Міністерство освіти і науки України
Державний університет економіки і технологій
Навчально-науковий технологічний інститут
Кафедра електричної інженерії та автоматизації

МЕТОДИ ПОКРАЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖАХ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

Конспект лекцій
для студентів спеціальності

G3 Електрична інженерія
(шифр і назва спеціальності)

РЕКОМЕНДОВАНО
на засіданні кафедри електричної інженерії та автоматизації
(протокол №2 від 18.092025 р.)

ПОГОДЖЕНО
Науково-методичною радою Державного університету економіки і технологій
(протокол №3 від 21.10.2025 р.)

Кривий Ріг
2025

Конспект лекцій з курсу «Методи покращення якості електричної енергії в мережах промислових підприємств» для здобувачів вищої освіти на першому (бакалаврському) рівні денної та заочної форм навчання G3 Електрична інженерія. Державний університет економіки і технологій, Навчально-науковий технологічний інститут, кафедра електричної інженерії та автоматизації; уклад. А.ПИРОЖЕНКО. Кривий Ріг, 2025. 52 с

Укладач: Андрій ПИРОЖЕНКО доцент, к.т.н.

Відповідальний за випуск: Андрій ПИРОЖЕНКО доцент, к.т.н.

Конспект лекцій з курсу «Методи покращення якості електричної енергії в мережах промислових підприємств» для здобувачів вищої освіти на першому (бакалаврському) рівні денної та заочної форм навчання G3 Електрична інженерія розроблено у відповідності до навчального плану з метою надання здобувачам вищої освіти методичної допомоги у поглибленні знань і набутті практичних навичок

Зміст

Тема 1.Критерії якості електричної енергії, нормалізація та регулювання показників якості 4
1.1 Загальні принципи 4
1.2 Норми якості електричної енергії 5
1.3 Вплив показників якості електроенергії на роботу електроприймачів 10
1.4 Режими роботи системи з різкозмінним навантаженням. . . .14
1.5 Несиметрія напруги. Пристрої симетрування навантажень ..16
1.6 Технологічні установки як джерела вищих гармонік . . . …...18
1.7 Регулювання показників якості електроенергії …….. 23

Тема 2. Компенсація реактивної потужності в мережах промислових підприємств 27
2.1 Техніко-економічне обгрунтування необхідності компенсації реактивної потужності . . . . . …... . . . . . …27
2.2 Джерела і приймачі реактивної енергії 30
2.3 Заходи компенсації реактивної потужності . . . . . …33
2.4 Статичні компенсатори реактивної потужності . . . . . … 37
2.5 Визначення потужності компенсуючих пристроїв цехових мереж. 43

Тема 3.Регулювання напруги в мережах промислових підприємств 45
3.1 Розрахунок і вимірювання відхилення напруги… . . . . ……. 45
3.2 Централізоване регулювання напруги в промислових електричних мережах…….46
3.3 Місцеве регулювання напруги в розподільчих мережах……48
3.4 Автоматичне регулювання напруги в промислових електричних мережах…….50

Література 51

Тема 1. Критерії якості електричної енергії, нормалізація та регулювання показників якості

1.1 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 (ЕПС). 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. 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 ET 50160; Міжнародною електротехнічною комісією (IEC-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 IEC 1000-2-4 і покладені в основу національних норм багатьох країн світу.

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 є 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 забезпеченням 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 U_y;
- розмах зміни напруги 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 f;
- тривалість провалу напруги $t_п$;
- імпульсна напруга $U_{імп}$;
- коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{перU}$.

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

- частоту повторення змін напруги F_{Ut} ;
- інтервал між змінами напруги $t_{t;t+1}$;
- глибину провалу напруги U_n;
- частоту появи провалів напруги F_n;
- тривалість імпульсу з рівнем 0,5 від його амплітуди $t_{імп0;5}$;
- тривалість тимчасової перенапруги $t_{перU}$.

1.2 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.

1.2.1 Відхилення напруги

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

- нормально допустимі та граничнодопустимі значення усталеного відхилення напруги U_y на виводах електроприймачів дорівнюють відповідно 5 та 10 % від номінальної напруги електричної мережі.

В загальному випадку втрати напруги в процентах від номинального значення ΔU_k у довільному k-му елементі розподільчої мережі (рис.1.1) з достатньою ступеню точності виражаються рівнянням:

$$\Delta U_k = \frac{P_k r_k + Q_k x_k}{U_{ном}} \cdot \frac{100}{U_{ном}}, \% , \qquad (1.1)$$

де r_k – активний опір k-го елемента розподільчої мережі,Ом;

x_k – індуктивний опір k-го елемента розподільчої мережі,Ом ($x_k = \omega \cdot L_k$);

P_k – активна потужність, яка передається через k- й элемент розподільчої мережі,Вт;

Q_k – реактивна потужність, яка передається через k- й элемент розподільчої мережі, ВАр;

L_k – індуктивність k-го елемента розподільчої мережі,Гн;

ω – кутова частота живлячої напруги,рад/с, $\omega = 2\pi f$, f - частота живлячої напруги, Гц.

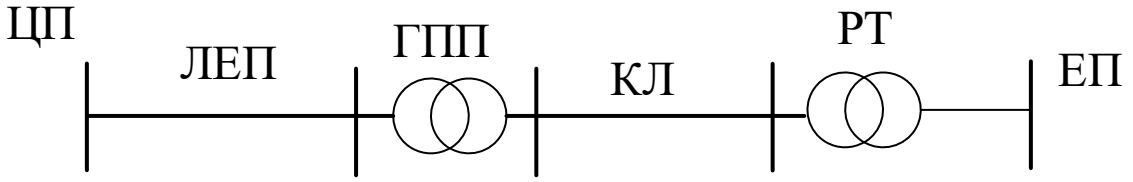

Рис.1.1 Електрична схема розподільчої мережі

1.2.2 Коливання напруги

Коливання напруги характеризуються такими показниками:

- розмахом зміни напруги;
- дозою флікера.

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.

Кількісне значення дози флікера визначається вимірним приладом флікметром.

1.2.3 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 $U_{ном}$ наведені в табл. 1.1.

Коефіцієнт n-ї гармонічної складової напруги в окремому вимірюванні визначається наступним чином,%:

$$K_{U(n)\text{i}} = \frac{U_{ni}}{U_{1i}} \text{Ч} 00\%, \qquad (1.2)$$

де U_1 та U_n – діючі значення відповідно 1-ї та n-ї гармонічної складової напруги.

Зазвичай коефіцієнт n-ї гармонічної складової напруги визначають за результатами кількох вимірювань. Усереднене значенн n-ї гармонічної складової напруги за N вимірювань,%:

$$K_{U(n)} = \sqrt{\frac{\text{e}_{i=1}^{N} K^2_{U(n)i}}{N}}. \qquad (1.3)$$

Коефіцієнт спотворення синусоїдальності форми кривої напруги в окремому вимірюванні,%:

$$K_{Ui} = \frac{1}{U_{1i}} \sqrt{\text{e}_{n=2}^{40} U^2_{(n)i}} \text{Ч} 00, \qquad (1.4)$$

Де U_{1i} – діюче значення напруги основної частоти;

n – порядок гармонійної складової напруги;

$U_{(n)i}$ - діюче значення n-ї (2,3,…,40-ї) гармонічної складової напруги.

Усереднений коефіцієнт спотворення синусоїдальності форми кривої напруги,%:

$$K_U = \sqrt{\frac{\text{e}_{i=1}^{N} K^2_{Ui}}{N}}. \qquad (1.5)$$

Нормально допустимі значення коефіцієнта n-ї гармонічної складової напруги в точках загального приєднання до електричних мереж з різними номінальними напругами $U_{ном}$ наведені в табл. 1.2.

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

$$K_{u(n)\text{гран}} = 1{,}5K_{u(n)норм}, \qquad (1.6)$$

де $K_{U(n)норм}$- нормально допустиме значення коефіцієнта n-ї гармонічної складової, яке визначене з табл. 1.2.

Таблиця 1.1 – Значення коефіцієнта спотворення синусоїдності кривої напруги (в відсотках)

Нормально допустиме значення при $U_{ном}$ кВ				Гранично допустиме значення при $U_{ном}$ 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 1.2 – Значення коефіцієнта n–ї гармонічної складової напруги

Непарні гармоніки, не кратні 3 для $U_{ном}$ кВ					Непарні гармоніки, кратні 3** для $U_{ном}$					Парні гармоніки, для $U_{ном}$				
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 нофазних електричних мереж. В трифазній трипровідній електричній мережі ці значення приймають вдвічі меншими від приведених в таблиці.

1.2.4 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%.

1.2.5 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.

1.2.6 Провал напруги

Провалом напруги називається раптове значне зниження напруги в точці електричної мережі, за яким настає відновлення напруги до початкового або нижчого за початковий 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:

- лініях;
- розподільних пунктах (РП) та трансформаторних підстанціях (ТП);
- центрах живлення (також АПВ, ефективність АВР тощо).

