

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ім. ПОТЕБНИ Ю.М.

Електричної інженерії та кіберфізичних систем

(повна назва кафедри)

**Кваліфікаційна робота**

другий (магістерський) рівень

(рівень вищої освіти)

на тему «Розробка керованої системи компенсації реактивної потужності в електричних мережах»

Виконав: студент 6 курсу, групи \_\_\_\_\_  
спеціальності 141 Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

спеціалізації \_\_\_\_\_

(код і назва спеціалізації)

освітньої програми Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка

(назва освітньої програми)

Костюковський О. Б.

(ініціали та прізвище)

Керівник д.т.н., проф. Артемчук В.В.

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Рецензент д.т.н., доц. Саблін О.І.

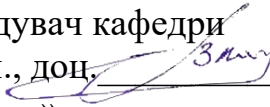
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя  
2023

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

Інженерний навчально-науковий інститут ім. Потебні Ю.М. \_\_\_\_\_  
Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем  
Рівень вищої освіти другий (магістерський) рівень  
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(код та назва)  
Спеціалізація \_\_\_\_\_  
(код та назва)  
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри  
д.т.н., доц.  В.Л. Коваленко  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 року

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ**

Костюковський Олег Борисович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи «Розробка керованої системи компенсації реактивної потужності в електричних мережах»

керівник роботи Артемчук Віктор Васильович, д.т.н., професор  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом ЗНУ від « 01 » травня 2023 року № 638 - с \_\_\_\_\_

2 Строк подання студентом роботи 6 грудня 2023 р.

3 Вихідні дані до роботи: схеми електропостачання; характеристики електричних мереж (тип та довжини кабельних ліній); характеристики електроспоживачів; графіки навантаження активної і реактивної потужності.

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1) Методи розрахунку реактивної потужності; 2) Технічні засоби компенсації реактивної потужності в електричних мережах; 3) Регулювання реактивної потужності компенсувальних пристроїв в електричних мережах; 4) Вдосконалення керування режимом компенсації реактивної потужності в електричних мережах; 5) Визначення раціональних параметрів компенсаторів на основі оцінки економічної ефективності компенсації.

5 Перелік графічного матеріалу: 1) Залежність втрат енергії і напруги в електричних мережах від реактивної потужності і коефіцієнта потужності; 2) Класифікація пристроїв і методів компенсації реактивної потужності; 3) Принципові електричні схеми підключення компенсуючих пристроїв; 4) Використання синхронних компенсаторів, двигунів та статичних компенсаторів; 5) Вдосконалення керування режимом компенсації реактивної потужності в електричних мережах.

## 6 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Артемчук В.В., професор	<i>Artemchuk</i>	<i>Artemchuk</i>
Розділ 2	Артемчук В.В., професор	<i>Artemchuk</i>	<i>Artemchuk</i>
Розділ 3	Артемчук В.В., професор	<i>Artemchuk</i>	<i>Artemchuk</i>
Розділ 4	Артемчук В.В., професор	<i>Artemchuk</i>	<i>Artemchuk</i>
Розділ 5	Артемчук В.В., професор	<i>Artemchuk</i>	<i>Artemchuk</i>

7 Дата видачі завдання 10.05.2023 р.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Методи розрахунку реактивної потужності, її джерела, споживачі і способи зниження		
2	Технічні засоби компенсації реактивної потужності в електричних мережах		
3	Регулювання реактивної потужності компенсувальних пристроїв в електричних мережах		
4	Вдосконалення керування режимом компенсації реактивної потужності в електричних мережах		
5	Визначення раціональних параметрів компенсаторів та оцінка економічної ефективності компенсації		

Студент *[Signature]*  
(підпис)

О.Б. Костюковський  
(ініціали та прізвище)

Керівник роботи *Artemchuk*  
(підпис)

В.В. Артемчук  
(ініціали та прізвище)

### Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер *Bashliy*  
(підпис)

С.В. Башлій  
(ініціали та прізвище)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 92 сторінки, 36 рисунків, 1 таблицю, 23 джерела.

Темою дипломної роботи є «Розробка керованої системи компенсації реактивної потужності в електричних мережах».

