мкс, мс. (рис.5.4)

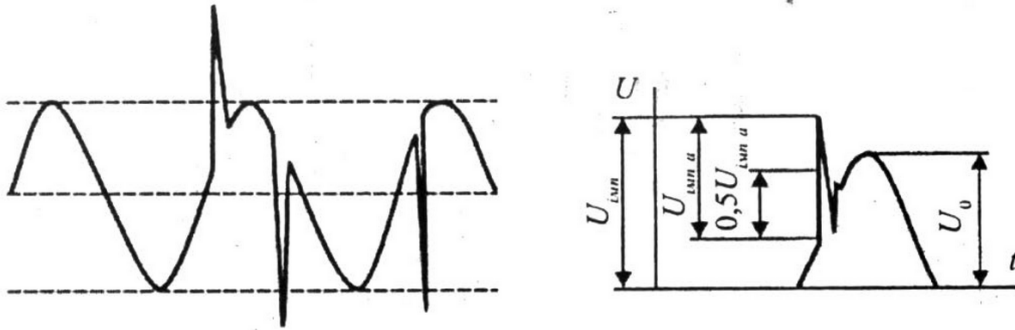


Рис. 5.4 – Імпульси напруги  
Очікуване значення імпульсу напруги за ГОСТ 13109-97

Номінальна	0,38	3	6	10	20	35	110	220
Комутаційна імпульсна напруга, кВ	4,5	15,5	27	43	85,5	148	363	705

Значення грозових імпульсних напруг з вірогідністю 90 % не перевищує 10 кВ у повітряних ЛЕП напругою 0,38 кВ та 6 кВ у внутрішніх електропроводках будинків та споруд.

### 5.2.8 Тимчасова перенапруга

Тимчасова перенапруга характеризується показником коефіцієнта тимчасової перенапруги  $K_{пер.U}$  та її тривалістю  $\Delta t_{пер.U}$  и (рис.5.5)

Допустимі значення коефіцієнтів тимчасової перенапруги, що виникають в електричних мережах електропостачальної організації, не повинні перевищувати значень, наведених нижче.

Допустимі значення коефіцієнтів тимчасової перенапруги

Тривалість тимчасової перенапруги $\Delta t_{пер.U}$ с	до 1	до 20	до 60
Коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{пер.U}$	1,47	1,31	1,15

Тимчасові перенапруги фазних напруг виникають, наприклад, у разі обриву нульового провідника в трифазних електричних мережах напругою до 1 кВ, що працюють з глухозаземленою нейтраллю. Рівень таких перенапруг за значної несиметрії фазних навантажень може досягати значень міжфазної напруги, а тривалість - декількох годин.

## 5.3 Вплив показників якості електроенергії на роботу електроприймачів

Показники якості електроенергії нормуються міждержавним стандартом ГОСТ 13109-97, який був уведений в Україні 01.01.2000 р. Для характеристики якості напруги вводяться кілька показників, одним з найважливіших

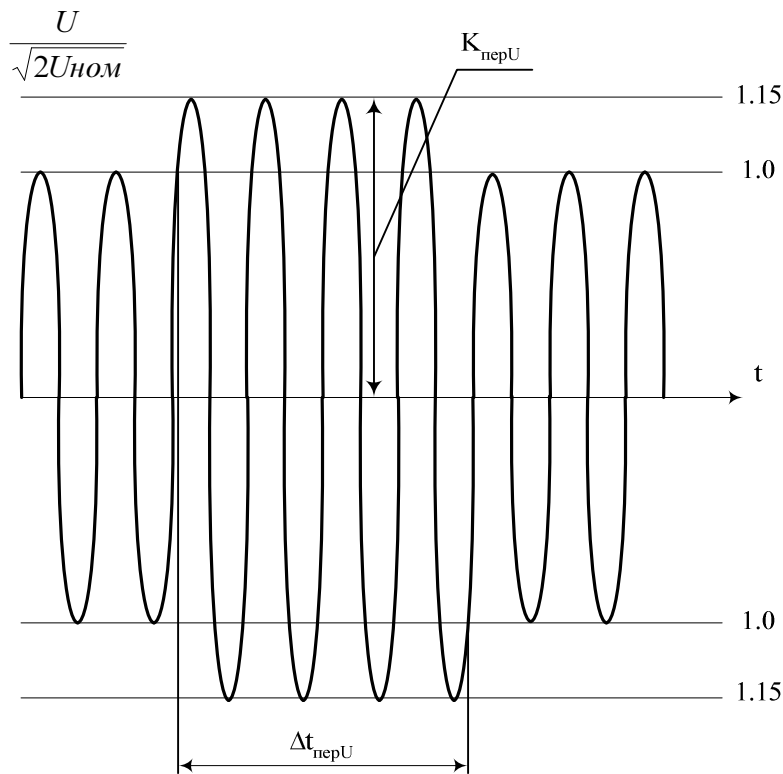


Рис. 5.5 – Тимчасова перенапруга

є відхилення напруги (за стандартом 13109-97 називається усталене відхилення напруги).

Відхилення напруги визначається як різниця між фактичним і номінальним значеннями напруги даної мережі:

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%.$$

Відхилення напруги - це повільна плавна зміна напруги, зумовлена зміною навантаження.

Норми показників якості електроенергії (ПЯЕ) поділяються на нормально допустимі та гранично допустимі. Нормальні значення мають витримуватися з ймовірністю 0,95, тобто протягом 95 % часу доби ПЯЕ не повинні виходити за межі стандарту. Протягом решти часу (5 %) норми можуть бути вищими.

Нормально допустиме та гранично допустиме значення усталеного відхилення напруги в точках загального приєднання споживачів електроенергії до електричних мереж напругою 0,38 кВ та вище дорівнює відповідно  $\pm 5$  та  $\pm 10\%$  номінальної напруги електричної мережі.

Більшість електроприймачів може працювати і за інших значень відхилення напруги, але при цьому спостерігатимуться відчутні народногоспо-

дарські збитки.

Збитки, зумовлені низькою якістю напруги, мають дві складові: електромагнітну та технологічну.

Електромагнітна складова визначається зростанням втрат енергії та зменшенням терміну служби електрообладнання.

Технологічна складова збитків зумовлена впливом якості напруги на продуктивність технологічних установок та на собівартість продукції. Технологічні збитки складають до 90...92% усіх збитків і вміщені в собівартість продукції. Енергетики замовчують це питання, технологи, як правило, не знають причини технологічних збитків[1, 2].

При відхиленнях напруги на затискачах асинхронних двигунів змінюється швидкість ротора, реактивна потужність та втрати активної потужності (рис.5.6, 5.7, 5.8)

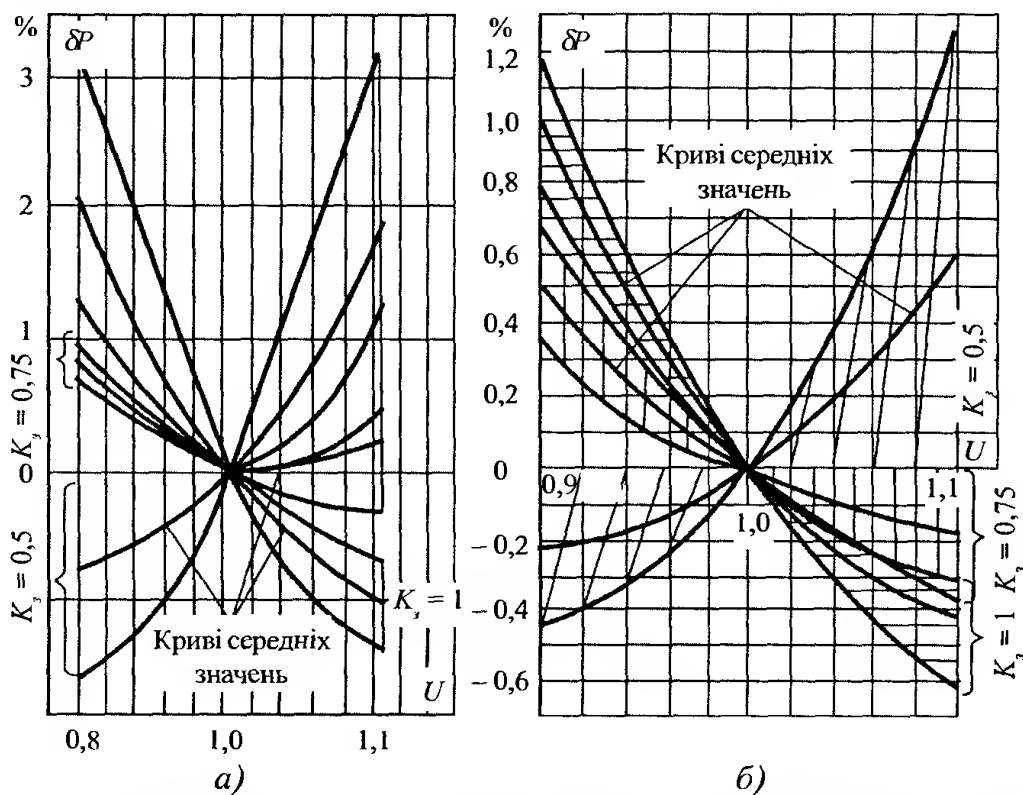


Рис. 5.6 – Залежність втрат активної потужності в асинхронних двигунах від напруги мережі:

- а) для двигунів напругою 0,38 кВ;
- б) для двигунів напругою 6 кВ.

При тривалій роботі з пониженою напругою термін служби двигуна зменшується. Відносно старіння ізоляції:

$$R = T_{\text{НОМ}}/T,$$

де  $T_{\text{НОМ}}$  - термін служби ізоляції при  $U_{\text{НОМ}}$  та  $K_3 = K_{3\text{НОМ}}$ ;

$T$  - термін служби ізоляції при відхиленнях  $dU$  від  $U_{\text{НОМ}}$  та при  $K_3 \neq K_{3\text{НОМ}}$ .

$$R = \begin{cases} (47(\delta U)^2 - 7,55\delta U + 1)K_3^2 & \text{при } -0,2 \leq \delta U < 0 \\ K_3^2 & \text{при } +0,2 \geq \delta U \geq 0, \end{cases} \quad (5.2)$$

$K$  - коефіцієнт, що дорівнює відношенню реактивної потужності, що витрачається на намагнічування сталі при  $U_{\text{НОМ}}$  до сумарної реактивної потужності, що споживається двигуном при  $K_3 = 1$  та  $U_{\text{НОМ}}$ .

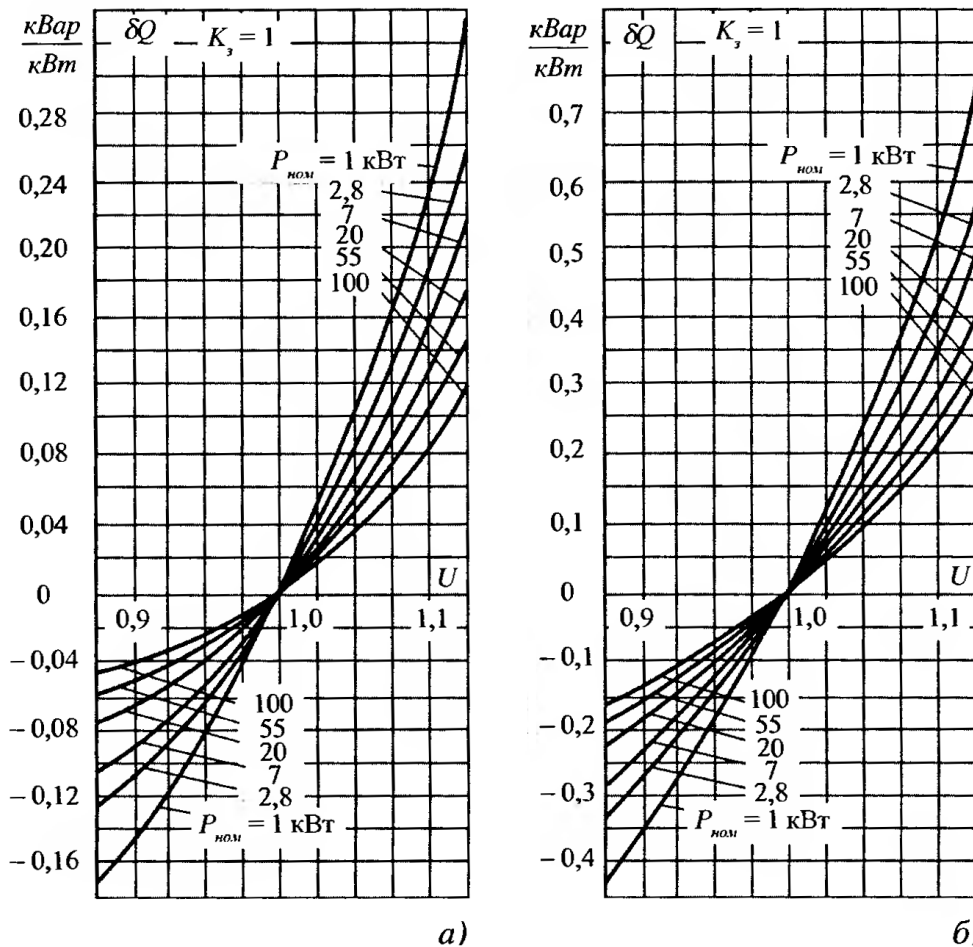


Рис. 5.7 – Залежність споживаної реактивної потужності від напруги для асинхронних двигунів з  $U_{\text{НОМ}}=0,38$  кВ

а)  $K_3=1$ ; б)  $K_3=0,5$ .

Активна потужність, що споживається асинхронним двигуном:

$$P_{\text{АД}} = K_3 P_{\text{НОМ}} + \Delta P_{\text{НОМ}}(1 + K_p) \quad (5.3)$$

при  $K_3 = 1$

$$K_p = -2,51(\delta U)^3 + 4,75(\delta U)^2 - 0,75(\delta U).$$

Додаткові питомі витрати при експлуатації асинхронних двигунів

$$З = З_t(\delta P + \delta P_n) + 0,253 З_{кв} / (8760 \delta Q) - \gamma \delta P_n \quad (5.4)$$

де  $З$  - вартість 1 кВт·год,

$\delta P$  - додаткові втрати в двигуні,

$\delta P_n$  - додаткове споживання енергії двигуном внаслідок зміни швидкості обертання ротора.

Найжорсткіші вимоги до якості напруги ставлять освітлювальні електроприймачі. Зміна основних параметрів ламп при відхиленнях напруги на їхніх затискачах, що не перевищують  $\pm 10\%$ , з достатнім ступенем точності описується рівняннями:

$$\frac{F}{F_{\text{НОМ}}} = \left( \frac{U}{U_{\text{НОМ}}} \right)^n; \quad \frac{P}{P_{\text{НОМ}}} = \left( \frac{U}{U_{\text{НОМ}}} \right)^m; \quad \frac{T}{T_{\text{НОМ}}} = \left( \frac{U}{U_{\text{НОМ}}} \right)^l, \quad (5.5)$$

де  $F, F_{\text{НОМ}}, P, P_{\text{НОМ}}, T, T_{\text{НОМ}}$  - дійсні та номінальні значення відповідно світлового потоку, споживаної потужності та терміну служби ламп;

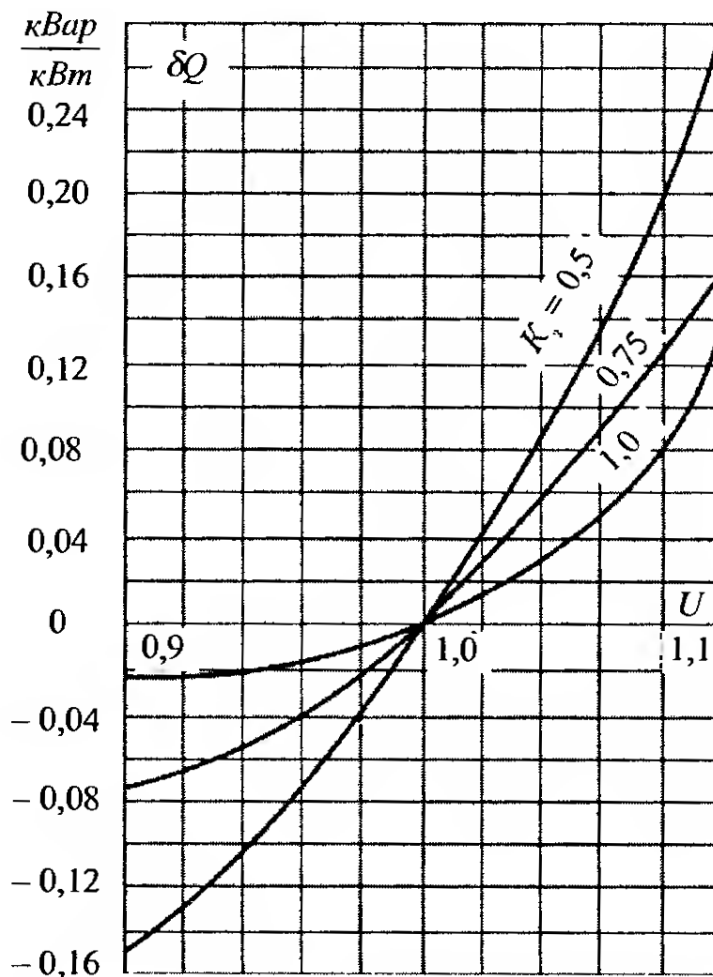


Рис. 5.8 – Залежність питомої споживаної реактивної потужності високовольтних асинхронних двигунів від напруги мережі.



$U, U_{\text{ном}}$  - дійсне і номінальне значення напруги на затискачах ламп;  
 $n, m, l$  - показники, які залежать від типу лампи.

Підвищення напруги на затискачах ламп розжарювання на 6% викликає зниження терміну служби на 50%. Для люмінесцентних ламп ця залежність відображена слабше. Проте, як підвищення, так і зниження напруги на їхніх затискачах небажане. У першому випадку відбувається інтенсивне розпилення оксидної речовини з електродів і перегрів ПРА, у другому - зміна тиску пари ртуті у колбі, що призводить до зниження терміну служби та нестійкого запалювання. Враховуючи, що вартість люмінесцентних ламп у 10 разів вища за вартість ламп розжарювання, навіть зниження терміну служби їх на 20-30% при підвищенні напруги на 10% викликає значні народногосподарські збитки.

Зниження напруги у ламп розжарювання на 1% викликає зменшення світлового потоку на 2,7%, у люмінесцентних ламп - на 1,25%. Зменшення світлового потоку, у свою чергу, призводить до погіршення санітарно-гігієнічних умов для працюючих і до зниження продуктивності праці.

Відхилення напруги впливають на характеристики перетворювачів енергії. При підвищенні напруги збільшується кут регулювання, що призводить до зменшення коефіцієнта потужності перетворювача.

Суттєво чутливі до відхилень напруги термічні установки та електропечі. Зниження напруги призводить до збільшення тривалості технологічних циклів. Продуктивність печі знижується, підвищуються витрати електроенергії, збільшується собівартість продукції. При відхиленнях 10% з'являється брак.

Реактивна потужність конденсаторних батарей пропорційна квадрату напруги, тому зниження напруги у мережі викликає різке зменшення виданої конденсаторами реактивної потужності і, як наслідок, підвищення споживаної реактивної потужності з зовнішньої мережі й додаткове збільшення втрат напруги. Вказані явища призводять до лавиноподібного зниження напруги й до масового вимкнення двигунів.

## **5.4 Режими роботи системи з різкозмінним навантаженням**

### *5.4.1 Відхилення і коливання напруги при роботі з різкозмінним навантаженням*

Наявність різкозмінних навантажень вимагає ретельного підходу до вибору параметрів системи електропостачання та її елементів. Основними питаннями, що виникають при роботі систем електропостачання з різкозмінними навантаженнями, є визначення розрахункових активних і реактивних

навантажень, визначення розмахів коливань активної та реактивної потужності та пов'язаних з ними коливань напруги і частоти, розрахунок і вибір параметрів пристроїв, що поліпшують якість електроенергії.

При роботі різкозмінних навантажень найбільш помітне зниження якості електроенергії проявляється у вигляді коливань напруги і відхилень її від номінального значення.

Визначальними нормами якості електроенергії з коливанням напруги для електроприймачів загального призначення є норми на виводах освітлювальних ламп, в основному ламп розжарювання.

Великі відхилення напруги  $U$  і коливання напруги  $\delta U$  в мережі живлення виникають при роботі потужних (по відношенню до потужності КЗ) споживачів електроенергії, навантаження яких має різкозмінний характер. До таких споживачів можуть бути віднесені дугові печі, зварювальні апарати і керовані вентильні перетворювачі.

Виникнення відхилень і коливань напруги можна розглянути на прикладі роботи навантаження з потужним вентильним перетворювачем. Схема його живлення і схема заміщення мережі живлення наведено на рис.5.9. Еквівалентний сумарний опір живильної мережі представлено індуктивним  $r_{\Sigma}$  і активним  $x_{\Sigma}$  опорами. Співвідношення індуктивного і активного опорів мережі живлення для промислових мереж можна оцінити  $x_{\Sigma}/r_{\Sigma} = 10 \div 30$ .

Векторна діаграма напруг наведено на рис.5.10

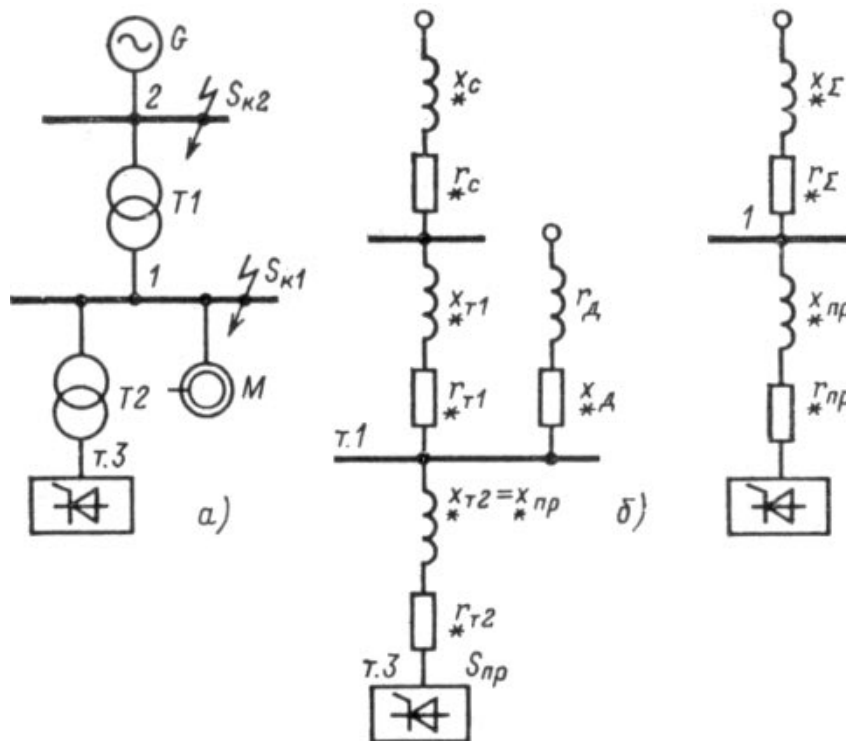


Рис. 5.9 – Схема живлення потужного перетворювача та заступна схема мережі живлення

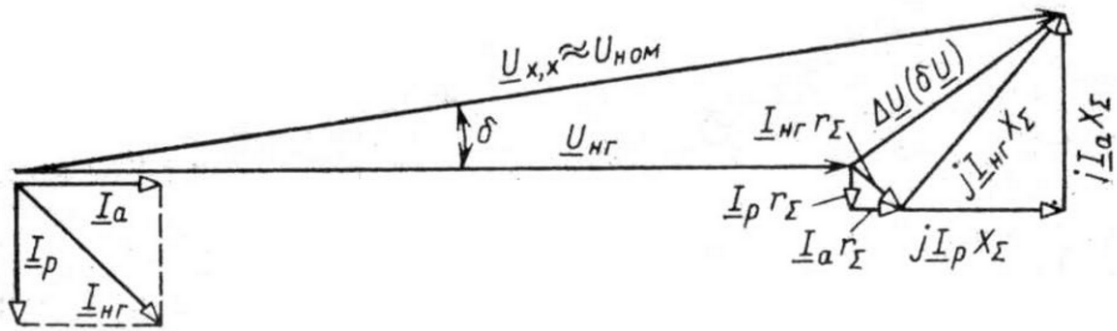


Рис. 5.10 – Векторна діаграма напруг

Струм навантаження вентиляного перетворювача  $I_{нг}$  представлений векторною сумою активної і реактивної складових струму. При вимкненому вентиляльному перетворювачі напруга на шинах дорівнює напрузі холостого ходу, а при допущенні відсутності іншого навантаження воно співпадає з вектором напруги живлячої системи. При увімкненні навантаження через опір живлячої системи тече струм навантаження, який створює зміну напруги на шинах як по фазі, так і за амплітудою.

Зміна напруги представлено векторами  $I_a r_{\Sigma}$ ;  $I_p x_{\Sigma}$ ;  $I_a x_{\Sigma}$ ;  $I_p r_{\Sigma}$ . З векторної діаграми видно, що зміна (зменшення) напруги визначається в основному коливанням частоти;  $\Delta U_{10}$  - еквівалентне коливання напруги, приведене до частоти 10 Гц.

Враховуючи, що описана оцінка коливань напруги може бути виконана тільки на діючій установці, оцінка коливань напруги для установок, що споруджуються, проводиться за максимальним коливанням реактивної потужності. При цьому в японській практиці приймається, що якщо таким чином визначене максимальне коливання напруги менше 2%, то жодних заходів щодо зниження коливань не передбачається; якщо коливання 2,5%, то ці заходи повинні передбачатися, а в діапазоні 2-2,5% вони повинні передбачатися при наявності скарг.

В якості контрольної величини  $\Delta U_{vk}$  приймається величина коливань напруги з імовірністю її перевищення, рівній 1%, або, що те ж саме, з імовірністю того, що вона не буде перевищувати 99%. Фізично це означає, що із загального числа  $n$  коливань різних величин  $0,99n$  коливань матимуть величину менше контрольної, яка нормується. А в якості контрольної приймається таке значення коливань, яке перевищує своє значення з імовірністю 1%.

Чинний ГОСТ 13109-97\* нормує, допустимі значення коливань напруги від частоти їх появи (рис.5.11). Для визначення допустимості коливань напруги в розрахунковій точці мережі вихідними даними є графіки роботи різкозмінного навантаження. Якщо коливання навантаження різні за зна-

ченням, то необхідно визначити еквівалентні коливання напруги. Розмах еквівалентного коливання напруги визначається за формулою, %,

$$U_{тек} = 100 \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta Q_i^2 / n_k / S_k}, \quad (5.6)$$

де  $\delta Q_i$  - значення  $i$ -го розмаху реактивної потужності, визначене за графіком;  $n_k$  - сумарне число розмахів за час розрахункового циклу.

Для перевірки допустимості  $U_{тек}$  обчислюється середня частота коливань за формулою

$$f_{ср} = n_k / T, \quad (5.7)$$

де  $T$  - час циклу роботи навантаження за графіком зміни споживаної реактивної потужності.

#### 5.4.2 Коливання частоти при роботі різкозмінного навантаження

Відхилення частоти в нормальному режимі роботи електричної мережі допускаються в межах не більше  $\pm 0,1$  Гц. Допускається тимчасова робота енергосистеми, а також робота відокремленої частини системи, яка не має автоматичного регулювання частоти, з відхиленнями частоти до  $\pm 0,2$  Гц. Регулювання частоти здійснюється потужними генераторами енергосистеми. Приймачі електроенергії на промислових підприємствах через їхню малу потужності в порівнянні з сумарною потужністю всіх генераторів

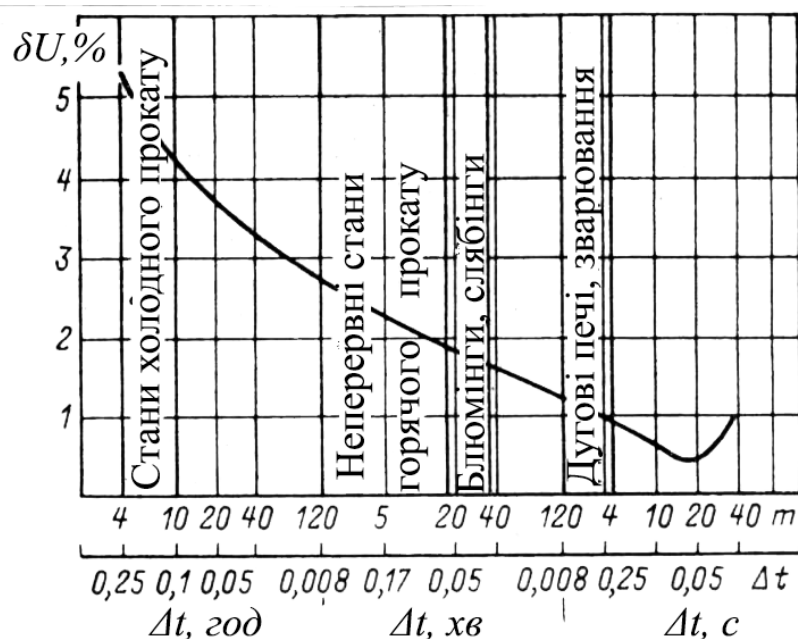


Рис. 5.11 – Залежність допустимих змін напруги від частоти їх повторення для різних приймачів електроенергії

системи практично не можуть істотно впливати на відхилення частоти в енергосистемі.

*Коливання частоти* - різниця між найбільшим і найменшим значеннями основної частоти при швидкості зміни частоти більше 0,2 Гц в секунду. Коливання частоти в системі електропостачання не повинні перевищувати більше ніж 0,2 Гц відхилення частоти. Наведені норми не поширюються на період післяаварійного відновлення частоти в енергосистемі.

Потужні, по відношенню до потужності КЗ в точці їх підключення, електроприймачі з різкозмінним характером навантаження можуть викликати суттєві коливання вектора напруги в електричній мережі, а отже, і коливання частоти живлячої напруги. Коливання вектора напруги особливо істотно проявляються в точці підключення потужного електроприймача. Цей процес ілюструється векторної діаграмою напруг (див. рис.5.10).

Як видно з діаграми, при протіканні струму навантаження через опір живлячої мережі вектор напруги  $U_{\text{нп}}$  зсувається по відношенню до вектора напруги при відсутності цього навантаження на кут  $\delta$ . Цей зсув здійснюється в основному за рахунок двох складових векторів  $jI_a x_{\Sigma}$  та  $I_p r_{\Sigma}$ . В загальному випадку, виходячи з векторної діаграми, отримуємо

$$\sin \delta = \frac{I_a x_{\Sigma} - I_p r_{\Sigma}}{U_{\text{ном}}}, \quad (5.8)$$

де  $I_a$  - активна складова струму навантаження;  $I_p$  - реактивна складова струму навантаження;  $x_{\Sigma}$  - сумарний індуктивний опір живлячої системи;  $r_{\Sigma}$  - сумарний активний опір системи;  $U_{\text{ном}}$  - номінальна напруга на даній ступені напруги.

Після перетворень отримуємо:

$$\sin \delta \approx \frac{\Delta P - \Delta Q r_{\Sigma} / x_{\Sigma}}{S_k}; \quad \delta = \arcsin \left( \frac{\Delta P - \Delta Q r_{\Sigma} / x_{\Sigma}}{S_k} \right),$$

де  $\Delta P$  - зміна активного навантаження;  $\Delta Q$  - зміна споживаного реактивного навантаження;  $S_k$  - потужність КЗ в точці підключення навантаження. Беручи  $r_{\Sigma} / x_{\Sigma} \approx 0,03 \div 0,1$ , отримуємо для орієнтовних інженерних розрахунків

$$\delta \approx \arcsin \frac{\Delta P}{S_k}. \quad (5.9)$$

Зміни активної потужності не чинили б істотного впливу на коливання частоти в мережі живлення, якби вони не відбувалися досить швидко. На вентиляльних навантаженнях прокатних станів зміна кута  $\delta$  відбувається

з великою швидкістю. Наприклад, активна потужність, споживана тиристорними перетворювачами головних приводів, змінюється від 0 до максимального значення за час менше 0,1 с. Тому коливання частоти можуть досягати значної величини.

Підставляючи кут  $\delta$ , отримуємо

$$\Delta f = \frac{\arcsin\left(\frac{\Delta P - \Delta Q r_{\Sigma}/x_{\Sigma}}{S_{\kappa}}\right)}{2\pi \cdot \Delta t} \approx \frac{\arcsin(\Delta P/S_{\kappa})}{2\pi \cdot \Delta t}. \quad (5.10)$$

Для зручності розрахунків, враховуючи, що  $\Delta P/S_{\kappa}$  в реальних системах внутрішньозаводського електропостачання не може бути більше 0,2, з похибкою менше 1% отримуємо

$$\Delta f = \frac{\Delta P}{2\pi \cdot S_{\kappa} \Delta t}. \quad (5.11)$$

Визначення допустимих коливань частоти, а отже, і допустимих кидків активної потужності набуває актуального значення у зв'язку зі збільшенням як абсолютного значення активної потужності різкозмінного навантаження (наприклад, навантаження прокатних станів), так і швидкості її наростання, особливо в малопотужних живильних мережах.

Виходячи з допустимого значення коливань напруги (0,2 Гц), отримуємо допустиме значення кидків активної потужності:

$$\Delta P < \delta f 2\pi S_{\kappa} \Delta t = 1,256 S_{\kappa} \Delta t. \quad (5.12)$$

Допустима швидкість зміни активної потужності

$$\frac{\Delta P}{\Delta t} = 1,256 S_{\kappa}. \quad (5.13)$$

При проектуванні систем електропостачання з різкозмінними навантаженнями виконують перевірочні розрахунки коливань частоти і в разі необхідності передбачають заходи щодо збільшення потужності КЗ в точці живлячої мережі, спільної для електроприймачів з різкозмінним навантаженням та інших споживачів.

## 5.5 Несиметрія напруги. Пристрої симетрування навантажень

### 5.6 Несиметрія та неурівноваженість напруги

Згідно ГОСТ 13109-97 несиметрія і неурівноваженість напруги характеризуються коефіцієнтами несиметрії і неурівноваженості напруги.

Коефіцієнт несиметрії напруги  $\varepsilon_2$  - відношення напруги зворотної послідовності основної частоти, що визначається розкладанням на симетричні складові системи лінійних напруг, до номінальної напруги,

$$\varepsilon_2 = (U_2/U_{\text{НОМ}}) \cdot 100. \quad (5.14)$$

Значення коефіцієнта несиметрії напруг в межах не більше 2% за тривалістю допустимо на затискачах будь-якого трифазного несиметричного приймача електроенергії.

Вимоги не поширюються на приймачі, приєднані до електричних мереж, що живиться від шин тягових підстанцій залізниць, електрифікованих змінним струмом, за винятком випадків живлення приймачів, що пред'являють певні вимоги до несиметрії напруги. Можливість та умови електропостачання від тягових підстанцій в цих випадках повинні вирішуватися за погодженням між організацією, яка експлуатує тягові підстанції, і споживачем.

*Коефіцієнт неурівноваженості напруг  $\varepsilon_0$  - відношення напруг нульової послідовності основної частоти до номінальної фазної напруги, %:*

$$\varepsilon_0 = (U_0/U_{\text{НОМ}}) \cdot 100. \quad (5.15)$$

У трифазній розподільній мережі з однофазними освітлювальними та побутовими приймачами електроенергії значення коефіцієнта неурівноваженості напруги не повинно перевищувати значень, при яких (з урахуванням інших факторів, що впливають - відхилення напруги прямої послідовності, напруги зворотної послідовності і гармонік напруги) діючі значення напруг не виходять за допустимі межі.

Несиметричні режими напруг живильної мережі можуть бути викликані несиметрією як джерел, так і споживачів електроенергії, в першому випадку симетрування зводиться до забезпечення симетрії напруг на виводах трифазного споживача і є завданням живильної системи. У другому випадку завдання полягає в рівномірному розподілі по фазах несиметричного навантаження, що досягається застосуванням спеціальних заходів щодо симетрування, а також симетрувальних пристроїв.

Несиметрія напруги в мережі живлення пов'язана із зростанням числа і потужності несиметричних навантажень, тобто таких споживачів електроенергії, симетричне багатозазне виконання яких або неможливо або недоцільно з техніко-економічних міркувань. До таких установок відносяться індукційні і дугові печі, тягові навантаження залізниць, виконані на змінному струмі, електрозварювальні агрегати, спеціальні однофазні навантаження, освітлення.

Несиметрія напруги негативно впливає на роботу всіх елементів електричної системи, призводить до збільшення втрат, зниження надійності роботи електрообладнання і всієї системи електропостачання.