1.2.7 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.1.2

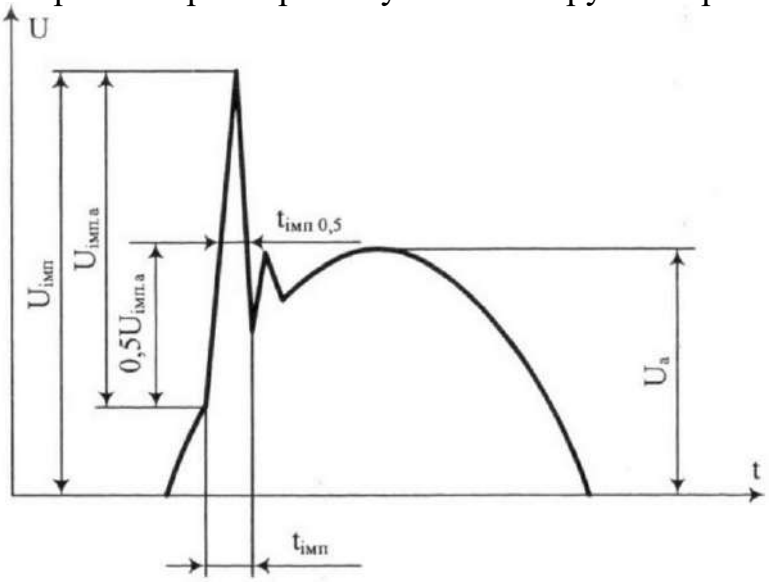

Рис. 1.2 – Параметри імпульсу напруги

$$D t_{імп} = t_k - t_n, \quad (1.7)$$

де $t_к$, $t_п$ - моменти часу, що відповідають перетину кривої імпульсу напруги горизонтальною лінією, проведеної на рівні половини амплітуди імпульсу, мкс, мс.

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.

1.2.8 Тимчасова перенапруга

Тимчасова перенапруга характеризується показником коефіцієнта тимчасової перенапруги $K_{пер.U}$ та її тривалістю $\Delta t_{пер.U}$ (рис.1.3).

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 $t_{пер:U}$ 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.

1.3 Вплив показників якості електроенергії на роботу електроприймачів

Для характеристики якості напруги вводяться кілька показників, одним з найважливіших є відхилення напруги (за стандартом 13109-97 називається усталене відхилення напруги).

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

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.

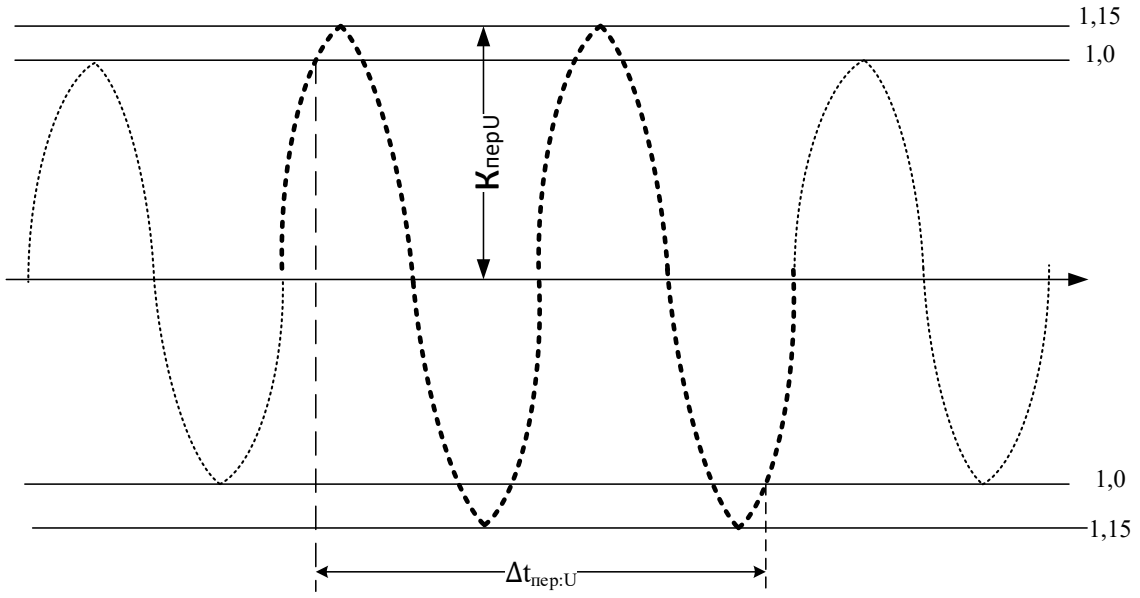

Рис. 1.3 – Тимчасова перенапруга

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 5 та 10% номінальної напруги електричної мережі.

Більшість електроприймачів може працювати і за інших значень відхилення напруги, але при цьому спостерігатимуться відчутні народногосподарські 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. [1, 2].При відхиленнях напруги на затискачах асинхронних двигунів змінюється швидкість ротора, реактивна потужність та втрати активної потужності (рис.1.4, 1.5, 1.6).

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

$$R = T_{ном}/T,$$

де $T_{ном}$ - термін служби ізоляції при $U_{ном}$ та $K_З = K_{Зном}$;

T - термін служби ізоляції при відхиленнях dU від $U_{ном}$ та при $K_З \neq K_{Зном}$.

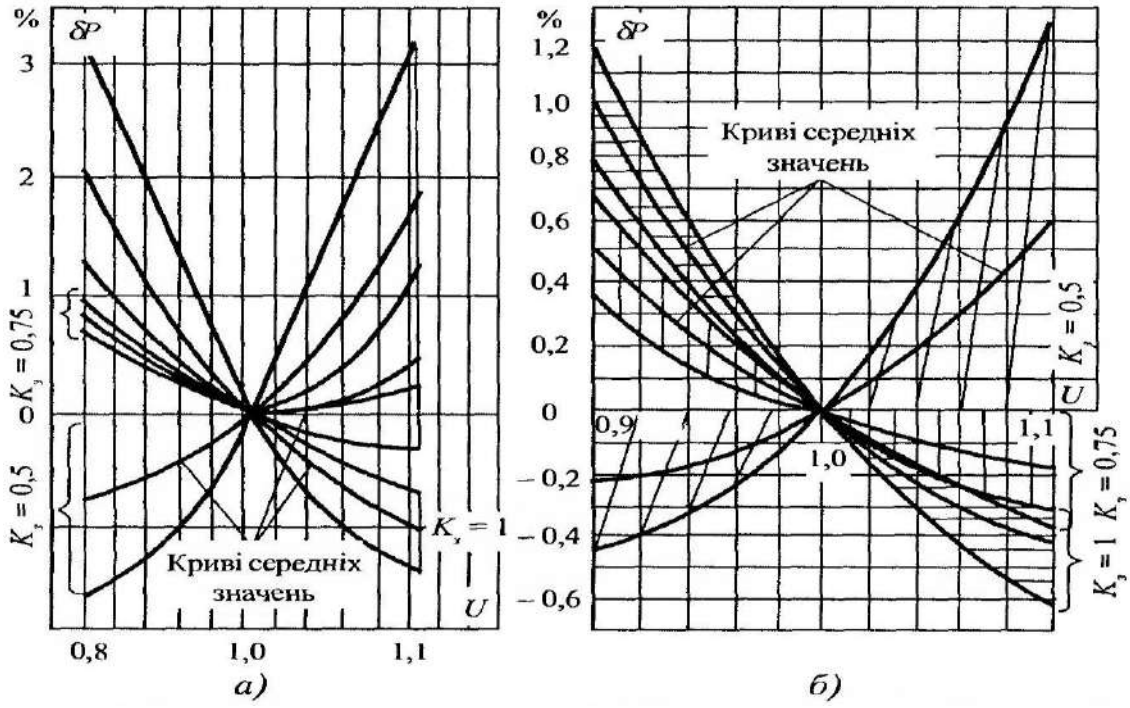

Рис.1.4 – Залежність втрат активної потужності в асинхронних двигунах від напруги мережі: а) для двигунів напругою 0,38 кВ; б) для двигунів напругою 6 кВ.

$$R = (47 \cdot \Delta U^2 - 7,55 \cdot \Delta U + 1) \cdot K_з^2 \quad \text{при } -0,2 \le \Delta U < 0 \qquad (1.8)$$

$$R = K_з^2 \quad \text{при } +0,2 \ge \Delta U \ge 0,$$

де K - коефіцієнт, що дорівнює відношенню реактивної потужності, що витрачається на намагнічування сталі при $U_{ном}$ до сумарної реактивної потужності, що споживається двигуном при $K_З = 1$ та $U_{ном}$.