Об'єкт дослідження – методи і технічні засоби компенсації реактивної потужності в електричних мережах. Предметом дослідження є способи регулювання реактивної потужності в мережах на основі керування пристроями компенсації.

Метою роботи є вдосконалення керування режимом компенсації реактивної потужності в електричних мережах на основі підвищення ефективності регулювання ємнісних тиристорних компенсаторів.

В дипломній роботі розглянуті існуючі методи розрахунку реактивної потужності, її джерела і споживачі, а також технічні засоби зниження і компенсації реактивної потужності в розподільчих мережах споживачів. Розглянуті способи регулювання реактивної потужності компенсувальних пристроїв в електричних мережах та вдосконалено систему керування режимом компенсації реактивної потужності на основі використання автоматичного тиристорного регулятора реактивної потужності конденсаторної батареї. Також розглянуто визначення раціональних параметрів компенсаторів на основі оцінки економічної ефективності компенсації.

РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ, ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ,  
КОМПЕНСАТОРИ, ФІЛЬТРИ, ТИРИСТОРНЕ РЕГУЛЮВАННЯ,  
ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ

# ЗМІСТ

Вступ .....	7
1 Методи розрахунку реактивної потужності, її джерела, споживачі і способи зниження .....	9
1.1 Розрахунок потужностей в електричних мережах та необхідність зменшення реактивної складової електроенергії .....	9
1.2 Джерела і приймачі реактивної енергії .....	15
1.3 Загальна характеристика організаційно-технологічних способів зниження реактивної потужності в електричних мережах.....	21
2 Технічні засоби компенсації реактивної потужності в електричних мережах .....	25
2.1 Загальна характеристика методів і технічних засобів компенсації реактивної потужності в електричних мережах .....	25
2.2 Устаткування для компенсації реактивної потужності і підвищення коефіцієнта потужності в електричних мережах .....	31
3 Регулювання реактивної потужності компенсувальних пристроїв в електричних мережах .....	43
3.1 Загальна характеристика методів регулювання реактивної потужності в електричних мережах .....	43
3.2 Регулювання реактивної потужності синхронними двигунами і компенсаторами .....	46
4 Вдосконалення керування режимом компенсації реактивної потужності в електричних мережах .....	60
4.1 Розроблення регулятора реактивної потужності для мереж споживачів із тривалими відхиленнями напруги .....	60
4.2 Вдосконалення схем керування статичними тиристорними компенсаторами .....	67

5 Визначення раціональних параметрів компенсаторів на основі оцінки економічної ефективності компенсації .....	75
5.1 Загальні принципи вибору компенсаторів реактивної потужності .....	75
5.2 Організаційні і нормативно-правові засади взаємовідносин між енергопостачальником і споживачем в питаннях розрахунків за перетікання реактивної потужності в електричних мережах .....	77
5.3 Порядок розрахунків за перетікання реактивної електроенергії .....	80
5.4 Розрахунок раціональних параметрів компенсуючого пристрою .....	82
Висновки.....	89
Перелік посилань.....	90

## ВСТУП

Компенсація реактивної потужності (КРП) є однією з ключових проблем щодо енергоефективності і зниження втрат в енергосистемах при передачі, розподілі та споживанні електроенергії. Ефективне вирішення цих задач не лише сприяє покращенню якості електропостачання, але й призводить до заощадження фінансових, енергетичних та інших матеріальних ресурсів. Задача компенсації реактивної потужності має розв'язуватися з урахуванням сучасних досягнень та передових технічних розробок у галузі електропостачання.

В умовах ринкових економічних відносин електроенергія розглядається як товар, за який споживач розраховується у грошовому еквіваленті за відповідну кількість електроенергії, що відповідає визначеним показникам якості. Економічні збитки енергетичних операторів, які пов'язані з втратами енергії внаслідок завантаження електричних мереж реактивною потужністю, не завжди компенсується тарифом за електроенергію. Це відбувається через те, що облік реактивної енергії для промислових і непромислових споживачів передбачений лише у випадку, якщо їх середньомісячне споживання електроенергії перевищує 30 тис. кВт год [1].