У синхронних машинах при несиметрії живлячої напруги виникають додатковий нагрів і додаткові втрати як в статорі, так і в роторі через протікання в них струмів зворотної послідовності. Крім того, струми зворотної послідовності в статорі машини створюють момент, протилежний основного обертового моменту. В правилах технічної експлуатації електричних станцій і мереж наголошується, що тривала робота генераторів і синхронних компенсаторів при нерівних струмах у фазах допускається, якщо різниця струмів не перевищує 10% номінального струму статора для турбогенераторів і 20% для гідрогенераторів. При цьому струми в фазах не повинні перевищувати номінальних значень. Якщо ці умови не виконуються, необхідно приймати спеціальні заходи по зменшенню несиметрії.

В асинхронних електродвигунах несиметрія напруг викликає додаткове нагрівання, а також протидіючий обертовий момент. Оскільки опір зворотної послідовності асинхронних двигунів в 5-7 разів менше опору прямої послідовності, то при наявності навіть невеликої складової напруги зворотної послідовності виникає значний струм. Цей струм накладається на струм прямої послідовності і викликає перегрівання двигуна, в результаті чого зменшується його наявна потужність, швидко старіє ізоляція і т.д. Так, термін служби повністю завантаженого асинхронного двигуна, що працює при несиметрії напруги 4%, скорочується в 2 рази. Дослідження показують, що допустиму несиметрією напруги для асинхронних двигунів слід вважати несиметрію до 2%.

Несиметрія напруги значно погіршує режими роботи багатозазних вентильних випрямлячів. В результаті різниці напруги по фазах значно збільшується пульсація випрямленої напруги. Значний негативно впливає несиметрія напруги на систему імпульсно-фазового управління тиристорних перетворювачів.

Конденсаторні установки при несиметрії напруг нерівномірно заванта-



жуються реактивною потужністю по фазах, що унеможливорює повне використання встановленої реактивної потужності. Крім того, конденсаторні установки в цьому випадку підсилюють вже існуючу несиметрію, оскільки передача реактивної потужності в мережу у фазі з найменшою напругою буде менше, ніж в інших фазах (пропорційно квадрату напруги на конденсаторній батареї).

Несиметрія напруги значно впливає і на однофазні споживачі. Якщо фазні напруги неоднакові, то, наприклад, лампи розжарювання, підключені до фази з більш високою напругою, мають більший світловий потік, але значно менший термін служби в порівнянні з лампами, підключеними до фази з меншою напругою. Несиметрія ускладнює роботу релейного захисту, веде до помилок при роботі лічильників електроенергії і т.д.

У загальному випадку несиметричне навантаження може бути багатофазним і однофазним. Однак найбільш характерним є однофазне. Будь-яке багатофазне несиметричне навантаження можна розглядати як геометричну суму симетричного багатофазного і однофазного навантажень.

### *5.6.1 Симетрування навантажень*

Найефективнішим способом симетрування однофазних навантажень є рівномірний розподіл їх між фазами трифазної мережі та забезпечення однакових режимів роботи. Однак цей спосіб неможливо застосувати за наявності одиничних потужних неповнофазних електроприймачів. Для таких випадків запобігти впливу несиметрії навантаження або значно зменшити його можна за допомогою симетрувальних пристроїв.

Найвідомішими та найефективнішими схемами симетрування однофазних навантажень є схема Штейнмеца (рис.5.12) та схема з реактором-подільником. Для установок з коефіцієнтом потужності, близьким до одиниці (дугові печі непрямої дії, печі опору), застосовують схему Штейнмеца, а для установок з коефіцієнтом потужності до  $\cos \varphi = 0,866$  рекомендується схема з реактором-подільником.

Для електротехнологічних установок з порівняно постійним, малозмінним графіком навантаження (індукційні каналні, індукційні нагрівальні методичної дії, дугові непрямої дії, електрошлакові, опору прямого нагрівання) застосовують некеровані пристрої, які встановлюють на боці вищої напруги пічного трансформатора. Індукційні плавильні тигельні печі та індукційні установки нагрівання промислової частоти за умов живлення від трифазних трансформаторів симетрують за допомогою керованих схем на боці нижчої напруги. Керування пристроєм здійснюють комутацією частини секцій паралельно увімкнених конденсаторів та перемиканням

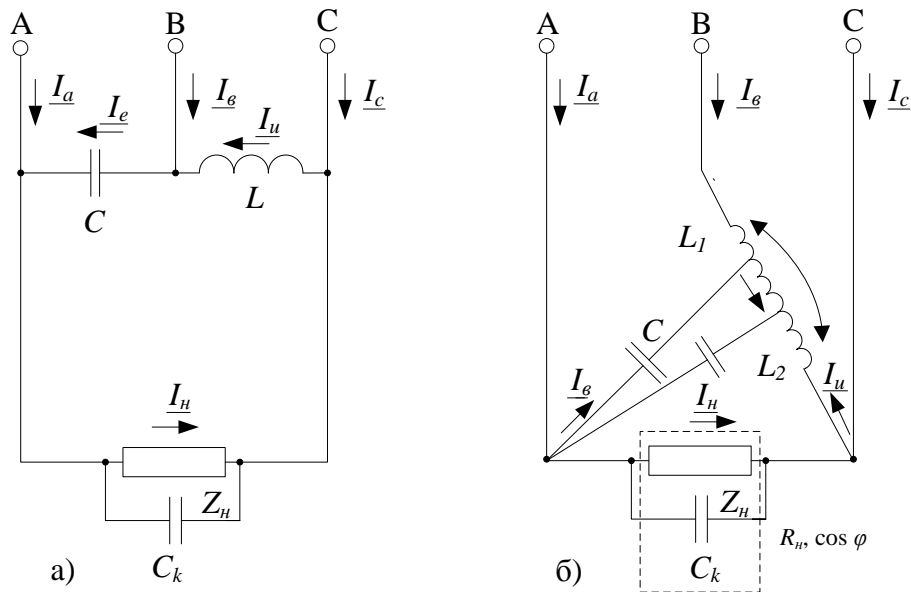


Рис. 5.12 – Пристрої симетрування:  
 а - за схемою Штейнметца;  
 б - за схемою з реактором-подільником

відгалужень реактора.

Симетрування дво- та трифазних несиметричних навантажень з низьким коефіцієнтом потужності можна здійснити за допомогою трифазної конденсаторної батареї.

Розглянемо графоаналітичний метод визначення потужностей однофазних конденсаторів для симетрування напруги трифазної трипровідної мережі.

На рис.5.13 показано схему ділянки трипровідної трифазної мережі, до якої приєднані однофазні навантаження  $\dot{S}_{ab}$ ,  $\dot{S}_{bc}$ ,  $\dot{S}_{ca}$  потужності яких різні. Різними також будуть струми навантажень  $\dot{I}_{ab}$ ,  $\dot{I}_{bc}$ ,  $\dot{I}_{ca}$  та струми фаз мережі  $\dot{I}_a$ ,  $\dot{I}_b$ ,  $\dot{I}_c$ . Відомо, що струми прямої та оберненої послідовностей визначають з виразів

$$\dot{I}_1 = \frac{1}{3} (\dot{I}_a + a\dot{I}_b + a^2\dot{I}_c); \quad \dot{I}_2 = \frac{1}{3} (\dot{I}_a + a^2\dot{I}_b + a\dot{I}_c). \quad (5.16)$$

Якщо вектор міжфазної напруги  $\dot{U}_{ab}$  буде суміщений з дійсною віссю, то вираз значення потужності прямої послідовності можна записати як

$$\dot{S}_1 = \hat{I}_1 \cdot \dot{U}_1,$$

а вираз умовного значення потужності оберненої послідовності як

$$\dot{S}_2 = \hat{I}_2 \cdot \dot{U}_1,$$

де  $U_1$  - напруга прямої послідовності.

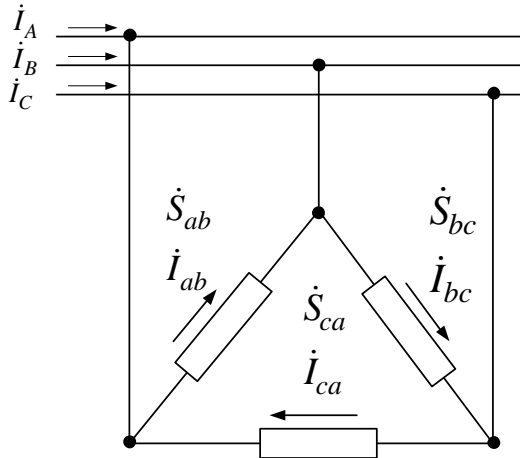


Рис. 5.13 – Схема ділянки трифазної трипровідної мережі

За умови  $\dot{U}_2 \ll \dot{U}_1$  можна записати

$$\dot{U}_1 = U_{ab}/\sqrt{3} = U_H/\sqrt{3}.$$

Скористаємось такими співвідношеннями:

-струми фаз мережі

$$\dot{I}_a = \dot{I}_{ab} - \dot{I}_{ca}; \quad \dot{I}_b = \dot{I}_{bc} - \dot{I}_{ab}; \quad \dot{I}_c = \dot{I}_{ca} - \dot{I}_{bc}$$

-струми навантажень

$$\dot{I}_{ab} = \frac{\hat{S}_{ab}}{\hat{U}_{ab}}; \quad \dot{I}_{bc} = \frac{\hat{S}_{bc}}{\hat{U}_{bc}}; \quad \dot{I}_{ca} = \frac{\hat{S}_{ca}}{\hat{U}_{ca}};$$

-міжфазні напруги

$$\begin{aligned} \dot{U}_{ab} &= \dot{a}\dot{U}_{bc} = \dot{a}^2\dot{U}_{ca}; \\ \dot{U}_{bc} &= \dot{a}^2\dot{U}_{ab}; \\ \dot{U}_{ca} &= \dot{a}\dot{U}_{ab}. \end{aligned}$$

Підставимо їх і після перетворень отримаємо такі вирази потужностей:

$$\begin{aligned} \dot{S}_1 &= \hat{I}_1 \dot{U}_1 = \frac{1}{3} (\dot{S}_{ab} + \dot{a}\dot{S}_{bc} + \dot{a}^2\dot{S}_{ca}); \\ \dot{S}_2 &= \hat{I}_2 \dot{U}_1 = \frac{1}{3} (\dot{a}^2\dot{S}_{ab} + \dot{S}_{bc} + \dot{a}\dot{S}_{ca}). \end{aligned} \quad (5.17)$$

Для симетрування параметрів режиму використовують однофазні конденсатори пристрою компенсації реактивної потужності потужністю  $Q_{ab}$ ,  $Q_{bc}$ ,  $Q_{ca}$ , приєднані між фазами мережі. Вони мають бути розподілені між фазами так, щоб скомпенсувати струм оберненої послідовності  $I_2$  або пропорційну до нього умовну потужність  $S_2$ . При цьому повинна виконуватись умова:

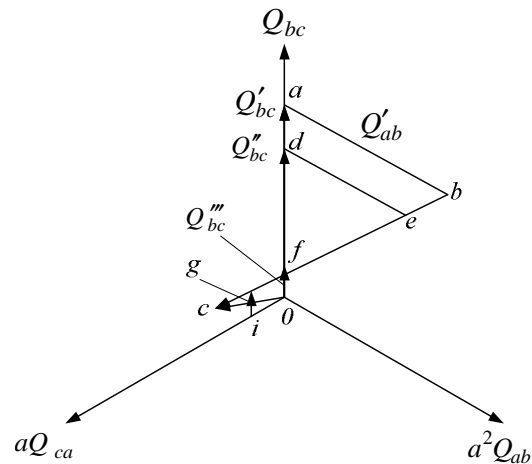


Рис. 5.14 – Визначення потужності однофазних конденсаторів для симетрування режиму

$$\frac{1}{3} (\dot{a}^2 \dot{Q}_{ab} + \dot{Q}_{bc} + \dot{a} \dot{Q}_{ca}) = -\dot{S}_2. \quad (5.18)$$

Для визначення значень  $Q_{ab}$ ,  $Q_{bc}$ ,  $Q_{ca}$ , виконуємо графічну побудову в осях  $Q_{ab}$ ,  $\dot{a}^2 \cdot Q_{bc}$ ,  $\dot{a} \cdot Q_{ca}$ , (рис.5.14).

Задаємо в масштабі значення  $Q'_{bc}$  (відрізок  $0a$ ) та відкладаємо її на відповідній осі координат. Від кінця вектора  $Q'_{bc}$  проводимо лінію, паралельну до осі  $\dot{a}^2 \cdot Q_{bc}$ , а від кінця вектора  $3 \cdot \dot{S}_2$  - лінію паралельно осі  $\dot{a} \cdot Q_{ca}$ . Від точки перетину цих ліній відрізки  $ab$  та  $bc$  у відповідному масштабі визначають значення потужностей конденсаторів відповідно  $Q'_{ab}$ ,  $Q'_{ca}$  [2].

## 5.7 Технологічні установки як джерела вищих гармонік

### 5.7.1 Вентильні перетворювачі

Випуск і застосування в електроприводі вентильних (в основному тиристорних) перетворювачів збільшуються з кожним роком. Це обумовлено наступними перевагами цих перетворювачів у порівнянні з електромашинними агрегатами: велика надійність, високий ККД, швидкодія, невеликі габарити і маса малі витрати на обслуговування, більш низька вартість. Але при всій ефективності вентильні перетворювачі є одними з головних порушників якості електроенергії в мережі живлення, особливо по несинусоїдальності напруги.

В теперішній час найпоширенішою схемою випрямлення для потужних перетворювачів є трифазна мостова схема (схема Ларіонова), представлена на рис.5.15,а. Ця схема випрямлення дозволяє здійснити так звану шести-фазний або шестиімпульсну схему випрямлення. З'єднання послідовно або паралельно двох або декількох випрямних мостів при живленні їх напругою, зміщеною на відповідний кут, дозволяє отримати 12,18,24,36,48 ...-фазні схеми випрямлення (кратні шести). Зміщення кута напруги здійснюється застосуванням відповідних схем з'єднання первинних або вторинних обмоток трансформатора:  $Y$  - зірка,  $D$  - трикутник,  $Z$  - зигзаг, які дозволяють здійснити практично схеми будь-якої фазності (імпульсний) випрямлення.

Спотворення напруги є наслідком комутації вентильних перетворювачів. Перетворювач під час комутації вентилює проводить підключення навантаження до відповідної фази без розриву струму, що надходить з попередньої фази, що призводить до періодичних міжфазних КЗ в мережі живлення. Ці комутаційні КЗ відрізняються від аварійних КЗ тільки невеликим за тривалістю часом протікання, тобто вони тривають доти, поки струм фази, що виходить з роботи, не спаде до нуля. У кривій напруги в процесі комута-

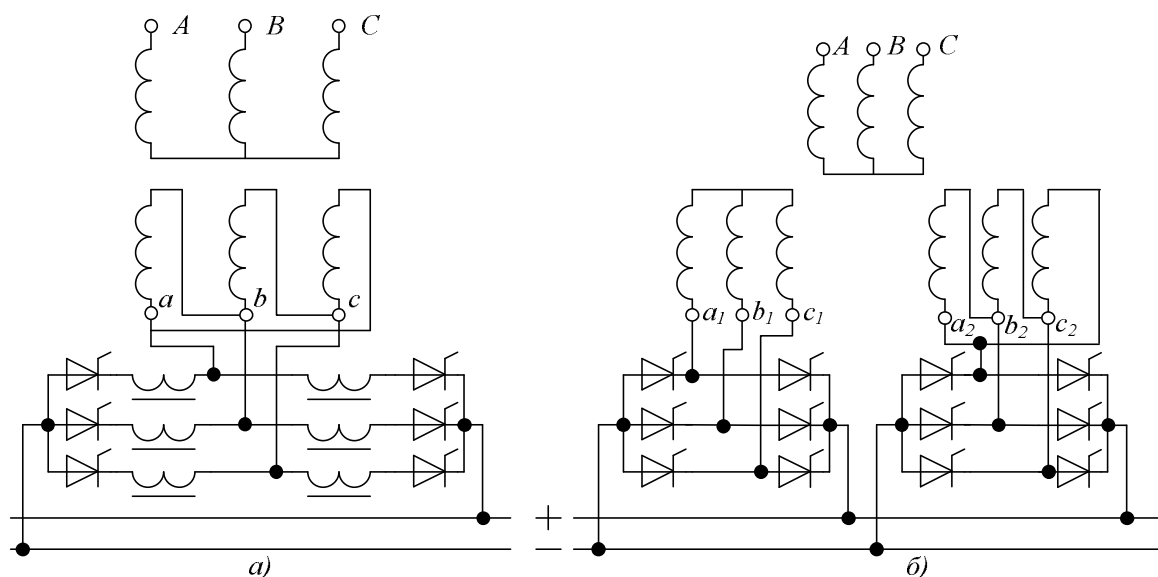


Рис. 5.15 – Схеми напівпровідникових перетворювальних агрегатів

ції з'являються комутаційні спотворення, форма, величина і кількість яких залежать від схеми випрямлення, кількості фаз випрямлення, потужності перетворювачів, параметрів мережі живлення, кута перетворювачів.

Первинним є поява в мережі живлення комутаційних спотворень напруги, а гармонійний аналіз їх дозволяє виявити наявність вищих гармонік напруги. Порядок вищих гармонік визначається формулою

$$\nu = mk \pm 1, \quad (5.19)$$

де  $m$  - число фаз випрямлення;  $k = 0, 1, 2, 3, \dots$  - послідовний ряд натуральних чисел.

Для шестифазної системи напруги в кривій напруги живлення є вищі гармоніки наступного порядку, звані канонічними:  $\nu = 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23 \dots$ ; для 12-фазною схеми  $\nu = 11, 13, 23, 25, 35, 37 \dots$ ; для 24-фазної схеми  $\nu = 23, 25, 47, 49, 71, 73$  і т.д.

Дослідження, проведені на працюючих установках, дозволили виявити наявність в мережі живлення так званих «анормальних» гармонік парних, а також непарних, порядок яких не відповідає послідовності чергування фаз. Поява таких гармонік пояснюється порушенням симетрії моментів вмикання окремих керуваних вентилів в перетворювачі внаслідок неякісного фазування, а також живлення пристроїв сіткового і фазового управління несинусоїдальною, несиметричною, коливальною напругою. Поява гармонік неканонічного порядку пояснюється випадковими явищами, виявлення їх можливо тільки на працюючій установці, і так як вони малі в порівнянні з канонічними, то в подальших розрахунках не враховуються. Залежно від

послідовності чергування фаз, кута управління, потужності, споживаної перетворювачем  $S_{\text{пр}}$ , і параметрів мережі живлення комутаційні спотворення мають цілком певний вид і розташування на кривій напруги живильної мережі. Комутаційні спотворення для 6, 12 і 24-фазних мостових схем показані на рис.5.16

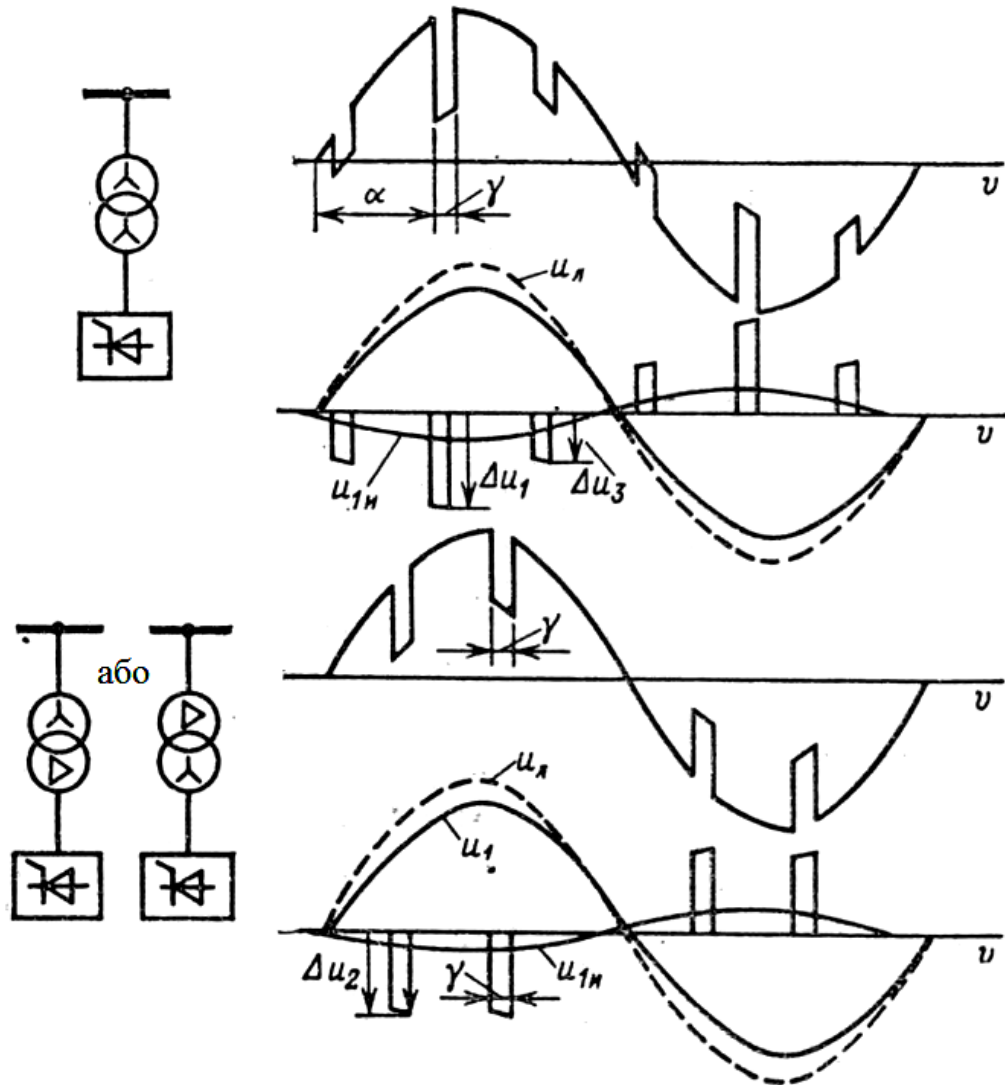


Рис. 5.16 – Комутаційні спотворення в кривій напруги при 6-фазній системі випрямлення

Методика розрахунку коефіцієнта несинусоїдальності напруги  $K_{\text{нс}}$  ґрунтується на обчисленні в будь-якій точці мережі живлення діючих значень комутаційних спотворень напруги, що рівносильно врахуванню усіх віщих гармонік.

Як вказувалось вище, коефіцієнт несинусоїдальності напруги живлячої мережі визначається за формулою

$$K_{\text{НС}} = \frac{\sqrt{\sum_2^{\infty} U_{\nu}^2}}{U_1} \approx \frac{\sqrt{\sum_2^{\infty} U_{\nu}^2}}{U_{\text{НОМ}}}. \quad (5.20)$$

При роботі вентиляного перетворювача коефіцієнт визначається наступним чином:

$$K_{\text{НС}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{S_{\text{К}}} \sqrt{0,955 \frac{\sin \varphi}{\frac{S_{\text{ПР}}}{S_{\text{К}}} + x_{\text{ПР}}} - 0,91},$$

де  $x_c = S_{\text{ПР}}/S_{\text{К}}$  - еквівалентний опір системи у відносних одиницях, приведений до потужності перетворювача  $S_{\text{ПР}}$ , тобто опір від умовної точки мережі необмеженої потужності до точки мережі в якій визначається  $K_{\text{НС}}$ ;  $S_{\text{К}}$  - потужність КЗ в точці для якої визначається  $K_{\text{НС}}$ ;  $x_{\text{ПР}}$  - індуктивний опір мережі перетворювача у відносних одиницях, приведений до  $S_{\text{ПР}}$ .

При визначенні  $K_{\text{НС}}$  особливу увагу слід звернути на  $x_{\text{ПР}}$ . Найчастіше необхідно визначити  $K_{\text{НС}}$  на шинах живлення потужних тиристорних перетворювачів. Під перетворювачем розуміється міст з випрямлячів (або їх група) та живлячий понижувальний трансформатор.

В цьому випадку  $x_{\text{ПР}}$  дорівнює опору перетворювального трансформатору та визначається за формулою

$$x_{\text{ПР}} = x_{\text{Т}} = \frac{u_{\text{К}}\%}{100} \left(1 + \frac{K_{\text{Р}}}{4}\right) \frac{S_{\text{ПР}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}. \quad (5.21)$$

де  $S_{\text{НОМ.Т}}$  - номінальна потужність перетворювального трансформатору;  $K_{\text{Р}}$  - коефіцієнт розщеплення обмоток цього трансформатору;  $u_{\text{К}}\%$  - напруга КЗ трансформатора, приведена до повної номінальної потужності трансформатора.

### Приклад 5.1

Схема живлення перетворювачів, параметрів елементів мережі та заступна схема наведені на рисунку 5.17.

Окремо визначаються  $K_{\text{НС}}$  від кожного перетворювача в точці Т1:

$$\begin{aligned} x_{\text{СИСТ}} &= \frac{S_{\text{ПР1}}}{S_{\text{К2}}} = \frac{10}{2000} = 0,005; \\ x_{\text{Т1}} &= \frac{u_{\text{КВН-НН}} S_{\text{ПР1}}}{100 S_{\text{НОМ.Т1}}} = \frac{10,5 \cdot 10}{100 \cdot 40} = 0,0262; \\ x_{\text{С1}} &= x_{\text{СИСТ}} + x_{\text{Т1}} = 0,005 + 0,0262 = 0,0312; \\ x_{\text{ПР1}} = x_{\text{Т2}} &= \frac{u_{\text{КВН-НН}} S_{\text{ПР1}}}{100 S_{\text{НОМ.Т2}}} = \frac{7 \cdot 10}{100 \cdot 16} = 0,0437. \end{aligned}$$

За формулою (5.21) знаходимо  $K_{\text{нс}1} = 8,7\%$ ;  $x_{c2} = 0,0219$ ;  $x_{\text{пр}2} = 0,035$ ;  $K_{\text{нс}2} = 6,6\%$ ;  $x_{c3} = 0,0469$ ;  $x_{\text{пр}3} = 0,06$ ;  $K_{\text{нс}3} = 12,2\%$ ;

$$K_{\text{нс}\Sigma} = \sqrt{\sum_{i=1}^3 K_{\text{нс}i}^2} = \sqrt{8,7^2 + 6,6^2 + 12,2^2} = 16,3\%.$$

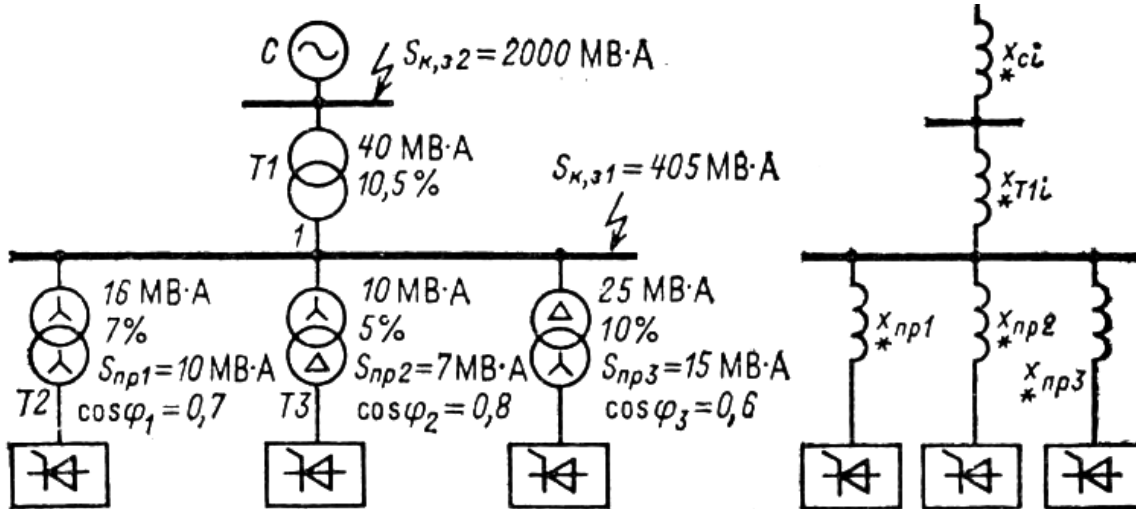


Рис. 5.17 – Заступна схема до прикладу

### 5.7.2 Дугові сталеплавильні печі

Спотворення живильного струму і напруги при роботі дугових сталеплавильних печей виникають за рахунок нелінійної характеристики дуги і за рахунок нелінійної характеристики пічного трансформатора, що працює при підвищених значеннях магнітної індукції. Рівень вищих гармонік струму при роботі дугових сталеплавильних печей порівняно невеликий, кращий в порівнянні з вищими гармоніками, що генеруються вентиляними перетворювачами. Однак з ними слід рахуватися, так як потужність дугових печей постійно зростає.

Виникнення вищих гармонік в живильних електричних мережах при роботі дугових сталеплавильних печей носить випадковий характер і не піддається аналітичному визначенням. В основному вони можуть бути визначені експериментальним шляхом. У табл. 5.3. показаний приклад процентного вмісту вищих гармонік струму (по відношенню до першої гармоніці).

На підставі експериментальних досліджень отримано співвідношення для визначення максимальних значень рівнів окремих гармонік струму при роботі дугових печей

$$I_\nu = I_{\text{п.т}}/\nu^2, \quad (5.22)$$



Таблиця 5.3 – Процентний вміст вищих гармонік в струмах печі ДСП-200 металургійного заводу

Период плавки	Номер гармоніки												$K_{нс}$ , %
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Початок розплавлення	$\frac{1,79}{1,35}$	$\frac{10}{3,17}$	$\frac{4,17}{1,0}$	$\frac{2,96}{0,6}$	$\frac{2,5}{0,73}$	$\frac{1,6}{0,48}$	$\frac{1,2}{0,18}$	$\frac{0,6}{0,16}$	$\frac{0,41}{0,15}$	$\frac{0,58}{0,14}$	$\frac{0,34}{0,06}$	$\frac{0,33}{0,06}$	$\frac{11,4}{4,22}$

П р и м і т к а. В чисельнику наведені максимальні значення вищих гармонік струму, в знаменнику – середнє значення.

де  $I_{п.т}$  - струм пічного трансформатору в розрахунковому режимі (для розрахунку максимальних значень гармонік необхідно брати в розрахунок номінальний струм пічного трансформатору);  $\nu = 3, 4, 5, \dots$  - номер відповідної гармоніки.

Струм другої гармоніки приймається рівним струму третьої гармоніки ( $I_2 \approx I_3$ ). З відношення видно, що достатньо при розрахунках враховувати тільки до 7-ї гармоніки, так як останні гармоніки малі.

Для визначення  $K_{нс}$  у відповідній точці мережі необхідно визначити рівні напруги окремих гармонік, що генеруються ДСП. Фазна напруга гармоніки в розрахунковій точці живлячої мережі знаходиться із виразу

$$U_\nu = I_\nu \nu x_c = I_\nu \nu \frac{U_{ном}^2}{S_k},$$

де  $I_\nu$  - діюче значення фазного струму  $\nu$ -ї гармоніки;  $\nu$  - порядковий номер гармоніки;  $U_{ном}$  - номінальна лінійна напруга в розрахунковій точці;  $x_c$  - опір живлячої мережі від розрахункової точки до точки нескінченної потужності;  $S_k$  - потужність КЗ в розрахунковій точці при роботі ДСП, %,

$$K_{нс} = 100 \sqrt{\sum_{\nu=2}^7 U_\nu^2 / U_{ф.ном}^2}, \quad (5.23)$$

де  $U_{ф.ном}$  - номінальна фазна напруга основної частоти в розрахунковій точці.

### 5.7.3 Зварювальні навантаження

За своїм впливом на несинусоїдальність живильної мережі зварювальні навантаження можна розділити на дві категорії: установки дугового і контактного електрозварювання змінного струму, установки дугового електрозварювання постійного струму.

Установки дугового електрозварювання змінного струму впливають на

живильну мережу аналогічно дугової сталеплавильної печей. Включення зварювальних машин контактного електрозварювання проводиться за допомогою ігнітронних або тиристорних ключів, які для плавного регулювання зварювального струму забезпечуються системами фазового регулювання кута запалення, що призводить до спотворення струму вищими гармоніками, рівень яких аналогічний рівню гармонік для дугового зварювання змінного струму.

У загальному випадку для одиначної установки електрозварювання змінного струму струми гармонік (рекомендується враховувати тільки третю і п'яту гармоніки) рівні:

$$I_{\nu} = 100 S_{\text{НОМ.Т}} \beta_{\text{СВ}} \sqrt{\text{ПВ}} / (\nu^2 U_{\text{НОМ}}), \quad (5.24)$$

де  $S_{\text{НОМ.Т}}$  - номінальна потужність трансформатора;  $\beta_{\text{СВ}}$  - коефіцієнт завантаження; ПВ - тривалість включення.

Визначення струмів гармонік, що генеруються установками дугового електрозварювання постійного струму, аналогічно визначенню гармонік для вентиляних перетворювачів. Струми гармонік (рекомендується враховувати тільки 5, 7, 11, 13-у гармоніки) одиначної установки дугового електрозварювання постійного струму визначаються за формулою

$$I_{\nu} = I_{\text{СВ}} / \nu, \quad (5.25)$$

де  $I_{\text{СВ}}$  - номінальний первинний струм установки.

Для оцінки впливу зварювальних навантажень на мережу підприємства визначається загальний коефіцієнт несинусоїдальності за формулою, %

$$K_{\text{НС}} = 100 \sqrt{\sum_{\nu=5}^{13} U_{\nu\text{ГР}}^2 / U_{\text{НОМ}}^2}; \quad (5.26)$$

де  $U_{\nu\text{ГР}} = I_{\nu\text{ГР}} \nu x_c = I_{\nu\text{ГР}} \nu U_{\text{НОМ}}^2 / S_{\text{К}}$ .

#### 5.7.4 Печі опору з тиристорним регулюванням

Високі техніко-економічні показники керованих тиристорних установок зумовили їх масове впровадження в різних галузях промисловості. Зокрема, в системах автоматизованого резистивного нагріву останнім часом все частіше віддають перевагу тиристорним-регуляторам потужності (ТРМ), які мають значно менші габарити, більш високий ККД, більшу швидкодію і меншу вартість у порівнянні, наприклад, з магнітними підсилювачами або контактними регуляторами. Впровадження тиристорів і їх фазове управлі-

ння супроводжуються погіршенням енергетичних показників установок та якості електроенергії.

Розглянемо роботу найпростішої схеми живлення електропечі опору з РТМ, що складається з послідовно включених активного опору і керованих зустрічно-паралельно включених тиристорів. На рис.5.18 представлені однофазне електричне коло установки, що розглядається та діаграми напруги і струмів. Як видно з діаграми, струм в ланцюзі є несинусоїдальну періодичну функцію в залежності від часу і визначається кутом управління  $\alpha$ .

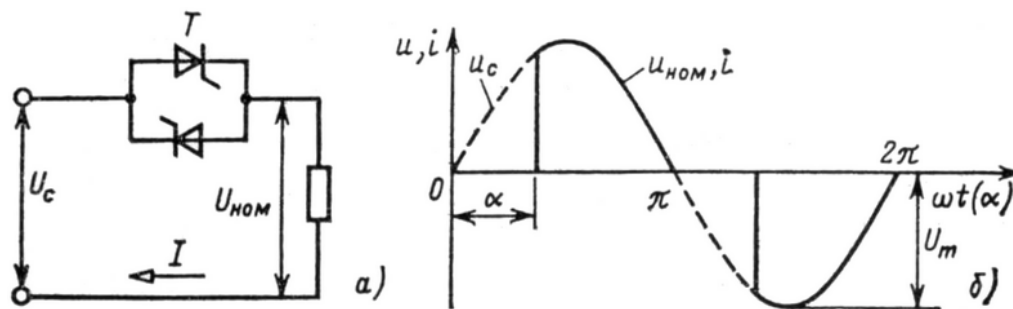


Рис. 5.18 – Коло з ключами та активним опором:

- а - схема електропостачання;
- б - діаграма напруги та струму

На рис. наведені криві відносних значень струмів вищих гармонік залежно від кута управління тиристорами  $\alpha$ . Як видно, несинусоїдальність струму значно зростає із збільшенням кута управління  $\alpha$ , так як значно зростає відносно (по відношенню до струму першої гармоніки) зміст вищих гармонік струму. Збільшення кута управління  $\alpha$  зменшує загальну потужність установки, а отже, і рівень вищих гармонік струму в мережі живлення.