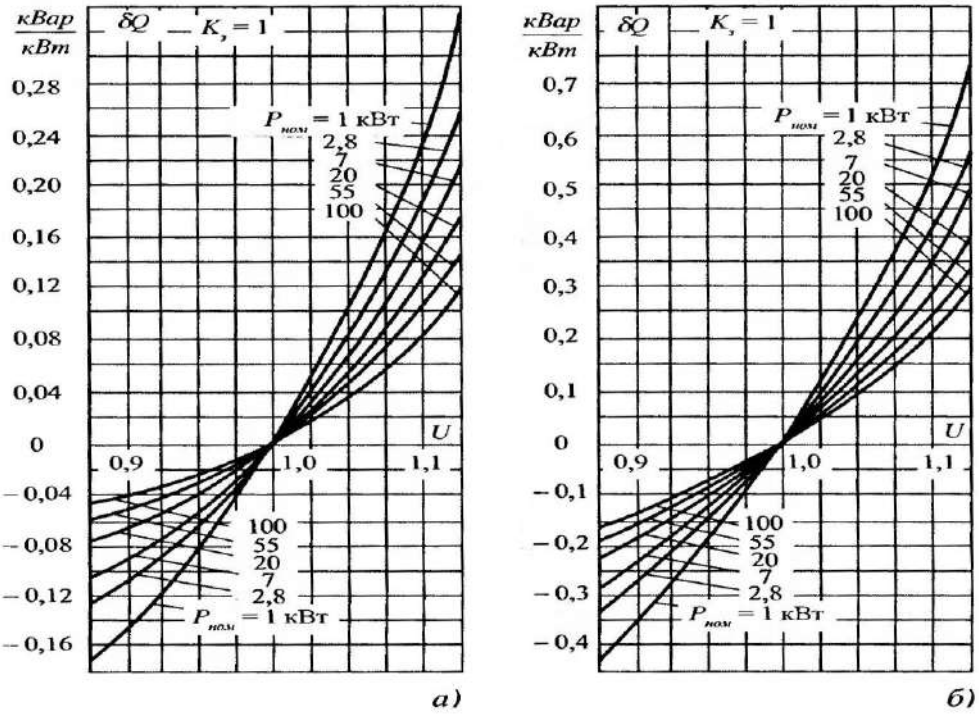

Рис.1.5 – Залежність споживаної реактивної потужності від напруги для

асинхронних двигунів з $U_{ном}$=0,38 кВ а) $К_з$=1; б) $К_з$=0,5.

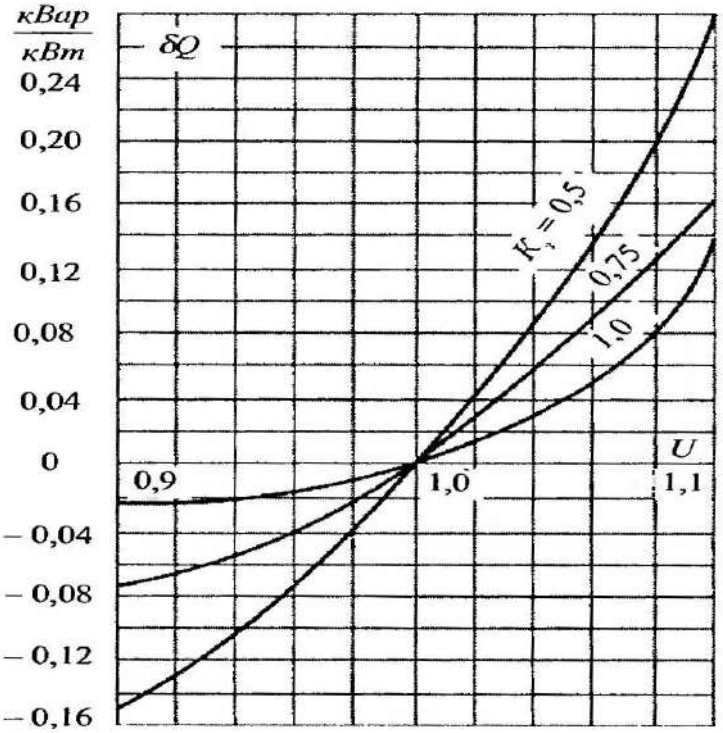

Рис. 1.6 – Залежність питомої споживаної реактивної потужності високовольтних асинхронних двигунів від напруги мереж.

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

$$\frac{F}{F_{ном}} = \left(\frac{U}{U_{ном}}\right)^n; \qquad \frac{P}{P_{ном}} = \left(\frac{U}{U_{ном}}\right)^m; \qquad \frac{T}{T_{ном}} = \left(\frac{U}{U_{ном}}\right)^l, \qquad (1.9)$$

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

U, $U_{ном}$ - 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 їх перегрів, 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.

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 печеі 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.

1.4 Режими роботи системи з різкозмінним навантаженням

1.4.1 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.

Великі відхилення напруги U і коливання напруги ΔU 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.

Чинний ГОСТ 13109-97* нормує, допустимі значення коливань напруги від частоти їх появи (рис.1.7). Для визначення допустимості коливань напруги в розрахунковій точці мережі вихідними даними є графіки роботи різкозмінного навантаження.

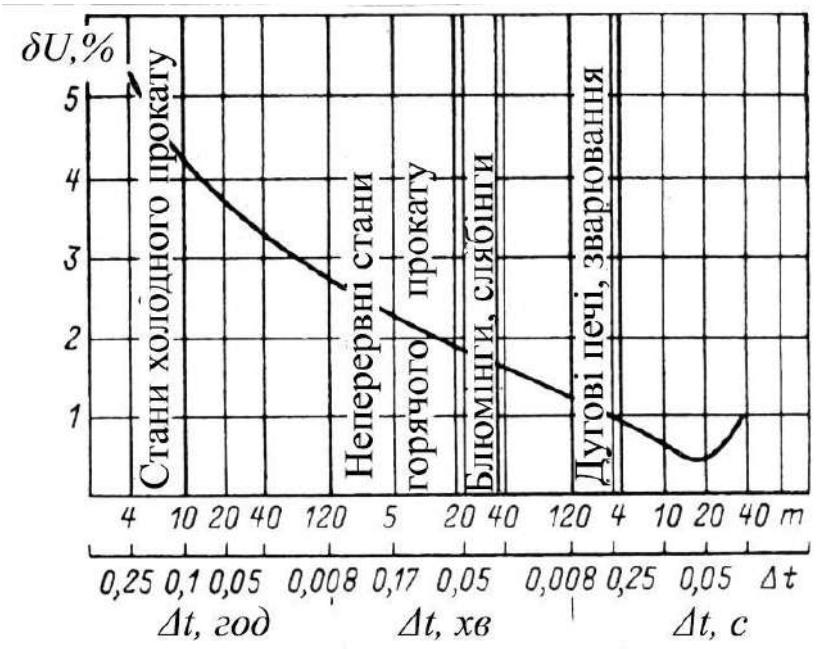

Рис. 1.7 – Залежність допустимих змін напруги від частоти їх повторення для різних приймачів електроенергії

1.4.2 Коливання частоти при роботі різкозмінного навантаження

Відхилення частоти в нормальному режимі роботи електричної мережі допускаються в межах не більше 0,2 Гц. Допускається тимчасова робота енергосистеми, а також робота відокремленої частини системи, яка не має автоматичного регулювання частоти, з відхиленнями частоти до 0,4 Гц. Регулювання частоти здійснюється потужними генераторами енергосистеми.

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.

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 частоти (0,2 Гц), отримуємо допустиме значення кидків активної потужності:

$$\Delta P = \Delta f \cdot 2p \cdot S_k \cdot \Delta t = 1{,}256 \cdot S_k \cdot \Delta t\,, \qquad (1.10)$$

де S_k - потужність КЗ в точці підключення навантаження.

Звідки допустима швидкість зміни активної потужності

$$\frac{\Delta P}{\Delta t} = 1{,}256 \cdot S_k \qquad (1.11)$$

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.

1.5 Несиметрія напруги. Пристрої симетрування навантажень

1.5.1 Несиметрія та неурівноваженість напруги

Згідно ГОСТ 13109-97 несиметрія і неврівноваженість напруги характеризуються коефіцієнтами несиметрії і неврівноваженості напруги.

Коефіцієнт несиметрії напруги ε_2 - відношення напруги зворотної послідовності основної частоти, що визначається розкладанням на симетричні складові системи лінійних напруг, до номінальної напруги:

$$e_2 = \frac{U_2}{U_{ном}} \cdot 100\% \qquad (1.12)$$

Значення коефіцієнта несиметрії напруг в межах не більше 2% 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.

Коефіцієнт неврівноваженості напруг ε_0 - відношення напруг нульової послідовності основної частоти до номінальної фазної напруги,%:

$$e_0 = \frac{U_0}{U_{ном}} \cdot 100\% \qquad (1.13)$$

Несиметрія напруги в мережі живлення пов’язана із зростанням числа і потужності несиметричних навантажень, тобто таких споживачів електроенергії, симетричне багатофазне 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, 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 основнму обертальному 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 багатофазних вентильних випрямлячів. В результаті різниці напруги по фазах значно збільшується пульсація випрямленої напруги.

Конденсаторні установки при несиметрії напруг нерівномірно завантажуються реактивною потужністю по фазах, що унеможливлює 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).

1.5.2 Симетруваннння 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 та схема з реактором-подільником (рис.1.8). Для установок з коефіцієнтом потужності, близьким до одиниці (дугові печі непрямої дії, печі опору), застосовують схему Штейнмеца, для установок з кое-

фіцієнтом потужності до cosφ = 0,866 рекомендується схема з реактором-подільником.

Для електротехнологічних установок з порівняно постійним, малозмінним графіком навантаження (індукційні канальні, 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 відгалужень реактора.