З кожним роком компенсація реактивної потужності стає все більш актуальною в зв'язку з зростанням споживання електричної енергії та збільшенням різноманітних нелінійних споживачів енергії. У нормальних умовах роботи всі споживачі електричної енергії, чий режим супроводжується постійним виникненням електромагнітних полів (наприклад, електропривод, електрозварювання, люмінесцентні лампи, гальванічні технології і т. д.), завантажують мережу реактивною потужністю. Ця потужність є необхідною для нормальної роботи обладнання, але одночасно призводить до зниження пропускної здатності мережі та збільшення втрат енергії в її елементах.

Головним критерієм ефективності компенсації реактивної потужності є розмір інтегральних дисконтованих витрат, пов'язаних із передачею реактивної

потужності по електричних мережах різних класів напруги – від генераторів електростанцій до місць встановлення компенсуючих пристроїв (ПК). З метою мінімізації цих витрат ПК повинні бути розміщені якнайближче до електроприймачів, тобто в системах електропостачання споживачів електроенергії. У такому випадку втрати електроенергії зменшуються як в мережах споживачів, так і в мережах енергопостачальних організацій (ЕПО).

Міра зменшення втрат залежить від різних факторів, таких як рівень технічної досконалості компенсуючих пристроїв (ПК), їхні енергетичні та техніко-економічні характеристики та методи управління ними в системах електропостачання споживачів, які вивчені досить добре. Наукові дослідження, проведені як в Україні, так і за кордоном, призвели до розробки багатьох модифікацій ПК та вдосконалення технологій їх використання в електропостачальних системах, що може забезпечити високий рівень ефективності компенсації реактивної потужності (КРП).

Проте, загальна ефективність КРП в системах електропостачання споживачів залишається низькою. Проблема її покращення є однією з найбільш важливих і актуальних, поки не буде впроваджений механізм управління, який б забезпечив інтерес споживачів у зниженні витрат на передачу електроенергії в мережах енергопостачальних організацій. Критерії, якими керуються споживачі при прийнятті рішень щодо встановлення ПК та впливу на значення їх критеріальних функцій, також досі не отримали належної уваги, що потребує відповідних досліджень для вдосконалення організаційної і технологічної складової в сфері компенсації реактивної потужності.



## 1 МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ, ЇЇ ДЖЕРЕЛА, СПОЖИВАЧІ І СПОСОБИ ЗНИЖЕННЯ

1.1 Розрахунок потужностей в електричних мережах та необхідність зменшення реактивної складової

Приймачі електричної енергії змінного струму, що приєднані до електричних мереж підприємств, оцінюються повною  $S$  (В·А), активною  $P$  (Вт) та реактивною  $Q$  (вар) потужностями. Їх виділення є умовним, оскільки вони характеризують єдиний електроенергетичний процес.

Повна потужність  $S$  характеризує загальний потенційний енергетичний рівень будь-якого об'єкта й у випадку однофазної мережі або однієї фази трифазної мережі визначається як [2]

$$S = U \cdot I, \quad (1.1)$$

а у разі симетричного трифазного навантаження

$$S = 3 \cdot U \cdot I, \quad (1.2)$$

де  $U$ ,  $I$  – фазні напруга і струм.

Активна потужність  $P$  характеризує процес незворотного перетворення електричної енергії на інші види енергії: механічну, теплову, хімічну тощо, і визначається як

$$P = U \cdot I \cdot \cos \varphi = S \cdot \cos \varphi; \quad P = 3 \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi = S \cdot \cos \varphi, \quad (1.3)$$

де  $\varphi$  – кути зсуву фаз струму  $I$  відносно прикладеної фазної напруги  $U$ .