Коефіцієнт несинусоїдальності напруги в мережі живлення при роботі установки визначається за формулою, %,

$$K_{нс} = 100 \sqrt{\sum_{\nu=3}^{13} U_{\nu}/U_c}, \quad (5.27)$$

## 5.8 Нормалізація та регулювання показників якості електроенергії

Проблема підтримання високої якості електроенергії в електропостачальних системах має багатогранний характер. Встановлення нормованих величин для показників якості є техніко-економічним завданням, внаслідок аналізу якого встановлено межі допустимих відхилень для основних показників якості згідно з чинним стандартом. Іншою проблемою є забезпечення наявності необхідних технічних засобів у відповідних місцях електропостачальних систем. Наступним завданням є комплексне викори-

стання засобів нормалізації та регулювання показників якості, а також вирішення інших технічних проблем, наприклад, компенсації реактивної потужності.

### 5.8.1 Регулювання частоти

В умовах нормальної експлуатації електроенергетичної системи підтримання, та регулювання частоти здійснюється постійно (неперервно) на електростанціях, які спеціально виділені для цього, і називаються ведучими за частотою. Збільшення навантаження в системі спричиняє збільшення моменту на валу турбіни, внаслідок чого виникає тенденція до зменшення обертів (тобто частоти), яку відчують регулятори частоти і видають сигнал на відкриття напрямного апарата турбіни до рівня, який забезпечить збільшення моменту на валу турбіни до значення, за якого частота відновиться. Аналогічно здійснюється процес у зворотному напрямку, тобто на часткове закриття напрямного механізму турбіни у разі зменшення навантаження.

Однак можуть виникати ситуації, коли регулювання частоти збільшенням потужності генерування стає неможливим: або напрямні механізми повністю відкриті, або ж існує дефіцит палива. Такі ситуації можуть бути пов'язані з аваріями в енергосистемі, нестачею гідроресурсів у засушливі роки, нестачею органічного палива на теплових електростанціях чи ядерного палива на атомних станціях. У цих умовах виникає необхідність часткового обмеження електропостачання споживачів. Обмеження електропостачання поділяють на планове та аварійне. В умовах планового обмеження підприємству виділяють ліміт електроенергії та директивний графік допустимої споживаної потужності. Такі ситуації, крім недоліків, з іншого боку, стимулюють запровадження заходів з економії електричної енергії та енергоощадних технологій.

В аварійних ситуаціях в енергосистемах передбачаються заходи з регулювання частоти з боку споживачів, вимкненням деяких частин навантаження за допомогою пристроїв автоматичного частотного розвантаження (АЧР). Система АЧР передбачає багатоступеневе (до 20 ступенів), по чергове вимкнення невідповідальних споживачів з різними значеннями навантаження та уставками частоти і витримки часу. Частотне розвантаження застосовується сумісно з частотним автоматичним повторним увімкненням (ЧАПВ), якими оснащують центри живлення (підстанції) без обслуговуючого персоналу.

Основною групою споживачів, для яких передбачають проведення режимів заходів з регулювання електропостачання, є промислові підприємства,

використання комунально-побутових споживачів, а тим більше лікарень та інших медичних закладів, недоцільне, а інколи й заборонене. Склад та черги вимкнення об'єктів визначають за схемою підприємства, складом навантажень, характером виробничих процесів.

Відповідальні споживачі, які допускають короткочасне вимкнення, розташовують в останніх етапах АЧР, а особливо відповідальні повинні бути забезпечені резервним автономним джерелом живлення.

Розвантаження енергосистеми вимкненням споживачів або обмеженням електропостачання може порушувати нормальний перебіг технологічного процесу, якщо тривалість перерви електропостачання перевищує допустимі значення. При цьому можуть виникати значні матеріальні збитки.

### 5.8.2 Регулювання напруги

Рівні напруги в різних точках мережі залежать від рівня напруги на джерелі та значень втрат напруги в елементах мережі, які знаходяться між джерелом та точкою мережі, що розглядається. Втрати напруги змінюються зі змінами струмів навантажень, що спричиняє відповідні зміни рівнів напруг у точках приєднання електроприймачів, відхилення яких від номінального значення не повинні перевищувати  $\pm 5\%$  в нормальних режимах та  $\pm 10\%$  - в максимальних (після-аварійних) режимах.

В інженерних розрахунках режимів роботи електропостачальних систем низької та середньої напруги (НН та СН), а також коротких ліній живлення високої напруги (ВН), не пов'язаних з визначенням векторів напруг, переважно користуються спрощеними формулами, нехтуючи поперечною складовою спаду напруги. Тоді втрати напруги в ділянці мережі номінальною напругою  $U_H$  (кВ) з опорами - активним  $R$  (Ом) та реактивним  $X$  (Ом), визначають за потужністю  $\dot{S} = P + jQ$  (кВА) за формулою, кВ

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U_H} \cdot 10^{-3}, \quad (5.28)$$

або за струмом навантаження  $I$  (А) та значеннями  $\cos \varphi$  і  $\sin \varphi$ , кВ:

$$\Delta U = \sqrt{3}I (R \cos \varphi + X \sin \varphi). \quad (5.29)$$

Для забезпечення необхідних рівнів напруг у точках приєднання електроприймачів, тобто на шинах підстанції та інших розподільних пунктах, застосовують централізоване регулювання на джерелах живлення, місцеве регулювання та регулювання на проміжних елементах мережі.

Централізоване регулювання здійснюють на генераторах електростанцій

зміною струмів збудження генераторів, а також зміною коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку з системою. У таких центрах живлення, як системні підстанції, крім зміни коефіцієнтів трансформації головних трансформаторів, застосовують лінійні регулятори та пристрої компенсації реактивної потужності (шунтові реактори на стороні мереж надвисокої напруги 330 та 750 кВ), синхронні компенсатори та батареї конденсаторів (в умовах дефіцитів реактивної потужності в мережах 6, 10, 35 та 110 кВ).

Місцеве регулювання в мережах розподілу електроенергії забезпечують зміною коефіцієнтів трансформації на трансформаторах ГПП та цехових ТП, а також використанням компенсувальних пристроїв - конденсаторних установок з регулюванням потужності. Регулювальний ефект компенсувальних пристроїв можна визначити за формулою

$$\Delta U = \frac{PR + (Q - Q_{\text{кy}})X}{U_{\text{ном}}}, \quad (5.30)$$

де  $Q_{\text{кy}}$  - потужність компенсувальної установки;  $R$  та  $X$  - активний та реактивний опори елемента мережі.

Регулювання напруги за допомогою проміжних елементів мережі можна досягти зміною кількості паралельно увімкнених ліній та трансформаторів, а також застосуванням поздовжньої компенсації. Її регулювальний ефект можна оцінити за формулою

$$\Delta U = \frac{PR + Q(X - X_{\text{упк}})}{U_{\text{ном}}}, \quad (5.31)$$

де  $X_{\text{упк}}$  - опір фази установки поздовжньої компенсації.

З останньої формули зрозуміло, що застосування одночасно поперечної й поздовжньої компенсацій значно знижує ефективність останньої.

Найчастіше для регулювання напруги застосовують комплекс заходів. У деяких випадках, наприклад, використання тільки зміни коефіцієнтів трансформації в умовах дефіциту реактивної потужності не дає необхідного ефекту.

У реальних умовах необхідність застосування компенсації реактивної потужності визначають за іншими умовами, тому її наявність, як додаткового способу регулювання напруги, необхідно врахувати під час вибору основних регулювальних пристроїв, якими в розподільних мережах можна вважати РПН (регулювання під навантаженням) та ПБЗ (перемикання без збудження) коефіцієнтів трансформації трансформаторів ГПП та цехових ТП.

У локальних системах єдиним засобом регулювання напруги є зміна

струму збудження генератора. Використання інших засобів та заходів регулювання в таких мережах, як правило, є недоцільним.

### *5.8.3 Зменшення коливань напруги*

Колівання напруги кількісно оцінюють за величиною розмаху напруги та дозою коливань, що характеризує частоту їх появи. Зменшення впливу показників коливань напруги можна досягти відповідно зменшенням розмаху коливань та частоти їх появи. Реально вплинути на частоту коливань напруги, яка залежить від частоти пусків двигунів або режимів зварювальних агрегатів та електродугових печей, практично неможливо. Тому зменшити негативний ефект від коливань напруги можна здебільшого зменшенням розмаху коливань напруги.

Розглянемо можливість реалізації зниження коливань напруги під час проектування та експлуатації мережі. Остаточний вибір заходів необхідно виконувати на основі техніко-економічного аналізу можливих варіантів з врахуванням місцевих умов.

Під час проектування можна передбачити низку заходів для зменшення коливань напруги. Враховуючи формулу визначення втрат напруги, цього можна досягти зменшенням активного та реактивного опорів лінії за рахунок збільшення перерізів проводів, а також конструкції лінії, яка забезпечує мінімальний реактивний опір. Зменшення індуктивного опору можна досягти також, застосовуючи поздовжню компенсацію.

Дуже радикальним способом зменшення впливу ударних навантажень на освітлення та інші чутливі електроприймачі є роздільне живлення освітлювального та силового, спокійного та різкозмінного навантаження. При цьому між ними має існувати деякий опір, і чим більше його значення, тим меншим є вплив різкозмінного навантаження.

В умовах експлуатації мереж їх параметри визначені вибраним обладнанням. У цьому разі залишається застосувати роздільну роботу різкозмінних та спокійних навантажень (приєднанням їх до різних віток здвоєних реакторів, чи різних вторинних обмоток трансформаторів, чи просто до різних трансформаторів) або використати пристрої динамічної компенсації реактивної потужності чи поздовжню компенсацію.

### *5.8.4 Зменшення рівня вищих гармонік*

Пониження рівня вищих гармонік в електричних мережах є частиною загального завдання зменшення впливу нелінійних навантажень на мережу живлення та покращання якості електроенергії в системах електропостачання промислових підприємств.

Комплексне розв'язання цього завдання ґрунтується на:

- зменшенні генерування вищих гармонік від таких їх джерел, на які можна вплинути тим чи іншим способом;
- зменшенні впливу вищих гармонік на решту мережі за рахунок застосування схемних вирішень;
- комплексному застосуванні пристроїв, які, крім зниження рівнів вищих гармонік забезпечують компенсацію реактивної потужності та симетрування напруг.

Схемним заходом щодо зменшення впливу вищих гармонік є нарізне живлення електроприймачів з нелінійною воль-амперною характеристикою та загальнопромислових електроприймачів, яке здійснюють від різних секцій шин головних понижувальних підстанцій або розподільних пунктів, чи від різних віток зведеного реактора, або взагалі від різних трансформаторів.

**Поліпшення форми кривої струму мережі.** Одним з перспективних способів зниження несинусоїдальності в електричних мережах виявляється поліпшення форми кривої струму мережі перетворювачів. Цього можна, досягти компенсацією вищих гармонік магнітного потоку трансформатора перетворювача, накладенням струмів 3; 9; 15-ї і гармонік більш високих порядків на струми обмоток трансформатора або забезпеченням спеціальних законів управління перетворювачами.

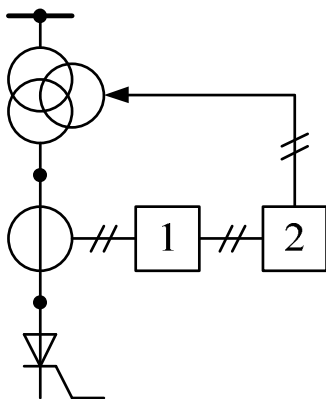


Рис. 5.19 – Схема компенсації вищих гармонік магнітного потоку трансформатора випрямляючого перетворювача

У першому випадку в третинній обмотці трансформатора перетворювача створюється, магніторушійна сила (МРС) вищих гармонік (рис.5.19). Магнітний потік обумовлений цією МРС, має напрямку, протилежний напрямку основного потоку в трансформаторі; в результаті вищі гармоніки магнітного потоку компенсуються. Фільтр 1 є загороджуючим для першої гармоніки. Підсилювач 2 підсилює струми, вищих гармонік. При реалізації схеми, наведеної на рис.5.19, можуть бути подавлені канонічні і аномальні гармоніки потоку і мережевих струмів перетворювача.

Введення струму 3-ї або кратної трьом непарної гармоніки можливо в нульових і мостових схемах перетворювачів, в тому числі в схема (рис.5.20,а) з зрівняльним реактором (рис.5.20,б).



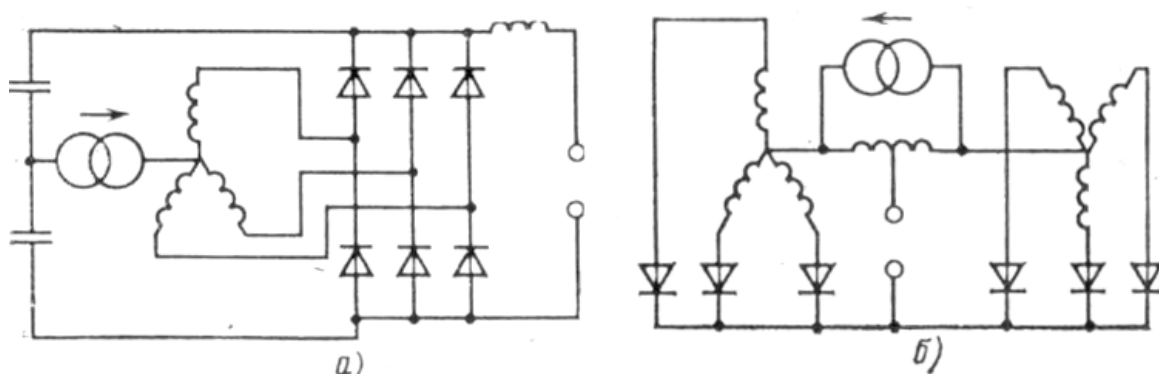


Рис. 5.20 – Схеми перетворювача з накладенням струму зворотної частоти

Змінюючи значення і фазу накладеного струму, можна знизити до нуля ту чи іншу гармоніку струму мережі (наприклад, 5-у; 7-у) при одночасному істотному зменшенні значень інших гармонік канонічних порядків.

В останні роки розроблені схеми, що дозволяють здійснювати введення додаткових струмів гармонік з допомогою спеціальних схем безпосередньо від перетворювача. З цією метою починають використовуватися також мікропроцесорні схеми управління перетворювачами.

У складних перетворювальних пристроях, що складаються з послідовно або паралельно з'єднаних одно- або двухмостових перетворювачів, принципово можливе управління гармонійним складом мережевого струму. З цією метою повинна бути забезпечена певна різниця значень кутів управління анодними і катодними: групами вентилів, так за даними [3], для однієї зі схем ця різниця повинна скласти  $36^\circ$  для зниження 5-ї гармоніки,  $26^\circ$ -7-ї,  $16^\circ$ -11-ї. Відомі й інші закони управління, реалізовані за допомогою ЕОМ або мікропроцесорів.

**Збільшення числа фаз перетворювачів.** Серед заходів, спрямованих на зниження рівнів вищих гармонік, що генеруються мостовими перетворювачами, найбільш поширеним є шестиразове збільшення числа фаз. Для досягнення цього можливі два шляхи використання трансформаторів перетворювачів зі спеціальним виконанням обмоток, що дозволяють реалізувати потрібний багатofазний режим перетворення; забезпечення еквівалентного багатofазного режиму групи перетворювачів, кожен з яких має схему з меншим числом фаз. У деяких випадках в мережах прокатних станів, заводів кольорової металургії, хімічних та інших заводів з великим числом потужних випрямних агрегатів поєднуються обидва шляхи зниження рівнів гармонік.

Застосування трансформаторів із збільшеним числом фаз в більшості випадків обмежується 12-фазними схемами; в зарубіжній практиці відомі випадки використання трансформаторів з великим числом фаз – 18, 24, 36 і навіть 48.

На рис.5.21 показані схеми з'єднання обмоток трансформаторів ВП для отримання 12-фазного режиму. Вторинні обмотки трансформатора на рис.5.20 (їх може бути дві або чотири) з'єднуються в зірку і трикутник; до цих обмоткам підключаються трифазні випрямні мости, які з'єднуються послідовно або паралельно. Такі трансформатори застосовуються, зокрема, для перетворювачів потужних тиристорних електроприводів прокатних станів. Еквівалентні або умовні багатofазні схеми забезпечують взаємну компенсацію на шинах джерела живлення вищих гармонік струму, не характерних для багатofазного режиму. Так, при умовній 12-фазній схемі компенсуються 5; 7; 17; 19 - та інші вищі гармоніки.

У більшості випадків умовний 12-фазний режим здійснюється на базі двох однакових 6-фазних перетворювачів при з'єднанні мережевої обмотки одного трансформатора в зірку, іншого – в трикутник. Компенсацію 5-ї; 7-ї і інших вищих гармонік можна пояснити наступним чином.

Вектори 5-ї гармоніки струму утворюють симетричну систему зворотній послідовності; отже, щодо векторів напруги основної частоти вони обертаються з частотою, рівною  $6\omega$ , де  $\omega$  - кругова частота мережі. Вектори 7-ї гармоніки утворюють систему прямої послідовності і обертаються в ту ж сторону, що і вектори напруги живильної системи; частота обертання векторів струму гармонік щодо тієї ж системи векторів напруги також складе  $6\omega$ . При з'єднанні мережевих обмоток двох перетворювачів в зірку і трикутник зсув по фазі між векторами напруг становить  $30^\circ$ , отже, вектори вищих гармонік струмів однойменних фаз, зсунуті на кут  $30 \times 6 = 180^\circ$ , опиняться в протифазі і будуть взаємно компенсуватися на шинах підстанції. У рівній мірі це відноситься до 17-ї та 19-ї гармонікам.

Зсув по фазі між векторами напруг, вхідних до трансформатора, може бути також забезпечений при використанні спеціального фазоповоротного трансформатора, який підключається перед трансформатором

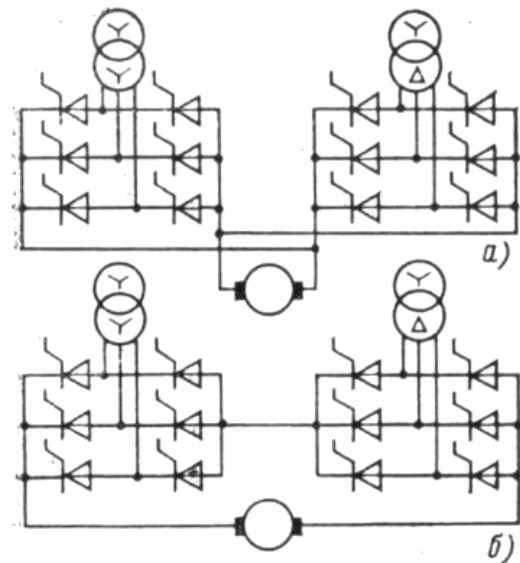


Рис. 5.21 – Схема з'єднань обмоток трансформатора мостового вентиляльного перетворювача для отримання 12-фазного режиму при з'єднанні фаз: а - паралельному; б - послідовному.

перетворювача[4, 5].

**Зниження рівнів гармонік засобами живильної мережі** досягається в основному раціональною побудовою схеми електропостачання, при якому забезпечується допустимий рівень гармонік напруги на шинах споживача. Найбільш поширеними засобами є застосування трансформаторів перетворювачів з підвищеною напругою 110-220 (330) кВ; живлення нелінійних навантажень від окремих трансформаторів або підключення їх до окремих обмоткам триобмоткових трансформаторів; підключення паралельно нелінійним навантаженням синхронних і асинхронних двигунів. Застосування в перетворювальних агрегатах трансформаторів з первинним напругою 110-220 кВ виключає вплив різкозмінних навантажень на споживачів розподільних мереж 0,4-10 кВ. Перешкодою до використання таких трансформаторів може бути поява недопустимих напружень гармонік в основних мережах живильної енергосистеми.

### 5.8.5 Застосування резонансних фільтрів

Прикладом багатофункціональних пристроїв є силові резонансні фільтри (СРФ) вищих гармонік, які ще називають фільтрокомпенсуючими установками (ФКУ). За певних умов ФКУ можна використовувати також для симетрування системи лінійних напруг. ФКУ можна використовувати і як фільтри-загороджувачі для розділення лінійних та нелінійних навантажень або як шунтові фільтри для поглинання (шунтування) струмів вищих гармонік.

Фільтри-загороджувачі – це паралельно з'єднані ємність та індуктивність, значення опорів яких на відповідній частоті мають бути однаковими за абсолютною величиною, а фільтри-шунти складаються з тих самих елементів. Тільки з'єднаних послідовно.

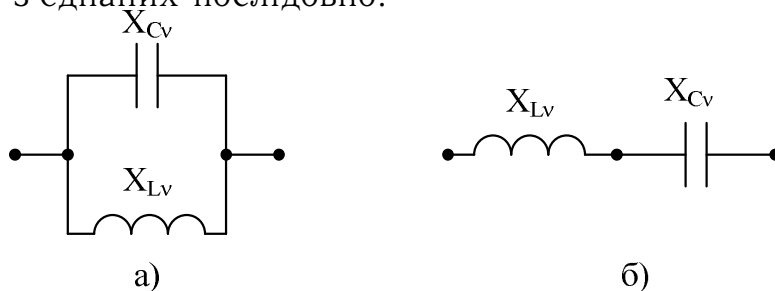


Рис. 5.22 – Електричні фільтри: а - фільтр-загороджувач; б - фільтр-шунт

У першому випадку результуючий опір наближається до нескінченності, а в другому - до нуля залежно від точності підбору складових елементів та активної складової їх опору.

Найбільшого поширення набули шунтові фільтри вищих гармонік - силові резонансні фільтри (СРФ), які на промисловій частоті являють собою

до того ж компенсувальний пристрій реактивної потужності. Їх виконують з увімкнених послідовно реактивних елементів (ємність, індуктивність), сумарний опір яких на певній частоті  $\nu$  є мінімальний, тобто кажуть, що фільтр налаштований на частоту  $\nu$ . За основною гармонікою такі фільтри є джерелами реактивної потужності. Вони можуть бути вузькосмуговими та широкосмуговими. Фільтри з вузькою смугою мають мінімальний активний опір котушки індуктивності й призначені для пропускання струму однієї гармоніки, а широкосмугові - мають підвищений активний опір (інколи за рахунок додаткового резистора) і можуть пропускати струми двох чи трьох частот. СРФ налаштовують на частоти однієї чи декількох гармонік, які переважають в амплітудному спектрі напруги мережі залежно від виду нелінійності навантаження та значення коефіцієнта  $K_p$ , який визначають за формулою

$$K_p = Q_{кб}/S_{кз},$$

де  $Q_{кб}$  - потужність конденсаторної батареї фільтра;  $S_{кз}$  - потужність короткого замикання на шинах, до яких приєднаний фільтр.

Якщо  $K_p \geq 1,5 \cdot 10^{-2}$ , то можна обмежитись одним широкосмуговим фільтром, і необхідності встановлювати декілька фільтрів немає.

У мережах з шестифазними вентиляними перетворювачами, для яких  $K_p \leq 2 \cdot 10^{-2}$  встановлюють СРФ сьомої гармоніки. Якщо при цьому не забезпечується зниження рівня гармонік до 5% і нижче, рекомендується додатково встановити фільтр 11-ї гармоніки. Якщо  $K_p \geq 2 \cdot 10^{-2}$  достатньо встановити тільки СРФ п'ятої гармоніки.

У мережах з 12-фазними вентиляними перетворювачами встановлюють СРФ 11-ї гармоніки. У цьому разі можна використати також широкосмуговий СРФ, налаштований на 7-9-гармоніки, якщо буде забезпечено зниження рівня гармонік, якого вимагають норми чинного стандарту.

У мережах з ДСП, зварювальними агрегатами, газорозрядними лампаліні встановлюють СРФ третьої, п'ятої та сьомої гармонік.

### **Запитання для самоперевірки**

1. Суть проблем якості електричної енергії?
2. Види та норми якості електричної енергії?
3. Вплив якості електроенергії на роботу електроприймачів?
4. Коливання напруги і частоти при роботі різкозмінного навантаження?
5. Несиметрія напруги, принцип симетрування навантажень?
6. Несиметрія та неурвіноваженість напруги?

7. Технологічні установки як джерела внутрішніх гармонік. Визначення коефіцієнта несинусоїдальності напруги?
8. Нормалізація показників якості електроенергії?
9. Методи і засоби зменшення рівня вищих гармонік?
10. Методи і засоби зменшення коливань напруги?

## Тема 6. Регулювання напруги і компенсація реактивної потужності у мережах промислових підприємств

### 6.1 Техніко-економічне обґрунтування необхідності компенсації реактивної потужності

Проблема компенсації реактивної потужності є дуже актуальною для електропостачальних систем. Для пояснення цього питання розглянемо рис.6.1 на якому наведена спрощена схема передачі електроенергії з двома ступенями трансформації.

Як видно з рис.6.1, кожна ділянка електропостачальної системи зумовлює збільшення реактивної потужності і відповідну зміну коефіцієнту потужності. Так, якщо реактивна потужність навантаження на шинах 0,4 кВ становить 48% активної потужності ( $Q_n = \operatorname{tg} \varphi_n P_n = 0,48 P_n$ ), то вже на шинах генераторної напруги ця цифра досягає значення 72%. Наведені цифрові дані збільшення реактивної складової потужності (на 24%) у даному випадку є лише орієнтовними. У реальних електропостачальних системах, де електрична енергія на шляху від джерела до електроприймача має значно більше ніж дві ступені трансформації, а довжина ЛЕП становить сотні і тисячі кілометрів, збільшення реактивної потужності, якщо не застосовувати заходи її компенсації, може бути значно більшим.

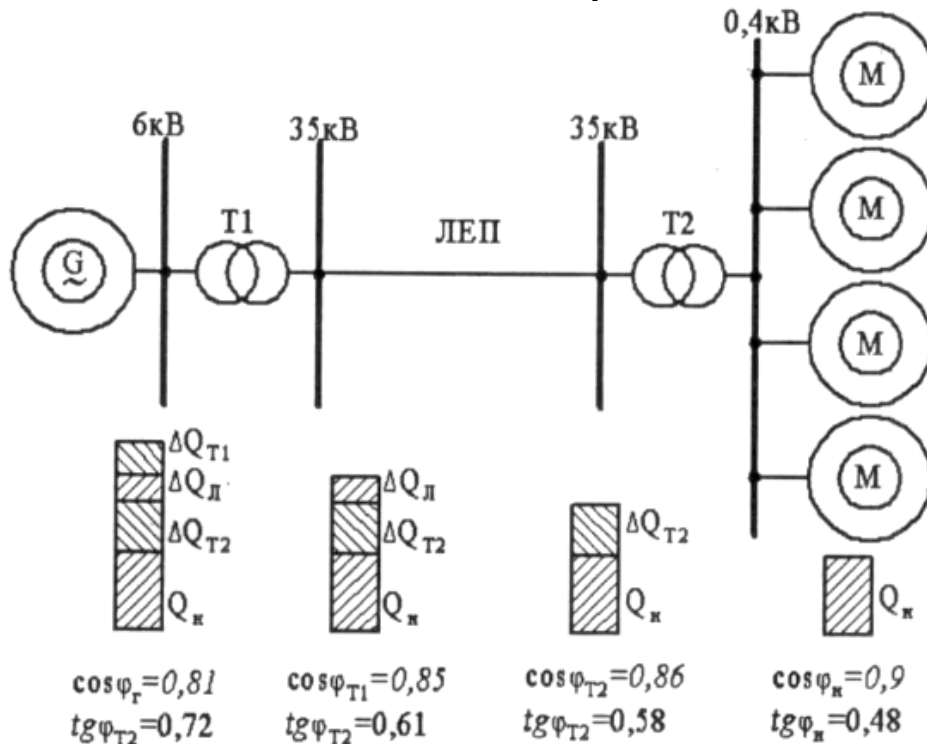


Рис. 6.1 – До пояснення питання необхідності компенсації реактивної потужності

Таке зростання реактивної складової повної потужності за умови незмінного значення активної (корисної) складової зумовлює відповідне збільшення:

- повної потужності генератора, що визначається за формулою, ВА:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (6.1)$$

- струму, що визначається за формулою, А:

$$I = S/(\sqrt{3}U) \quad (6.2)$$

Генерація та передача від джерела живлення до електроприймачів великих значень реактивної енергії є економічно недоцільними з таких причин:

- зростають додаткові втрати активної потужності, що визначаються за формулою, кВт:

$$\Delta P = 3I^2 r \cdot 10^{-3} = \frac{P^2 r}{U^2} 10^{-3} + \frac{Q^2 r}{U^2} 10^{-3} = \Delta P_a + \Delta P_p, \quad (6.3)$$

де  $r$  - активний опір однієї фази електропостачальної системи, Ом;

$\Delta P_a$  - складова втрат активної потужності від передачі активної потужності, кВт;

$\Delta P_p$  - складова втрат активної потужності від передачі реактивної потужності, кВт.

Втрати мають місце в кожній ланці електропостачальної системи і повинні покриватися активною енергією генератора;

- з'являються додаткові втрати реактивної потужності в ЛЕП. Величина втрат реактивної потужності в ЛЕП визначається за формулою, кВАр:

$$\Delta Q = 3I^2 l x_L \cdot 10^{-3}, \quad (6.4)$$

де  $I$  - сила струму навантаження в ЛЕП, А;

$l$  - довжина лінії, км;

$x_L$  - індуктивний опір 1 км ЛЕП, Ом/км.

- збільшення витрат на спорудження ЛЕП. Збільшення повної потужності  $S$ , що пов'язане зі збільшенням реактивної складової потужності  $Q$ , зумовлює згідно з (6.2) збільшення сили струму.

Пояснимо це таким прикладом. Враховуючи те, що активна складова  $I_a$  і повний струм  $I$  знаходяться в залежності  $I_a = I \cos \varphi$ , загальні втрати активної потужності в ЛЕП можуть бути визначені за формулою, кВт:

$$\Delta P = 3I^2 r \cdot 10^{-3} = \frac{3I_a^2 r}{\cos^2 \varphi} 10^{-3} = \frac{\Delta P_a}{\cos^2 \varphi}. \quad (6.5)$$

Згідно з (6.5) можна дійти висновку, що загальні втрати активної потужності в ЛЕП обернено пропорційні квадрату коефіцієнта потужності. Тоді, за умови що по ЛЕП передається одна й та сама активна потужність, якій відповідає певне значення струму  $I_a$ , при зменшенні коефіцієнту потужності, скажімо з 1 до 0,85, активні втрати зростають в  $1/0,85^2 = 1,38$  рази. Таке збільшення активних втрат зумовить збільшення маси проводів в 1,18 рази, або майже на  $1/5$  більше необхідної маси проводів за умов відсутності перетікання реактивної потужності по ЛЕП;

- неефективне використання потужності генераторів електростанцій. Повна потужність генератора  $S$  визначається двома складовими - активною  $P$  і реактивною  $Q$ . За умови нагрівання обмоток генератора повний струм генератора не повинен перевищувати його номінального значення. У разі зростання реактивної потужності, активне (корисне) навантаження на генератор має бути знижене. Таке змушене зниження активного навантаження зумовлює зниження ККД генератора, тобто неефективне його використання. Зниження ККД зумовлює також збільшення питомих витрат пального;
- неефективне використання потужності силових трансформаторів. Ефективність використання потужності силових трансформаторів значною мірою залежить від коефіцієнту потужності.

Зменшення коефіцієнта потужності означає збільшення реактивної і зменшення активної складових повної потужності, що передається через трансформатор, за умови що повна потужність навантаження не перевищує номінального значення повної потужності трансформатора. При цьому ефективність використання потужності трансформатора знижується

- збільшуються втрати напруги на всіх елементах електропостачальної системи, величина яких визначається за формулою. В:

$$\Delta Q = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{U} = \frac{P \cdot r}{U} + \frac{Q \cdot x}{U} = \Delta U_a + \Delta U_p, \quad (6.6)$$

де  $\Delta U_a$ ,  $\Delta U_p$  - втрати напруги, що зумовлені активною і реактивною потужностями відповідно, В.

ГОСТ 13109-97 обмежує допустимі зниження напруги в приймачів електричної енергії, а тому кількість реактивної енергії, що може бути передана по певних ділянках електропостачальної системи, є обмеженою. Перевищення цих граничних значень реактивної потужності може призвести до недопустимих спадів напруги.

Взаємозв'язок реактивної потужності і величини спаду напруги обумовив появу таких понять, як баланс, резерв і дефіцит реактивної енергії.



**Баланс реактивної потужності** передбачає рівність реактивної енергії, що генерується, і тієї, що споживається, за умови допустимих знижень напруги в певних вузлах електропостачальної системи. Рівняння балансу реактивної потужності записується формулою, кВАр:

$$Q_D = Q_C + Q_L + Q_T, \quad (6.7)$$

де  $Q_D$  - сумарне надходження реактивної енергії від джерел, кВАр;

$Q_C$  - сумарне реактивне навантаження від споживачів, кВАр;

$Q_L$  - сумарні втрати реактивної потужності в ЛЕП, кВАр;

$Q_T$  - сумарні втрати реактивної потужності в силових трансформаторах електропостачальної системи, кВАр.

Ураховуючи те що процеси генерації і споживання реактивної енергії збігаються в часі, а всі складові правої частини рівняння (6.7) в реальних системах є величинами змінними, баланс реактивної потужності за умови стабільної частоти струму досягається зміною спаду напруги. У ті моменти часу, коли реактивна потужність джерел живлення недостатня для покриття реактивної потужності споживачів при заданій напрузі, відбувається спад напруги до тих значень, доки не наступить баланс реактивних потужностей. Якщо ж співвідношення реактивних потужностей джерел і приймачів у певний момент часу зміниться на протилежне, відбувається підвищення напруги на таку величину, щоб баланс реактивних потужностей зберігався. Таке явище називається **регулюючим ефектом навантаження на напругу**. Як показує досвід експлуатації електропостачальних систем, регулюючий ефект проявляється лише за умови, що зниження напруги не досягне деякого критичного значення  $U_{кр}$ , яке для промислових електропостачальних систем дорівнює 75-85% номінального значення напруги  $U_{ном}$ . Зниження напруги до значень менших від  $U_{кр}$  може призвести до явища, що називається **лавинною напругою**, під час якого відбувається затяжний перехідний процес дисбалансу як в окремих вузлах, так і в усій електропостачальній системі. Для запобігання лавини напруг і можливої зупинки роботи використовують спеціальні заходи: створення резервів реактивної потужності на електростанціях, відключення окремих споживачів, форсування збудження генераторів та ін.

**Резервом реактивної потужності** називають найбільше значення реактивної потужності, яке додатково може споживатися в певному вузлі електропостачальної системи, за умови дотримання допустимих значень знижень напруги.

**Дефіцитом реактивної потужності** називають найменше значення ре-

активної потужності, яке може бути скомпенсоване в певному вузлі електропостачальної системи за умови, щоб коливання напруги, зумовлене зміною реактивної потужності, не перевищувало встановлені межі.

Підсумовуючи вищевикладене, можна дійти висновку, що економічно доцільним є зменшення реактивної потужності, яка перетікає між джерелами живлення і електроприймачами, і тим самим зменшити величину втрат і збитків, зумовлених зазначеними вище явищами в складових частинах електропостачальної системи.

## 6.2 Джерела і приймачі реактивної енергії

Прийнято вважати, що реактивна потужність генерується певним елементом електропостачальної системи або електроприймачем, якщо він створює реактивний ємнісний (або активно-ємнісний) характер навантаження, і його називають **джерелом реактивної енергії**, а реактивну потужність позначають  $Q_C$ . Якщо ж певний елемент електропостачальної системи або електроприймач створює реактивний індуктивний (або активно-індуктивний) характер навантаження, то вважається, що реактивна потужність споживається, і його називають **приймачем реактивної енергії**, а реактивну потужність позначають  $Q_L$ .

### 6.2.1 Джерела реактивної енергії

Головним джерелом реактивної енергії для електропостачальної системи є **генератори електростанцій** - турбогенератори або гідрогенератори.

**Турбогенератор** являє собою швидкохідну горизонтальну електричну машину з нерухомим статором і обертовим циліндричним неявнополюсним ротором. Вал ротора цих генераторів безпосередньо з'єднаний з валом парової або газової турбіни і обертається з великою швидкістю.

Відповідно до частоти змінного струму 50 Гц промисловість виготовляє в основному двополюсні (значно рідше - чотириполюсні) турбогенератори з номінальною частотою 3000 об/хв і активною потужністю 2,5; 4; 6; 12; 32; 63; 110; 160; 200; 300; 500; 800; 1000; 1200 МВт.

Турбогенератори виготовляються з такими номінальними значеннями коефіцієнтів потужності ( $\cos f_{\text{ном}}$ ):

- при потужності до 100 МВт - 0,8;
- при потужності 160-500 МВт - 0,85;
- при потужності 800 МВт і вище - 0,85-0,90.

**Гідрогенератор** являє собою тихохідну вертикальну електричну машину. Частота обертання ротора гідрогенератора приймається рівною най-

більш вигідній частоті обертання гідротурбіна і може мати значення від 50 до 750 об/хв.

Гідрогенератори виготовляються з такими номінальними значеннями коефіцієнтів потужності ( $\cos \varphi_{\text{НОМ}}$ ):

- при потужності до 125 МВт-0,8;
- при потужності понад 125 і до 360 МВт - 0,85;
- при потужності понад 360 МВт-0,90.