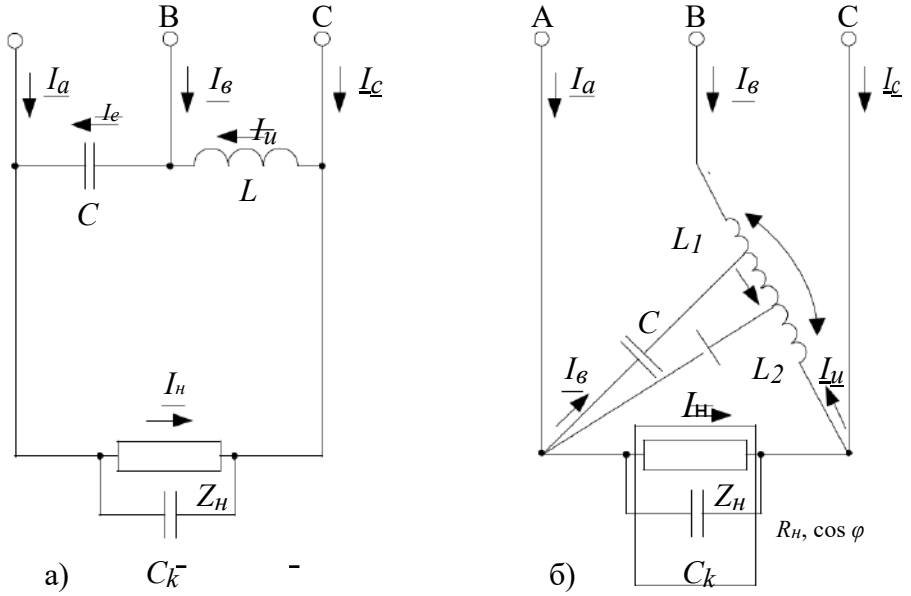

Рис. 1.8 Пристрої симетрування:
а) за схемою Штейнметца; б) за схемою з реактором- подільником

Симетрування дво- та трифазних несиметричних навантажень з низьким коефіцієнтом потужності можна здійснити за допомогою трифазної конденсаторної батареї. Для симетрування параметрів режиму використовують однофазні конденсатори пристрою компенсації реактивної потужності, приєднані між фазами мережі. Вони мають бути розподілені між фазами так, щоб скомпенсувати струм оберненої послідовності I_2.

1.6 Технологічні установки як джерела вищих гармонік

1.6.1 Вентильні перетворювачі

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.1.9. Ця схема випрямлення дозволяє здійснити так звану шестиімпульсну схему випрямлення. З'єднання послідовно або паралельно двох або декількох випрямних мостів при живленні їх напругою, зміщеною на відповідний кут,

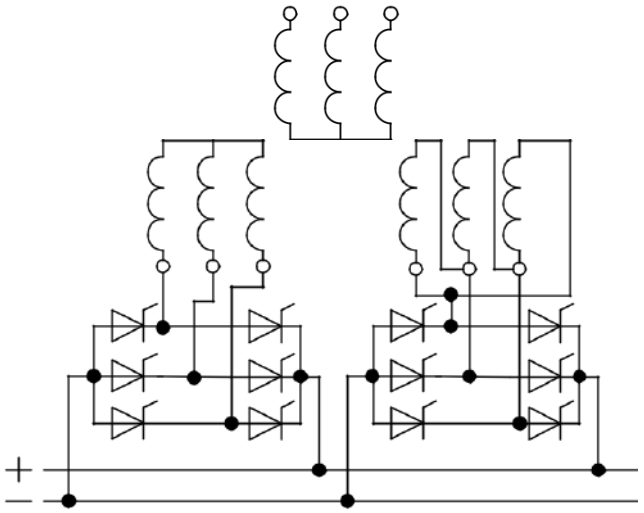

Рис. 1.9 – Схема напівпровідникового перетворювального агрегату

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 (зірка, трикутник, зигзаг), які дозволяють здійснити практично схеми будь-якої фазності випрямлення.

Спотворення напруги є наслідком комутації вентильних перетворювачів. Перетворювач під час комутації вентилів проводить підключення навантаження до відповідної фазі без розриву струму, що надходить з попередньої фази, і 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 кривої напруги в процесі комутації 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

$$n = mk \pm 1, \qquad (1.14)$$

де m - число фаз випрямляння; k =0,1,2,3..- послідовний ряд натуральних чисел.

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

Залежно від послідовності чергування фаз, кута управління, потужності, споживаної перетворювачем $S_{пр}$, і параметрів мережі живлення комутаційні спотворення мають цілком певний вид і розташування на кривій напруги живильної мережі. Комутаційні спотворення для 6 - фазних мостових схем показані на рис.1.10.

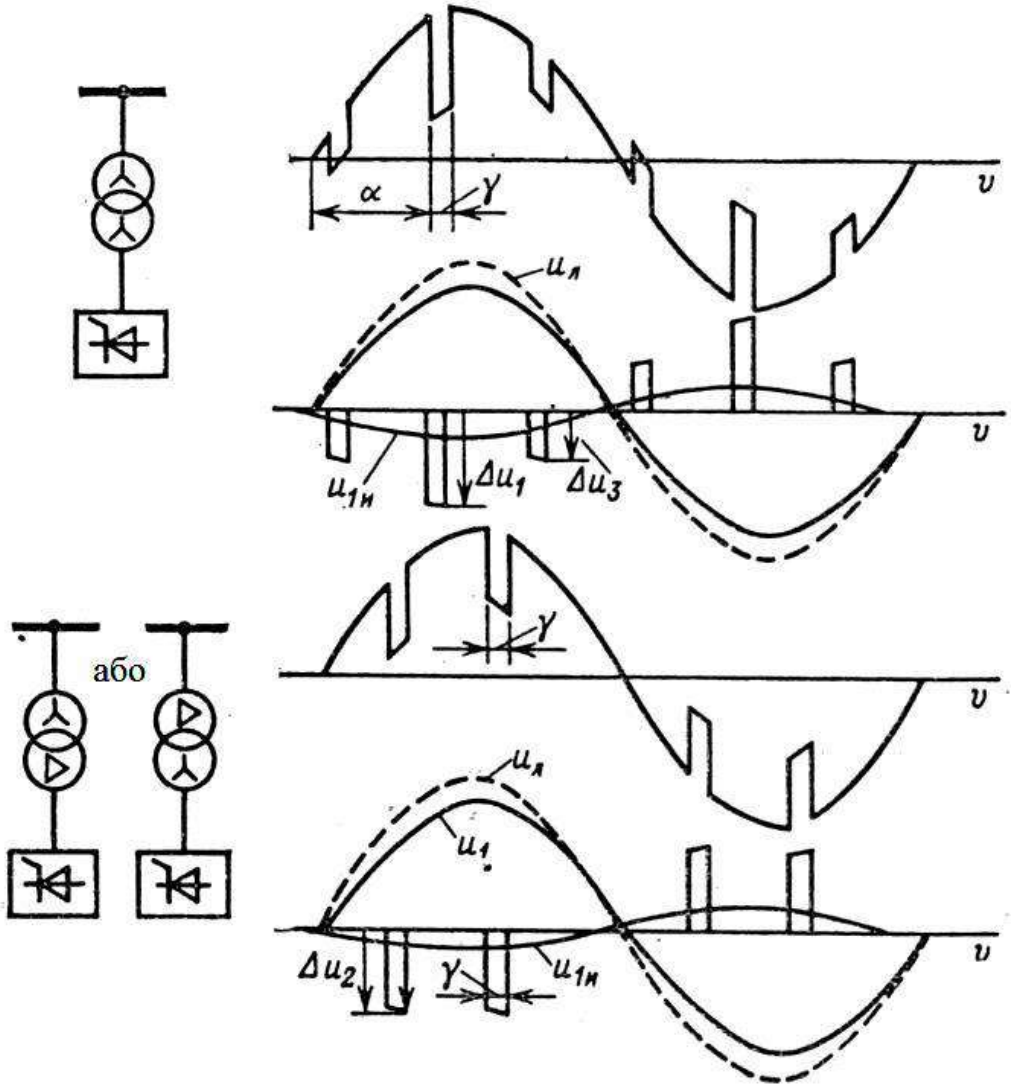

Рис.1.10 – Комутаційні спотворення в кривій напруги при 6-фазній системі випрямлення

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

При роботі вентильного перетворювача коефіцієнт несинусоїдальності напруги визначається наступним чином:

$$k_{нс} = \frac{S_{пр}}{S_к}\sqrt{0{,}955\frac{\sin j}{\frac{S_{пр}}{S_к} + x_{пр}} - 0{,}91}, \qquad (1.15)$$

де $S_{пр}/S_к = x_c$ - еквівалентний опір системи у відносних одиницях, приведений до потужності перетворювача $S_{пр}$, тобто опір від умовної точки мережі необмеженої потужності до точки мережі в якій визначається $K_{нс}$;

$S_к$ - потужність КЗ в точці, для якої визначається $K_{нс}$;

$X_{пр}$ - індуктивний опір мережі перетворювача у відносних одиницях, приведений до $S_{пр}$.

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

В цьому випадку $x_{пр}$ дорівнює опору перетворювального трансформатору та визначається за формулою

$$x_{пр} = x_т = \frac{U_к\%}{100}\left(1 + \frac{k_p}{4}\right)\frac{S_{пр}}{S_{ном.т}}, \qquad (1.16)$$

де $S_{ном.т}$ - номінальна потужність перетворювального трансформатору;

k_p - коефіцієнт розщеплення обмоток цього трансформатору;

$U_к\%$ - напруга КЗ трансформатора, приведена до повної номінальної потужності трансформатора.

1.6.2 Дугові сталеплавильні печі

Спотворення живилячого 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 $V U_k = \frac{P_k \text{Ч} r_k + Q_k \text{Ч} x_k}{U_{ном}} \text{Ч} \frac{100}{U_{ном}}, \%$ порівняно невеликий, кращий в порівнянні з вищими гармоніками, що генеруються вентильними перетворювачами.