Реактивна потужність є фізичною величиною, що характеризує кількість енергії електромагнітного поля за одиницю часу, яка коливається в електричних колах змінного струму між джерелом енергії та споживачем за рахунок наявності в них енергоємних елементів. Ця форма потужності вказує на зворотний обмін електричною енергією також між окремими споживачами в колі. Такий процес оцінюється амплітудою миттєвої потужності, що бере участь в обміні енергією, яка називається реактивною потужністю і має вирази для згаданих випадків:

$$Q = U \cdot I \cdot \sin \varphi = S \cdot \sin \varphi ; \quad Q = 3 \cdot U \cdot I \cdot \sin \varphi = 3 \cdot S \cdot \sin \varphi . \quad (1.4)$$

З останніх виразів випливає, що три вказані види потужності перебувають у фазовому зміщенні або у "квадратурі":

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} . \quad (1.5)$$

Передача активної і реактивної потужностей забезпечується відповідно активною та реактивною складовими струму, які визначаються фазовим зсувом між напругою і струмом в системі:

$$I_a = I \cos \varphi ; \quad I_p = I \sin \varphi . \quad (1.6)$$

Активна потужність забезпечується активною складовою струму і пов'язана з функціональним процесом незворотнього перетворення енергії, яке включає головну частину корисного перетворення та також електричні (теплові) втрати, а реактивна потужність в електричних мережах призводить лише до теплового перетворення, завантажуючи при цьому генерувальні пристрої і ЛЕП «баластною» реактивною складовою струму. Але реактивна потужність необхідна для збудження і підтримання магнітного поля в електротехнічному обладнанні, а саме в електродвигунах змінного струму, трансформаторах, електричних апаратах тощо.

Зрозуміло, що баланс потужностей визначається так званим кутом фазового зсуву. У зв'язку з цим генератори і приймачі електроенергії, а також електротехнічне устаткування, яке передає потужність, звичайно характеризуються за допомогою коефіцієнта потужності (фактично – коефіцієнта активної потужності):

$$\cos \varphi = P / S . \quad (1.7)$$

Крім коефіцієнта потужності у розрахунках використовують коефіцієнт реактивної потужності, який відображає співвідношення реактивної та активної потужностей, що подано в табл. 1.1:

$$\operatorname{tg} \varphi = Q / P ; \quad (1.8)$$

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi . \quad (1.9)$$

Таблиця 1.1 – Залежність частки реактивної потужності від  $\cos \varphi$ 

$\cos \varphi$	1,00	0,99	0,98	0,97	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91	0,90
$\operatorname{tg} \varphi$	0	0,14	0,20	0,25	0,29	0,33	0,36	0,40	0,43	0,45	0,48
$Q, \%$	0	14	20	25	29	33	36	40	43	45	48

Для пояснення необхідності компенсації реактивної потужності питання розглянемо спрощену схему передачі електроенергії з двома ступенями трансформації на рис. 1.1.

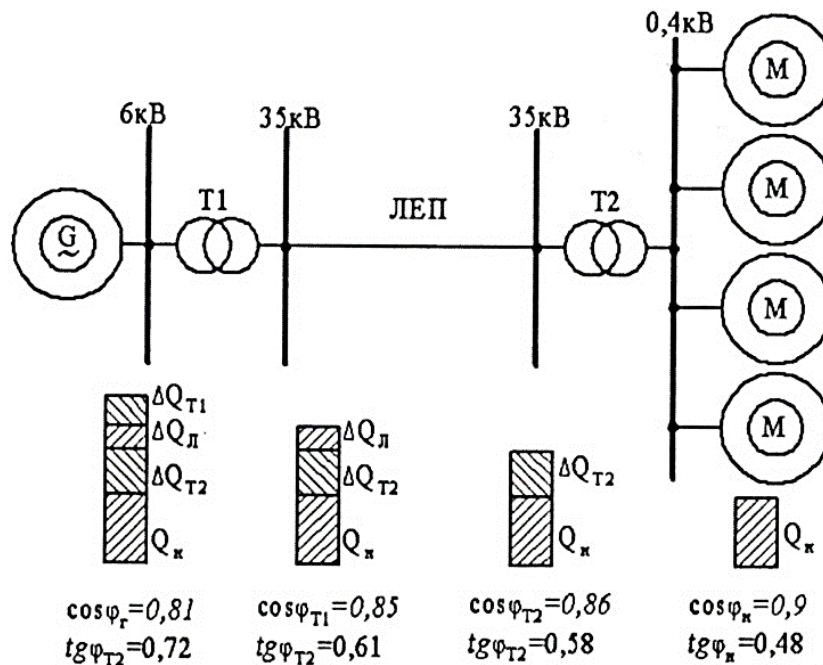


Рисунок 1.1 – До пояснення питання необхідності компенсації реактивної потужності [10]