При номінальному навантаженні реактивна потужність генератора визначається за формулами, кВАр:

$$Q_{\text{НОМ}} = P_{\text{НОМ}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{НОМ}} \quad (6.8)$$

або

$$Q_{\text{НОМ}} = S_{\text{НОМ}} \cdot \sin \varphi_{\text{НОМ}}, \quad (6.9)$$

де  $P_{\text{НОМ}}$  - номінальна активна потужність генератора, МВт;

$S_{\text{НОМ}}$  номінальна повна потужність генератора, МВА;

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{НОМ}}$  номінальне значення коефіцієнта потужності генератора.

Зміна реактивної потужності, що генерується, супроводжується відповідними змінами розмагнічуючої дії реакції якоря генератора. У разі, коли реактивна потужність генератора перевищуватиме його номінальне значення, можливі три варіанти вирішення цієї проблеми:

1. Необхідно збільшувати струм збудження генератора вище від номінального значення. Але таке збільшення протягом тривалого часу неможливе, оскільки воно може призвести до перевантаження і перегрівня обмоток ротора й збудника.
2. Залишити струм збудження генератора рівним номінальному. У такому разі при збільшенні реакції якоря повна потужність генератора  $S$  буде меншою за її номінальне значення кВА:

$$S < S_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\cos \varphi_{\text{НОМ}}}. \quad (6.10)$$

При цьому активне навантаження генератора зменшується непропорційно зменшенню його коефіцієнту потужності, а дещо швидше, і при зниженні активного навантаження генератора від нього неможливо отримати номінальну повну потужність  $S_{\text{НОМ}}$ .

3. Вжити заходів для зменшення реактивної складової повної потужності і тим самим забезпечити найбільш сприйнятливий режим роботи генератора.

Крім генераторів електричних станцій, джерелами реактивної енергії в електропостачальних системах є лінії електропередачі.

Як було показано, крім активної складової опору ЛЕП, мають місце й реактивні складові. У трипровідних мережах кожний фазний провід і земля, а в чотирипровідних - три фазні і один нейтральний провід та земля являють собою сукупність умовних конденсаторів ( $C_A, C_B, C_C, C_0$ ), через які протікає зарядний струм ЛЕП.

Величина реактивної ємнісної потужності визначається за формулою, кВАр:

$$Q_C = q_0 l, \quad (6.11)$$

де  $l$  - довжина ЛЕП, км;

$q_0$  - питома активна провідність ЛЕП, См/км, що визначається за формулою:

$$q_0 = b_0 U_{\text{ном}}^2. \quad (6.12)$$

Крім генераторів електростанцій та ЛЕП, інших, так би мовити, «природних» джерел реактивної енергії в електропостачальній системі немає. А тому для збереження балансу в системі реактивної потужності цих основних джерел має бути достатньо для покриття всіх реактивних навантажень приймачів реактивної енергії, або ж частину реактивної потужності необхідно компенсувати. Близько 50% реактивної потужності в електропостачальній системі виробляють генератори електростанцій, 25% - ЛЕП, а 25% необхідно компенсувати для збереження балансу реактивної енергії.

### 6.2.2 Приймачі реактивної енергії

Приймачами реактивної енергії можуть бути як окремі елементи електропостачальної системи (силові трансформатори, реактори, ЛЕП), так і електроприймачі. Загальною характерною особливістю всіх приймачів реактивної енергії є те, що за своїм принципом дії вони використовують магнітне поле, на створення якого і використовується реактивна енергія.

Розподіл реактивної енергії між головними приймачами реактивної енергії відбувається в таких пропорціях: силові трансформатори - 45%, асинхронні двигуни - 35%, електричні мережі - 13%, інші електроприймачі (індукційні та дугові печі, зварювальні трансформатори, перетворювальні установки, освітлювальні прилади з люмінесцентними лампами та ін.) - 7%.

На промислових підприємствах до основних приймачів електричної енергії належать: асинхронні двигуни, на які припадає 60-65% реактивної енергії, що споживається; трансформатори - 20-25%; інші приймачі - 10-15%.

З кожним роком зростають реактивні навантаження і в електропоста-

чальних мережах житлових будинків, споруд та будинків суспільного призначення. Особливо це характерно для нових висотних будинків у містах, де встановлюються пасажирські й вантажні ліфти, функціонують системи водопостачання, вентиляції, пожежного захисту та ін. Суттєво збільшується споживання реактивної енергії і побутовими приладами: холодильниками, пральними машинами, кухонними приладами, освітлювальними приладами з люмінесцентними лампами та ін. Коефіцієнт потужності деяких із них становить лише  $\cos \varphi = 0,4-0,5$ . Одинична потужність таких електроприймачів, як правило, невелика, але зважаючи на те, що рахунок таких електроприймачів в середньостатистичній квартирі йде на десятки, а для багатоповерхового будинку - на сотні й тисячі штук, фактичний коефіцієнт потужності на ввіді в багатоповерховий будинок може бути меншим за  $\cos \varphi = 0,7$ .

Нижче наводиться аналіз роботи основних приймачів реактивної енергії.

### 6.2.2.1 Силові трансформатори

Силовий трансформатор являє собою приймач реактивної енергії, що зумовлено принципом дії трансформатора, який базується на законі електромагнітної індукції.

При подачі змінної синусоїдної напруги  $u_1$  на первинну обмотку 1 трансформатора з кількістю витків  $w_1$  по ній буде протікати змінний синусоїдний струм  $i_1$ . У первинній обмотці електрична енергія перетворюється в енергію змінного магнітного поля, що, як було доведено, можливе за наявності реактивної індуктивної потужності. Магнітне поле первинної обмотки зумовлює появу двох магнітних потоків - основного  $\Phi_1$  і розсіювання  $\Phi_{1p}$ .

Аналізуючи наведене вище, можна дійти висновку, що в силових трансформаторах для створення магнітних потоків (основного і розсіювання) необхідна реактивна потужність  $Q_T$ , яку, як правило, представляють через дві основні складові, кВАр:

$$Q_T = Q_0 + \Delta Q_T, \quad (6.13)$$

де  $Q_0$  - реактивна потужність у режимі неробочого ходу, кВАр;  
 $\Delta Q_T$  - приріст споживання реактивної потужності трансформатора при заданому значенні його навантаження, кВАр.

**Реактивна потужність неробочого ходу** з достатнім для практичних розрахунків наближенням може бути розрахована за формулою, кВАр:

$$Q_0 = I_0 U_{1ном} = \frac{I_0 \%}{100 \%} I_{1ном} U_{1ном} \approx \frac{I_0 \% S_{ном}}{100 \%}, \quad (6.14)$$

де  $I_0$  - струм первинної обмотки трансформатора в режимі неробочого ходу, А;

$I_0\%$  - струм неробочого ходу трансформатора в відсотках до номінального значення, величина якого дається в паспорті на трансформатор та в довідниках, %;

$I_{1\text{НОМ}}$  - номінальний струм первинної обмотки трансформатора, А;

$U_{1\text{НОМ}}$  - номінальна напруга первинної обмотки трансформатора, кВ;

$S_{\text{НОМ}}$  - номінальна повна потужність трансформатора, кВА.

**Приріст споживання реактивної потужності** з достатнім для практичних розрахунків наближенням може бути розрахованим за формулою, кВАр:

$$\Delta Q_T = I_{1\text{НОМ}} u_k \beta_T^2 = \frac{u_k\%}{100\%} I_{1\text{НОМ}} U_{1\text{НОМ}} \beta_T^2 \approx \frac{u_k\% S_{\text{НОМ}}}{100\%} \beta_T^2 = \Delta Q_{\text{НОМ}T} \beta_T^2, \quad (6.15)$$

де  $\beta_T = I/I_{\text{НОМ}}$  - коефіцієнт навантаження трансформатора;

$u_k$  - напруга дослідного короткого замикання, кВ;

$u_k\%$  - напруга короткого замикання в відсотках до номінального значення, %.

### 6.2.2.2 Дюгові електропічні установки

У дюгових електропічних установках електрична енергія перетворюється на теплову завдяки горінню електричної дуги, яка являє собою самостійний електричний розряд у газовому середовищі і супроводжується інтенсивним виділенням тепла.

Дюгові електропічні установки є потужними і досить складними високовольтними електроустановками. Електрична потужність дюгових електропічних установок складає, як правило, від одиниць до десятків МВА. Споживання реактивної енергії в цих електроустановках відбувається в понижувальному пічному трансформаторі, реакторі і в короткій мережі.

Для дюгових електропічних установок малої та середньої потужності використовують трифазні пічні трансформатори, а для установок великих потужностей - групи однофазних пічних трансформаторів. Номінальна вторинна напруга трансформаторів становить 160-600 В. Для таких трансформаторів характерними є експлуатаційні короткі замикання, які супроводжуються стрибками струмів і можуть протікати досить тривалий час. Ураховуючи цю специфіку роботи пічні трансформатори виготовляються такими, що реактивна складова потужності їх значно більша, ніж у звичайних силових трансформаторах такої самої потужності.

Живлення установок індукційного нагрівання може відбуватися від цехової електричної мережі частотою 50 Гц (безпосередньо або через спеціальні понижувальні трансформатори) або від машинних та тиристорних перетворювачів частоти, які забезпечують частоту 500-10000 Гц, а іноді й вище.

З урахуванням наведеного установки індукційного нагрівання можна розглядати як трансформатор, у якому мають місце значні потоки розсіювання, що становлять 20-30% основного магнітного потоку. У зв'язку з цим для таких установок характерним є суттєва реактивна складова потужності. Коефіцієнт потужності установок індукційного нагрівання становить  $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,1-0,3$ .

### 6.2.3 Перетворювальні установки

У промисловості набули широкого використання перетворювальні установки з використанням некерованих та керованих напівпровідникових вентилів, у яких відбувається перетворення змінного синусоїдного струму в постійний. Вентильні перетворювальні установки є приймачами реактивної енергії, оскільки в них між основною (першою) гармонікою струму і напругою має місце кут зсуву фаз  $\varphi$ . У некерованих напівпровідникових перетворювачах величина реактивної потужності залежить від кута комутації вентилів  $\gamma$ . У керованих напівпровідникових перетворювачах реактивна потужність також залежить від кута комутації  $\gamma$ , але в них більший вплив на цей показник має кут відкривання вентилів  $\alpha$ . Причому збільшення цього впливу зростає зі збільшенням діапазону регулювання величини кута  $\alpha$ .

Величина реактивної потужності розраховується за формулами:

- для некерованих напівпровідникових перетворювачів, кВАр:

$$Q_{\Pi} = P_{\Pi} \operatorname{tg} \varphi = P_{\Pi} \operatorname{tg} \frac{\gamma}{2}, \quad (6.16)$$

- для керованих напівпровідникових перетворювачів, кВАр:

$$Q_{\Pi} = P_{\Pi} \operatorname{tg} \varphi = P_{\Pi} \operatorname{tg} \left( \alpha + \frac{\gamma}{2} \right), \quad (6.17)$$

де  $P_{\Pi}$  - активна потужність перетворювача, кВт;

$\varphi$  - кут зсуву фаз між векторами струму і напруги основної частоти, рад.

### 6.3 Заходи компенсації реактивної потужності

Заходи компенсації забезпечують зменшення реактивної потужності, що перетікає між джерелами та електроприймачами, природно без використання спеціальних засобів компенсації, а тому не потребують великих матеріальних витрат для їх реалізації. Тому ці заходи мають упроваджуватись в

першу чергу, і лише коли їх наслідки будуть недостатніми для досягнення необхідного ступеня компенсації, повинні розглядатися і впроваджуватись засоби і способи штучної компенсації.

### *6.3.1 Заходи щодо зменшення споживання реактивної потужності*

Зменшення споживання реактивної потужності споживачами можна досягти за рахунок організаційних та технічних заходів. Організаційні заходи необхідно (розглядати та застосовувати найперше, оскільки вони не вимагають витрат значних коштів. Зважаючи на те, що основними споживачами реактивної потужності є асинхронні двигуни, трансформатори та вентильні перетворювачі, то насамперед необхідно проаналізувати їх роботу та схеми в таких аспектах:

- *створення раціональної схеми електропостачання шляхом зменшення кількості трансформаторів між джерелом і електроприймачами. Цей захід може бути втіленим як на стадії проектування та створення нових схем електропостачання, так і при реконструкції уже діючих;*
  - *розроблення та впровадження заходів з вирівнювання графіків навантаження і покращення енергетичного режиму роботи силового електрообладнання.*
  - *заміна на менш потужні або відключення частини силових трансформаторів що завантажені в середньому менше ніж на 30%. Неefективна експлуатація трансформаторів з навантаженням менше 30%. Як окремий випадок використання цього засобу є відключення одного із двох трансформаторів, що працюють паралельно. Під час обідніх перерв на підприємстві, в неробочі години доби та у неробочі дні, коли навантаження значно знижується, відключення одного з двох трансформаторів дозволяє суттєво зменшити втрати реактивної потужності;*
  - *правильний вибір електродвигунів за потужністю та видом. Доцільність використання цього засобу доведена. Більшість асинхронних двигунів найбільші значення коефіцієнта потужності  $\cos\varphi$  мають при завантаженні 75-100% номінальної потужності. Якщо дозволяють технологічний процес, умови навколишнього середовища, вимоги до пуску та регулювання швидкості, перевагу слід надавати асинхронним двигунам із короткозамкненим ротором, а не асинхронним двигунам із фазним ротором; швидкісним двигунам, а не тихохідним; одно-, а не багатошвидкісним; відкритого або захищеного, а не закритого виконання;*
  - *заміна асинхронних двигунів, що завантажені менш ніж на 70% їх номінальної потужності, іншими з меншою номінальною потужністю.*
- У більшості випадків стандартний ряд потужностей асинхронних дви-



гунів напругою до 1 кВ, що виготовляються промисловістю в даний час, дозволяє виконати таку заміну на практиці;

- *перемикання статорних обмоток асинхронного двигуна напругою до 1 кВ, основною схемою якого є схема «трикутник», на схему «зірка», якщо двигун завантажений менш ніж на 40% номінальної потужності.* Цей захід доцільно використовувати тоді, коли заміна недовантаженого двигуна на менш потужний є складною і дорогою (наприклад, двигун є вбудованим у робочий механізм).

При перемиканні статорних обмоток асинхронного двигуна зі схеми «трикутник» на «зірка» напруга на фазних обмотках зменшується в  $\sqrt{3}$  рази, що зумовлює суттєве зменшення струму намагнічення, а відповідно, і реактивної потужності. Однак слід мати на увазі, що при такому перемиканні в три рази зменшується момент на валу електродвигуна, а тому значно погіршуються його пускові та перевантажувальні властивості;

- *покращення якості ремонту двигунів.* Обмотка статора є одним із найбільш «слабких місць» асинхронних двигунів. А тому ремонт асинхронних двигунів, пов'язаний з заміною обмотки статора, є одним із найбільш поширених.

При виконанні ремонту електродвигунів неприпустиме обточування ротора, оскільки вона зумовлює збільшення повітряного зазору між ротором і статором, а збільшення зазору, навіть на десятки частки міліметра, призводить до значного зростання реактивного струму.

Для спрощення процедури видалення старої обмотки з пазів використовують нагрівання статора до високих температур, при яких вигорає ізоляція обмотки. Таке нагрівання призводить до суттєвих погіршень магнітних властивостей двигуна і зниження енергетичних показників двигуна.

Основним показником якості виконаного ремонту асинхронного двигуна є відповідність струму неробочого ходу нормативним значенням;

- *обмеження тривалості роботи в режимі неробочого ходу двигунів та зварювальних трансформаторів.* Реактивна потужність, що споживається у режимі неробочого ходу, знаходиться за формулою . Для більшості асинхронних двигунів реактивна потужність в режимі неробочого ходу становить 60-70% реактивної потужності при номінальному навантаженні.

Експериментально доведено, що коли тривалість роботи в режимі неробочого ходу перевищує 10 с, доцільним є відключення електродвигуна від мережі, що забезпечує суттєве зменшення споживання як реактив-

ної, так і активної енергій. Для цього використовують обмежувачі неробочого ходу.

- *заміна асинхронних двигунів синхронними.* Доцільність такої заміни пояснюється тим, що синхронні двигуни, крім виконання своєї основної функції - перетворення електричної енергії в механічну, паралельно забезпечують і підвищення коефіцієнта потужності.

Синхронні двигуни мають більш високий ККД, ніж асинхронні двигуни тієї самої потужності. Враховуючи те, що синхронні двигуни виготовляються на менші швидкості, ніж асинхронні, іноді вдається при заміні асинхронних двигунів синхронними уникнути передавального пристрою в складі електропривода.

У синхронних двигунів обертовий момент меншою мірою, чим у асинхронних, залежить від коливань напруги в мережі живлення (величина обертового моменту в асинхронних двигунів пропорційна квадрату напруги, а в синхронних - у першому ступені).

Проте слід зауважити, що синхронні двигуни мають і низку недоліків порівняно з асинхронними, головними із яких є:

- необхідність двох джерел живлення (постійного та змінного струмів);
- збільшення габаритів, маси і вартості;
- складність процесу запуску та обслуговування в процесі експлуатації;
- *удосконалення схем напівпровідникових перетворювачів.* Зменшення реактивної потужності напівпровідникових перетворювачів може бути досягнутим зменшенням кута комутації вентилів, кута відкривання вентилів і границь його регулювання, несиметричністю керування вентилями, використанням штучної комутації. У схемах зі штучною комутацією вентилів пристрої комутації використовують конденсатори. Доцільність використання таких схем пояснюється тим, що конденсатори в таких схемах використовуються більш ефективно, ніж при звичайному ввімкненні в мережу з метою компенсації реактивної потужності. Тому перетворювачі, виконані за схемою штучної компенсації, розглядаються як спеціалізований засіб, який поряд з виконанням своїх основних функцій, пов'язаних із перетворенням змінного струму в постійний, виконує також і функцію компенсації реактивної потужності;

### *6.3.2 Пристрої динамічної компенсації реактивної потужності*

#### *6.3.2.1 Класифікація компенсувальних пристроїв*

В історичному аспекті компенсувальні пристрої реактивної потужності в енергосистемах з часом набували все більшої різноманітності та технічної складності. На перших етапах розвитку ЕПС, коли вони являли собою

локальні системи, баланс не тільки активної, а й реактивної потужності забезпечували генератори електростанцій, які виготовляли з номінальним коефіцієнтом потужності на рівні  $\cos \varphi = 0,6$ .



Рис. 6.2 – Класифікація компенсувальних пристроїв

Під час об'єднання електростанцій в електричні системи починають застосовувати для місцевих реактивних навантажень спеціальні синхронні машини - синхронні компенсатори, а також використовувати компенсувальну здатність синхронних двигунів, які разом становлять в класифікації окремий клас - динамічні компенсувальні пристрої[6].

У той самий час у місцях дефіциту реактивної потужності починають застосовувати конденсаторні батареї (переважно на низькій напрузі), а в місцях її надлишку - шунтові реактори (на довгих лініях енергосистем). Ці два типи компенсувального обладнання називаються нерегульованими статичними компенсувальними пристроями.

Подальший розвиток техніки компенсувальних пристроїв ґрунтується на використанні конденсаторних батарей та реакторів з різноманітними

схемами їх сполучень та застосуванням різних принципів регулювання.

Класифікацію компенсувальних пристроїв за різними ознаками зображено на рис.6.2 За цією класифікацією розглянуто їхні конструкції, принцип дії, основні техніко-економічні показники, переваги та недоліки.

### 6.3.2.2 Використання синхронних двигунів для компенсації реактивної потужності

Синхронний двигун (СД), як і будь-яка інша синхронна машина, може генерувати чи споживати реактивну потужність залежно від значення струму збудження. Йому притаманні всі технічні переваги, що властиві синхронному компенсатору, а доцільність його використання для компенсації реактивної потужності необхідно визначати в економічному порівнянні з іншими засобами, передусім з батареями статичних конденсаторів.

У промисловості СД застосовують для приводу потужних механізмів з тривалим режимом роботи - насосів, вентиляторів, компресорів, транспортерів тощо. Виробники випускають СД з випереджувальним номінальним коефіцієнтом потужності, що дорівнює 0,9, тому їх можна використовувати як джерела реактивної потужності (ДРП). Технічна можливість використання СД як ДРП обмежується найбільшим значенням реактивної потужності, яку він може генерувати без порушення умов нагрівання активних частин двигуна-обмоток та магнітопроводів статора та ротора.

Умови роботи СД характеризуються такими параметрами:

- коефіцієнтом завантаження за активною потужністю

$$\beta = P/P_n;$$

- коефіцієнтом завантаження за реактивною потужністю

$$\alpha = Q/Q_n;$$

- відносним значенням напруги на двигуні

$$U^* = U/U_n$$

де  $P$ ,  $Q$ ,  $U$  - фактичні значення активної та реактивної потужностей і напруги двигуні;  $P_n$ ,  $Q_n$ ,  $U_n$  - номінальні значення цих величин.

За умов відхилення параметрів режиму СД від номінального значення реактивної потужності, яку він може генерувати, визначають за формулою

$$Q_m = \alpha_m Q_n,$$

де  $\alpha_M$  - найбільше допустиме значення коефіцієнта завантаження, яке залежить від завантаження СД активною потужністю та відносної напруги на двигуні  $U^*$ :

$$\alpha_M = f(\beta, U^*).$$

На рис.6.3 показано приклад цих залежностей для двигуна типу СДН-18-71-12 потужністю 6300 кВт номінальною напругою 6,3 кВ.

Під час техніко-економічного порівняння СД з іншими джерелами реактивної потужності (ДРП) необхідно враховувати втрати активної потужності, які зумовлені генеруванням ним реактивної потужності. Відповідними дослідженнями було доведено, що ці додаткові втрати в двигуні можна визначити залежно від значення генерованої ним реактивної потужності  $Q$  за формулою

$$\Delta P = \frac{D_1}{Q_H} Q + \frac{D_2}{Q_H} Q^2, \quad (6.18)$$

де  $D_1$  та  $D_2$  - постійні величини для конкретного двигуна, які визначають з таблиць і характеризують втрати активної потужності в двигуні під ЧАС, генерування реактивної.

Вартість втрат енергії в СД на генерування реактивної потужності за рік можна наближено визначити за часом увімкнення  $T_y$  та середньою вартістю кіловат-години  $C_0$  (чи тарифом)

$$B_{\text{втр.СД}} = \left( \frac{D_1}{Q_H} Q + \frac{D_2}{Q_H} Q^2 \right) T_y C_0. \quad (6.19)$$

Для порівняння з іншими ДРП необхідно визначити дисконтовані витрати з врахуванням витрат на регулятор, якщо його встановлюють тільки для регулювання реактивної потужності. Ці витрати визначають за формулою

$$B_{\text{СД}} = \frac{B_{\text{втр.СД}} + B_{\text{е.рег}}}{E_d} + K_{\text{рег}}. \quad (6.20)$$

Дисконтовані витрати на генерування двигуном реактивної потужності порівнюють з витратами конкуруючого варіанта компенсації.

За наявності на підприємстві тільки споживачів НН дисконтовані витрати на конденсаторні батареї загальною потужністю  $Q_{\text{кн}} = Q_{\text{СД}}$ , які визначаються за формулою, ідентичною до (6.20), потрібно порівняти з витратами на генерування реактивної потужності в СД та витратами на

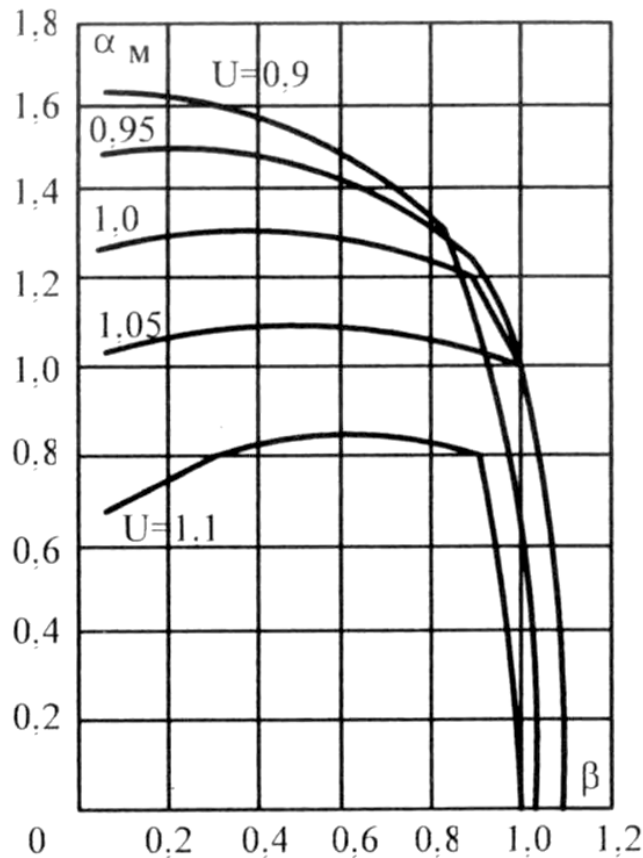


Рис. 6.3 – Залежності коефіцієнта максимального завантаження реактивною потужністю від коефіцієнта завантаження активною потужністю  $\beta$  для двигуна СДН-18-71-12 за різних відносних значень напруги

додаткову потужність трансформаторів на збільшення перерізу кабелів, а також на додаткові втрати електроенергії в елементах мережі, через які передаватиметься реактивна потужність від СД.

Вибирають той варіант, дисконтовані витрати якого найменші. Однак із невеликої різниці витрат (до 15-20%) на користь варіанта з конденсаторами потрібно все ж вибирати варіант з використанням СД як такий, що має істотні технічні переваги (швидкість та плавність регулювання, можливість форсування потужності тощо).

### 6.3.2.3 Синхронні компенсатори

Синхронні компенсатори (СК) використовують у системних мережах і лише з дозволу енергосистеми їх можна застосовувати в промислових мережах. За своїми технічними характеристиками, крім недостатньої в деяких випадках швидкості регулювання, синхронні компенсатори є майже ідеальними пристроями, вони мають великий діапазон регулювання реактивної потужності від номінального значення  $Q_H$  під час її генерування й до (50-60%)  $Q_H$  в режимі споживання. Крім того, в умовах режимів КЗ, коли

виникає значний дефіцит реактивної потужності, синхронні машини здатні на короткий час існування такого режиму в декілька разів збільшити генерування реактивної потужності, тобто здійснити так зване "форсування". Такі можливості синхронних машин істотно підвищують динамічну стійкість системи.

Як недоліки можна відзначити:

- 1) значну вартість.
- 2) великі питомі втрати активної потужності.
- 3) складність експлуатації, яка пов'язана з необхідністю побудови приміщення, налагодження олійного господарства, наявності циркуляційної води для охолоджувачів, а при водневому охолодженні - наявності відповідного досить складного газового господарства.
- 4) недостатня швидкість регулювання в схемах електропостачання з ударними навантаженнями (прокатні реверсивні стани, тощо).
- 5) для найпотужніших СК існують проблеми з передаванням реактивної потужності через третинні обмотки автотрансформаторів.

Тривалий час вважали, що використання компенсувальної здатності синхронних двигунів (СД) завжди економічно доцільне. Однак, дослідження 70-х років ХХ ст. показали, що це не завжди так. Для визначення доцільності використання синхронних двигунів, як компенсувальних пристроїв одночасно з виконанням ними основної технологічної функції слід проводити техніко-економічне порівняння з іншими засобами. В такому порівнянні капітальні витрати на двигун не враховуються, тому що він встановлюється за технологічними вимогами і це в ряді випадків визначає економічну доцільність їх використання.

Переваги синхронних двигунів з технічного боку є практично такими ж як і у синхронних компенсаторів, а як основний недолік слід відмітити великі витрати активної потужності на вироблення реактивної складової потужності.

Доцільність використання СД як компенсувальних пристроїв вирішується на основі техніко-економічних розрахунків.

#### *6.3.2.4 Шунтові конденсаторні батареї та реактори*

Нерегульовані конденсаторні батареї високої та середньої напруги характеризуються найменшою вартістю одиниці потужності, а також мінімальними питомими втратами активної потужності, які дорівнюють 1,5-2,5 кВт/Мвар. Для конденсаторних установок низької напруги вартість одиниці потужності приблизно вдвічі більша, а питомі втрати дорівнюють

3,5-4 кВт/Мвар.

У мережах енергетичних систем застосовують нерегульовані конденсаторні батареї номінальною напругою 6, 10, 35, 110 кВ і вище, потужністю відповідно від одиниць мегавар до 100 і більше. В промислових електричних мережах на середній напрузі (6 та 10 кВ) використовувались комплексні установки типу УК-6 (10)-450 потужністю 450 кВар та інші, а на низькій напрузі – серії комплектних конденсаторних установок типу УК-0,38 або УКН потужністю 100, 150, 300, 450, 600 та 900 кВар. На сьогодні існує можливість вибрати КБ практично будь-якої конфігурації за встановленою потужністю, за ступенем і способом регулювання тощо.

Основними перевагами нерегульованих конденсаторних установок компенсації реактивної потужності є:

- 1) низька вартість;
- 2) невеликі втрати активної потужності;
- 3) простота схеми.

До недоліків можна віднести:

- 1) відсутність регулювання потужності;
- 2) від'ємний регулювальний ефект за напругою, що означає зменшення генерування реактивної потужності пропорційно квадрату напруги під час її зменшення в точці приєднання КБ в той час, коли в цих умовах бажано збільшення генерування РП;
- 3) кидки струму під час увімкнення та напруги під час вимкнення. Зважаючи на такі характеристики нерегульованих конденсаторних батарей безумовно доцільно їх використовувати, як нерегульовані базисні частини складного компенсатора.

Шунтові реактори випускалися напругою 10, 35, 110, 500 кВ та використовуються в системних мережах з надлишком реактивної потужності, а також як складова частина комплексних статичних компенсаторів.

#### **6.4 Статичні компенсатори реактивної потужності**

Статичні компенсатори використовуються для компенсації реактивної потужності і стабілізації напруги в мережах, до яких підключені електроприймачі з різко змінним характером навантаження (прокатні стани, дугові печі, потужні зварювальні установки тощо). Дуже часто робота таких електроприймачів поряд зі стрибковими змінами потужності і спаду напруги супроводжується також суттєвими скривленнями форми струму і напруги.

Головними складовими статичних компенсаторів є: конденсатор, дросель та тиристорний перетворювач. Конденсатор і дросель є накопичувачами



електромагнітної енергії, а тиристорний перетворювач забезпечує її швидке кероване перетворення.

На практиці використовується велика кількість різних схем для статичних компенсаторів. Характерною особливістю цих схем є те, що всі вони включають до свого складу генеруючу частину (фільтри високих гармонік) і регульований з допомогою тиристорів дросель.

На рис.6.4 наведені найбільш типові спрощені схеми статичних компенсаторів.

Регулювання реактивної потужності таких установок досягається шляхом зміни насиченості магнітопровода реактора і ємності конденсаторних батарей.

До **переваг** статичних компенсаторів належать:

- висока швидкодія зміни реактивної потужності;
- широкий діапазон регулювання реактивної потужності;

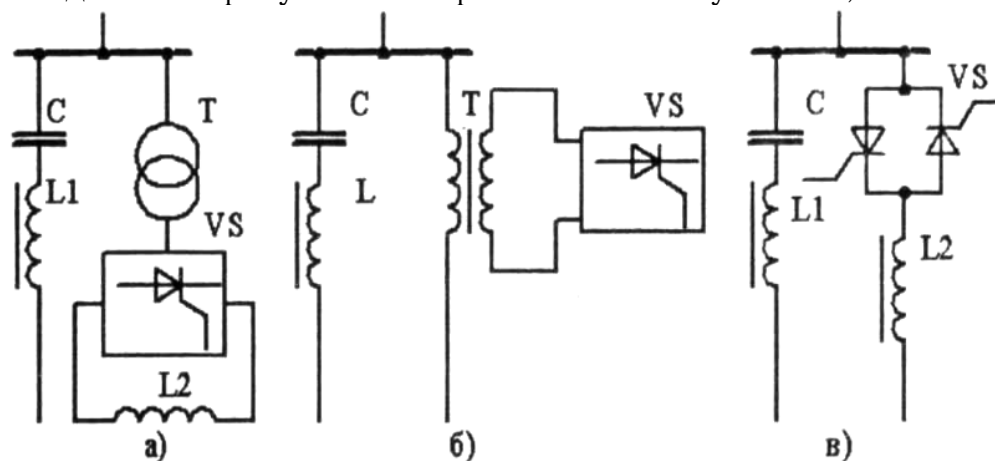


Рис. 6.4 – Електричні схеми статичних компенсуючих установок:  
 а) з індуктивним накопичувачем з боку постійного струму,  
 б) з реактором насичення з нелінійною вольт-амперною характеристикою,  
 в) з реактором насичення з лінійною вольт-амперною характеристикою

#### 6.4.1 Статичні компенсатори прямого регулювання

Потужність трифазного статичного компенсатора зі з'єднанням фазних елементів у "зірку" можна визначити за формулами

$$Q = \frac{U^2}{X}, \quad Q = \sqrt{3}U \cdot I, \quad Q = 3I^2 \cdot X, \quad (6.21)$$

або, наприклад, для конденсаторів ємністю  $C$  у фазі

$$Q_C = U^2 \cdot \omega \cdot C = U^2 \cdot 2\pi fC. \quad (6.22)$$

З першого виразу можна зробити висновок, що за умови незмінної напруги можна регулювати потужність пристрою за рахунок *зміни опору  $x$* . З другого та третього виразів бачимо, що за цих самих умов незмінної напруги регулювання потужності можна досягти *зміною струму*. Якщо ж у першому виразі залишити незмінним значення реактивного опору, то очевидно, що регулювання потужності можна досягти *зміною напруги*. А з третього виразу можна зробити висновок про можливість регулювання потужності статичної конденсаторної установки *зміною частоти*.

#### 6.4.1.1 Регулювання зміною опору

Найпростішим способом регулювання потужності конденсаторної батареї є її секціонування та забезпечення можливості комутації кожної секції до шин "споживача. У цьому разі ступенево змінюється відповідно і її потужність.

Можливості отримання більшої кількості значень потужності можуть мати велике значення за необхідності плавнішого регулювання відповідних параметрів (напруги, реактивної потужності, коефіцієнта реактивної потужності). Тому застосування різних співвідношень параметрів секцій конденсаторних батарей у поєднанні з можливістю перемикання схеми з'єднання кожної секції з "зірки" на "трикутник" значно збільшує кількість дискретних значень потужності.

Основними недоліками таких конденсаторних установок є велика дискретність значення потужності та значні проблеми під час комутації секцій, коли увімкнення конденсаторів, особливо за наявності вже приєднаних секцій, спричиняє кидки струму, які можуть сягати великих значень.

У момент вимкнення конденсаторів можливі також значні перенапруги.

Під час регулювання реактивної потужності в мережах з різкозмінним навантаженням після вимкнення КБ через невеликий проміжок часу знову її вмикають, причому напруга на конденсаторах в цей момент часто відрізняється від нуля. Тиристорний вимикач дає змогу керувати моментом увімкнення та виконувати його навіть через один період (0,02 с) після вимкнення. Перехідний процес керованого увімкнення зарядженого конденсатора має сприятливіший характер, ніж увімкнення незарядженого конденсатора.

Тиристорний вимикач представляє собою два зустрічно-паралельно з'єднаних вентилях  $T_1$  і  $T_2$  (рис.6.5, а). Керування тиристорами виконується за

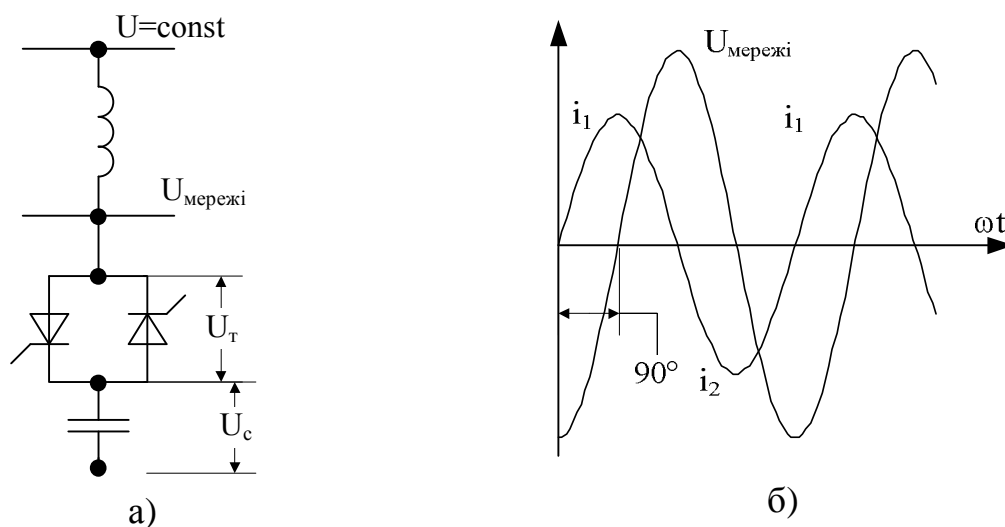


Рис. 6.5 – Тиристорний вимикач (ключ) для комутації КБ:

а - принципова схема однієї фази; б-діаграма струмів та напруг

допомогою прямокутних імпульсів напруги тривалістю приблизно  $100^\circ$  (5-5,5 мс). На рис.6.5,б показано фазу цього імпульсу для кожного з тиристорів по відношенню до напруги мережі. Кожен з імпульсів випереджає відповідну йому напругу на  $90^\circ$ .