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

$$U_n = I_n \text{Ч} n \text{Ч} x_c = I_n \text{Ч} n \frac{U^2_{ном}}{S_к},$$

де I - діюче значення фазного струму ν-ї гармоніки;

ν - порядковий номер гармоніки;

$U_{ном}$ - номінальна лінійна напруга в розрахунковій точці;
x_c - опір живлячої мережі від розрахункової точки до точки нескінченної потужності;
$S_к$ - потужність КЗ в розрахунковій точці при роботі ДСП,%,

$$k_{нс} = 100\sqrt{\frac{\sum_{n=2}^{7} U_n^2}{U_{ф.ном}}} \qquad (1.17)$$

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

1.6.3 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 ігнітроних 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 одиничної установки електрозварювання змінного струму струми гармонік (рекомендується враховувати тільки третю і п'яту гармоніки) рівні:

$$I_n = \frac{100 S_{ном.т} \beta_{св} \sqrt{ПВ}}{n^2 U_{ном}}, \qquad (1.18)$$

де $S_{ном.т}$ - номінальна потужність трансформатора;
$\beta_{св}$ - коефіцієнт завантаження;
ПВ - тривалість включення.

Визначення струмів гармонік, що генеруються установками дугового електрозварювання постійного струму, аналогічно визначенню гармонік для вентильних перетворювачів. Коефіцієнт несинусоїдальності напруги для установок дугового електрозварювання (рекомендується враховувати тільки 5, 7, 11, 13-у гармоніки струму) визначаються за формулою

$$k_{нс} = 100\sqrt{\frac{\sum_{n=5}^{13} U_{nгр}^2}{U_{ном}}}, \qquad (1.19)$$

де $I_{св}$ - номінальний первинний струм установки.

1.7 Регулювання показників якості електроенергії

1.7.1 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 цих електростанцій, внаслідок чого виникає тенденція до зменшення обертів (тобто частоти), яку відчувають 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.

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), почергове вимкнення невідповідальних споживачів з різними значеннями навантаження та уставками частоти і витримками часу. Частотне розвантаження застосовується сумісно з частотним автоматичним повторним увімкненням (ЧАПВ), якими оснащують центри живлення (підстанції) без обслуговуючого персоналу.

1.7.2 Регулювання напруги

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

$$\Delta U = \frac{PR + (Q - Q_{ку})X}{U_{ном}}, \qquad (1.20)$$

де $Q_{ку}$ - 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

$$\Delta U = \frac{PR + Q(X - X_{упк})}{U_{ном}}, \qquad (1.21)$$

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

1.7.3 Зменшення коливань напруги

Радикальним способом зменшення впливу ударних навантажень 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.

1.7.4 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.

Схемним заходом щодо зменшення впливу вищих гармонік є нарізне живлення електроприймачів з нелінійною вольтамперною характеристикою та загальнопромислових електроприймачів, яке здійснюють від різних секцій шин головних понижувальних підстанцій або розподільних пунктів, чи від різних віток здвоєного 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. Введення струму 3-ї або кратної трьом непарної гармоніки можливо в нульових і мостових схемах перетворювачів, в тому числі в схемі (рис.1.11,а) та схемі з зрівняльним реактором (рис.1.11,б).

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.

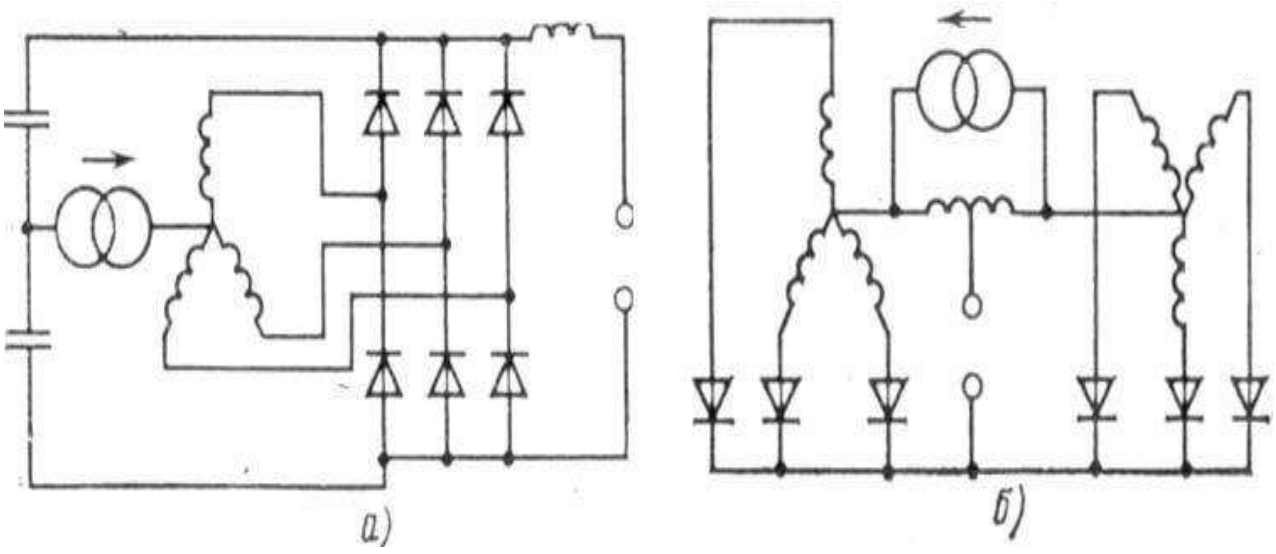

Рис. 1.11 – Схеми перетворювача з накладенням струму зворотної частоти

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 багатофазних режим перетворення; забезпечення еквівалентного багатофазного 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.

У більшості випадків умовний 12-фазний режим здійснюється на базі двох однакових 6-фазних перетворювачів при з’єднанні мережевий обмотки одного трансформатора в зірку, іншого – в трикутник.

На рис.1.12 показані схеми з'єднання обмоток трансформаторів ВП для отримання 12-фазного режиму. Вторинні обмотки трансформатора на рис.1.12 (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 багатофазні схеми забезпечують взаємну компенсацію на шинах джерела живлення вищих гармонік струму, не характерних для багатофазного режиму. Так, при умовній 12-фазній схемі компенсуються 5; 7; 17; 19 - та та інші вищі гармоніки.

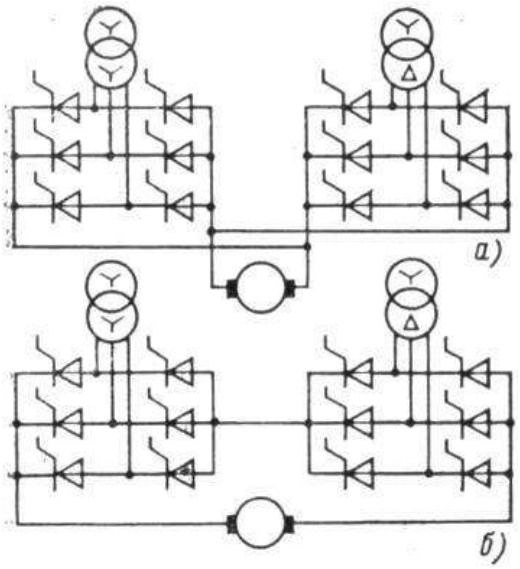

Рис. 1.12 – Схема з'єднань обмоток трансформатора мостового вентильного перетворювача для отримання 12-фазного режиму при з'єднанні фаз:
а - паралельному;
б - послідовному.

1.7.5 Застосування резонансних фільтрів

Прикладом багатофункціональних пристроїв є силові резонансні фільтри (СРФ) вищих гармонік, які ще називають фільтрокомпенсувальними 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.

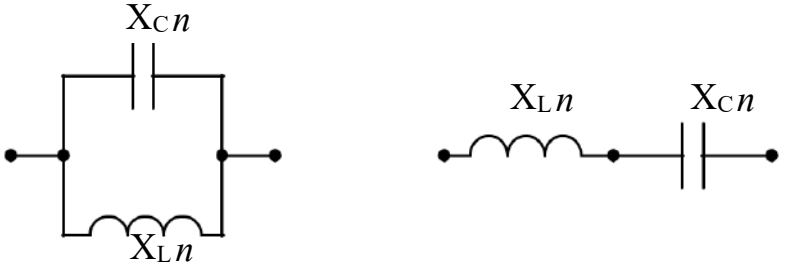

Рис. 1.13 – Електричні фільтри: а - фільтр-загороджувач; б - фільтр-шунт

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 є мінімальний, тобто кажуть, що фільтр налаштований на частоту. 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.

Тема 2. Компенсація реактивної потужності в мережах промислових підприємств

2.1 Техніко-економічне обгрунтування необхідності компенсації реактивної потужності

Проблема компенсації реактивної потужності є дуже актуальною для електропостачальних систем. Для пояснення цього питання розглянемо рис.2.1 на якому наведена спрощена схема передачі електроенергії з двома ступенями трансформації.

Як видно з рис.2.1, 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 ($Q_н = tg\varphi_н \cdot P_н = 0{,}48P_н$), то вже на шинах генераторної напруги ця цифра досягає значення 72%. Наведені цифрові дані збільшення реактивної складової потужності (на 24%) 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.