Як видно з рис. 1.1, кожна ділянка системи електропостачання збільшує реактивну потужність і відповідно зменшує коефіцієнт потужності. Якщо реактивна потужність навантаження на шинах 0,4 кВ становить 48% активної потужності ( $Q_{\text{н}} = \operatorname{tg} \varphi_{\text{н}} \cdot P_{\text{н}} = 0,48 \cdot P_{\text{н}}$ ), то вже на шинах генераторної напруги ця величина сягає 72%. Наведений приклад зростання реактивної потужності (на 24%) у даному випадку є лише якісним, оскільки у реальних енергосистемах, де

на шляху від джерела до приймача електрична енергія піддається значно більшій ніж двом ступеням трансформації, а довжина ЛЕП становить від сотен до тисяч км, то збільшення реактивної потужності, якщо її не компенсувати, може бути значно суттєво більшим, а отже негативні наслідки від неї будуть значні.

Подібне збільшення реактивної компоненти повної потужності при незмінному значенні активної (корисної) потужності призводить до відповідного зростання повної потужності генератора та його струму.

Створення та передача на великі відстані значних обсягів реактивної енергії від джерела живлення до електроприймачів вважається економічно неефективним з наступних причин:

1. Спостерігається збільшення додаткових втрат активної потужності на всіх ланках енергосистеми, які визначаються як (кВт)

$$\Delta P = 3I^2 r \cdot 10^{-3} = \frac{P^2 r}{U^2} 10^{-3} + \frac{Q^2 r}{U^2} 10^{-3} = \Delta P_a + \Delta P_p, \quad (1.10)$$

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

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

$\Delta P_p$  – складова втрат активної потужності від передачі реактивної потужності, кВт. Втрати існують в кожній ланці енергосистеми і покриваються активною енергією генератора;

2. У ЛЕП з'являються додаткові втрати реактивної потужності, які розраховується за наступною формулою, квар:

$$\Delta Q = 3I^2 l x_L \cdot 10^{-3}, \quad (1.11)$$

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

$l$  - довжина лінії, км;

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

3. Збільшуються капітальні витрати на спорудження ЛЕП, оскільки збільшення потужності  $S$ , що пов'язане зі збільшенням реактивної потужності  $Q$ , зумовлює збільшення струму в лінії.

4. Неefективне використання потужності генераторів електростанцій. Повна потужність генератора  $S$  визначається двома складовими – активною  $P$  і реактивною  $Q$ . Щоб нагрівання обмоток генератора не перевищувало гранично допустимого рівня необхідно, щоб його повний струм не перевищував номінального значення. У випадку збільшення реактивної потужності активне (корисне) навантаження на генератор повинно бути зменшене. Така примусова зміна активного навантаження призводить до зниження ККД генератора, що означає неefективне його використання. Зменшення ККД також призводить до збільшення питомих витрат первинного енергоресурсу;

5. Неefективне використання потужності силових трансформаторів. Ефeктивність завантаження силових трансформаторів суттєво залежить від коефіцієнту потужності споживачів. Зменшення коефіцієнта потужності означає збільшення реактивної і зменшення активної потужності, що передається через трансформатор, за умови що повна потужність навантаження не перевищує номінальної потужності трансформатора. При цьому ефeктивність використання потужності трансформатора знижується.

6. Збільшення втрати напруги на всіх елементах системи електропостачання. У відповідності до ГОСТ 13109-97 обмежуються допустимі зниження напруги на приєднаннях приймачів електричної енергії, що вимагає обмеження рівня реактивної енергії в системі електропостачання. Превищення лімітів реактивної потужності може призвести до неприпустимого зниження напруги. Взаємозв'язок між реактивною потужністю та величиною спаду напруги вимагає оцінки балансу, резерву і дефіциту реактивної енергії в системі.