Найсприятливішим моментом увімкнення незарядженого конденсатора є момент переходу напруги мережі через нульове значення. У цьому випадку струм під час перехідного процесу не може перевищити амплітуду усталеного струму більше, ніж у два рази, а напруга на конденсаторній батареї мало відрізняється від усталеного значення.

Для вимкнення конденсаторної батареї найсприятливішим моментом є перехід струму через нульове значення. Напруга на конденсаторі у цьому випадку сягає амплітудного значення та завдяки зберіганню заряду на його обкладинках залишається деякий час незмінною.

#### 6.4.1.2 Регулювання зміною струму

Регулювання струму в головному колі статичного елемента (конденсатора, реактора) можна здійснити за допомогою тиристорних пристроїв, принципова схема яких відповідає показаній на рис.6.5. Відмінність їх від тиристорних ключів полягає у плавному регулюванні моменту відкриття вентилів, за рахунок чого плавно змінюється струм головного кола. Цей принцип регулювання застосовують для реакторів та не застосовують для конденсаторів, тому що у зв'язку із специфікою їх комутації (великі кидки струму увімкнення та кидки напруги під час вимкнення) запаси відповідних параметрів тиристорів для забезпечення їхньої надійної роботи мають бути багатократними. Конденсаторні установки з регулюванням такого ти-

пу стають занадто дорогими і тому їх використання є недоцільним.

Для реакторів регулювання струму в головному колі може здійснюватися також підмагніченням магнітопроводу постійним струмом та застосуванням принципу параметричного регулювання реакторів з насиченням осердя.

Підмагнічення постійним струмом магнітопроводу реактора змінює нахил та положення зони перегину вольт-амперної характеристики (рис.6.6). Відповідно до зміни значення струму підмагнічення змінюється струм реактора для заданої робочої напруги.

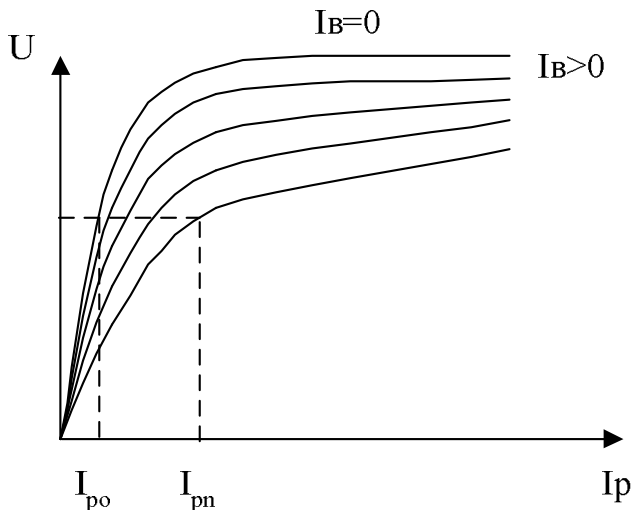


Рис. 6.6 – Характеристики реактора з підмагніченням:  
 $I_B$  - струм підмагнічення

Збільшення напруги в точці приєднання такого реактора збільшує струм реактора, який має індуктивний характер і збільшує у відповідних елементах системи втрати напруги, що в свою чергу зменшує рівень напруги в даній точці. Зменшення рівня напруги змінює процес стабілізації напруги і він протікає в зворотньому напрямку. Отже, такий реактор сприяє стабілізації рівня напруги.

Перевагою всіх цих методів регулювання можна вважати:

- плавність регулювання потужності, а у останньому випадку - авторегулювання;
- швидкодія регулювання потужності.

Основними недоліками є:

- генерування вищих гармонік, особливо у випадку використання тиристорів;
- відносна складність схем керування;
- висока вартість;
- значні втрати потужності (до 10 – 15 кВт/Мвар).

#### 6.4.1.3 Регулювання зміною напруги

Для будь-якого статичного елемента (котушки індуктивності, конденсатора, резистора) зміна напруги, прикладеної до нього, викликає зміну потужності, яка пропорційна квадрату напруги.

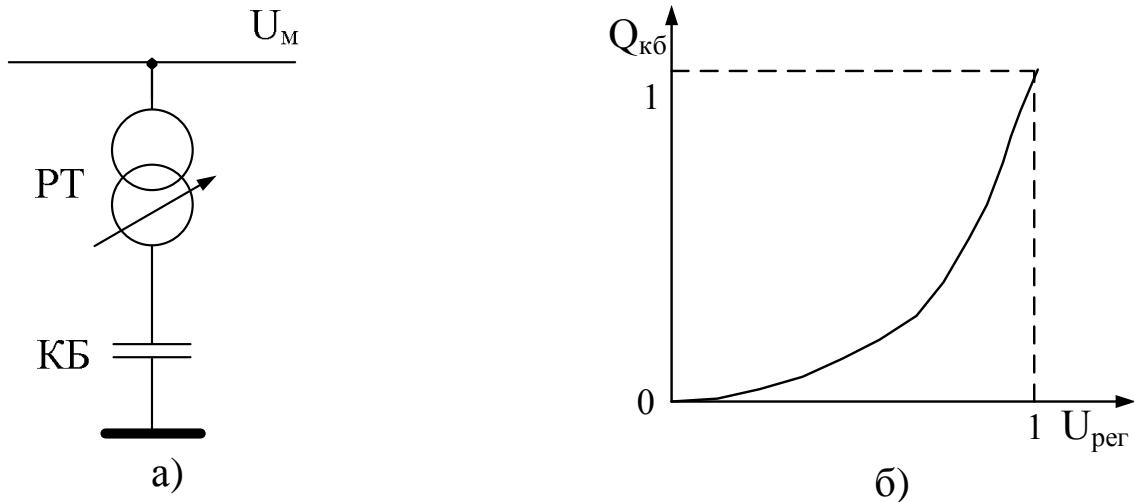


Рис. 6.7 – Регулювання потужності статичного елемента зміною напруги:  
а - схема; б - регулювальна характеристика

Найпростішим способом здійснити таке регулювання в трифазній мережі можна за схемою, яка показана на рис.6.7, де наведена також регулювальна характеристика. В такій схемі потужність трансформатора повинна дорівнювати потужності статичного елемента (КБ).

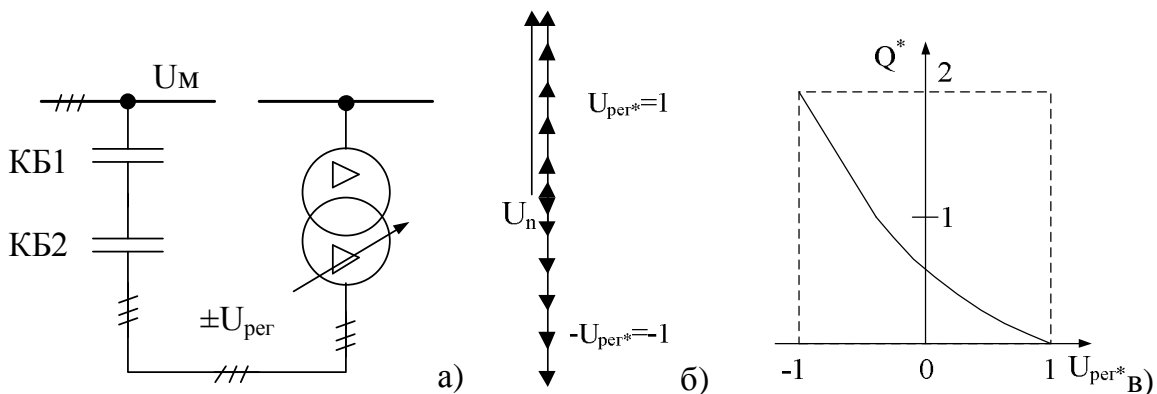


Рис. 6.8 – Регулювання потужності статичного елемента зміною напруги в схемі:

а - принципова схема; б - векторна діаграма; в - регулювальна характеристика

Існує можливість регулювання напруги на статичному елементі за схемою, зображеною на рис.6.8,а.

На відміну від попередньої схеми, пристрій приєднаний до системи в одній точці, в цьому випадку пристрій приєднаний до системи в двох точках. Регулювання напруги здійснено з боку розімкнених “нульових” виводів статичного елемента. В граничному випадку максимальна напруга, прикладена до статичного елемента, дорівнює подвійній напрузі мережі (за умови, що  $U_M = U_{\text{рег.макс}}$ ).

Потужність статичного елемента змінюється при цьому відповідно

до формули, на основі якої побудовано регулювальну характеристику (рис.6.8,в):

$$Q_C = \frac{(U_M - U_{\text{пер}})^2}{X}.$$

Потужність регулювального трансформатора в цій системі щодо потужності статичного елемента вдвічі менша порівняно з попередньою схемою.

#### 6.4.1.4 Регулювання зміною частоти

Принцип регулювання зміною частоти полягає в тому, що в реактивних статичних елементах (реакторі та конденсаторі) величини опорів залежать від частоти:

$$Q_L = \frac{U^2}{X_L} = \frac{U^2}{2\pi f \cdot L}; \quad Q_C = \frac{U^2}{X_C} = U^2 \cdot 2\pi f \cdot C. \quad (6.23)$$

Очевидно, що такий елемент з регулюванням частоти на ньому може бути приєднаним до трифазної мережі з номінальною частотою 50 Гц за допомогою відповідного перетворювача частоти (рис.6.9). З підвищенням частоти до, наприклад, 400 Гц потужність конденсатора (за умови збереження значень усіх інших параметрів) збільшиться у 8 разів.

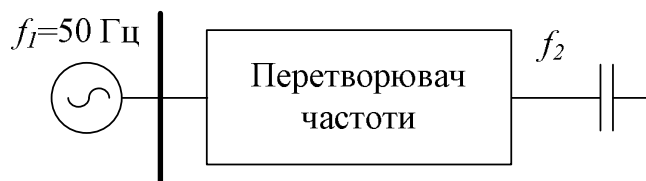


Рис. 6.9 – Принципова схема регулювання зміною частоти

Вентильні перетворювачі змінного струму з регульованими вихідними напругою та частотою виконують за двома схемами:

- вентильні перетворювачі із ланкою постійного струму та автономним інвертором;
- вентильні перетворювачі без ланки постійного струму та безпосереднім зв'язком мережі живлення і кола навантаження.

#### 6.4.2 Статичні компенсатори непрямого регулювання

Основними елементами статичного компенсатора непрямого регулювання є нерегульовані шунтові конденсаторні батареї та регульовані реактори. Регулювання реакторів здійснюється за допомогою тиристорних вентилів або шляхом зміни насичення осердя. Конденсаторні батареї можуть бути постійно увімкненими повністю або приєднуватись частинами з комутацією тиристорними ключами.

Одна з найпоширеніших схем статичного компенсатора непрямого регулювання складається з керованих реакторів та постійно приєднаних конденсаторних батарей. Режим роботи компенсатора залежить від значення напруги системи. Якщо напруга системи менша або рівна нижній межі діапазону регулювання компенсатора, то в мережу повинна поступати максимальна потужність конденсаторних батарей компенсатора, а потужність реакторів повинна дорівнювати нулю. З підвищенням напруги мережі, частина потужності конденсаторів споживається реакторами. Як правило, максимальна потужність реакторів дорівнює номінальній потужності конденсаторів, тобто в граничному режимі при значному підвищенні напруги потужність компенсатора дорівнює нулю. В статичних компенсаторах такого типу використовують реактори, керовані тиристорами, реактори з підмагніченням та реактори з насиченням осердя.

#### 6.4.2.1 Статичні компенсатори з реакторами, керованими вентилями

Одна з принципових схем компенсатора з реакторами, керованими вентилями, показана на рис.6.10.

$$Q_p = \frac{U^2}{X_p} \left( 1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \sin \frac{2\alpha}{\pi} \right), \quad (6.24)$$

де  $U$  - діюче значення лінійної напруги мережі.

Потужність компенсуючого пристрою з врахуванням потужності КБ може бути визначена за формулою

$$Q_{ку} = Q_p - Q_c = \frac{U^2}{X_p} \left( 1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \sin \frac{2\alpha}{\pi} \right) - \frac{U^2}{X_c}. \quad (6.25)$$

Компенсатор даного типу відрізняється від аналогічних з реакторами з підмагніченням та насиченням вищою швидкодією та ширшим діапазоном регулювання. Висока швидкодія тут пов'язана з тим, що кожен вентиль працює тільки протягом одного півперіода, після чого закривається. В наступний півперіод може бути встановлено нове значення кута керування та відповідно нове значення струму реактора.

До недоліків схеми з керованими вентилями слід віднести наявність вищих гармонік в струмі, який споживає реактор з мережі. Процентний склад вищих гармонік збільшується із збільшенням кута керування. Генерування вищих гармонік в мережу може бути значно зменшене за допомогою фільтрів. Як фільтри доцільно використовувати окремі секції КБ, які настроєні за допомогою послідовних допоміжних реакторів на резонанс відповідних гармонік (звичайно 5-7-ї, 11-13-ї та 17-ї).

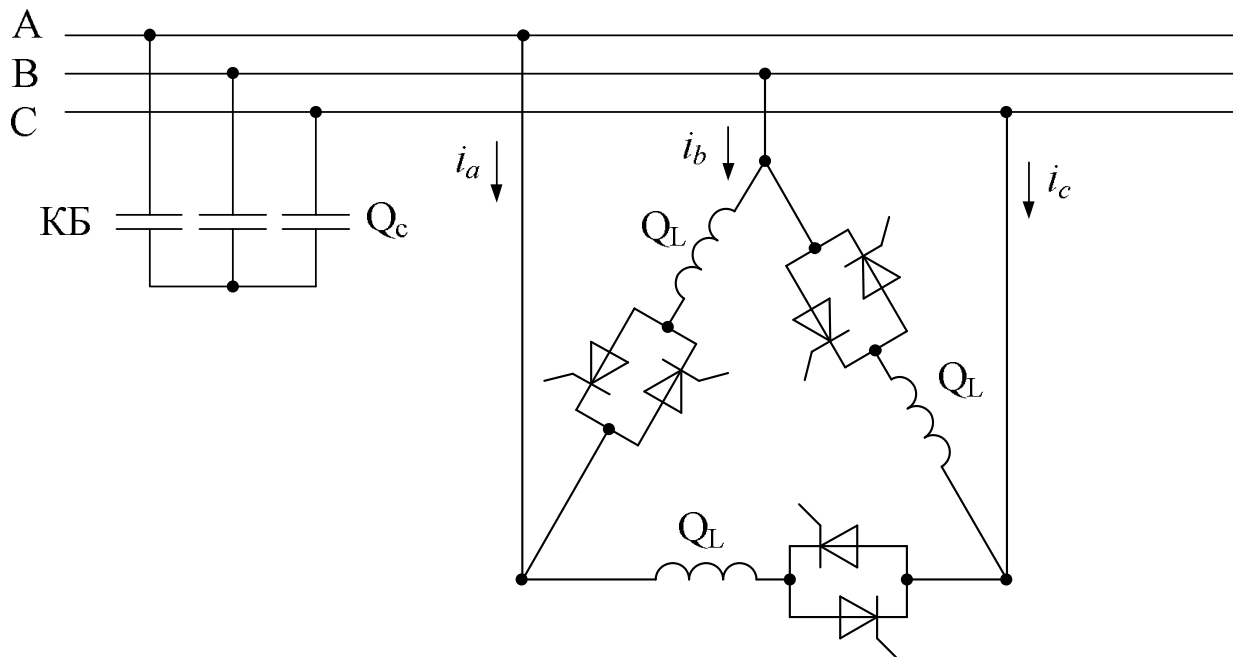


Рис. 6.10 – Принципова схема компенсатора з реакторами, керованими вентиллями

Крім того, вартість таких компенсаторів досить велика (питома вартість в 3 і більше разів перевищує питому вартість синхронних компенсаторів). Досить високі і втрати активної потужності, хоч питоме значення їх приблизно в два рази менша, ніж в синхронному компенсаторі.

На Запорізькому заводі “Перетворювач” налагоджено випуск компенсаторів такого типу на напругу 6, 10 та 35 кВ потужністю від 6,3 до 40 МВАр.

Використання компенсаторів з вентильним керуванням потужності реакторів доцільне в умовах, де необхідна висока швидкодія. Такі умови існують в промисловості - в мережах живлення прокатних станів та дугових електропечей, а також в системоутворюючих мережах енергосистеми (для підтримання динамічної стійкості).

#### 6.4.2.2 Статичні компенсатори з реакторами, керованими підмагніченням

Керованими називають реактори, параметри яких змінюються за допомогою підмагнічення (ГОСТ 18624-73).

Керовані реактори бувають з поздовжнім, поперечним та кільцевим підмагніченням. Такі реактори можуть бути використані в статичних компенсаторах непрямого регулювання як регульовальний елемент. Принципова схема не відрізняється від зображеної на рис.6.10, але замість реакторів, керованих вентиллями, використовують реактори з підмагніченням.



Дослідження СК з реакторами з поздовжнім підмагніченням за досвідом англійської фірми показали, що регулювання потужності реактора 34,5 МВА від номінальної потужності до неробочого ходу відбувається за 2 с. Цей час на порядок більший, ніж необхідно для ефективного впливу на стійкість передачі та на два порядки більше, ніж необхідно для обмеження внутрішніх перенапруг. В Німеччині запропонована інша конструктивна схема поздовжнього підмагнічення, в якій відсутній прямий зв'язок між обмотками постійного та змінного струмів. На відміну від реактора англійського виробництва, де склад вищих гармонік в струмі реактора не перевищує 2%, в реакторі ФРН відносні амплітуди вищих гармонік можуть сягати 10%. Такий реактор можна використовувати тільки зі спеціальними фільтрами вищих гармонік.

#### *6.4.2.3 Статичні компенсатори з параметричним регулюванням*

Регулювальним елементом статичного компенсатора з параметричним регулюванням реактора (параметричного стабілізатора) є реактор з насиченням осердя, тобто реактор з нелінійною вольт-амперною характеристикою. Такі реактори з багатострижневою магнітною системою вже багато років виготовляють в Англії та Бельгії.

Магнітопровід реакторів виготовляють з холоднокатаної сталі з невеликими питомими втратами та практично прямокутною характеристикою намагнічення.

Компенсатор складається з насиченого реактора, шунтової конденсаторної батареї та допоміжного обладнання.

До недоліків компенсатора відносяться значно більші втрати потужності, ніж в компенсаторах з тиристорним керуванням і ця обставина значно обмежує їх застосування.

#### *6.4.2.4 Комбіновані статичні компенсатори*

Комбіновані компенсатори складаються з двох типів регульованих реактивних елементів: керованих одним із способів реакторів та конденсаторів з тиристорними ключами. Найчастіше в практиці зустрічаються схеми компенсаторів з тиристорним регулюванням реакторів. Звичайно для дискретного регулювання конденсаторної батареї, поділеної на два-чотири конденсаторних блоки, що комутуються тиристорними ключами, використовують один реактор однакової з ними потужності, керований тиристорними блоками. Таким чином, реактивна потужність плавно регулюється від нуля до номінального значення потужності конденсаторів в режимі генерування або від нуля до номінального значення потужності реактора в режимі спо-

живання. За необхідності додаткового споживання реактивної потужності можуть бути додатково встановлені нерегульовані шунтові реактори.

Реактори, керовані вентилями, є джерелом вищих гармонік. Для їх фільтрації звичайно встановлюють фільтри відповідних гармонік, які на робочій частоті генерують реактивну потужність в мережу.

Комбінований компенсатор має високу швидкість керування, таку ж як звичайний компенсатор з реактором, керованим вентилями. Однак його вартість менша за рахунок меншої потужності реактора, менші також втрати активної потужності та генерування вищих гармонік. Тому загальні економічні показники комбінованих компенсаторів кращі за показники компенсаторів з тиристорним керуванням.

## 6.5 Визначення потужності компенсуючих пристроїв цехових мереж

При виборі засобів компенсації реактивної потужності вихідними даними є такі вимоги енергосистеми:

1. Економічно обґрунтована максимальна величина реактивної потужності, яка може бути передана з енергосистеми у мережу підприємства;
2. Найменша реактивна потужність, яка може бути передана у мережу підприємства в режимі найменших навантажень енергосистеми (нічний мінімум);
3. Максимальна реактивна потужність, що передається з енергосистеми в післяаварійних режимах.

У загальному випадку потужність всіх компенсуючих пристроїв споживача [7, 8]:

$$Q_{\text{кy}} = Q_{\text{p}} - Q_{\text{e1}},$$

де  $Q_{\text{p}}$  - розрахункова реактивна потужність підприємства,

$Q_{\text{e1}}$  - реактивна потужність, яку енергосистема може передати в мережу споживача в режимі максимуму енергосистеми.

Як правило:

$$Q_{\text{кy}} = Q_{\text{нк}} - Q_{\text{вк}},$$

де  $Q_{\text{нк}}$  - потужність КУ напругою до 1 кВ,

$Q_{\text{вк}}$  - те ж, напругою 6...10 кВ.

У свою чергу:

$$Q_{\text{нк}} = Q_{\text{нк1}} - Q_{\text{нк2}},$$

де  $Q_{\text{нк1}}$  - сумарна потужність КУ, виходячи з оптимальної кількості трансформаторів ТП та допустимого їх завантаження  $\beta$ ,

$Q_{\text{нк2}}$  - потужність КУ, виходячи з оптимального значення втрат у трансформаторах та мережі напругою 6...10 кВ, що живить ці трансформатори.

### 6.5.1 Компенсація реактивної потужності в електричних мережах загального призначення напругою до 1 кВ

До мереж низької напруги (НН) (до 1 кВ) на промислових підприємствах підключається велика частина електроприймачів, які споживають реактивну потужність. Коефіцієнт потужності навантаження до 1 кВ зазвичай не перевищує 0,7-0,8. При цьому мережі 380-660 В електрично більш віддалені від джерел живлення - від енергосистеми та місцевих ТЕЦ. Тому передача реактивної потужності в мережу до 1 кВ призводить до підвищених витрат на збільшення перерізів проводів і кабелів і підвищення потужності трансформаторів, втрат активної та реактивної потужності. Ці витрати можна зменшити і навіть усунути, якщо забезпечити компенсацію реактивної потужності безпосередньо в мережі до 1 кВ.

Джерелами реактивної потужності в мережі до 1 кВ можуть бути синхронні двигуни 380-660 В і конденсаторні батареї до 1 кВ. Значна частина - некомпенсованого реактивного навантаження до 1 кВ - покривається перетіканням реактивної потужності з шин 6-10 кВ, тобто з мережі вище 1 кВ підприємства  $Q_T$ . Необхідно визначити оптимальне співвідношення потужності джерел, що встановлюються на боці нижче 1 кВ, та передачі реактивної потужності зі боку високої напруги (ВН). При цьому слід врахувати втрати на генерацію реактивної потужності джерелами до і вище 1 кВ, втрати на передачу  $Q_T$  від мережі вище 1 кВ в мережу до 1 кВ і, головне, подорожчання трансформаторів 6-10/0,4-0,66 кВ в цехах, обумовлене їх завантаженням реактивною потужністю.

*Визначення потужності батарей конденсаторів в мережах напругою до 1 кВ.* Сумарна розрахункова потужність низьковольтних БК визначається по мінімуму приведених витрат двома послідовними розрахунковими етапами.

1. Вибір економічно оптимального числа трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій.
2. Визначення додаткової потужності батарей нижче 1 кВ з метою оптимального зниження втрат у трансформатора і в мережі напругою 6-10 кВ підприємства, що живить ці трансформатори.

Сумарна розрахункова потужність батарей нижче 1 кВ дорівнює

$$Q_{HK} = Q_{H.K1} + Q_{H.K2},$$

де  $Q_{H.K1}$  та  $Q_{H.K2}$  - сумарні потужності батарей, визначені на зазначених етапах розрахунку.

Сумарна потужність батарей нижче 1 кВ розподіляється між усіма окре-

ними трансформаторами цеху пропорційно їх реактивним навантаженням. Для кожної технологічно концентрованої групи цехових трансформаторів однакової потужності. Мінімальне їх число, необхідне для живлення найбільшою розрахункового активного навантаження, визначається за формулою

$$N_{T\min} = P_{c.T}/(\beta_T S_T) + \Delta N, \quad (6.26)$$

де  $P_{c.T}$  - середня сумарна розрахункова активна навантаження даної групи трансформаторів за найбільш завантажену зміну;  $\beta_T$  - коефіцієнт завантаження трансформаторів;  $S_T$  - прийнята номінальна потужність одного трансформатора;  $\Delta N$  - добавка до найближчого більшого цілого числа.

Економічно оптимальне число трансформаторів визначається за формулою

$$N_{T.e} = N_{T\min} + m, \quad (6.27)$$

де  $m$  - додаткове число трансформаторів.

При трьох трансформаторах і менш їх потужність вибирають виходячи з найбільшої активного навантаження за умовою

$$S_T \geq P_{\max T}/(\beta_T N). \quad (6.28)$$

За обраною кількістю трансформаторів визначають найбільшу реактивну потужність, яку доцільно передати через трансформатори в мережу напруги до 1 кВ:

$$Q_T = \sqrt{(N_{T.e} \beta_T S_T)^2 + P_{\max T}^2}. \quad (6.29)$$

Сумарна потужність батарей нижче 1 кВ для даної групи трансформаторів

$$Q_{н.к1} = Q_{\max T} - Q_T,$$

де  $Q_{\max T}$  - сумарна розрахункова реактивне навантаження нижче 1 кВ за найбільш навантажену зміну.

Якщо виявиться, що  $Q_{н.к1} < 0$ , то по першому етапу розрахунку установка низьковольтних БК не потрібно і  $Q_{н.к1}$  приймається рівним нулю.

*Визначення потужності батарей конденсаторів з метою оптимального зниження втрат.* Додаткова сумарна потужність БК до 1 кВ для даної групи трансформаторів  $Q_{н.к2}$  визначається за формулою

$$Q_{н.к2} = Q_{\max T} - Q_{н.к1} - \gamma N_{т.е} S_T, \quad (6.30)$$

де  $\gamma$  - розрахунковий коефіцієнт, що визначається залежно від показників  $K_1$ ,  $K_2$  і схеми живлення цехової підстанції.

Значення  $K_1$  залежить від питомих приведених витрат на батареї напругою до і вище 1 кВ і вартості втрат:

$$K_1 = (Z_{н.к} - Z_{н.к}) / C_0 \cdot 10^3, \quad (6.31)$$

де  $C_0$  - розрахункова вартість втрат за табл. (тільки для розрахунку компенсації реактивної потужності).

Значення  $K_2$  визначається за формулою

$$K_2 = l S_T / F, \quad (6.32)$$

де  $F$  - загальний перетин лінії;  $l$  - довжина лінії (за магістральною схемою з двома трансформаторами – довжина ділянки до першого трансформатора).

Якщо виявиться, що  $Q_{н.к2} < Q$ , то для даної групи трансформаторів реактивна потужність  $Q_{н.к2}$  приймається рівною нулю.

*Розподіл потужності батарей конденсаторів в цеховій мережі напругою до 1 кВ.* Для кожної цехової трансформаторної підстанції розглядається можливість розподілу раніше знайденої потужності конденсаторів до 1 кВ в її мережі. Критерій доцільності такого розподілу - додаткове зниження наведених витрат з урахуванням технічних можливостей підключення окремих батарей.

### 6.5.2 Компенсація реактивної потужності в електричних мережах загального призначення напругою 6-10 кВ

Розрахункове реактивне навантаження в мережах 6-10 кВ промислових підприємств  $Q_B$  складається з розрахункового навантаження приймачів 6-10 кВ  $Q_{р.в}$ , некомпенсованого навантаження мережі до 1 кВ  $Q_T$ , що живиться через трансформатори цехів, втрат реактивної потужності  $\Delta Q$  в мережі 6-10 кВ, особливо в трансформаторах і реакторах :

$$Q_B = Q_{р.в} + Q_T + \Delta Q. \quad (6.33)$$

При виборі конденсаторів, зробивши припущення про незначну довжині ліній на підприємстві, можна представити все підприємство як вузол мережі 6-10 кВ, в якому підключені реактивне навантаження  $Q$  і, в загальному

випадку, п'ять типів джерел реактивної потужності: синхронні двигуни 6-10 кВ ( $Q_{сд}$ ), синхронні компенсатори ( $Q_{ск}$ ), синхронні генератори ТЕЦ ( $Q_{ТЕЦ}$ ), енергосистема ( $Q_{e1}$ ) і батареї високої напруги ( $Q_{в.к}$ ).

Баланс реактивної потужності у вузлі 6-10 кВ промислового підприємства в загальному випадку виражається таким співвідношенням:

$$Q_{в} - Q_{сд} - Q_{ТЕЦ} - Q_{e1} - Q_{в.к} = 0. \quad (6.34)$$

Вхідна реактивна потужність  $Q_{e1}$  задається енергосистемою як економічно оптимальна реактивна потужність, яка може бути передана підприємству в період найбільшого навантаження енергосистеми.

*Визначення реактивної потужності, що генерується синхронними двигунами.* Кожен встановлений синхронний двигун є джерелом реактивної потужності, мінімальне значення якої за умовою стійкої роботи двигуна визначається формулою

$$Q_{сд} = P_{сд,ном} \beta_{сд} \operatorname{tg} \varphi_{ном}, \quad (6.35)$$

де  $P_{сд,ном}$  - номінальна активна потужність;  $\beta_{сд}$  - коефіцієнт завантаження по активній потужності;  $\operatorname{tg} \varphi_{ном}$  - номінальний коефіцієнт реактивної потужності.

Синхронні двигуни мають значно більші відносні втрати на 1 кВАр вироблюваної реактивної потужності в порівнянні з конденсаторами.

У той же час, якщо двигуни вже встановлені на промисловому підприємстві, їх слід використовувати для компенсації реактивної потужності.

Тому при необхідності виконання компенсації на напрузі 6-10 кВ слід розглядати можливість отримання додаткової реактивної потужності від синхронних двигунів, якщо їх  $\beta_{сд} < 1$ . У випадку, якщо номінальна активна потужність двигунів дорівнює або більше зазначеної в табл.6.1, економічно доцільно використовувати повністю наявну реактивну потужність синхронного двигуна, визначену за формулою

$$Q_{сдр} = Q_{сде} = \alpha_{м} S_{сд,ном} = \alpha_{м} \sqrt{P_{сд,ном}^2 + Q_{сд,ном}^2}, \quad (6.36)$$

де  $\alpha_{м}$  - коефіцієнт допустимого перевантаження синхронного двигуна, що залежить від його завантаження за номінальною активною потужністю.

*Облік обмежень генерації і передачі реактивної потужності.* При вирішенні задачі критерієм економічності є мінімум приведених витрат, які

Таблиця 6.1 – Потужність синхронних двигунів, при яких доцільно використовувати повністю для компенсації реактивної потужності[9]

Об'єднана енергосистема	Кількість робочих змін	Номинальна активна потужність синхронного двигуна, кВт, при частоті обертів, об/хв						
		3000	1000	750	600	500	375	300
Центру,	1	1000	1000	1600	1600	1600	2000	2000
Північного-	2	2500	5000	6300	5000	1600	-	-
Заходу,	3	2500	5000	6300	5000	1600	-	-
Півдня,								

враховують, з одного боку, всі складові витрат на компенсацію, установку, підключення і регулювання компенсуючих пристроїв і, з іншого боку, зниження вартості мережі, потужності електростанцій внаслідок зменшення струму і зниження втрат потужності у всій мережі, обумовлені введенням компенсуючих пристроїв.

*Визначення потужностей батарей конденсаторів в мережах напругою вище 1 кВ.* Для кожної цехової підстанції визначається некомпенсоване реактивне навантаження на стороні 6-10 кВ кожного трансформатора:

$$Q_{т.нг} = Q_{maxт} - Q_{н.к.ф} + \Delta Q_{т}, \quad (6.37)$$

де  $Q_{maxт}$  - найбільша розрахункова реактивна навантаження трансформатора;  $Q_{н.к.ф}$  - фактично прийнята потужність конденсаторів до 1 кВ;  $\Delta Q_{т}$  - сумарні реактивні втрати в трансформаторі при його коефіцієнті завантаження з урахуванням компенсації.

Для кожного розподільного пункту або підстанції визначається його некомпенсоване реактивне навантаження  $Q_{р.п}$  як сума реактивних потужностей, що живляться від його цехових підстанцій та інших споживачів.

Сумарна розрахункова реактивна потужність батарей 6-10 кВ для всього підприємства визначається з умови балансу реактивної потужності:

$$Q_{в.к} = \sum_{i=1}^n Q_{р.пi} - Q_{сд.р} + Q_{e1}, \quad (6.38)$$

де  $Q_{р.пi}$  - розрахункова реактивна навантаження на шинах 6 або 10 кВ  $i$ -го розподільного пункту;  $Q_{сд.р}$  - наявна потужність синхронних двигунів;  $n$  - кількість розподільних пунктів або підстанцій на підприємстві;  $Q_{e1}$  - вхідні реактивна потужність, задана енергосистемою на шинах 6-10 кВ.

Якщо енергосистема задає вхідні реактивну потужність на стороні на-

пруги 35 кВ і вище підстанції підприємства, то враховуються втрати реактивної потужності в трансформаторах зв'язку з енергосистемою.

Якщо виявиться, що потужність  $Q_{в.к}$ , слід прийняти її рівною нулю і за погодженням з енергосистемою, що видала технічні умови на приєднання споживачів, встановити значення вхідної потужності.

Установку окремих батарей 6-10 кВ рекомендується передбачати на тих розподільних пунктах, де реактивне навантаження має індуктивний характер і є технічна можливість такого приєднання. Сумарна реактивна потужність батарей розподіляється між окремими секціями підстанції пропорційно їх некомпенсованих реактивної навантаженні на шинах 6-10 кВ і округлюється до найближчої стандартної потужності комплектних конденсаторних установок. До кожної секції розподільної підстанції рекомендується підключати конденсатори однакової потужності, але не менше 1000 кВАр. При меншій потужності батареї її доцільно встановлювати на живильної цехової підстанції, якщо вона належить промислового підприємству.

## **6.6 Регулювання напруги в електричних мережах промислових підприємств**

### *6.6.1 Розрахунок і вимірювання відхилення напруги в мережах споживача електроенергії*

Електропостачання великих промислових підприємств від енергосистеми проводиться через понижувальні підстанції при роздільній роботі трансформаторів на стороні вторинної напруги 6-10(20) кВ. На рис.6.11 показано ділянку електричної мережі 6-10 кВ промислового підприємства з навантаженнями  $S_n$  - низької напруги (нижче 1 кВ) і  $S_b$  - високої напруги (6-10 кВ), які отримують електроживлення від одного головного трансформатора 35-220/6-10 кВ. Показані засоби регулювання напруги 0,4-0,66 кВ: регулювання коефіцієнта трансформації головного трансформатора під навантаженням, регулювання коефіцієнта трансформації трансформаторів 10/0,4 кВ з перемиканням відгалужень первинної обмотки при знятій нарузі, регульовані джерела реактивної потужності – батареї конденсаторів і синхронні двигуни до 1 кВ і вище[10].

Якби підведена від енергосистеми напруга підтримувалося завжди незмінною:  $U_1 = const$ , то напруги  $U_2$  в розподільній мережі 6-10 кВ і  $U_3$  в мережі 380-660 В були б різними в різних точках мережі і в різні періоди часу. Причина цього – різні втрати напруги в елементах мережі, залежні від потужності і відстані електропередачі.



Вираз для втрат напруги має вигляд

$$\Delta U = \sqrt{3}I(R \cos \varphi_2 + x \sin \varphi_2) = \frac{PR + Qx}{U}, \quad (6.39)$$

де  $R$  і  $x$  - активно і реактивний опір кола;  $I$  - розрахунковий струм;  $P$  і  $Q$  - розрахункова активна і реактивна навантаження кола;  $\varphi_2$  - кут зсуву по фазі вектора струму  $I$  щодо вектора напруги  $U_2$  в кінці ділянки кола.