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

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

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}\ ; \qquad (2.1)$$

- струму, що визначається за формулою, А:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U}. \qquad (2.2)$$

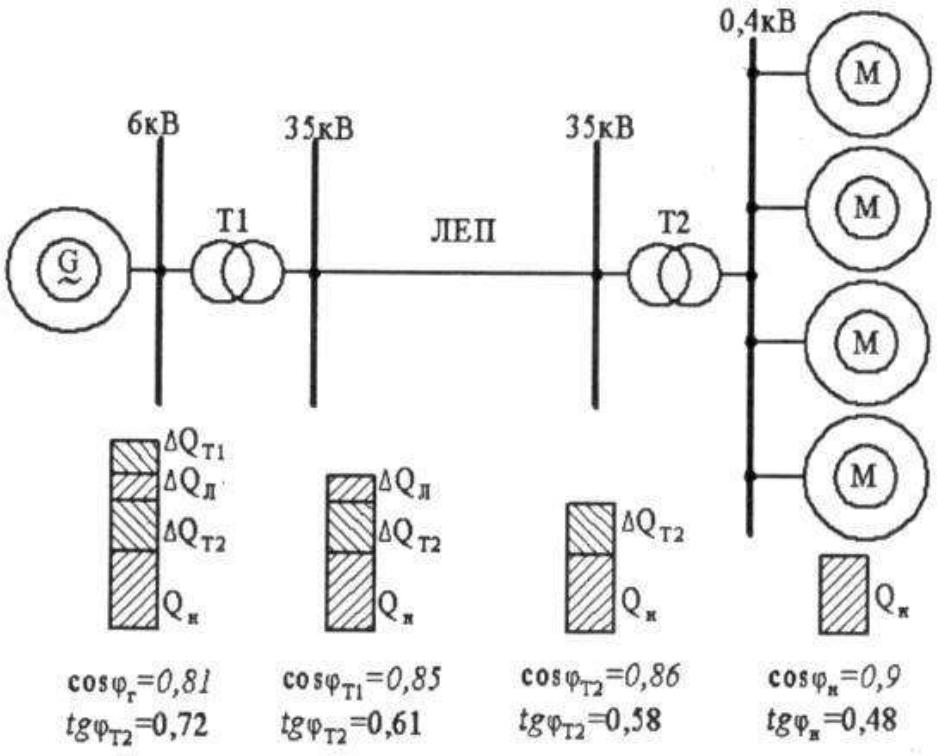

Рис. 2.1 – До пояснення необхідності компенсації реактивної потужності

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, Вт:

$$\Delta P = 3I^2 r = \frac{P^2 r}{U^2} + \frac{Q^2 r}{U^2} = \Delta P_a + \Delta P_p, \qquad (2.3)$$

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

P_a - складова втрат активної потужності від передачі активної потужності, Вт;

P_p - складова втрат активної потужності від передачі реактивної потужності, Вт.

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, ВАр:

$$\Delta Q = 3I^2 x_L, \qquad (2.4)$$

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 (2.2) збільшення сили струму.
- 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;
- 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.

ГОСТ 13109-97 обмежує допустимі зниження напруги у 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:

$$Q_Д = Q_C + Q_Л + Q_Т, \qquad (2.5)$$

де $Q_Д$ - сумарне надходження реактивної енергії від джерел;

Q_C - сумарне реактивне навантаження споживачів;

$Q_Л$ - сумарні втрати реактивної потужності в ЛЕП;

$Q_Т$ - сумарні втрати реактивної потужності в силових трансформаторах електропостачальної системи.

Ураховуючи те, що процеси генерації і споживання реактивної енергії збігаються в часі, а всі складові правої частини рівняння (2.5) в реальних системах є величинами змінними, баланс реактивної потужності за умови стабільної час-

тоти 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 **лавиною напруги**, 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 реактивної 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.

2.2 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 наванта-

ження, то вважається, що реактивна потужність споживається, і його називають **приймачем реактивної енергії**, а реактивну потужність позначають Q_L.

2.2.1 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 ($\cos\varphi_{ном}$):

- 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 найбільш вигідній частоті обертання гідротурбіни і може мати значення від 50 до 750 об/хв.

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

- 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 формулою, кВАр:

$$Q_{ном} = P_{ном} \cdot tg\varphi_{ном}, \qquad (2.6)$$

де $P_{ном}$ - номінальна активна потужність генератора, МВт;
$tg\ \varphi_{ном}$ - номінальне значення коефіцієнта потужності генратора.

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, оскіль-

ки воно може призвести до перевантаження і перегрівння 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. 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 $S_{ном}$.
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.

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. Але реактивна складова потужності ЛЕП є незначною і, як правило, не враховується під час розрахунку балансу потужностей.

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 60% реактивної потужності в електропостачальній системі виробляють генератори електростанцій, 5% - ЛЕП, а 35% необхідно компенсувати для збереження балансу реактивної енергії.

2.2.2 Приймачі реактивної енергії

Приймачами реактивної енергії можуть бути як окремі елементи електропостачальної системи (силові трансформатори, реактори), 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.

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%.

2.3 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.

2.3.1 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%. Як окремий випадок використання цього засобу є відключення одного із двох трансформаторів, що працюють паралельно. Коли навантаження значно знижується, відключення одного з двох трансформаторів дозволяє суттєво зменшити втрати реактивної потужності;
- *правильний вибір електродвигунів за потужністю та видом*. Більшість асинхронних двигунів найбільші значення коефіцієнта потужності cosφ 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.
- *обмеження тривалості роботи в режимі неробочого ходу двигунів та зварювальних трансформаторів*. Для більшості асинхронних двигунів реактив-

на потужність в режимі неробочого ходу становить 60-70% реактивної потужності при номінальному навантаженні.

- *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. 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 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 ввімкнені в мережу з метою компенсації реактивної потужності. Тому перетворювачі, виконані за схемою штучної комутації, розглядаються як спеціалізований засіб, який поряд з виконанням своїх основних функцій, пов’язаних іа перетворенням змінного струму в постійний, виконує також і функцію компенсації реактивної потужності.

2.3.2 Пристрої динамічної компенсації реактивної потужності

Спеціальні синхронні машини - синхронні компенсатори, а також синхронні двигуни, які використовуються в якості компенсувальних пристроїв, становлять в класифікації окремий клас - динамічні компенсувальні пристрої [6].

Конденсаторні батареї, що застосовуються у місцях дефіциту реактивної потужності, а в місцях її надлишку - шунтові реактори (на довгих лініях енергосистем) називаються нерегульованими статичними компенсувальними пристроями.

2.3.2.1 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

$$\beta = P/P_н$$

- коефіцієнтом завантаження за реактивною потужністю

$$\alpha = Q/Q_н,$$

де P , Q - фактичні значення активної та реактивної; $P_н$, $Q_н$ - номінальні значення цих величин.

Використовувати СД для компенсації реактивної потужності можливо, якщо $\beta < 1$ та $I_{зб} > I_{зб.ном}$, іншими словами якщо машина недовантажена за активною потужністю та перезбуджена.

Синхронні двигуни мають значно більші відносні втрати на 1 кВАр виробляємої реактивної потужності у зрівнянні з конденсаторами. Однак, якщо СД вже встановлені на промисловому підприємстві за умовами технології, їх слід в першу чергу повністю використовувати для компенсації реактивної потужності.

2.3.2.2 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 $Q_н$ під час її генерування й до (50-60%) $Q_н$ в режимі споживання. Крім того, в умовах режимів КЗ, коли виникає значний дефіцит реактивної потужності, синхронні машини здатні на короткий час існування та-

кого 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:
- значну вартість;
- великі питомі втрати активної потужності;
- недостатню швидкість регулювання в схемах електропостачання з ударними навантаженнями (прокатні реверсивні стани, тощо);
- для найпотужніших СК існують проблеми з передаванням реактивної потужності через третинні обмотки автотрансформаторів.

2.3.2.2 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.

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.

Основними перевагами нерегульованих конденсаторних установок компенсації реактивної потужності є:
- низька вартість;
- невеликі втрати активної потужності;
- простота схеми.

До недоліків можна віднести:
- відсутність регулювання потужності;
- 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;
- 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 випускаються напругою 10, 35, 110, 500 кВ та використовуються в системних мережах з надлишком реактивної потужності, а також як складова частина комплексних статичних компенсаторів.

2.4 Статичні компенсатори реактивної потужності

Статичні компенсатори використовуються для компенсації реактивної потужності і стабілізації напруги в мережах, до яких підключені електро-приймачі 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.2.2 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.

2.4.1 Статичні компенсатори прямого регулювання

2.4.1.1 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" збільшує кількість дискретних значень потужності.

Основними недоліками таких конденсаторних установок є велика дискретність значення потужностей 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.