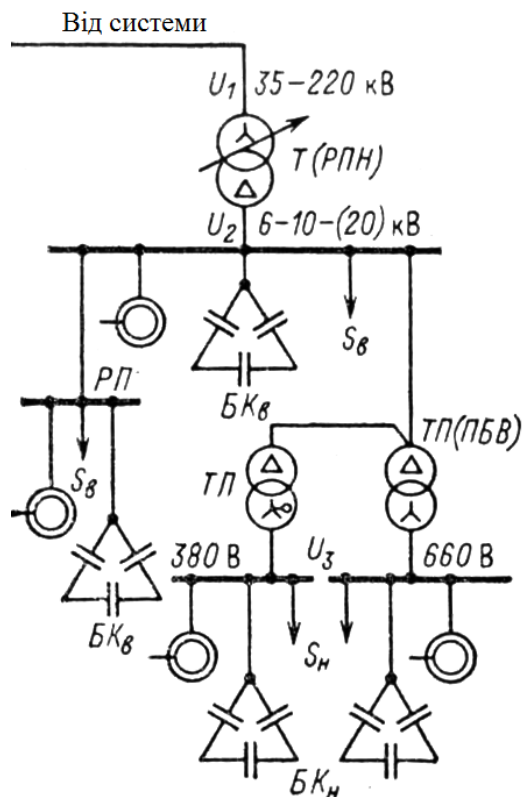


Рис. 6.11 – Схема розташування джерел реактивної потужності в розподільній мережі промислового підприємства

Напруга в кінці ділянки кола  $U_2$  при відомому значенні напруги джерела живлення  $U_1$  дорівнює:

$$U_2 = U_1 - \Delta U. \quad (6.40)$$

З виразу видно, що напруга  $U_2$  в розподільній мережі залежить від  $\Delta U$ , яка, в свою чергу, залежить від змін навантаження  $P$  і  $Q$ . У зв'язку з тим, що зміни навантаження на підприємстві відбуваються закономірно – за графіком і випадково – в залежності від випадкових технологічних операцій.

Приймачі електроенергії забезпечують найбільш ефективну роботу при номінальній напрузі. Тому відхилення і коливання напруги  $\Delta U$  на застосованих електроприймачах від  $U_{ном}$  обмежуються. Причини, що викликають

відхилення напруги і коливання напруги, різні. Тому різні і заходи щодо усунення відхилень і коливань напруги.

Заходи щодо зниження відхилень напруги називаються далі регулюванням напруги, а по зниженню коливань - стабілізацією напруги.

Для одиночної лінії при навантаженнях 1 і 2 втрати напруги від номінальної напруги  $U$  (кВ) визначаються згідно (6.39),%:

$$\Delta U\% = \frac{P_p R + Q_p x}{10U_{\text{НОМ}}^2}. \quad (6.41)$$

Якщо задані довжина лінії і питомі опору її проводів  $r_0$  і  $x_0$ , то

$$\Delta U\% = \frac{(r_0 + x_0 \operatorname{tg} \varphi) P_p l}{10U_{\text{НОМ}}^2}, \quad (6.42)$$

де  $\operatorname{tg} \varphi = Q_p/P_p$  - коефіцієнт реактивної потужності навантаження лінії.

Під регулюванням напруги слід розуміти комплекс заходів з обмеження відхилень напруги біля електроприймачів у встановлених межах. Для більшості електроприймачів ці межі складають

$$V = \frac{U - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} 100 = \left( \frac{U}{U_{\text{НОМ}}} - 1 \right) 100 \leq 5\%. \quad (6.43)$$

На цій підставі для ліній розподільних мереж промислових підприємств до 1 кВ допускаються загальні втрати напруги від шин трансформаторів до затискачів приймача до 5%  $U_{\text{НОМ}}$ .

### 6.6.2 Централізоване регулювання напруги в промислових електричних мережах

В системі електропостачання промислового підприємства регулювання напруги здійснюється трьома способами: створенням додаткової напруги  $U_{\text{дод}}$  за допомогою послідовно регульовальних трансформаторів або зміною коефіцієнта трансформації трансформаторів на підстанціях даного підприємства, зміною втрат напруги шляхом регулювання потоків реактивної потужності в живильних і розподільних лініях електричної мережі підприємства за допомогою компенсуючих пристроїв, зміною реактивного опору елементів електричної мережі.

Вираз для визначення напруги  $U_2$  на шинах ГПП (і у всій мережі 6-10 кВ, якщо остання виконана кабелями і має невелику протяжність), що враховує зазначені вище способи регулювання, виходить з (6.39) і (6.40) і

має вигляд

$$U_2 = U_1 \pm U_{\text{дод}} - \frac{P_p R + (Q_p - Q_{\text{кв}})(x_L - x_c)}{U_{2\text{ном}}}, \quad (6.44)$$

де  $U_1$  - напруга живильної мережі, підведене до ГПП підприємства (приведене до  $U_2$ );  $U_2$  і  $U_{2\text{ном}}$  - поточне і номінальне значення напруги у розподільчій мережі 6-10 кВ підприємства;  $R$ ,  $x_L$  і  $x_C$  - еквівалентні опори живильної мережі від системи до вузла навантаження;  $R$  - активний,  $x_L$  - індуктивний,  $x_C$  - ємнісний опір установок поздовжньої компенсації (якщо такі передбачені);  $U_{\text{дод}}$  - додаткова напруга, що забезпечується переключенням відгалужень обмотки трансформатора або послідовно регульовального трансформатора;  $Q_{\text{кв}}$  - регульована потужність компенсуючих пристроїв;  $P_p$  і  $Q_p$  - розрахункове активне і реактивне навантаження підприємства з урахуванням втрат.

Для регулювання напруги  $U_2$  згідно (6.44) можна здійснити регулювання напруги  $U_1$ , що підводиться від енергосистеми. Це можливо, наприклад, шляхом зміни збудження генераторів при оперативному управлінні диспетчера системи. Цей спосіб централізованого по району регулювання не цілком і не завжди відповідає режиму роботи даного підприємства.

#### **Регулювання напруги трансформаторами і автотрансформаторами.**

Для регулювання напруги трансформатори і автотрансформатори виконують з перемиканням відгалужень обмоток без збудження (ПБЗ), тобто після відключення трансформатора від мережі, і з перемиканням відгалужень обмоток під навантаженням (РПН) без відключення трансформатора.

Пристрій ПБВ дозволяє змінювати коефіцієнт трансформації в межах  $\pm 5\%$  з трьома відгалуженнями з боку нульової точки або в межах  $\pm 2 \times 2,5\%$  з шістьма відгалуженнями в середині обмотки.

Пристрій ПБВ дозволяє регулювати напругу тільки при відключенні трансформатора від мережі, що ускладнює умови експлуатації і тому використовується тільки як сезонне.

Більш досконалим є регулювання під навантаженням (РПН), здійснюване без відключення обмоток трансформатора від мережі, тобто, без розриву кола.

У трансформаторів з РПН регульовальні відгалуження розташовуються звичайно в обмотці вищої напруги що дозволяє полегшити апаратуру для перемикання.

В залежності від потужності і напруги регульовані трансформатори мають різні схеми з'єднання обмоток і діапазони регулювання.

Вони мають первинні напруги 35, 10, 6 кВ; вторинні напруги 0,69; 0,4;

0,23 кВ. Регулювання напруги таких трансформаторів здійснюють шістьма ступенями по 2,5% від (від +10% до -5%) (4x(+2,5%) і 2x(-2,5%)).

Перемикач поміщають в загальному баку трансформатора над магнітопроводом і приводять в дію від електродвигуна.

При централізованому регулюванні можна здійснити зустрічне регулювання напруги. Для цього на шинах станцій або на вторинних шинах знижувальних підстанцій з первинним напругою 35 кВ і вище в години максимуму навантаження підтримується підвищений, а в години мінімуму - знижений напруги, що відповідає регулюванню напруги від 0 до + 5% від номінальної напруги мережі.

Зміна  $U_{\text{дод}}$  за допомогою послідовно регульовального трансформатора і РПН на головних понижуючих трансформаторах підприємства дозволяє вести централізоване регулювання, незалежне від енергосистеми, виходячи з вимог даного підприємства.

У промислових електромережах також застосовується спосіб зменшення втрат напруги зниженням передачі реактивної потужності за рахунок підвищення потужності компенсуючих пристроїв  $U_{\text{ку}}$ . Джерелами реактивної потужності на промислових підприємствах є батареї конденсаторів і синхронні машини.

Найбільш ефективно комплексне регулювання, коли одночасно зі зміною  $U_{\text{дод}}$  узгоджено змінюється потужність компенсуючих пристроїв, наявних на підприємстві.

У всіх випадках потужність компенсуючих пристроїв необхідно регулювати в діапазоні, який визначається режимом найбільших і найменших навантажень, що задаються підприємству енергосистемою, тобто в межах від  $Q_{\text{е max}}$  до  $Q_{\text{е min}}$  перетікання реактивної потужності з системи.

Реактивний опір в кілька разів більше активного. Отже, у виразі (6.44) залежність напруги  $U_2$  на шинах 6-10 кВ (уявімо шини як вузол навантаження підприємства) від реактивного навантаження всього вузла  $Q = Q_{\text{р}} - Q_{\text{ку}}$  в основному залежить від добутку  $Q_x (x = x_L - x_C)$ .

Якщо одночасно регулювати і реактивну потужність, споживану від системи, за рахунок регулювання  $Q_{\text{ку}}$ , на підприємстві, то можна домогтися сталості напруги  $U_2$  при заданому оптимальному значенні перетікання реактивної потужності; за відсутності РПН головних трансформаторів немає можливості додавання  $U_{\text{дод}}$ .

Тоді регулювання напруги можна здійснити лише неоптимальним зміною потоку реактивної потужності  $Q$  з системи за рахунок регулювання  $Q_{\text{ку}}$ .

### 6.6.3 Місцеве регулювання напруги в розподільчих мережах

Централізоване регулювання напруги в електричній мережі промислового підприємства вирішує завдання підтримки необхідного рівня напруги для більшості електроприймачів, але не для всіх: окремі цехи, промислові майданчики, насосні станції можуть бути віддалені від центру живлення більше, ніж інші об'єкти. Це підвищує втрати напруги в їх лініях і знижує рівень напруги на затискачах електроприймачів. Окремі об'єкти можуть мати відмінний від інших графік навантаження, що також призводить до розбіжностей вимог до регулювання напруги. Тому потрібно індивідуальне регулювання напруги в окремих точках мережі, зване місцевим регулюванням. Для цих цілей потрібні джерела реактивної потужності, навантаження яких можна управляти. У розподільчих мережах такими джерелами є синхронні двигуни і конденсаторні батареї, що відключаються. Застосовуються також пристрої, що створюють додаткову напругу  $U_{\text{дод}}$  - лінійні регулятори і стабілізатори напруги. Розглянемо зв'язок між реактивною потужністю і напругою в вузлі навантаження, що дозволяє здійснити місцеве регулювання напруги.

При включенні або відключенні пристроїв, що компенсують напруга в точці підключення зміниться згідно (6.44) на значення (на ступінь)

$$V = Q_{\text{ку}}x/U, \quad (6.45)$$

де  $Q_{\text{ку}}$  - потужність компенсуючого пристрою;  $x$  - реактивний опір кола системи - точка підключення компенсуючого пристрою;  $U$  - напруга в точці підключення.

Якщо прийняти, що напруга  $U$  в точці підключення КУ дорівнює  $U_{\text{ном}}$ , то значення підвищеної напруги  $V, \%$ ,

$$V = \frac{Q_{\text{ку}}x}{U_{\text{ном}}^2} 100 = \frac{Q_{\text{ку}}}{S_{\text{к}}} 100. \quad (6.46)$$

Реактивна потужність компенсуючого пристрою, необхідна для підвищення напруги на задану ступінь  $V_{\text{рег}}$ , визначається з (6.46)

$$Q_{\text{рег}} = V_{\text{р}}U/x. \quad (6.47)$$

Якщо напруга і  $V_{\text{р}}$  задані у відносних одиницях  $V_{\text{р}*}$ , то

$$Q_{\text{рег}} = V_{\text{р}*}U_{\text{ном}*} \frac{U_{\text{ном}}^2}{x}. \quad (6.48)$$

При підключенні БК напругою 380 В до шин трансформаторної підстанції підвищення напруги в момент включення БК можна визначити так:

$$V_{\text{рег}} = \frac{Q_{\text{БК}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} U_{\text{К}}, \quad (6.49)$$

де  $S_{\text{НОМ.Т}}$  - номінальна потужність трансформатора;  $U_{\text{К}}$  - напруга КЗ трансформатора, %, яка у відносних одиницях дорівнює опорі трансформатора і опорі кола КЗ за трансформатором.

**Приклад 6.2** Користуючись наведеними вище виразами, визначимо потужність батареї конденсаторів (БК), необхідну для регулювання напруги на шинах підстанції  $U_2=6$  кВ. При відсутності батареї конденсаторів напруга в режимі найбільших навантажень (5,85 кВ) і в режимі найменших навантажень (5,95 кВ) потрібно відрегулювати, забезпечивши 6,5 кВ в режимі найбільших і 6,0 кВ в режимі найменших навантажень. Опір  $x=0,22$  Ом,  $r \approx 0$ .

Відносне значення зміни напруги в режимі найбільших навантажень, яке необхідно отримати згідно із завданням, дорівнює:

$$V_{\text{р*max}} = \frac{6,5 - 5,85}{6} = 0,11 \text{ о.е.}$$

Потужність БК, необхідна для підвищення напруги на  $V_{\text{р*max}} = 0,11$  в.о. до 6,5 кВ за (6.48)

$$Q_{\text{БК max}} = \frac{0,11 \cdot 1,0 \cdot 6^2}{0,22} = 18 \text{ МВАр.}$$

В режимі найменших завантажень відповідно до завдання необхідно отримати

$$V_{\text{р*min}} = \frac{6,0 - 5,95}{6} = 0,0083 \text{ в.о.}$$

Потужність БК, необхідна для отримання напруги 6 кВ,

$$Q_{\text{БК min}} = \frac{0,0083 \cdot 1,0 \cdot 6^2}{0,22} = 1,35 \text{ МВАр.}$$

Потужність конденсаторів 1,35 МВАр може бути нерегульованою, що дещо знижує її вартість.

Остання частина конденсаторів (16,65 Мвар) повинна періодично вмикатися і вимикатися для заданого регулювання напруги при відсутності РПН трансформатора. При наявності РПН величина  $V_{\text{р}}$  змінюється ступенями за допомогою РПН, і тоді потужність БК і її діапазон регулювання вибираються за умовами оптимізації режиму.

В розподільчих мережах промислових підприємств лінії 6-10 кВ зазвичай мають невелику довжину і малий опір. Тому регулюванням потужності БК вдається отримати ефективне місцеве регулювання напруги. Потрібно централізоване регулювання за рахунок РПН (ГПП, підстанція глибокого

вводу). Необхідність у місцевому регулюванні виникає в мережах до 1 кВ, де раціональним поєднанням БК, що вмикаються і не вимикаються, можна забезпечити і заданий рівень напруги, та її регулювання.

При підвищеному вимозі споживача якістю напруги (наприклад, в мережах електроосвітлення) застосовуються пристрої автоматичного регулювання потужності конденсаторної батареї типу АРКОН. Командний блок вимірює рівень напруги і з витримкою часу 1-3 хв видає команди на включення - відключення секцій 2, 3 БК. В якості параметра регулювання може застосовуватися не тільки напруга, але і струм вводу трансформаторної підстанції – корекція за повним струмом.

#### 6.6.4 Автоматичне регулювання напруги в промислових електричних мережах

Оптимальне регулювання напруги з використанням РПН трансформаторів і регулювання потужності БК здійснюється пристроями автоматики, що враховують місцеві умови роботи мережі:

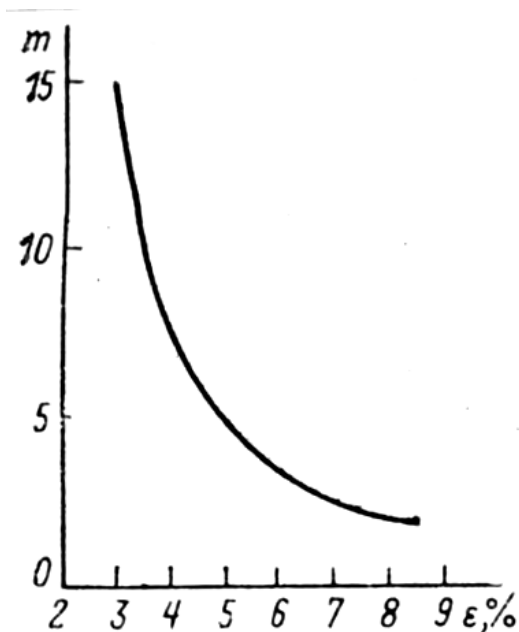


Рис. 6.12 – Залежність числа перемикачів РПН  $m$  від величини зони нечутливості  $\epsilon$  регулятора

вимоги до напруги, наявність резерву реактивної потужності, графіка навантаження та ін. Основним об'єктом централізованого регулювання напруги і об'єктом автоматизації є РПН головних трансформаторів.

Для автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації створюються регулятори, що реагують на зміни напруги і навантаження. Щоб уникнути безперервного перемикачів РПН, на яке перемикаючий пристрій не розраховане, автоматика повинна мати зону нечутливості  $\epsilon$ . Зона нечутливості вибирається так, щоб перемикачів РПН з одного ступеня на іншу, що викликає зміна напруги  $U_2$  на  $U_{ст}$ , не приводило до зворотного переключення у вихідне становище. Звідси випливає, що зона нечутливості повинна бути більше напруги ступені:  $\epsilon > U_{ст}$ . Зазвичай вибирають  $\epsilon = (1,4 \div 1,5) U_{ст}$ .

На рис.6.12 показана залежність числа перемикачів автоматизованого РПН від зони нечутливості  $\epsilon$ . При  $U_{ст} = 2\%$

$$\varepsilon = 1,5U_{\text{ст}} = 1,5 \cdot 2\% = 3\%U_{\text{ном}}, \quad (6.50)$$

число автоматичних перемикачів РПН виходить близько 20 разів на добу, і це приймається як рекомендація. Якщо збільшити зону нечутливості  $\varepsilon$ , то зменшиться точність регулювання напруги, рівна  $\pm\varepsilon$ , так як тільки при відхиленні напруги від оптимального рівня понад  $3\%U_{\text{ном}}$  спрацює автоматика РПН. Зменшення напруги ступені регулювання  $U_{\text{ст}}$  нижче прийнятих значень  $(1,5-1,78)\%U_{\text{ном}}$  призводить до різкого збільшення числа перемикачів РПН, що підвищує знос, аварійність перемикача і його вартість.

Слід зазначити, що досягнутий рівень надійності РПН ще не задовольняє вимогам експлуатації.

Регулятор напруги впливає на перемикаючий пристрій відгалужень трансформатора під навантаженням і таким чином підтримує задану напругу  $U_2$

$$U_2 = U_1/K_T = \text{const}, \quad (6.51)$$

де  $U_1$  - напруга, підведена до трансформатора від системи, в загальному випадку непостійне за своїм значенням;  $K_T = U_1/U_2$  - коефіцієнт трансформації, змінюваний шляхом перемикачів відгалужень обмотки ВН трансформатора під дією регулятора.

Вибір ширини зони нечутливості  $\pm\varepsilon$  і витримки часу  $t_1$  має велике значення. Від цього залежить допустиме автоматикою відхилення напруги і число спрацьовувань РПН. Чим менше зона нечутливості, тим вища якість регулювання, і тому бажано зону нечутливості мати по можливості найменшою, але вона повинна перевищувати ступінь регулювання. Тому з метою зменшення зони нечутливості прагнуть зменшити ціну поділки ступенів регулювання  $U_{\text{ст}}$ .

Автоматичне регулювання напруги зміною потужності включених конденсаторних батарей базується на зміні втрат напруги  $V$  в опорі  $x$  (6.45) залежно від потужності включених в роботу компенсуючих пристроїв. Зміна напруги буде позитивним  $+V$  при включенні компенсуючого пристрою і негативним  $-U$  при відключенні КУ.

Виконавши розрахунки за виразами (6.46) - (6.49) (див. Приклад 2), одержимо, що якщо потрібно змінити напругу на  $1\% U_{\text{ном}}$  включенням або відключенням компенсуючого пристрою, то на стороні вторинної напруги трансформатора 1000 кВА для цього треба змінити потужність компенсуючого пристрою на 180 кВАр, а на стороні 380 В трансформатора 1600 кВА (тобто за меншим опором) треба включити (відключити) 300 кВАр. Для



регулювання напруги таким способом в мережах вище 1 кВ потрібна велика потужність компенсуючих пристроїв.

Основними джерелами реактивної потужності, що встановлюються спеціально для компенсації та регулювання напруги в електричних мережах промислових підприємств, є батареї конденсаторів. З метою регулювання напруги БК поділяються на секції, вимикаються, і вмикаються своєю комутаційною апаратурою. Автоматичне включення - вимикання БК здійснюється за наступними параметрами режиму електроспоживачів: за напругою, за струмом навантаження, за напрямком реактивної потужності, за коефіцієнтом потужності, за часом доби, а також за комбінацією декількох параметрів.

Регулювання потужності БК залежно від напруги доцільно застосовувати в тих точках мережі, де має місце значна зміна напруги, що перевищує зону нечутливості ( $\varepsilon$ ), при невеликій зміні потужності. Це може бути за великим опором, у віддалених точках розподільчої мережі промислового підприємства і на стороні вторинної напруги трансформаторної підстанції.

Для батарей, підключених до шин 6-10 кВ ГПП і розподільних пунктів, застосовують автоматичні регулятори (потужність конденсаторів), що діють на поєднанні змін напруги та навантаження і так звані регулятори компенсації за струмом.

Якщо виникає нестійкість регулювання між регуляторами БК та головного трансформатора, то в якості другого параметра застосовується не повний струм  $I$ , а його реактивна складова, або компенсація по фазному куті. Такі регулятори застосовуються для великих батарей конденсаторів. Невеликими батареями керують за напругою та струмом і за часом доби за допомогою астрономічних електронних таймерів.

Синхронні двигуни забезпечують плавне регулювання напруги за допомогою автоматичних регуляторів збудження і дають різке підвищення реактивної потужності на короткий час (у разі аварій) за допомогою форсування збудження. Крім того, синхронні двигуни можуть споживати надмірну реактивну потужність в режимі недозбудження, якщо потрібно знизити напругу в контрольованій точці. Такими ж властивостями володіють синхронні компенсатори і генератори, що вмикаються в окремих випадках до розподільних мереж 6-10 кВ промислових підприємств.

Переваги синхронних машин як регуляторів напруги в порівнянні з конденсаторними батареями особливо істотно проявляються при аваріях. Властивість форсування і розфорсування збудження сприяє відновленню нормального режиму роботи в післяаварійному режимі і прискорює процес

відновлення нормального режиму в аварійних умовах, підвищує стійкість у вузлах навантаження.

### 6.6.5 Конденсаторні установки

Конденсаторні установки є одним із найбільш поширених засобів КРП, у першу чергу на промислових підприємствах. Це пояснюється низкою суттєвих переваг цих засобів КРП, наприклад, порівняно з синхронними двигунами та компенсаторами.

#### 6.6.5.1 Переваги і недоліки конденсаторних установок

До **переваг** конденсаторних установок належать:

- порівняно невисокі капітальні витрати (питома вартість конденсаторних установок до 1 кВ становить 70-100 грн/кВАр, понад 1 кВ - близько 50 грн/кВАр);
- відносно малі значення активних втрат (0,0015-0,0025 кВт/ кВАр), що зумовлює більші значення ККД;
- відсутність частин, які обертаються або труться;
- простота при монтажу, оскільки мають відносно малу масу і не потребують, як правило, спеціального фундаменту;
- простота в експлуатації, оскільки вони не потребують постійного нагляду та обслуговування;
- можливість збільшення або зменшення встановленої потужності завдяки зміні кількості конденсаторів, що підключені;
- можливість підключення в будь-якій точці мережі (безпосередньо біля окремих приймачів реактивної енергії, біля розподільних пристроїв, що живлять групу електроприймачів; на ввіді в цех; на ТП тощо);
- збереження працездатності конденсаторної установки при виході з ладу одного або кількох конденсаторів;
- відсутність шуму під час роботи.

До **недоліків** конденсаторних установок належать такі:

- можуть лише генерувати реактивну потужність;
- не допускають регулювання (нерегульовані) або допускають лише ступеневе регулювання реактивної потужності;
- наявність залишкового заряду після відключення;
- мала стійкість проти струмів КЗ;
- неможливість для більшості типів конденсаторів відновлення працездатності після пошкодження;
- суттєва залежність величини реактивної потужності від напруги. Це пояснюється наступним чином. Номінальна потужність конденсаторної

установки визначається за формулою, кВАр:

$$U_{C_{\text{НОМ}}} = I^2 x_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{x_C} = \omega C U^2 \cdot 10^{-3}, \quad (6.52)$$

де  $U_{\text{НОМ}}$  - номінальна напруга мережі і конденсаторів, кВ;  $C$  - ємність конденсаторів, мкФ;  $\omega = 2\pi f$  - кутова частота, рад/с.

Згідно з (6.52) номінальна реактивна потужність конденсаторної установки пропорційна квадрату напруги. Фактичні значення напруги в процесі роботи часто відрізняються від номінального значення, а відповідно, і змінюються значення реактивної потужності конденсаторної установки згідно з формулою, кВАр

$$Q_C = \left( \frac{U}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 Q_{C_{\text{НОМ}}}. \quad (6.53)$$

Так, згідно з (6.53) при зниженні напруги в мережі на 10% потужність конденсатора знижується майже на 20%, у той час як для підтримання нормального режиму роботи, навпаки, необхідно збільшувати реактивну потужність конденсатора.

#### 6.6.5.2 Характеристики конденсаторів для конденсаторних установок

Основною складовою частиною конденсаторних установок є косинусні конденсатори, які класифікуються за такими основними характеристиками:

- *номінальна напруга.* Конденсатори виготовляються на такі номінальні значення напруги: 230, 400, 500, 600, 1050, 3150, 6300 та 10500 В. Конденсатори на напруги до 1 кВ виготовляються як в однофазному, так і в трифазному (при з'єднанні секцій за схемою "трикутник") виконаннях. Конденсатори на напруги понад 1 кВ виготовляються тільки однофазними;
- *спосіб установки.* Конденсатори бувають для внутрішньої і зовнішньої установки. Конденсатори для зовнішньої установки виготовляють з ізоляторами виводів, розрахованими на напругу не менше ніж 3150 В;  
*вид просочення.* За видом просочення конденсатори поділяють на конденсатори з просоченням мінеральним маслом (типу КМ - косинусні масляні), конденсатори з просоченням синтетичними рідкими діелектриками (соволом або трихлордефінілом типу КС - косинусні синтетичні) та сухі конденсатори (типу КПС).

**Масляні конденсатори** на цей час мають обмежене використання.

**Синтетичні конденсатори** мають значно кращі технічні характеристики ніж масляні, не замерзають, не горять, але рідина просочення є дуже токсичною. Тому до конденсаторів, просочених трихлордефінілом, згідно з ПУЕ висуваються підвищені вимоги. На їх корпусі біля таблички з паспортними даними має бути розміщений розпізнавальний знак у вигляді рівностороннього трикутника жовтого кольору, а під час технічного обслуговування таких конденсаторів, необхідно вживати заходів, щоб запобігти попаданню трихлордефінілу в навколишнє середовище. Просочені трихлордифенілом конденсатори, що вийшли з ладу, за відсутності умов їх утилізації мають бути знищені (захоронені) у місцях, визначених санітарно-епідеміологічними службами.

У **сухих конденсаторах** діелектрична система виконана на основі металізованої поліпропіленової плівки, яка відновлює свої діелектричні властивості після місцевого пробою діелектрика. Тому такі конденсатори називають самопоновлюючими.

### *6.6.5.3 Технічні характеристики конденсаторних установок*

На цей час вітчизняною та зарубіжною промисловістю виготовляються різноманітні конденсаторні установки для компенсації реактивної потужності. Вони поділяються на конденсаторні установки низької та високої напруги, регульовані і нерегульовані.

Прикладом **конденсаторної установки низької напруги** регульованої можуть бути конденсаторні установки типу УКМ-0,4. Вони призначені для підвищення коефіцієнту потужності електрообладнання промислових підприємств і розподільних мереж з напругою 0,4 кВ і частотою 50 Гц шляхом автоматичного регулювання реактивної потужності.

Конденсаторна установка складається із металевої шафи знімних конденсаторних модулів і регулятора реактивної потужності.

До складу конденсаторних модулів входять конденсаторний блок, запобіжники і магнітний пускач.

Конденсаторні установки цього типу комплектуються цифровими мікропроцесорними регуляторами реактивної потужності, що забезпечують автоматичне ступеневе регулювання за заданим значенням  $\cos \varphi$ .

Аварійне відключення ступенів регулювання при перевантаженні за струмом (а в разі необхідності й за напругою) забезпечується регулятором реактивної потужності. Контроль сили струму конденсаторних установок виконується одним або трьома амперметрами.

**Конденсаторні установки низької напруги нерегульовані** є більш простими і дешевшими, ніж регульовані і відрізняються тим, що вони не забезпечують ступеневого регулювання реактивної потужності.

Прикладом конденсаторної установки низької напруги нерегульованої можуть бути конденсаторні установки типу УК-0,4. Вони призначені для підвищення коефіцієнту потужності електрообладнання промислових підприємств і розподільних мереж з напругою 0,4 кВ і частотою 50 Гц. Як і регульовані, ці установки комплектуються трифазними сухими конденсаторами типу КПС. Прикладом конденсаторної установки високої напруги регульованої можуть бути конденсаторні установки типу УКРЛ(П)-6,3(10,5). Установки призначені для підвищення коефіцієнта потужності електрообладнання промислових підприємств і розподільних мереж з напругою 6-10 кВ і частотою 50 Гц шляхом автоматичного регулювання реактивної потужності.

Конденсаторна установка складається із металевої шафи, що має дві комірки - вводу та конденсаторну. Причому різні модифікації можуть мати ліве або праве розміщення комірки вводу, мати роз'єднувач або комплектуватися без нього.

Комплектуються установки конденсаторами типу КЄК (просочені екологічно безпечною діелектричною рідиною), оснащені внутрішніми розрядними резисторами і експлуатуються в закритих приміщеннях.

Прикладом конденсаторної установки високої напруги нерегульованої можуть бути конденсаторні установки типу УКЛ(П)-6,3(10,5). Установки призначені для підвищення коефіцієнта потужності електрообладнання промислових підприємств і розподільних мереж з напругою 6(10) кВ і частотою 50 Гц.

Комплектуються установки конденсаторами типу КЭПЗ з покращеними питомими об'ємними та ваговими характеристиками. Установки можуть оснащуватись роз'єднувачами, а можуть виготовлятися і без них.

Конденсаторна установка типу УКЛ56М-6,3(10,5)-450 УЗ виробництва ПТК «Енергомаш», яка конструктивно являє собою металеву шафу, що складається із комірки вводу і конденсаторних комірок, кількість яких залежить від потужності установки. Комірки електрично з'єднані між собою збірними шинами, а механічно-болтовими з'єднаннями та блокувальним валом.

Незважаючи на те що нерегульовані конденсаторні установки коштують менше і значно простіші в експлуатації порівняно з регульованими, останні знаходять все більш широке використання, особливо на промислових під-

приємства. Значною мірою цьому сприяло введення в дію з 2002 року нової «Методики обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії».

Слід зазначити, що для компенсації реактивної потужності в мережах, від яких живляться приймачі з різкозмінним навантаженням (цехи з великою кількістю підйимально-транспортних механізмів, пресів, штампувальних установок, зварювальних апаратів тощо) все ширшого використання отримують **тиристорні конденсаторні установки**. На відміну від конденсаторних установок з контакторами тиристорні конденсаторні установки спроможні виконувати компенсацію реактивної потужності в короткий термін, оскільки їх швидкодія на два порядки вище. Це пояснюється тим, що для них нема потреби в затримці спрацювання на час розряду конденсаторів.

### Запитання для самоперевірки

1. Техніко-економічне обґрунтування необхідності компенсації реактивної потужності?
2. Поняття про баланс і дефіцит реактивної потужності?
3. Джерела реактивної енергії, їх характеристика?
4. Приймачі реактивної енергії?
5. Загальна характеристика заходів з компенсації та зменшення споживання реактивної потужності?
6. Класифікація компенсувальних пристроїв реактивної енергії?
7. Застосування синхронних двигунів у якості джерела реактивної енергії?
8. Принципи роботи та види статичних компенсаторів реактивної потужності?
9. Принципи роботи статичних компенсаторів прямого регулювання?
10. Статичні компенсатори з реакторами керованими вентилями?
11. Комбіновані статичні компенсатори?
12. Принцип компенсації реактивної потужності у мережах напругою до 1000 В?
13. Принцип компенсації реактивної потужності у промислових мережах 6-10 кВ?
14. Місцеве регулювання напруги в розподільчих мережах?
15. Централізоване регулювання напруги в розподільчих мережах підприємств?
16. Конденсаторні установки: призначення, типи і місце установки?

## Тема 7. Релейний захист і автоматизація у системі електроживлення промислових підприємств

### 7.1 Основні принципи релейного захисту електричних мереж підприємств

Під час експлуатації електричних мереж інколи раптово виникають ненормальні режими та ситуації, які потрібно ліквідувати швидко та без втручання персоналу. До таких режимів насамперед необхідно зарахувати короткі замикання, атмосферні та комутаційні перенапруги, перевантаження, ситуація потрапляння людини під напругу тощо. Швидка ліквідація такого стану можлива тільки за допомогою відповідних пристроїв захисної та протиаварійної автоматики.

Релейним захистом називають пристрої протиаварійної автоматики, які забезпечують автоматичне вимкнення пошкодженої частини мережі чи електричної установки. Якщо пошкодження не являє безпосередньої небезпеки для установки, то захист діє на сигнальні пристрої. Сучасні схеми захисту побудовані не на традиційних реле, а на новій елементній базі, переважно на електронних елементах, часто виконують додаткові функції (вимірювання, реєстрації параметрів, обліку, елементів керування) і являють собою мікропроцесорні пристрої.

Основними вимогами до пристроїв захисної автоматики є швидкодія, селективність (вибірковість), чутливість та надійність.

Швидкодія. Чим швидше буде виявлена та відокремлена пошкоджена ділянка, тим меншою буде руйнівна дія надструму на обладнання, тим легше зберегти нормальну роботу решти обладнання та елементів мережі. Сучасні швидкодійні пристрої захисту можуть спрацювати протягом першої половини періоду промислової частоти, час спрацювання захистів можна оцінити як 0,01 – 0,1 с. Час вимкнення пошкодження  $t_{\text{вимк}}$ , складається з часу спрацювання захисту  $t_3$  та часу роботи вимикача  $t_{\text{в}}$ , тобто

$$t_{\text{вимк}} = t_3 + t_{\text{в}} \quad (7.1)$$

Найрозповсюдженіші вимикачі високої напруги мають час спрацювання 0,15-0,06 с.

Селективність (вибірковість). Селективністю захисту називають його здатність виявляти пошкодження та видавати сигнал на вимкнення тих комутаційних апаратів, які забезпечують відокремлення (резекцію) тільки аварійної ділянки.

Чутливість. Чутливістю захисту називають його здатність реагувати на найменші зміни параметра, який контролюється, і на появу аномальних режимів. Чутливість характеризує стійке спрацювання захисту під час будь-якого КЗ у зоні захисту.

Надійність окремого захисту полягає в його правильній та безвідмовній дії в усіх передбачених за його призначенням випадках, що забезпечується застосуванням високоякісних реле, простих та досконалих схем захисту, ретельним виконанням монтажних робіт, високою культурою експлуатації. Щодо захисту об'єкта загалом надійність полягає у застосуванні, крім основного, також і резервних захистів.

Основними параметрами струмових захистів можна визнати:

1. Струм спрацювання захисту  $I_{\text{спр.з.}}$  та струм спрацювання реле  $I_{\text{спр.р.}}$  - мінімальні струми, за яких надійно спрацьовують захист та реле. Вони знаходяться такої залежності:

$$I_{\text{спр.р.}} = \frac{k_{\text{н}} k_{\text{сх}} I_{\text{спр.з.}}}{k_{\text{та}} k_{\text{пов.}}}, \quad (7.2)$$

де  $k_{\text{н}}$  - коефіцієнт надійності;  $k_{\text{сх}}$  - коефіцієнт схеми з'єднання трансформаторів струму та реле;  $k_{\text{пов.}}$  - коефіцієнт повернення реле;  $k_{\text{та}}$  - коефіцієнт трансформації трансформаторів струму. Значення  $I_{\text{спр.з.}}$  визначається залежно від виду захисту.

2. Струм повернення  $I_{\text{пов.}}$  - значення струму, за якого реле повертається в первинний стан. Він менший від струму спрацювання й характеризується коефіцієнтом повернення  $k_{\text{пов.}} = I_{\text{пов.}}/I_{\text{спр.р.}}$ , який менший від одиниці та становить 0,8-0,85 для електромеханічних реле і наближається до одиниці для електронних реле. Чим більше  $k_{\text{пов.}}$ , тим чутливішим є захист.
3. Коефіцієнт схеми  $k_{\text{сх}}$  являє собою співвідношення струму реле до вторинного струму трансформатора струму

$$k_{\text{сх}} = I_{\text{р}}/I_{\text{та2}}, \quad (7.3)$$

і дорівнює 1,0 для схем з'єднання трансформаторів струму у повну та неповну "зірку" та 1,73 - для схем з'єднання трансформаторів струму у трикутник та на різницю струмів двох фаз.

4. Коефіцієнт чутливості  $k_{\text{ч}}$  характеризує надійність дії захисту й визначається співвідношенням

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{к.мін}} / (k_{\text{та}} I_{\text{спр.р.}}), \quad (7.4)$$

де  $I_{\text{к.мін}}$  - найменше значення струму КЗ у зоні захисту.



Коефіцієнт чутливості нормується чинними правилами (ПУЕ).

До складу захисту входять датчики параметрів (трансформатори струму та напруги), органи реагування, регулювання та сигналізації (реле струму, напруги, часу та сигнальні) та виконавчі пристрої (котушки вимкнення приводів вимикачів), а також джерела оперативного струму.

Трансформатори струму та напруги застосовують у схемах струмових захистів тоді, коли безпосереднє використання відповідного параметра неможливе.

Реле, які застосовують в схемах релейних захистів, класифікують за такими ознаками:

- за принципом дії - електричні (електромагнітні, індукційні, електродинамічні, магнітоелектричні), механічні, теплові, електронні тощо;
- за параметром дії - струму, напруги, потужності, опору, вказівні, кута зсуву між векторами електричних величин, тиску, температури тощо;
- за способом увімкнення - первинні, які вмикають безпосередньо в первинне коло, і вторинні, які приєднують через трансформатори струму та напруги;
- за способом дії - прямої та опосередкованої дії;
- за характером зміни величини, що контролюється, - максимальні, які реагують на її перевищення, та мінімальні, які реагують на її пониження, та диференційні, які реагують на різницю вимірювальних величин;
- за призначенням - основні, які реагують на параметр, допоміжні, керовані основними іа призначені для виконання допоміжної функції (витримки часу, розмноження контактів), сигнальні, які фіксують дію захисту та забезпечують керування світловими та звуковими сигналами.

Сучасний тип конструкцій реле - мікропроцесорні, які мають високі чутливість та коефіцієнт повернення, більший термін служби реле, вони виконані без контактів та рухомих частин, споживають незначну потужність.

Як джерела оперативного струму на електростанціях та великих підстанціях використовують акумуляторні батареї, а на підстанціях мереж ЕПС використовують змінний або випрямлений оперативний струм з накопичувачами (зокрема з використанням джерел безперервного живлення), джерелами яких можуть бути трансформатори власних потреб чи трансформатор напруги. У разі застосування реле прямої дії, а також для живлення мікропроцесорних пристроїв, які споживають невелику потужність (декілька ватт, чи десятків ватт), використовують вторинні струми вимірювальних трансформаторів.

## 7.2 Схеми керування і сигналізації роботою споживачів

### 7.2.1 Види пристроїв автоматики

На підстанціях промислових підприємств застосовують такі пристрої автоматики: автоматичне введення резерву (АВР), автоматичне повторне увімкнення (АПВ), автоматичне частотне розвантаження (АЧР) тощо. За допомогою цих пристроїв здійснюють автоматичне керування схемою електропостачання підприємства в нормальних і аварійних режимах. Застосування автоматики дає змогу забезпечити тривале нормальне функціонування ЕПС, швидко та з найменшими втратами ліквідувати аварії, забезпечувати високу надійність електропостачання, зменшити витрати на обслуговування, підвищити якість електроенергії та економічність роботи електротехнологічних установок. Підстанції промислових підприємств працюють, як правило, за схемами з одностороннім живленням і нарізною роботою трансформаторів, ліній та джерел живлення, що дає змогу істотно зменшити струми КЗ, застосовувати дешевші комутаційні апарати, зменшити кількість обслуговуючого персоналу або повністю усунути його.

### 7.2.2 Пристрої автоматичного введення резерву

За призначенням пристрої АВР поділяють на АВР ліній, трансформаторів, електродвигунів, секційних вимикачів на підстанціях. Первинні схеми, які дають змогу застосовувати введення резервного живлення у разі зникнення напруги основного джерела, для мереж НН розглянуто в розділі 6, а для вищих напруг в ЕПС найчастіше застосовують схему "два ввідних вимикачі плюс секційний". Пристрої АВР повинні задовольняти такі вимоги: час спрацювання має бути мінімально можливим; вимикачі, які задіяні в схемі АВР, повинні мати постійний контроль працездатності кола увімкнення; дія АВР має бути однократною та обов'язковою за будь-яких причин зникнення напруги на секції шин, крім вимкнення кіл з метою проведення ремонтів, оглядів тощо.

Для споживачів 1-ї категорії ввід резерву обов'язково повинен бути автоматичним. Оперативний струм схеми автоматики може бути постійним чи змінним.

### 7.2.3 Пристрої автоматичного повторного увімкнення

Більша частина КЗ (60-80%) на повітряних лініях зумовлена короткочасною дією несприятливих факторів. Ці КЗ самоусуваються після швидкого вимкнення лінії захистом. Такі пошкодження називають нестійкими, після їх зникнення в безструмову паузу лінію можна знову увімкнути в роботу,

живлення споживачів практично не переривається. Пристрої автоматики, які забезпечують повторне увімкнення елемента мережі після кожного його аварійного вимкнення, називають скорочено АПВ. Згідно з чинними правилами, пристрої АПВ обов'язкові на усіх повітряних лініях напругою понад 1 кВ.

За кількістю циклів розрізняють АПВ однократної, двократної та трикратної дії. У мережах ЕПС промислових підприємств найрозповсюдженіші є однократні АПВ. За способом дії на привід вимикача існують механічні та електричні АПВ. Механічні АПВ вбудовують у вантажні та пружинні приводи. Електричні АПВ обладнують вимикачами з електромагнітними чи пневматичними приводами, що мають потужний електромагніт вмикавання, на який діє пристрій АПВ.

Пристрої АПВ не повинні працювати під час оперативних перемикань схеми обслуговуючим персоналом; спрацьовування окремих захистів, що вимикають стійкі КЗ (наприклад, газового захисту чи ДСЗ трансформатора), самоліквідація яких малоймовірна; вимкнення вимикача релейним захистом одразу після вмикавання його персоналом, оскільки пошкодження, які виникають до вмикавання вимикача, як правило, не можуть самоусуватися.

Найпростіше виконуються схеми АПВ на змінному оперативному струмі для вимикачів з вантажними, пружинними або пружинно-вантажними приводами, в які вбудовується реле прямої дії. У цих приводах запас енергії, необхідної для вмикавання, зосереджується у попередньо зведених пружинах або у піднятому вантажі. Підймання вантажу або заведення пружини здійснюють вручну або за допомогою спеціального пристрою, який складається з електродвигуна потужністю 80-100 Вт та редуктора. У таких приводах є спеціальні механічні пристрої, що виконують АПВ без витримки часу після вимкнення вимикача від вбудованого реле прямої дії. Механічне АПВ блокує вимикач від повторного вмикавання після його оперативного вимкнення персоналом. Механічні АПВ вважаються менш надійними, ніж електричні.

#### *7.2.4 Пристрої автоматичного розвантаження за частотою*

Необхідність використання автоматичного частотного розвантаження (АЧР) як додаткового засобу підтримання стабільності частоти з боку споживачів розглянуто в розділі 4. Цей засіб використовують тоді, коли системою вичерпані можливості щодо підтримання частоти, але вона продовжує знижуватись. Поновлення частоти в такому разі можливе вимкненням частини менш відповідальних споживачів пристроями АЧР.

АЧР виконують за ступеневим принципом. Вимкнення виконується кількома чергами, що відрізняються уставками спрацювання. Наприклад, перша черга (АЧР-1) - швидкодійна з часом спрацювання 0,1-0,3 с та з уставкою частоти 49-49,5 Гц. Друга черга (АЧР-2) призначена для відновлення частоти, якщо вона тривало залишається пониженою близько 48 Гц. Крім того, застосовують ще одну додаткову чергу для здійснення місцевого розвантаження у разі виникнення додаткового значного дефіциту активної потужності.

У схемах АЧР, як правило, вимірювальним органом пристроїв АЧР-1 та АЧР-2 слугує індукційне реле частоти ИВЧ-3 (КР) та напівпровідникове реле пониження частоти типу РЧ-1, які вмикають у вторинні кола трансформаторів напруги. Від одного реле можна вимикати дві лінії та відповідну приєднану до них потужність (рис.7.1).

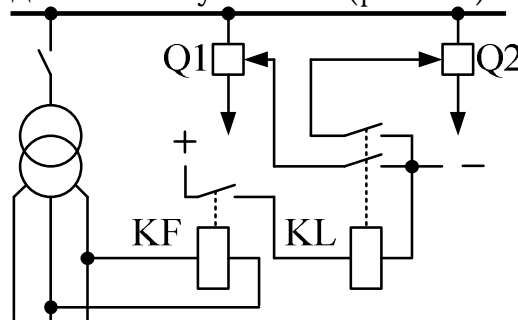


Рис. 7.1 – Система автоматичного частотного розвантаження

Після ліквідації дефіциту потужності вимкнені споживачі повинні бути знову приєднані до мережі живлення. Це здійснюється автоматично за допомогою пристрою частотного АПВ (ЧАПВ). ЧАПВ має відбуватись за частоти 49,5-50 Гц. Черговість увімкнення є оберненою до черговості вимкнення пристроями АЧР.

### 7.2.5 Телемеханізація та диспетчеризація

На сучасних великих промислових підприємствах для забезпечення оперативного керування роботою електроенергетичного обладнання створюють диспетчерські служби (ДС), які здійснюють централізоване керування всією ЕПС промислового підприємства на основі використання засобів автоматики, телемеханіки та обчислювальної техніки.

Основним завданням диспетчерської служби є: забезпечення безаварійної роботи та безперервного електропостачання споживачів підприємства; використання: повних потужностей та обхідних шляхів у разі аварій та появи дефіцитів потужностей; економічне ведення режимів роботи ЕПС; виконання графіків; керівництво допусками до робіт ремонтних бригад; організація обліку електроенергії та ведення відповідної звітності; дотри-

мання режимів електроспоживання; провадження заходів з регулювання добового графіка навантаження.

Великі відстані електроустановок від ДЖ роблять технічно неможливим та економічно недоцільним застосування звичайних пристроїв контролю сигналізації та управління. Тому застосовують спеціальні телемеханічні пристрої.

*Телемеханіка* - це сукупність технічних засобів і методів, які дають змогу перетворювати інформацію про віддалений об'єкт у сигнали, зручні для передавання лініями зв'язку з метою вимірювання, сигналізації та керування. Відповідні засоби телемеханіки поділяють на телевимірювання, телесигналізацію та телекерування. |

*Телевимірювання* - це передавання на відстань засобами телемеханіки інформації про значення величин, що контролюються.

*Телекерування* - це передавання на відстань дискретних сигналів, призначених для приведення в дію виконавчих органів керованих об'єктів.

*Телесигналізація* - це передавання на відстань сигналів про стан об'єктів, що контролюються.

Основними блоками пристроїв автоматики можна вважати генератори імпульсів, розподільники, шифратори та дешифратори, давані та перетворювачі сигналів, захисні вузли тощо. Електромеханічні апарати можна виконувати на релейно-контактних електромеханічних та безконтактних електронних елементах. У певних умовах все ширшого застосування набувають безконтактні елементи на основі електронних приладів, які мають значно більший термін служби, високу швидкість перемикачів, невеликі габарити, масу, відсутність рухомих частин і можливість легко адаптуватись до використання в електронно-обчислювальних комплексах.

Наприклад, для комунікацій з вимикачами НН Compact NS на струми до 630 А передбачено декілька апаратних вирішень:

- модуль Adventis OTB Modbus, який забезпечує інтерфейс Modbus з вбудованими входами/виходами;
- багатофункціональний вимірювач серії Power Meter (PM500, PM800);
- сервер Micro power Server (MPS 100), який є шлюзом TCP IP/Modbus з шістьма цифровими входами сигналів аварійної попереджувальної сигналізації (АПС).

Комунікації потужними вимикачами Compact NS на струми понад 630 А та Masterpact забезпечує мікропроцесорний пристрій Micrologic, від типу якого залежить обсяг можливостей та інформації.

Для забезпечення можливості користування інформацією від комуніка-

ційних пристроїв, необхідне програмне забезпечення, яке містить драйвер інтерфейса Modbus. Компанія Shneider Electric пропонує програмне забезпечення System Managment Software (SMS).

SMS - це програмне забезпечення для контролю та моніторингу електроустановок низької та середньої напруги. Воно об'єднує програмні продукти з різними функціями для різних типів застосувань. SMS може спілкуватись з усіма інтелектуальними пристроями в складі електроустановок, зокрема[6]:

- багатофункціональними вимірювальними пристроями Power Meter;
- автоматичними вимикачами та вимикачами навантаження НН;
- пристроями Micrologic;
- пристроями Seram для мереж напругою понад 1 кВ.

### 7.3 Облік і контроль електроспоживання

*Розрахунковим обліком електроенергії* називається облік виробленої, а також відпущеної споживачам електроенергії для грошових розрахунків за неї. Лічильники, що встановлюють для розрахункового обліку, називаються *розрахунковими лічильниками* (клас 2), з класом вимірювальних трансформаторів – 0,5.

*Технічним (контрольним) обліком електроенергії* називається облік для контролю витрат електроенергії електростанції, підстанції, підприємств, споруд, квартир і т.п. Лічильники, що встановлюють для технічного обліку, називаються *контрольними лічильниками* (клас 2,5) з класом точності трансформаторів – 1.

При визначенні *активної енергії* необхідно враховувати енергію: яка вироблена генераторами електростанцій; спожиту на власні потреби електростанції та підстанції; видану електропідстанціям в розподільчі мережі; передану в інші енергосистеми або отриману від них; відпущену споживачам яка підлягає оплаті.

Окрім того необхідно контролювати дотримання споживачами заданих їм режимів споживання та балансу електроенергії, встановлення питомих норм витрат електроенергії і проведення госпрозрахунку.

Розрахункові лічильники активної енергії на *підстанції енергосистеми* повинні встановлюватися:

- 1) для кожної лінії, що відходить і належить споживачам;
- 2) для міжсистемних ліній електропередачі - по два лічильника зі стопами, що враховують отриману і відпущену електроенергію;
- 3) на трансформаторах власних потреб;

4) для ліній господарських потреб або сторонніх споживачів (селище і т.п.), приєднаних до шин власних потреб.

Розрахункові лічильники активної електроенергії на *підстанціях споживачів* повинні встановлюватися:

- 1) на вводі (приймальному кінці) лінії електропередачі в підстанцію;
- 2) на стороні ВН трансформаторів при наявності електричного зв'язку з іншого підстанцією енергосистеми;
- 3) на межі розділу основного споживача та субабонентів.

Облік реактивної електроенергії повинен забезпечувати можливість визначення кількості реактивної електроенергії, отриманої споживачем від електропостачальної організації або переданої їй, тільки в тому випадку, якщо за цими даними проводяться розрахунки або контроль дотримання заданого режиму роботи компенсуючих пристроїв.

Лічильники реактивної електроенергії повинні встановлюватися:

- 1) на тих елементах схеми, на яких встановлені лічильники активної електроенергії для споживачів, які розраховуються за електроенергію з урахуванням дозволеної реактивної потужності;
- 2) на приєднаннях джерел реактивної потужності споживачів, якщо за них проводиться розрахунок за електроенергію, видану енергосистемі.

Контрольні лічильники технічного обліку. Ці лічильники включають у мережу нижчої напруги (до 1 кВ), що має ряд переваг:

- установка лічильника обходиться дешевше (ніж на стороні вищої напруги);
- з'являється можливість визначити втрати в трансформаторах і в мережі вищої напруги;
- монтаж і експлуатація лічильників значно простіше.

Допускається установка контрольних лічильників технічного обліку на вводі підприємства, якщо розрахунковий облік з ним ведеться за лічильниками, встановленими на підстанціях енергосистем.

Для вимірювання активної енергії в трифазних мережах при нерівномірному навантаженні застосовують двох- і трьохсистемні лічильники. У трифазних мережах з нульовим проводом сума струмів окремих фаз не дорівнює нулю і тому двосистемні лічильники непридатні.

У чотирипровідних мережах при нерівномірному навантаженні застосовують трьохсистемні лічильники або двосистемні лічильники з трьома котушками струму.

На рис.7.2-7.4 приведені схеми включення лічильників типів СА3, СА3У

і СА4, СА4У для вимірювання активної електроенергії в трьох- і чотири-провідних мережах напругою до 1 кВ і вище.

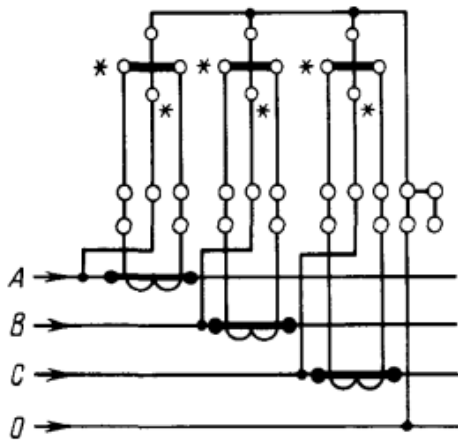


Рис. 7.2 – Схема включення трифазного лічильника типів СА4, СА4У для вимірювання активної електроенергії в чотирипровідній мережі напругою до 1 кВ

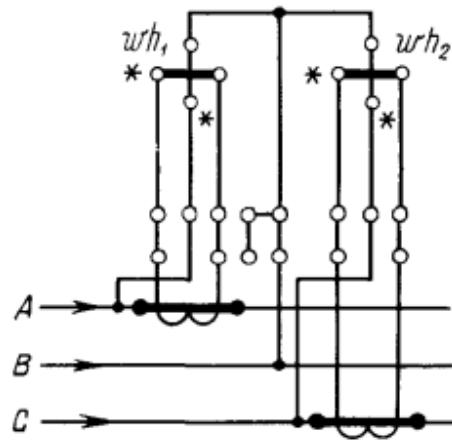


Рис. 7.3 – Схема включення трифазного лічильника типів СА3, СА3У для вимірювання активної електроенергії в трипровідній мережі напругою до 1 кВ

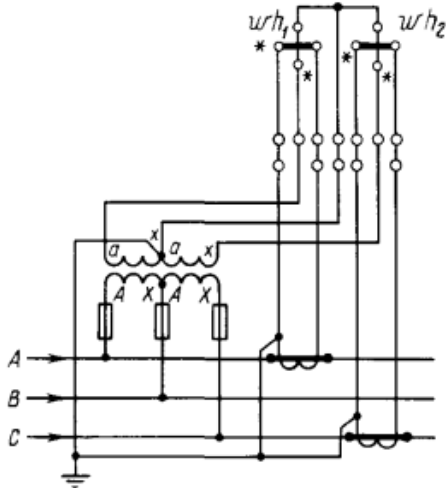


Рис. 7.4 – Схема включення трифазного лічильника типів СА3, СА3У для вимірювання електроенергії в трипровідній мережі напругою вище 1 кВ

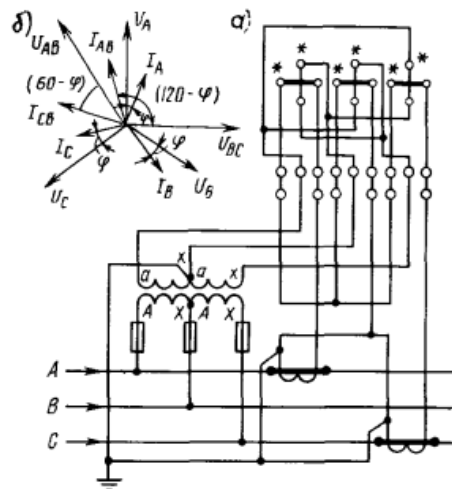


Рис. 7.5 – Принципова схема включення трифазного лічильника для вимірювання реактивної електроенергії в мережі напругою вище 1 кВ (а), векторна діаграма (б)

Для вимірювання реактивної енергії виготовляють спеціальні лічильни-



ки з додатковими послідовними котушками. Схема з'єднань реактивного двохсистемного лічильника і векторна діаграма його роботи наведені на рис.7.5-7.6

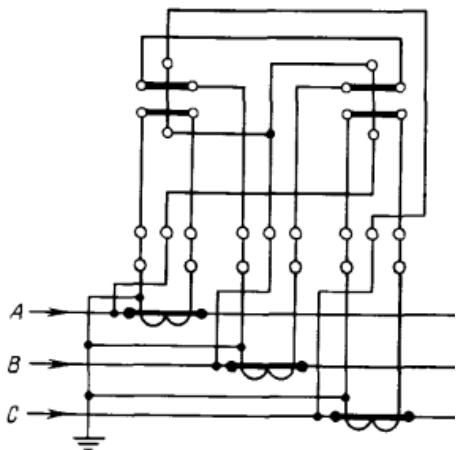


Рис. 7.6 – Схема включення трифазного лічильника типів СР4, СР4У з додатковою послідовною обмоткою для вимірювання реактивної електроенергії в мережі напругою до 1 кВ

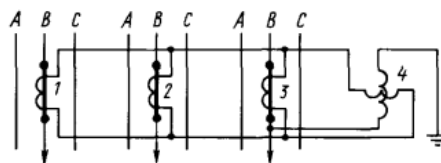


Рис. 7.7 – Принципова схема сумарного обліку електроенергії

На промислових підприємствах з одним або декількома ГПП або ЦРП, що отримує електроенергію від енергосистеми з оплатою по двоставковому тарифу з урахуванням максимуму навантаження, встановлюють спеціальні лічильники активної енергії, що фіксують максимум навантаження за 30 хв.

Електричні годинник включають фіксатор максимуму на лічильнику кожні 30 хв при максимальних навантаженнях системи.

На лініях, що відходять від ГПП або ЦРП до окремих ТП, а також на лініях до електроприймачів з напругою вище 1 кВ встановлюють лічильники активної енергії.

На лініях, що відходять від ТП напругою до 1 кВ і живлять окремі ділянки цехів, встановлюють лічильники активної енергії. При живленні за схемою трансформатор–магістраль трансформатори струму встановлюють на відпайку до розподільних шинопроводам або силовим пунктам, а відповідні лічильники - в окремому приміщенні.

Якщо силові пункти підключають до декільком ліній живлення, то застосовується пристрій сумарного обліку електроенергії (рис.7.7).

У вказаній схемі трансформатори струму 1-3 з'єднані паралельно і підключені до струмової обмотки лічильника, а обмотка напруги 4 - на напругу фаза-нуль.

## **7.4 Автоматизовані системи електропостачання**

Автоматизовані системи є наступним після багатофункціональних електронних лічильників етапом в історії розвитку обліку електричної енергії, управління технологічними процесами приймання, передачі, розподілу і споживання електричної енергії.

### *7.4.1 Передумови впровадження та концепція побудови автоматизованих систем*

Впровадження та широке використання автоматизованих систем було зумовлене новими вимогами до системи електропостачання в умовах ринкових відносин та зміною пріоритетів наприкінці ХХ століття, коли в Україні відбувався перехід від планової економіки до ринкових відносин між суб'єктами господарювання. Робота в нових економічних умовах показала недосконалість існуючої на той час системи обліку електричної енергії. Однією з головних причин тому була відсутність достовірного обліку електричної енергії на всіх ділянках і рівнях від її виробників до споживачів. Це зумовлювалось відсутністю на той час в Україні вітчизняних підприємств, які б займалися виробництвом усіх необхідних вимірювальних приладів вимірювання, засобів збору, передачі та обробки інформації щодо обліку електричної енергії. Намагання окремих компаній і підприємств використовувати прилади іноземного виробництва не привели до корінного вирішення проблеми, оскільки це були прилади різних типів та рівнів, а отже були неспроможні створити єдину інформаційно-вимірювальну систему.

Досвід експлуатації енергетичних систем у країнах з ринковими відносинами свідчив про необхідність введення процедур перевірки точності і достовірності інформації на всіх рівнях й в усіх точках системи обліку електроенергії та обробки даних по цьому обліку. Це було важливо як з технічного погляду, так і з погляду фінансових та правових відносин між виробниками, постачальниками і споживачами електричної енергії.

У 1995 році був підписаний Указ Президента України № 282/95 «Про переведення електроенергетики на роботу в умовах ринку» і прийняте рішення про розроблення галузевої програми й концепції розвитку автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах ринку. Згідно з цими документами був створений й існує до цього часу Оптовий ринок електроенергії

(ОРЕ), що складається з незалежних акціонерних компаній (державні електричні компанії та державні акціонерні електричні компанії), незалежного регулюючого органу (Національна комісія з питань регулювання електроенергетики України (НКРЕ) і Енергоринку — державного підприємства, що здійснює керівництво ОРЕ, забезпечує погодинний облік електроенергії і встановлює погодинні оптові тарифи реального часу.

Ефективність застосування тарифів реального часу значною мірою залежить від дотримання двох основних умов:

- 1) в енергоринку має існувати автоматизована система управління реального часу, яка в мінімальному варіанті повинна включати автоматизовану систему комерційного обліку і контролю виробництва, постачання і споживання електричної енергії і функціонувати в реальному масштабі часу на всьому просторі енергоринку держави;
- 2) автоматизовані взаєморозрахунки між учасниками енергоринку.

Була розроблена «Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку», згідно з якою висувуються підвищені вимоги до системи обліку електроенергії, а саме: до рівня її автоматизації, точності, надійності, одночасності та цілості.

Точність системи обліку в основному визначається засобами інформаційно-вимірювальної техніки і принципами її використання.

Достовірність подання вимірювальної інформації повинна досягатися завдяки автоматизації процесу отримання даних протягом усього часу обліку, реєстрації даних, їх дублювання й обов'язковою верифікацією - комплексом процедур перевірки точності та достовірності інформації.

Згідно з головною метою вдосконалення системи обліку електричної енергії полягає в отриманні за результатами вимірювань якомога більш достовірного балансу виробництва, передачі, розподілу і споживання електричної енергії або потужності в масштабі всієї держави, а також показників якості електроенергії, що споживається в розрахункових точках обліку. Згідно з цим документом розрізняють чотири рівні системи обліку електроенергії (рис.):

- **I рівень** - рівень об'єкту обліку (генеруюча компанія, промислові підприємства, побут та сфера послуг), що включає до свого складу трансформатори струму (ТС) і напруги (ТН), лічильники електроенергії основні (ЛЧ<sub>О</sub>) і дублюючі (ЛЧ<sub>Д</sub>), вимірювачі параметрів якості електроенергії (ВП). Структура вимірювального комплексу на цьому рівні у складі трансформаторів струму і напруги та лічильників, що наведена на рис., рекомендується як типова для застосування в точках обліку,

які належать до оптового і роздрібного ринку об'єктів обліку (ОО). **Об'єктом обліку** називають сукупність точок обліку, об'єднаних за допомогою приладів обліку за технологічною або територіальною ознакою. Для забезпечення можливості автоматизованого збору інформації лічильники повинні мати імпульсний вихід типу «сухий контакт» і/або послідовний інтерфейсний вихід;

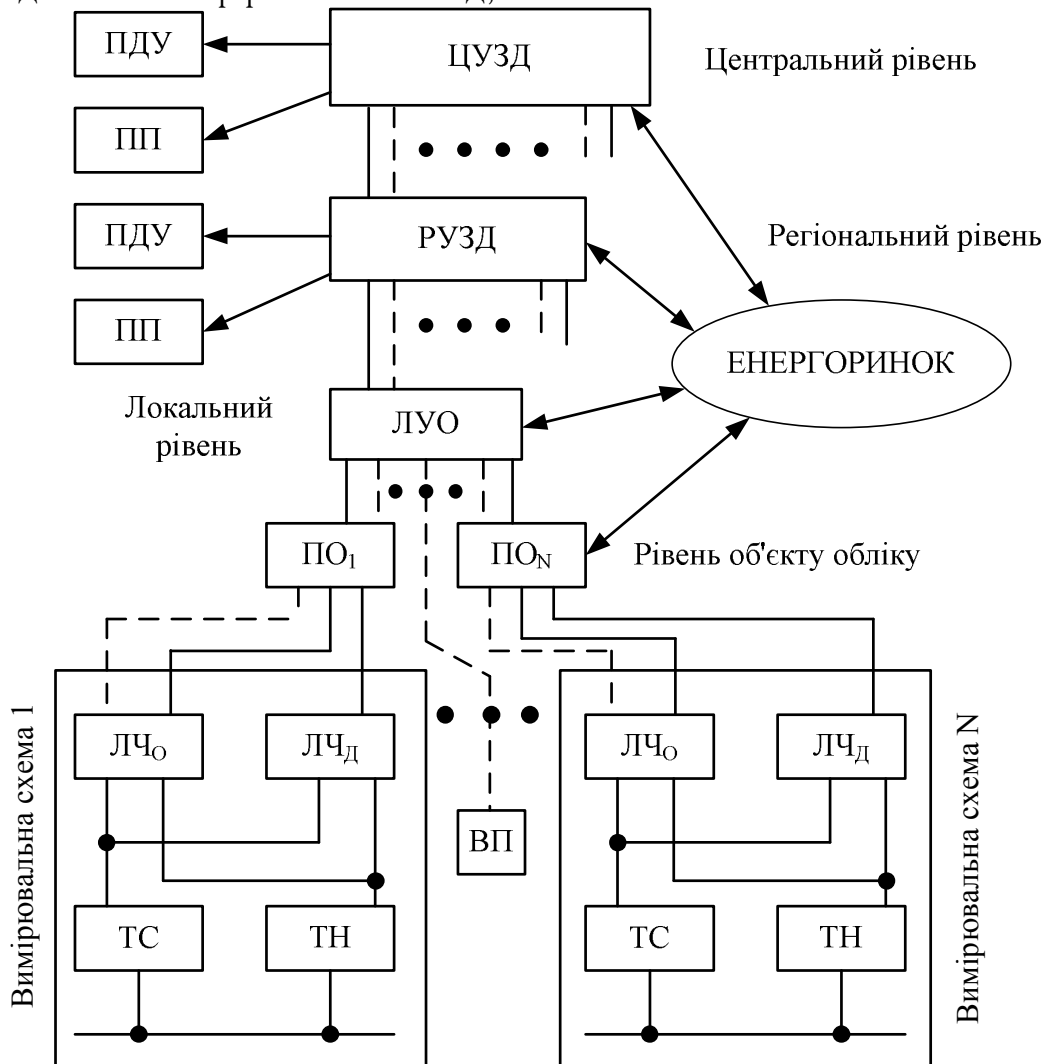


Рис. 7.8 – Структурна схема багаторівневої системи обліку електроенергії

- **II рівень** - локальний рівень (генеруюча компанія, районні електричні мережі, промислові підприємства), що включає до свого складу локальне устаткування обліку електроенергії (ЛУО) і прилади обліку (ПО). Приладом обліку називають засіб вимірювання, що збирає і обробляє інформацію з кількох лічильників та забезпечує облік електроенергії за різні інтервали часу. Прилади обліку отримують інформацію від лічильників за спеціальними лініями зв'язку у числоімпульсному коді і/або за послідовними інтерфейсними зв'язку. Похибка приладів обліку має бути меншою за результуючу похибку вимірювальної системи (трансформаторів струму і напруги та лічильників) не менше ніж у три рази.

Прилади обліку повинні мати енергонезалежну пам'ять і годинник реального часу, а також здійснювати формування, обробку і накопичення вимірювальної інформації за різні інтервали часу. На цьому рівні поряд із збором і обробкою даних передбачається верифікація вимірювальної інформації по кожному об'єкту, що контролює ЛУО, яка передбачає не лише перевірку функціонування основного і дублюючого лічильників, але й перевірку точності їх показань. Устаткування ЛУО має бути орієнтоване на різні типи засобів обліку;

- **III рівень** - регіональний рівень (РЕМ, Обленерго), що включає до свого складу регіональне устаткування збору даних (РУЗД). На цьому рівні як апаратний базис інтеграції пристроїв обробки даних слід використовувати високонадійні вимірювальні засоби, які відповідають сучасним промисловим стандартам, що дозволяє поєднувати їх високі експлуатаційні характеристики з доступністю програмного забезпечення для базового операційного середовища;
- **IV рівень** - центральний рівень (НЕК, НКРЕ), що включає до свого складу центральне устаткування збору даних (ЦУЗД). На цьому рівні вимоги до вимірювальних засобів мають бути не нижчими, ніж на попередньому рівні.

Устаткування збору і обробки даних на локальному, регіональному і центральному рівнях являє собою обчислювальну систему, що збирає і накопичує дані про параметри потоків електричної енергії й потужності[11].

### **Запитання для самоперевірки**

1. Призначення пристрої релейного захисту. Основні вимоги релейного захисту?
2. Основні параметри струмових захистів?
3. Призначення і види пристроїв автоматики?
4. Призначення і види телемеханіки?
5. Основні пристрої контролю електроспоживання?
6. Розрахунковий і технічний облік електроспоживання. Вимоги і схеми виконання?
7. Основні положення побудови концепції автоматизованих систем обліку електроенергії?
8. Коротка характеристика рівнів систем обліку електроенергії?

## Тема 8. Захисні пристрої електроустановок

### 8.1 Перенапруга причини виникнення і захист електричних мереж і споживачів електричної енергії

Перенапруженням називається будь-яке підвищення напруги до величини, небезпечної для ізоляції електроустановки, що розрахована на робочу напругу.

Перенапруги в електричних установках підрозділяють на внутрішні і атмосферні.

**1. Внутрішні перенапруги.** До них відносяться режимні, комутаційні і дугові перенапруження.

*Режимні* перенапруги виникають в електроустановках при змінах їх режиму роботи, наприклад при відключенні КЗ, різких змінах навантаження та ін., що супроводжується виділенням запасеної в установці енергії. Ця енергія визначає кратність перенапруги, що представляє собою відношення величин амплітуд перенапруги і робочої напруги.

*Комутаційні* перенапруги виникають у наслідок розриву у колі змінного струму, що містить індуктивності і ємності, наприклад при відключенні струмів холостого ходу трансформаторів, асинхронних двигунів, ліній електропередачі та ін.

*Дугові* перенапруги можуть виникнути в установках вище 1 кВ, при однофазних замиканнях на землю; їх величина перевищує в 4-4,5 рази номінальну напругу.

#### 2. Атмосферні перенапруги.

Вони виникають внаслідок впливу на електроустановки грозових розрядів. На відміну від комутаційних вони не залежать від величини робочої напруги електроустановки. Атмосферні перенапруги підрозділяють на індуковані перенапруження і перенапруження від прямого удару блискавки.

*Індуковані* перенапруги виникають при грозовому розряді, поблизу електроустановки і лінії електропередачі за рахунок індуктивних впливів.

При індукованих перенапруженнях в електроустановках, що використо-

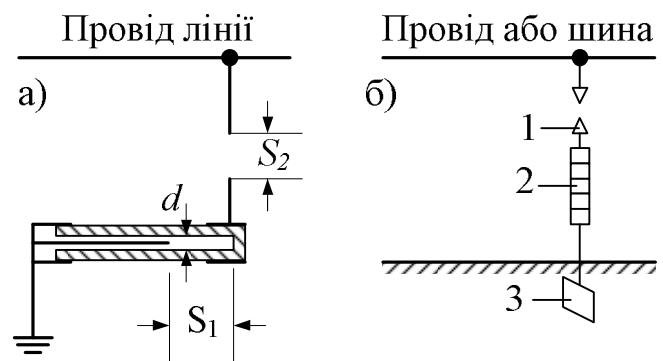


Рис. 8.1 – Схема включення в лінію трубчатого (а) та вентильного (б) розрядників

вують троси, амплітуда перенапруги не перевищує 300-400 кВ. Тому вони небезпечні для електроустановок з робочою напругою до 35 кВ і не небезпечні для установок 110 кВ і вище.

*Перенапруги від прямого удару блискавки* найбільш небезпечні. Вимірювання показують, що струми блискавки змінюються в межах 10-250 кА, найчастіше складають 25 кА. Швидкість зміни струму блискавки (крутизна) різна. Зазвичай для розрахунків беруть 50 кА/мкс при амплітуді струму 200 кА.

Для захисту електроустановок від атмосферних перенапруг застосовують громовідводи, захисні троси, розрядники і захисні проміжки.