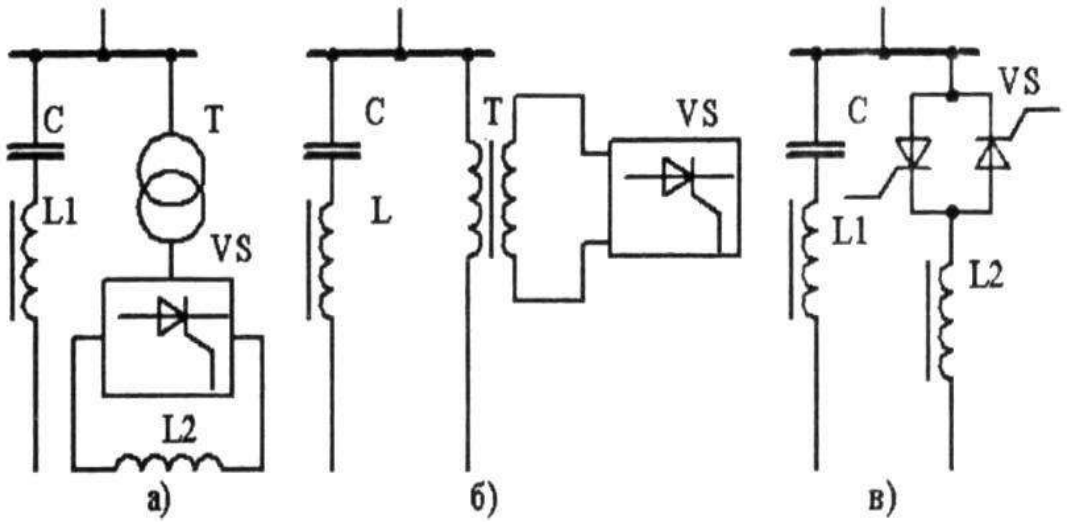

Рис. 2.2 – Електричні схеми статичних компенсуючих установок:
а) з індуктивним накопичувачем з боку постійного струму,
б) з реактором насичення з нелінійною вольт-амперною характеристикою,
в) з реактором насичення з лінійною вольт-амперною характеристикою

2.4.1.2 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.2.3. 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.

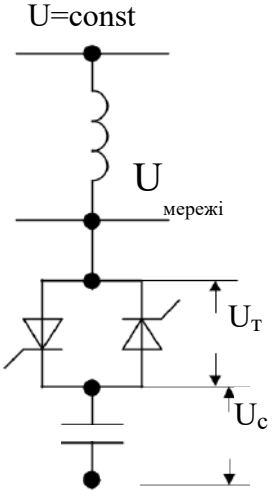

Рис. 2.3 – Тиристорний вимикач (ключ) для комутації КБ (принципова схема однієї фази)

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

Перевагою всіх цих методів регулювання можна вважати:

- плавність та 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).

2.4.1.3 Регулювання зміною напруги

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

Найпростішим способом здійснити таке регулювання в трифазній мережі можна за схемою, яка показана на рис.2.4, де наведена також регулювальна характеристика. В такій схемі потужність трансформатора повинна дорівнювати потужності статичного елемента (КБ).

2.4.1.4 Регулювання зміною частоти

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

$$Q_L = \frac{U^2}{2pf \cdot L}; \qquad Q_C = U^2 \cdot 2pf \cdot C. \tag{2.7}$$

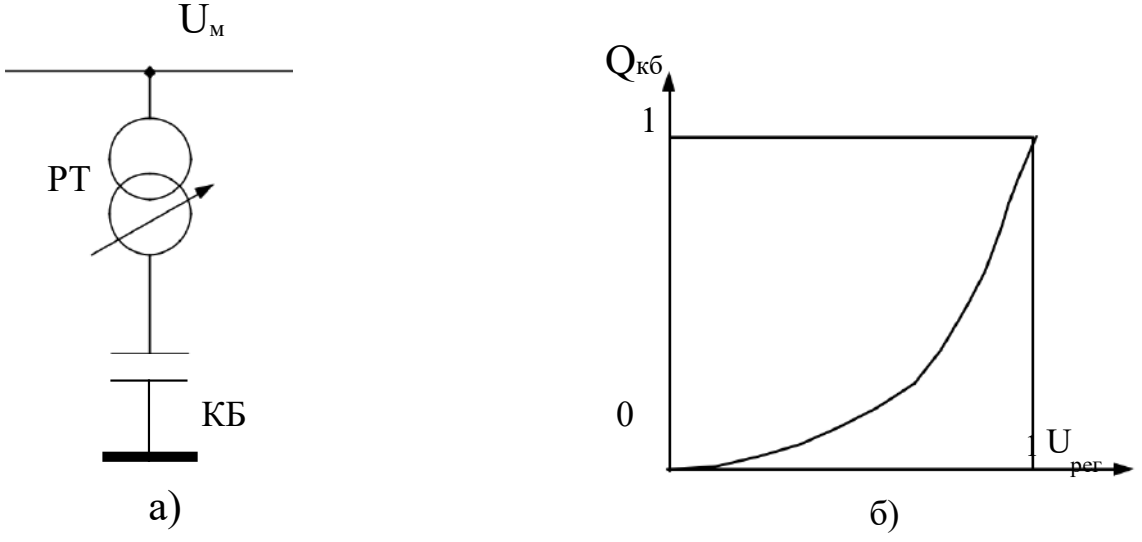

Рис. 2.4 – Регулювання потужності статичного елемента зміною напруги:
а - схема; б - регулювальна характеристика

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.2.5). З підвищенням частоти до, наприклад, 400 Гц потужність конденсатора (за умови збереження значень усіх інших параметрів) збільшиться у 8 разів.

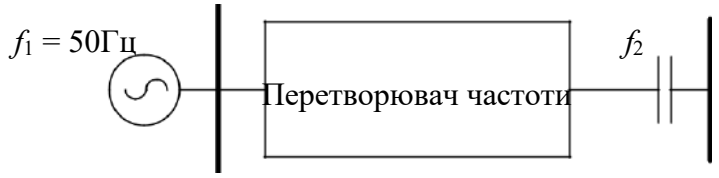

Рис. 2.5 – Схема регулювання зміною частоти

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.

2.4.2 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 компенсаторів дорівнює нулю. В статичних компенсаторах такого типу використовують реактори, керовані тиристорами, реактори з підмагніченням та реактори з насиченням осердя.

2.4.2.1 Статичні компенсатори з реакторами, керованими вентилями

Одна з принципових схем компенсатора з реакторами, керованими вентилями, показана на рис.2.6.

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 (зазвичай 5-7-ї, 11-13-ї та 17-ї). 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 мережах живлення прокатних станів та дугових електропечей, а також в системоутворюючих мережах енергосистеми (для підтримання динамічної стійкості).

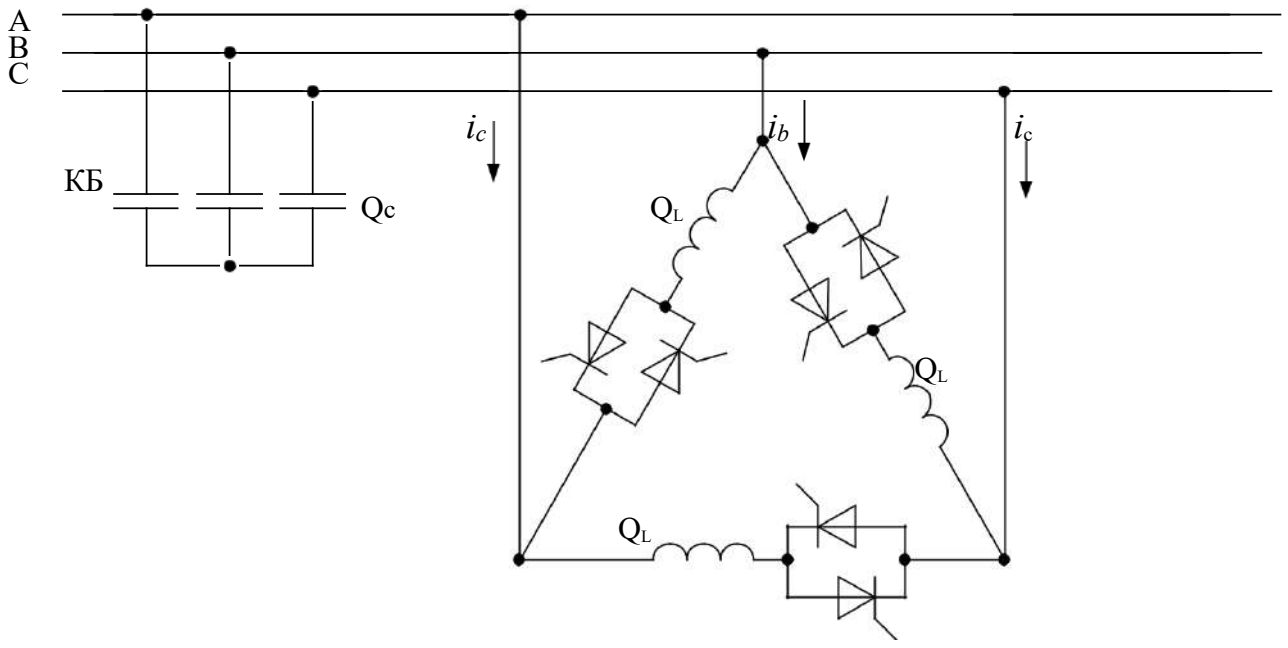

Рис. 2.6 – Принципова схема силової частини компенсатора з реакторами, керованими вентилями

2.4.2.2 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 регулювальний елемент. Принципова схема не відрізняється від зображеної на рис.2.6, але замість реакторів, керованих вентилями, 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.

2.4.2.3 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.