Блискавковідвід захищає споруду від прямих ударів блискавки. Стрижневий блискавковідвід являє собою високий стовп з прокладеним вздовж нього сталевим дротом, сполученим із заземлювачем. Тросовий блискавковідвід - заземлений в декількох точках провід, розташований над проводами лінії електропередачі.

Розрядник розряджає хвилю перенапруги на землю з наступним повільним відновленням нормальної ізоляції мережі по відношенню до землі. Розрядники підрозділяють на трубчасті і вентильні.

Трубчасті розрядники застосовують на лініях передачі для захисту лінійної ізоляції від атмосферних перенапруг. Вони складаються з послідовно з'єднаних зовнішнього  $S_2$  і внутрішнього  $S_1$  іскрових проміжків (рис.8.1, а).

Зовнішній іскровий проміжок служить для того, щоб трубка розрядника не перебувала під напругою, інакше струми витoku викликають обвуглювання, а з плином часу - і згоряння трубки.

Коли напруга на розряднику в результаті розряду блискавки перевищує встановлене значення, іскрові проміжки пробиваються і через розрядник проходить струм грозового розряду до заземлювача. При цьому величина перенапруги зменшується. Одночасно через розрядник проходить струм короткого замикання робочої частоти, що викликає утворення в трубці електричної дуги. Під дією високої температури дуги стінки трубки бурхливо виділяють велику кількість газів. Гази вириваються з трубки під тиском 100-150 ат і видувають дугу. Дуга гаситься протягом 1-2 періодів, після чого установка знову може працювати.

На рис.8.1,б наведено підключення вентильного розрядника для захисту від атмосферних перенапруг. При певному значенні перенапруги іскрові проміжки 1 пробиваються і напруга хвилі знижується. Пробій зазвичай відбувається на всіх трьох фазах і при спрацьовуванні розрядника слідом

за імпульсним струмом протікає супроводжуючий струм робочої частоти. Оскільки напруга мережі значно менше величини перенапруги, опір вілітових дисків 2 різко збільшується, струм зменшується до невеликої величини і в перший же період при переході через нульове значення припиняється. Через хвили перенапруги опір вілітових дисків при спрацьовуванні розрядника значно знижується і тому не перешкоджає проходженню струму блискавки в землю через заземлювач 3.

Для захисту підстанційної ізоляції від хвиль атмосферних перенапруг на збірних шинах розподільних пристроїв, а також у трансформаторів, приєднаних до ЛЕП з допомогою відпайок, передбачається установка комплектів вентильних розрядників.

Для обмеження хвилі перенапруги важливо попередити можливість удару блискавки в безпосередній близькості від підстанції. Для цього на ЛЕП без тросової захисту на підході за 1-2 км до підстанції передбачаються захисні троси з установкою комплекту трубчастих розрядників на початку підходу ЛЕП до підстанції.

Електрообладнання розподільних пристроїв напругою 6-10-20 кВ, встановлюване на знижувальних підстанціях, захищається вентильними розрядниками, розміщеними на шинах підстанції, і трубчастими розрядниками, розміщеними на відстані 100-200 м від підстанції. При цьому якщо яка-небудь з ліній 6-10-20 кВ має двостороннє живлення, то на вводі цієї лінії на підстанцію встановлюється другий комплект трубчастих розрядників.

Особливістю генераторів та інших обертових машин є те, що міжвіткова ізоляція у них значно слабкіше, ніж у трансформаторів. Тому при захисті генераторів від атмосферних перенапруг повинні бути передбачені не тільки елементи захисту, що знижують амплітуду набігаючих хвиль перенапруги, але й елементи, що не допускають до машини хвилі з крутим фронтом. Найбільш ефективним заходом захисту генераторів, що працюють на повітряну мережу, є приєднання їх до мережі через трансформатор.

У разі безпосереднього зв'язку генераторів з повітряною мережею або через кабельну вставку захист від перенапруг забезпечується спільною дією захисних апаратів на лінії і вентильних розрядників з поліпшеними характеристиками з магнітним гасінням (РВМ), встановленими на шинах електростанції.

## **8.2 Блискавковий захист споруд та будівель**

Всі будівлі та споруди підрозділяються на три категорії:

- I - виробничі будівлі і споруди з вибухонебезпечними приміщеннями



класів В-I і В-II ПБЕ; будівлі електростанцій і підстанцій;

- II-інші будівлі і споруди з вибухонебезпечними приміщеннями, що не відносяться до I категорії;
- III - всі інші будівлі та споруди, в тому числі і пожежонебезпечні приміщення.

Блискавкозахист будівель і споруд I категорії виконується:

а) від прямих ударів блискавок окремо стоять стрижневими і тросовими громовідводи, що забезпечують необхідну зону захисту від електростатичного індукції - заземленням всіх металіческих корпусів, обладнання та апаратів, встановлених в захищуваних будівлях через спеціальні заземлювачі з опором розтіканню струму не більше 10 Ом;

б) від електромагнітної індукції-для протяжних металевих предметів (трубопроводів, оболонок кабелів, каркасів споруд). У місцях зближення з джерелом індукції і через 20 м довжини на паралельних трасах кабелів і трубопроводів ставлять металеві перемички, що дозволяють уникнути появи розімкнутих металевих контурів.

Блискавкозахист будівель і споруд II категорії від прямих ударів блискавки виконується одним з таких способів:

- окремо стоять або встановленими на будівлях неізолюваними стрижневими або тросовими громовідводи, що забезпечують захисну зону;
- блискавкоприймаючою заземленою металевією сіткою розмірами вічок  $6 \times 6$  м, що накладається на неметалеву покрівлю;
- заземленням металевією покрівлі.

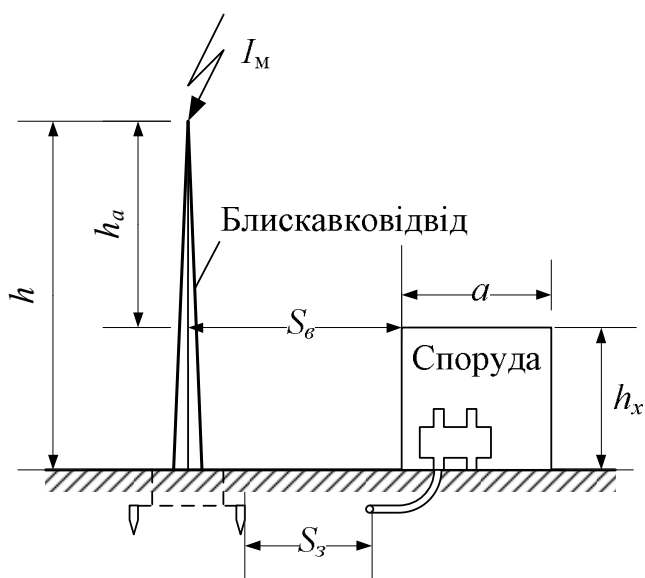


Рис. 8.2 – Розміщення блискавковідводу та споруди яку захищають

Захист від зарядів статичної електрики і від дії магнітного поля виконується аналогічно захисту споруд I категорії.

Захист від зарядів статичної електрики і від дії магнітного поля виконується аналогічно захисту споруд I категорії.

Захист будівель III категорії виконується, як і для II категорії, але при цьому блискавкоприймаюча сітка має вічка розміром  $12 \times 12$  або  $6 \times 24$  м, а величина опору заземлювача від прямих ударів блискавки може підвищуватися до 20 Ом.

При розрахунку блискавковідводів враховується необхідність отримання певної зони захисту, яка представляє собою простір, що захищає від прямих ударів блискавки (рис.8.2).

Розрахункова зона захисту одиночного стрижневого блискавковідводу висотою до 150 м являє собою конус з висотою і радіусом на рівні землі відповідно:

$$h_o = 0,85h, \quad (8.1)$$

$$r_o = (1,1 \div 0,002h)h. \quad (8.2)$$

Зона захисту одиночного тросового блискавковідводу з висотою над землею в точці найбільшого провисання, рівної  $h$ , являє собою протягнуту горизонтальну тригранну призму з висотою  $h_o = 0,85h$  і з основою на одну сторону на рівні

$$r_o = (1,35 \div 0,0025h)h. \quad (8.3)$$

Допустима відстань по повітрю при прямому ударі блискавки в блискавковідвід визначається імпульсною напругою  $U_{\text{імп}}$  в точці, що розташована на висоті від рівня землі  $l$ :

$$U_{\text{імп}} = i_{\text{м}}R_{\text{імп}} + L\frac{di}{dt}, \quad (8.4)$$

де  $i_{\text{м}}$  - миттєве значення струму блискавки;  $R_{\text{імп}}$  - імпульсний опір заземлювача;  $L$  - індуктивність ділянки струмоводу довжиною  $l$  від заземлювача до точки, що розглядається, рівного висоті споруди  $h$ . Якщо струм блискавки  $I_{\text{м}} > 150$  кА, то  $\omega L = l = h$  і амплітудна імпульсна напруга

$$U_{\text{макс}} = (I_{\text{м}}/2)(R_{\text{імп}} + \sqrt{R_{\text{імп}}^2 + h^2}). \quad (8.5)$$

В цьому випадку мінімальна відстань по повітрю і під землею

$$S_{\text{в}} = r_{\text{мін.в}} = U_{\text{макс}}/E_{\text{з}}; S_{\text{з}} = r_{\text{мін.в}} = I_{\text{м}}R_{\text{м}}/E_{\text{з}}. \quad (8.6)$$

Для розрахунків приймають напругу електричного поля  $E_{\text{в}} = 500$  кВ/м,  $E_{\text{з}} = 300$  кВ/м.

### 8.3 Захист підземних споруд від електрокорозії

Основною причиною електрокорозії металевих споруд, що стикаються з ґрунтом (трубопроводів, кабелів з металевою оболонкою та ін.), є блукаючі струми.

**Блукаючі струми** – це струми в землі, відгалужується від рейок електрифікованих залізниць, трамваїв, метро та інших видів електротранспорту, що працюють на постійному струмі і використовують як зворотний провід рельс. Блукаючі струми виникають також і в інших електричних

установках постійного струму, що використовують як зворотний провід землю (телеграф, установки постійного струму для живлення підсилювальних пунктів кабельних ліній зв'язку).

Блукаючі струми, зустрічаючи на своєму шляху металеві споруди (кабелі, газові, водопровідні, теплові та інші трубопроводи), проходять по них і повертаються по землі до джерела постійного струму. Одна частина металевої підземної споруди, з якої постійний електричний струм виходить в землю по напрямку до рейках, є анодом, а інша частина споруди, в яку входить блукаючий струм, - катодом. При проходженні струму по вологій землі відбувається електроліз і на провіднику, що є анодом, виділяється кисень, який окисляє і роз'їдає метал (електролітична корозія). При живленні електроенергією трамваю та електрифікованих залізниць зазвичай позитивний полюс джерела постійного струму приєднується до контактного проводу, а негативний полюс – до рельсу (рис.8.3).

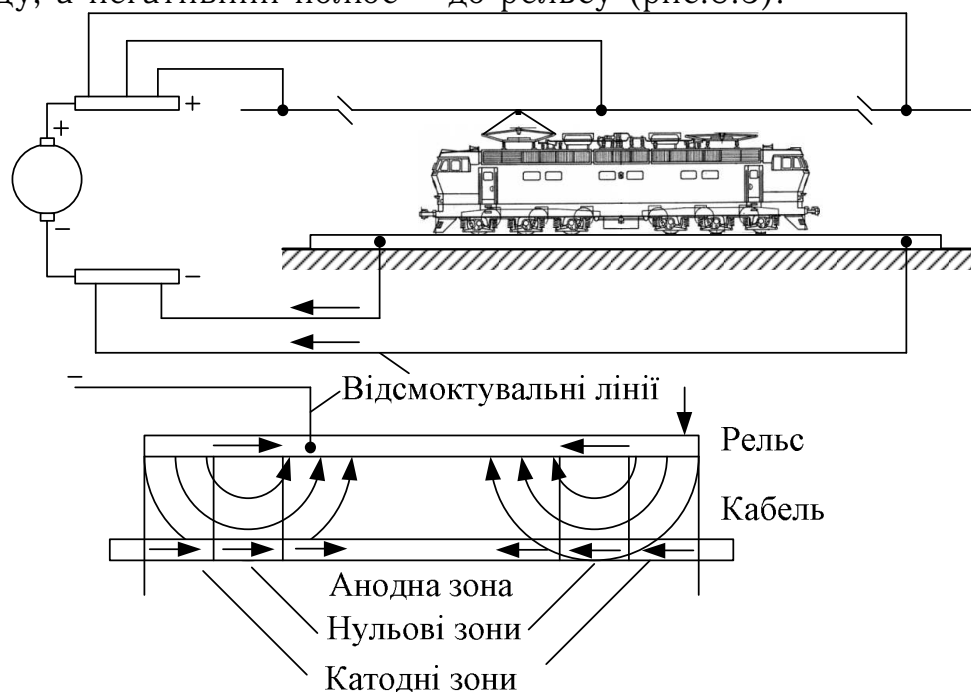


Рис. 8.3 – Схема утворення корозійних зон блукаючим струмом

Ділянка підземного металевої споруди, в якій входять блукаючі струми, називається катодною зоною. У катодній зоні потенціал металевої споруди щодо землі негативний і споруда не піддається електрокорозії. Ділянка того ж металевої споруди, в межах якого блукаючі струми виходять в землю, називається анодною зоною.

Блукаючий струм в 1 А, що протікає по металевій споруді, протягом року розкладає в анодних зонах близько 36 кг свинцю або близько 9 кг заліза. Блукаючі струми на деяких спорудах досягають іноді 40 А. Найбільш сильною корозії піддаються оголені освинцьовані і броньовані кабелі.

Основними засобами боротьби з корозією, викликаній блукаючими струмами в підземних металевих спорудах, є електричні захисти.

Важливим заходом захисту підземних споруд від електрокорозії є також обмеження опору рейкової мережі. Блукаючі струми залежать від електричного опору рейкової і відсмоктуючої мереж, тому за їх станом ведеться систематичне спостереження.

Усі підземні металеві споруди, розташовані поблизу електрифікованих колій, захищаються від корозії, викликаній блукаючими струмами (протикорозійними покриттями, укладанням металевих споруд в неметалеві труби, блоки, канали, тунелі), а також при необхідності додатково електричним захистом з поляризацією металоконструкцій щодо землі.

**Катодний захист** (рис.8.4). В якості позитивних електродів застосовують стрижні з кремнію або кременистого чавуну, які прокладають в траншеї на глибині близько 1,2 м у коксовій засипці, на відстані до 200 м від споруди, що захищається і приєднують до «катодної станції». Як джерело енергії такої станції застосовують тиристорні перетворювачі на номінальні струми 100 А і номінальну напругу 24 В, що забезпечує підтримку на споруді (зі сталі), що захищається потрібного потенціалу в межах 0,5-1,2 В.

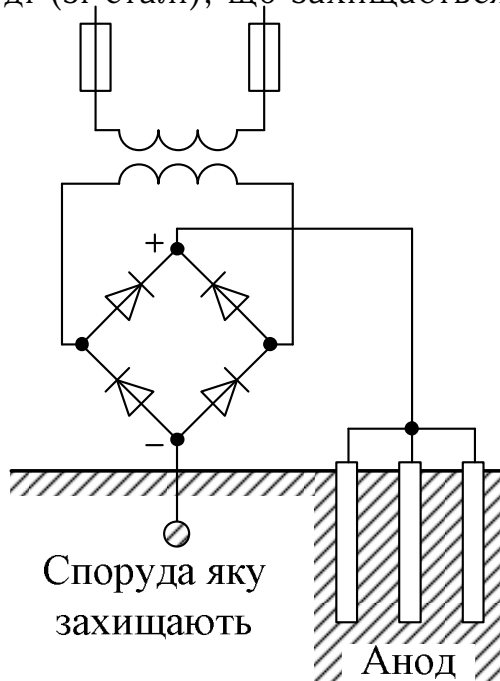


Рис. 8.4 – Схема катодного захисту від блукаючого струму

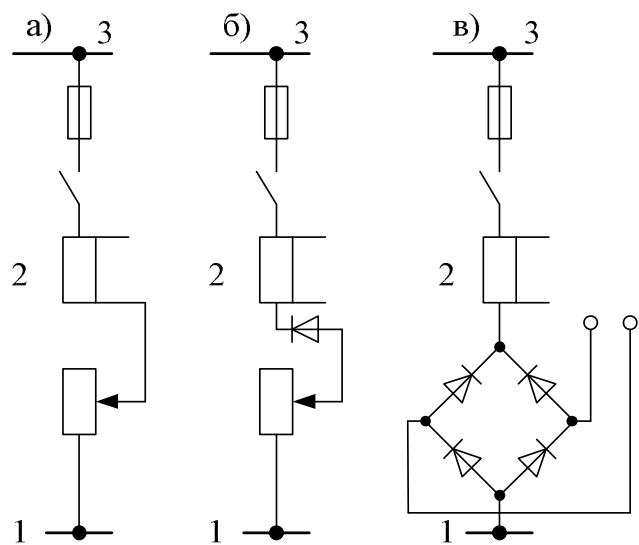


Рис. 8.5 – Схеми електродренажного захисту від блукаючих струмів

**Протекторний захист.** Як електроди, що утворюють з об'єктом, що захищається гальванічну пару, застосовують електроди у вигляді циліндрів з

магнію, цинку або алюмінію. Такий протектор або групу протекторів часто поміщають в пробурений отвір, заповнене тістоподібним або порошкоподібним активізатором (наприклад, ПП-5) на відстані до 4,5 м від споруди, що захищається і з'єднують з ним за допомогою ізольованого провідника.

**Електродренажний захист.**(рис.8.5) Його застосовують, у випадку коли споруди, що підлягають захисту розташовані на близькій відстані від джерела блукаючих струмів, що забезпечує вихід блукаючого струму з захищається споруди 1 через провідник 2 в рейку 3.

Застосовують три види електродренажного захисту: неполярнізований (рис.8.5,а) (простий), полярнізований (рис.8.5,б) і посилений (рис.8.5,в) (відсмоктувальний) електродренажні захисти. Прості захисти застосовують рідко і при постійному напрямку блукаючих струмів; полярнізований захист вимагає установки діода, що пропускає струм в одному напрямку; посилений - вимагає установки джерела постійного струму.

## 8.4 Призначення і конструктивне виконання захисного заземлення

### 8.4.1 Загальні відомості і призначення

За заходами електробезпеки електроустановки розрізняють:

- 1) понад 1 кВ в мережах з ефективно заземленою нейтраллю (з великими струмами замикання на землю);
- 2) вище 1 кВ в мережах з ізольованою нейтраллю (з малими струмами замикання на землю);
- 3) до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю;
- 4) до 1 кВ з ізольованою нейтраллю.

Наведемо основні терміни, що зустрічаються при розрахунках і пристрої заземлення і занулення в електричних установках.

**Глухозаземлена нейтраль** - нейтраль трансформатора або генератора, приєднана до заземлювального пристрою безпосередньо або через малий опір.

**Природний заземлювач** - електропровідні частини комунікацій, будівель і споруд виробничого чи іншого призначення, що знаходяться в зіткненні з землею і використовувані для заземлення.

**Заземлення будь-якої частини електроустановки або іншої установки** - навмисне електричне з'єднання цієї частини з заземлюючим пристроєм.

**Заземлювальний пристрій** - сукупність заземлювача і заземлювальних провідників.

**Заземлювач** - провідник (електрод) або металево з'єднані між собою про-

відники (електродів), що знаходяться в зіткненні з землею.

**Заземлюючий провідник** - провідник, що з'єднує заземлювальні частини з заземлювачем.

**Замикання на землю** - випадкове з'єднання частин електроустановки, що знаходяться під напругою з конструктивними частинами, які не ізольовані від землі, або безпосередньо з землею.

**Замикання на корпус** - випадкове з'єднання частин електроустановки, що знаходяться під напругою з їх конструктивними частинами, які за нормальних умов не перебувають під напругою.

**Занулення в електроустановках напругою до 1 кВ** - навмисне з'єднання частин електроустановки, яка за нормальних умов не знаходиться під напругою, з глухозаземленою нейтраллю генератора або трансформатора в мережах трифазного струму, глухозаземленим виводом джерела однофазного струму, з глухозаземленою точкою джерела постійного струму.

**Захисне заземлення** - заземлення частин електроустановки з метою забезпечення електробезпеки.

**Зона нульового потенціалу** - зона землі за межами зони розтікання.

**Зона розтікання** - область землі, в межах якої виникає помітний градієнт потенціалу при стіканні струму із заземлювача.

**Ізольована нейтраль** - нейтраль трансформатора або генератора, не приєднана до заземлювального пристрою або приєднана до нього через прилади сигналізації та інші прилади, що мають великий опір.

**Штучний заземлювач** - заземлювач, спеціально виконаний для цілей заземлення.

**Коефіцієнт замикання на землю в трифазній електричній мережі** - відношення різниці потенціалів між пошкодженою фазою і землею в точці замикання на землю іншої або двох інших фаз до різниці потенціалів між фазою і землею в цій точці до замикання.

**Магістраль заземлення або занулення** - нульовий захисний провідник який заземлений або занулений з двома відгалуженнями або більше.

**Напруга на заземлювальному пристрої** - напруга, що виникає при стікання струму із заземлювача в землю між точкою вводу струму в заземлювальний пристрій і зоною нульового потенціалу.

**Нульовий захисний провідник в електроустановках до 1 кВ** - провідник, що з'єднує частини які зануляються з глухозаземленою нейтраллю або глухозаземленою виводами джерел однофазного або постійного струму.

**Нульовий робочий провідник в електроустановках до 1 кВ** - провід-

ник, який використовується для живлення електроприймачів, з'єднаний з глухозаземленою нейтраллю або глухозаземленою виводами джерел однофазного або постійного струму. У зазначених електроустановках нульовий робочий провідник може виконувати функції нульового захисного провідника.

**Робоче заземлення** - заземлення будь-якої точки струмоведучих частин електроустановки, необхідне для забезпечення роботи електроустановки.

**Опір заземлювального пристрою** - відношення напруги на заземлювальному пристрої до струму  $I_3$ , що стікає із заземлювача в землю, тобто

$$R_3 = U_3 / I_3. \quad (8.7)$$

**Струм замикання на землю ( $I_3$ )** - струм, що стікає в землю через місце замикання.

**Електрична мережа з ефективно заземленою нейтраллю** - трифазна електрична мережа вище 1 кВ, в якій коефіцієнт замикання на землю не перевищує 1,4.

У мережах з глухим заземленням нейтралі слід застосовувати занулення (рис.8.6), А в мережах з ізолюваною нейтраллю – заземлення (рис.8.7).

Рис. 8.6 – Схема занулен-

ня електроустановки до 1 кВ з заземленою нейтраллю:

1-нульовий провід;  
2-заземлючий гвинт або провід;  
3-освітлювальна арматура;  
4-вимикач в металевому корпусі;  
5-електродвигун; 6-пускач

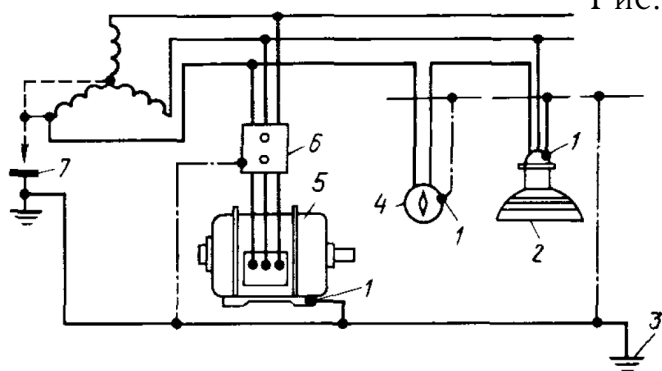
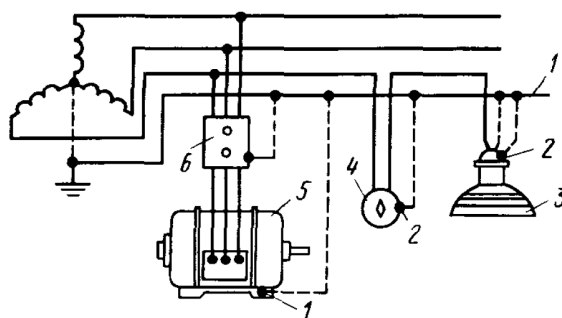


Рис. 8.7 – Схема захисного заземлення електроустановки до 1 кВ з ізолюваною нейтраллю:

1-заземлюючий болт;  
2, 4-освітлювальна арматура з вимикачем;  
3-магістраль заземлення;  
5, 6-двигун з пускачем;  
7-пробивний запобіжник

Відключення електроустановок при однофазних замиканнях на землю може також здійснюватися за допомогою захисного відключення, яке виконується як доповнення до заземлення або занулення.

Робоча заземлення здійснюється безпосередньо або через спеціальні апарати: пробивні запобіжники, розрядники і резистори.

Електроустановки змінного струму напругою до 1 кВ допускаються до використання як з глухозаземленою, так і з ізольованою нейтраллю, а постійного струму – з глухозаземленою або ізольованою середньою точкою. У чотирьох провідних мережах трифазного струму і трипровідних мережах постійного струму обов'язкове глухе заземлення нейтралі або середньої точки.

В електроустановках напругою 110 кВ і вище нейтралі заземлюються наглухо, а нейтралі установок напругою 3, 6, 10, 20 і 35 кВ не заземлюються або заземлюються через компенсуючі пристрої.

При заземленні електроустановок особливу увагу необхідно звертати на заземлення металевих корпусів пересувних і переносних електроприймачів, пересувних установок і механізмів. Це пов'язано з тим, що небезпека ураження при заземленні на корпус тут значно вище, ніж в стаціонарних установках. Заземлення переносних електроприймачів пересувних установок повинно виконуватися відповідно до вимог ПУЕ.

В електроустановках напругою до 1 кВ з ізольованою нейтраллю, що використовується для заземлення електрообладнання, опір заземлювального пристрою не повинен бути більше ніж 4 Ом.

Заземлювальні пристрої, до яких приєднують нейтралі генераторів і трансформаторів потужністю 100 кВА і менше, можуть мати опір не більше 10 Ом. Якщо генератори або трансформатори працюють паралельно, то опір 10 Ом допускається при сумарній потужності їх не більше 100 кВА.

В електроустановках напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю опір заземлюючого пристрою, до якого приєднують нейтралі генераторів або трансформаторів, або виводи джерела однофазного струму, в будь-який час року повинні бути не більше 2, 4, 8 Ом відповідно при лінійних напругах 660, 380, 220 В джерела трифазного струму або 380, 220, 127 В джерела однофазного струму.

На кінцях повітряних ліній і відгалужень довжиною понад 200 м повинні виконуватися повторні заземлення нульового проводу. Повторні заземлення повинні виконуватися також поблизу введів кабельних або повітряних ліній в приміщення.



Опір заземлюючих пристроїв всіх повторних заземлень нульового проводу має бути не більше 5, 10, 20 Ом для напруг 660, 380, 220 В.

В електроустановках напругою вище 1 кВ з ізольованою нейтраллю з малими струмами замикання на землю опір має задовольняти умові:

$$R_3 \leq U_3 / I_3, \quad (8.8)$$

де  $U_3 = 250$  В, якщо заземлювальний пристрій використовується тільки для установок напругою вище 1 кВ;  $U_3 = 125$  В, якщо заземлювальний пристрій одночасно використовується і для установок до 1 кВ;  $I_3$  - розрахунковий струм замикання на землю, А.

Якщо заземлювальний пристрій є спільним для розподільних пристроїв електроустановок різних напруг, то за розрахункову величину опорів заземлення приймається найменша з необхідних величин.

Ємнісний струм замикання на землю визначається за наближеною формулою

$$I = U (35 \cdot l_{\text{каб}} + l_{\text{в}}) / 350, \quad (8.9)$$

де  $U$  - лінійна напруга мережі, кВ;  $l_{\text{каб}}$  та  $l_{\text{в}}$  - сумарна довжина електрично зв'язаних між собою кабельних і повітряних ліній, км.

В електроустановках з малими струмами замикання на землю за досвідом експлуатації систем електропостачання як розрахункового ємнісного струму  $I_3$  приймається струм спрацьовування релейного захисту від міжфазних замикань або струм плавлення запобіжників, якщо цей захист забезпечує відключення замикань на землю. При цьому струм замикання на землю повинен бути не менше півтораразового струму спрацьовування релейного захисту або трикратного струму запобіжників.

#### 8.4.2 Штучні та природні заземлення

**Штучні заземлювачі.** В якості штучних заземлювачів використовують вертикально забиті в землю відрізки кутової сталі довжиною 2,5-3 м і горизонтально прокладені круглі і прямокутні сталеві смуги, які служать для зв'язку вертикальних заземлювачів. Використання сталевих труб не рекомендується.

Останнім часом широко застосовують поглиблені пруткові заземлювачі з круглої сталі діаметром 12-14 мм і довжиною до 5 м (стрижні), що вкручуються в в ґрунт за допомогою спеціального пристосування - електрифікованого ручного поглиблювача. Завдяки проникненню таких електродів в

глибокі шари ґрунту з підвищеною вологістю знижується питомий опір.

**Природні заземлювачі.** В якості природних заземлювачів використовують: прокладені у землі сталеві водопровідні труби, з'єднані в стиках газо- або електрозварюванням; труби артезіанських свердловин, сталева броня силових кабелів, прокладених у землі, при числі їх не менше двох; металеві конструкції і фундаменти будівель та споруд, що мають надійне з'єднання з землею; різного роду трубопроводи, прокладені під землею; свинцеві оболонки кабелів, прокладених в землі.

Не допускається використовувати як природні заземлювачі трубопроводи горючих рідин і горючих або вибухових газів, алюмінієві оболонки кабелів, алюмінієві провідники та кабелі, прокладені в тунелях, блоках, каналах.

Для зниження витрат, що йдуть на заземлювальні пристрої, в першу чергу рекомендується використовувати природні заземлювачі.

**Заземлювальні провідники.** В якості заземлювальних і нульових захисних провідників використовують: нульові робочі провідники мережі; металеві конструкції будівель (ферми, колони і т. п.); металеві конструкції виробничого призначення (підкранові шляхи, каркаси розподільних пристроїв, шахти ліфтів і т. п.); сталеві труби електропроводок; алюмінієві оболонки кабелів; металеві коробки шинопроводів і лотків.

Використання металевих оболонок трубчастих проводів несучих тросів при тросовій електропроводці, металевих оболонок і свинцевих оболонок проводів і кабелів у якості заземлювальних або нульових захисних провідників забороняється.

Незалежно від ступеня використання природних заземлювачів в якості заземлюючих або нульових захисних провідників вони повинні мати надійне з'єднання з заземлювальним пристроєм в приміщеннях, в яких застосовується заземлення або занулення.

У випадках, коли провідники, що є в наявності не можуть бути використані, прокладають спеціальні заземлювальні провідники. Як матеріал для заземлювальних провідників застосовують сталь, проте в деяких випадках використовують кольорові метали, наприклад коли застосування сталі конструктивно ускладнено.

Переріз заземлювальних і нульових захисних провідників повинен задовольняти умовам механічної міцності і термічної стійкості, встановлених ПУЕ.

В установках напругою вище 1 кВ з великими струмами замикання на землю (більше 500 А) переріз заземлювальних провідників повинен бу-

ти таким, щоб при протіканні струмів однофазного замикання на землю температура заземлювальних провідників не перевищувала  $400^{\circ}\text{C}$  (при короткочасному протіканні струму і відповідному часі дії основної захисту).

В установках напругою до 1 кВ і вище з ізольованою нейтраллю і перетину заземлювальних провідників вибирають по довготривалим допустимим навантаження та перерізом фазних проводів. Перетини заземлювальних провідників повинен становити не менше  $1/3$  перерізу фазних, а при провідниках, виконаних з різних металів, - не менше  $1/3$  перерізу фазних провідників, але не менше наведених в ПУЕ мінімальних перерізів. Майже у всіх випадках достатні наступні перетини:  $120\text{ мм}^2$  – для сталі,  $35\text{ мм}^2$  – для алюмінію і  $25\text{ мм}^2$  – для міді.

В установках напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю провідність заземлювальних провідників вибирають за умови забезпечення автоматичного відключення пошкодженої ділянки, тобто при замиканні між фазою і заземлювальним провідником, в якій точці мережі воно б не відбулося, повинен виникати струм КЗ, що перевищує по щонайменше в 3 рази номінальний струм плавкої вставки найближчого запобіжника або струм максимального розчеплювача автомата з незалежною від струму характеристикою.

Повна провідність нульового захисного провідника повинна бути не менше 50% провідності фазного провідника, а нульовий робочий провідник повинен бути розрахований на тривале протікання струму.

У мережах напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю для забезпечення відключення лінії при замиканні між фазним і нульовим проводами струм замикання повинен бути

$$I_3 = U_{\text{ф}} / (z_{\text{п}} + z_{\text{т}}), \quad (8.10)$$

де  $U_{\text{ф}}$  - фазна напруга мережі;  $z_{\text{п}}$  - повний опір петлі (фазний - нульовий провід) лінії;  $z_{\text{т}}$  - повний опір трансформатора при замиканні на корпус.

В якості захисних апаратів в мережах напругою до 1 кВ застосовують автоматичні вимикачі (автомати) і запобіжники, для успішного спрацьовування яких необхідно забезпечити протікання в колі однофазного замикання достатнього за величиною струму

$$I_3 = k I_{\text{НОМ}}, \quad (8.11)$$

де  $k$  - кратність струму однофазного замикання до струму уставки автомата або номінальному струму запобіжника.

Струм однофазного замикання  $I_3$  протікає від трансформатора по петлі «фазний - нульовий провід» і визначається за (8.10)

При розрахунку заземлювального пристрою визначаються тип заземлювачів, їх кількість і місце розміщення, а також переріз заземлювальних провідників. Цей розрахунок проводиться для очікуваного опору заземлювального пристрою у відповідності з діючими вимогами ПУЕ.

### **Запитання для самоперевірки**

1. Види напруг, причини виникнення?
2. Точки приєднання і системи вмикання вентильних і трубчастих розрядників?
3. Принципи молніезахисту споруд і будівель?
4. Електрична корозія підземних споруд, причини виникнення?
5. Види електричних захистів підземних споруд від електрокорозії?
6. Класифікація електричних мереж за рівнем електробезпеки?
7. Характеристика і схема виконання занулення електроустановки до 1 кВ?
8. Характеристика і схема виконання захисного заземлення електроустановки до 1 кВ з ізольованою нейтраллю?
9. Величини опорів захисного заземлення для електроустановок до 1 кВ та більше 1 кВ?
10. Конструктивне виконання захисного заземлення штучні і природні заземлення?

## Література

1. Жежеленко В.И. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий [Текст] / В.И. Жежеленко. — 2-е изд. — М. : Энергоатомиздат, 1984. — 160 с.
2. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Підручник [Текст] / В.Є. Шестеренко. — Вінниця : Нова Книга, 2004. — 656 с. — ISBN: 978-7890-82-1.
3. Иванов В.С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленник предприятий [Текст] / В.С. Иванов, В.И. Соколов. — М : Энергоатомиздат, 1987. — 172 с.
4. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий [Текст] / Ю.Л. Мукосеев. — М. : Энергия, 1973. — 584 с.
5. Ермилов А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий [Текст] / А.А. Ермилов. — М. : Энергия, 1983. — 208 с.
6. Маліновський А.А. Основы електроенергетики та електропостачання: Підручник [Текст] / А.А. Маліновський, Б.К. Хохулін. — 2-ге вид., перероб. та доп. вид. — Львів : Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2009. — 436 с. — ISBN: 978-966-553-833-2.
7. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования [Текст] / Под ред. В.И. Круповича. — М. : Энергоиздат, 1981. — 406 с.
8. Электрическая часть станций и подстанций [Текст] / Под ред. Л.А. Васильева. — М. : Энергоатомиздат, 1990. — 551 с.
9. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий [Текст] / А.А. Федоров, Л.В. Сербиновский. — М. : Энергия, 1973.
10. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии [Текст] / Ю.С. Железко. — М. : Энергоатомиздат, 1985. — 224 с.
11. Василега П.О. Електропостачання: навчальний посібник [Текст] / П.О. Василега. — Суми : Університетська книга, 2014. — 415 с. — ISBN: 978-966-680-366-8.

## НАВЧАЛЬНЕ ВИДАННЯ

Конспект лекції з дисципліни "Електропостачання промислових підприємств" для студентів напряму 6.050701 – електротехніка і електротехнології, 6.050702 - електромеханіка. (Частина 2)

Укладачі: Євген Дмитрович Хмельницький  
Олександр Олександрович Крупник

Підписано до друку \_\_\_\_\_ 2016р.

Формат \_\_\_\_\_ Обсяг \_\_\_\_\_ сторінок

Наклад \_\_\_\_\_ екз. Замовлення \_\_\_\_\_

51918, м.Дніпродзержинськ,  
вул.Дніпробудівська,2