2.5 Визначення потужності компенсуючих пристроїв в електричних мереж

промислових підприємств

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]:

$$Q_{ку} = Q_р - Q_{e1},$$

де $Q_р$ - розрахункова реактивна потужність підприємства,

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

2.5.1 Компенсація реактивної потужності в електричних мережах промислових підприємств напругою 6-10 кВ

Розрахункове реактивне навантаження в мережах 6-10 кВ промислових підприємств $Q_в$ складається з розрахункового навантаження приймачів 6-10 кВ $Q_{р:в}$, нескомпенсованого навантаження мережі до 1 кВ $Q_т$, що живиться через трансформатори цехів, втрат реактивної потужності ΔQ в мережі 6-10 кВ, особливо в трансформаторах і реакторах :

$$Q_в = Q_{р:в} + Q_т + \Delta Q: \quad (2.8)$$

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

$$Q_В - Q_{СД} - Q_{ТЕЦ} - Q_{e1} - Q_{В.К} - Q_{СК} = 0 \quad (2.9)$$

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

$$Q_{СД} = P_{СД.ном} \cdot \beta_{СД} \cdot tg\varphi_{ном}, \qquad (2.10)$$

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

При необхідності виконання компенсації на напрузі 6-10 кВ слід розглядати можливість отримання додаткової реактивної потужності від синхронних двигунів, якщо їх $\beta_{сд} < 1$.

Визначення потужностей батарей конденсаторів.

Для кожного розподільного пункту або підстанції визначається його нескомпенсоване 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:

$$Q_{В.К} = \sum_{i=1}^{n} Q_{р.пі} - Q_{СД.р} + Q_{е1}, \qquad (2.11)$$

де $Q_{р.пі}$ - розрахункове реактивне навантаження на шинах 6 або 10 кВ і-го розподільного пункту;
$Q_{сд.р}$ -наявна потужність синхронних двигунів;
n - кількість розподільних пунктів або підстанцій на підприємстві;
$Q_{е1}$ - вхідні реактивна потужність, задана енергосистемою на шинах 6-10 кВ.

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 нескомпенсованих реактивних навантажень 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 меншої потужності батареї її доцільно встановлювати на живильній цеховій підстанції, якщо вона належить промисловому підприємству.

Тема 3. Регулювання напруги в електричних мережах промислових підприємств

3.1 Розрахунок і вимірювання відхилення напруги

На рис.3.1 показано ділянку електричної мережі 6-10 кВ промислового підприємства з навантаженнями $S_н$ - низької напруги (нижче 1 кВ) і $S_в$ - 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 коефіцієнтів: трансформації головного трансформатора під навантаженням, трансформації трансформаторів 10/0,4 кВ з перемиканням відгалужень первинної обмотки при знятій напрузі; 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

$$\Delta U = \sqrt{3} I (R\cos\varphi_2 + x\sin\varphi_2) = \frac{PR + Qx}{U}, \qquad (3.1)$$

де R і x - активний і реактивний опір кола;

I - розрахунковий струм;

P і Q - розрахункова активна і реактивна складові навантаження кола;

φ_2 - кут зсуву по фазі вектора струму I щодо вектора напруги U_2 в кінці ділянки кола.

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

$$U_2 = U_1 - \Delta U \qquad (3.2)$$

З виразу видно, що напруга U_2 в розподільній мережі залежить від ΔU, яка, в свою чергу, залежить від змін навантаження P і Q.

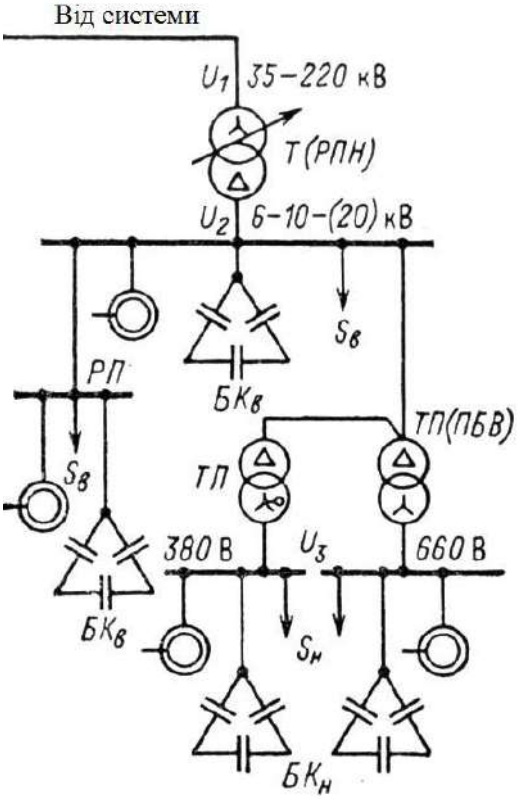

Рис. 3.1 Схема розташування джерел реактивної потужності в розподільній мережі промислового підприємства

Приймачі електроенергії забезпечують найбільш ефективну роботу при номінальній напрузі. Тому відхилення і коливання напруги U на затискачах електроприймачів 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.

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

$$V = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100 = \left(\frac{U}{U_{ном}} - 1\right) \cdot 100 \; 5\% \qquad (3.3)$$

3.2 Централізоване регулювання напруги в промислових електричних мережах

В системі електропостачання промислового підприємства регулювання напруги здійснюється трьома способами: створенням додаткової напруги $U_{дод}$ за допомогою послідовно ввімкнених регулювальних 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 (3.1) і (3.2) і має вигляд

$$U_2 = U_1 \pm U_{дод} - \frac{P_p \cdot R + (Q_p - Q_{ку})(x_L - x_C)}{U_{2ном}}, \qquad (3.4)$$

де U_1 - напруга живильної мережі, підведена до ГПП підприємства;

U_2 і $U_{2ном}$ - поточне і номінальне значення напруги у розподільчої мережі 6-10 кВ підприємства;

R, x_L і x_C - еквівалентні опори живильної мережі від системи до вузла навантаження;

$U_{дод}$ - додаткова напруга, що забезпечується переключенням відгалужень обмотки трансформатора або послідовно ввімкненого регулювального трансформатора;

$Q_{ку}$ - регульована потужність компенсуючих пристроїв;

$P_р$ і $Q_р$ - розрахункове активне і реактивне навантаження підприємства з урахуванням втрат.

Для регулювання напруги U_2 згідно (3.4) можна здійснити регулювання напруги U_1, що підводиться від енергосистеми. Це можливо, наприклад, шляхом зміни збудження генераторів при оперативному управлінні диспетчера системи.

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 ПБЗ дозволяє змінювати коефіцієнт трансформації в межах 5% з трьома відгалуженнями з боку нульової точки або в межах 2х2,5% з шістьма відгалуженнями в середині обмотки.

Пристрій ПБЗ 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 регулювальні відгалуження розташовуються в обмотці вищої напруги що дозволяє мати менш потужну 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%), 4х(+2,5%) і 2х(-2,5%)).

Перемикач поміщають в загальному баку трансформатора над магнитопроводом 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 рівень напруги, що відповідає регулюванню напруги від 0 до + 5% від номінальної напруги мережі.

Зміна $U_{дод}$ за допомогою послідовно регулювального 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 $U_{ку}$ (батареї конденсаторів і синхронних машин).

Найбільш ефективно комплексне регулювання, коли одночасно зі зміною $U_{дод}$ 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 $Q_{e\ max}$ до $Q_{e\ min}$ перетікання реактивної потужності з системи.

3.3 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. навантаженням яких можна управляти. У розподільчих мережах такими джерелами є синхронні двигуни і конденсаторні батареї, що відключаються. Застосовуються також пристрої, що створюють додаткову напругу $U_{дод}$ - 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 (3.4) на значення (на ступінь)

$$V = \frac{Q_{ку} \cdot x}{U}, \qquad (3.5)$$

де $Q_{ку}$ - потужність компенсуючого пристрою;

x - реактивний опір кола: система - точка підключення компенсуючого пристрою;

U - напруга в точці підключення.

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

$$V = \frac{Q_{ку} \cdot x}{U^2_{ном}} \cdot 100 = \frac{Q_{ку}}{S_к} \cdot 100 \qquad (3.6)$$

Реактивна потужність компенсуючого пристрою, необхідна для підвищення напруги на задану ступінь, визначається з (3.7)

$$Q_{рег} = \frac{V_р \cdot U}{x} \qquad (3.7)$$

Якщо напруга і Vp задані у відносних одиницях Vp∗, то

$$Q_{рег} = \frac{V_{р*} \cdot U_{ном*} \cdot U^2_{ном}}{x}. \qquad (3.8)$$

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

$$V_{рег} = \frac{Q_{бк}}{S_{ном.т}} \cdot U_к, \qquad (3.9)$$

де $S_{ном:т}$ - номінальна потужність трансформатора;

$U_к$ - напруга КЗ трансформатора,%, яка у відносних одиницях дорівнює опору трансформатора і опору кола КЗ за трансформатором.

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.

При підвищеній вимозі споживача до якісті 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 БК. В якості параметра регулювання може застосовуватися не тільки напруга, але і струм вводу трансформаторної підстанції – корекція за повним струмом.

3.4 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: вимоги до напруги, наявність резерву реактивної потужності, графіка навантаження та ін. Основним об’єктом централізованого регулювання напруги і об’єктом автоматизації є РПН головних транс-

форматорів. Для автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації створюються регулятори, що реагують на зміни напруги і навантаження. Щоб уникнути безперервного перемикання РПН, на яке перемикаючий пристрій не розраховане, автоматика повинна мати зону нечутливості. Зона нечутливості вибирається так, щоб перемикання РПН з одного ступеня на інший, 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: $\varepsilon > U_{ст}$. Зазвичай вибирають $\varepsilon = (1{,}4 \div 1{,}5)U_{ст}$.

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

Вибір ширини зони нечутливості ε 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 $U_{ст}$.

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. Режими 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. Основи 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.