Баланс реактивної потужності полягає у рівності реактивної енергії, що генерується і споживається, за умови допустимих знижень напруги в певних вузлах системи електропостачання. Рівняння балансу реактивної потужності має вигляд

$$Q_{\text{д}} = Q_{\text{с}} + Q_{\text{л}} + Q_{\text{т}}, \quad (1.12)$$

де  $Q_{\text{д}}$  – сумарне надходження реактивної енергії від джерел;

$Q_C$  – сумарне реактивне навантаження від споживачів;

$Q_L$  – сумарні втрати реактивної потужності в ЛЕП;

$Q_T$  – сумарні втрати реактивної потужності в силових трансформаторах електропостачальної системи, квар.

Враховуючи той факт, що процеси генерації та споживання реактивної енергії відбуваються одночасно, а всі складові правої частини рівняння (1.12) в реальних системах є змінними, баланс реактивної потужності при стабільній частоті струму досягається зміною спаду напруги. Коли реактивна потужність джерела живлення не покриває реактивну потужність споживачів при заданому рівні напруги, спостерігається спад напруги до значень, при яких встановлюється баланс реактивних потужностей. У випадку зміни співвідношення реактивних потужностей джерела та приймачів на протилежне відбувається підвищення напруги настільки, щоб знову встановився баланс реактивних потужностей. Це явище відоме як регулюючий ефект навантаження на напругу. Режими систем електропостання визначають, що регулюючий ефект виявляється лише коли зниження напруги не досягає критичного значення  $U_{кр}$ , яке для промислових систем електропостачання становить 75-85% від номінальної напруги  $U_{ном}$ . Зменшення напруги до  $U < U_{кр}$  може призвести до лавинного зменшення напруги, коли виникає тривалий перехідний процес, дисбаланс як в окремих вузлах, так і в усій енергосистемі. Для усунення лавинного спаду напруги і недопущення погіршення електропостачання споживачів створюють резерви реактивної потужності на електростанціях, відключають окремих споживачів, форсують збудження генераторів та ін.

Резерв реактивної потужності визначається як максимальне значення реактивної потужності, яке може бути додатково спожите в певному вузлі енергосистеми, за умови, що зберігаються припустимі рівні зниження напруги.

Дефіцит реактивної потужності визначається як мінімальне значення реактивної потужності, яке може бути компенсоване в певному вузлі

енергосистеми з урахуванням того, що коливання напруги, викликані зміною реактивної потужності, не перевищуватимуть визначених меж.

Загалом, враховуючи вищевикладене, можна зробити висновок, що економічно доцільно зменшувати реактивну потужність, яка перемикається між джерелами живлення та електроприймачами, з метою зменшення втрат і збитків, що виникають внаслідок вказаних вище явищ в компонентах енергосистеми.

## 1.2 Джерела і приймачі реактивної енергії

Реактивна потужність генерується реактивними елементами енергосистеми або навантаженнями із реактивним ємнісним (або активно-ємнісним) характером, тоді їх називають джерелами реактивної енергії із реактивною потужністю  $Q_C$ . Якщо ж елемент енергосистеми або навантаження має реактивний індуктивний (або активно-індуктивний) характер, тоді реактивна потужність споживається, і вони є приймачами реактивної енергії з реактивною потужністю  $Q_L$ .

### 1.2.1. Джерела реактивної енергії

Головним джерелом реактивної енергії для енергосистеми є генератори електростанцій – турбогенератори або гідрогенератори.

Турбогенератор представляє високообертову горизонтальну електричну машину з нерухомим статором і обертовим циліндричним неявнополюсним ротором. Ротор такого генератора знаходиться на одному валу (або жорстко чи пружно пов'язаний) із паровою або газовою турбіною і обертається з великою швидкістю.

Вітчизняна промисловість відповідно до стандартної промислової частоти 50 Гц виробляє переважно двополюсні (рідше чотириполюсні) турбогенератори з номінальною частотою 3000 об/хв із типовим рядом активної потужності 2,5; 4; 6; 12; 32; 63; 110; 160; 200; 300; 500; 800; 1000; 1200 МВт.

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

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

Гідрогенератор представляє тихохідний вертикальний електрогенератор, частота обертання ротора якого визначається оптимальною частотою обертання гідротурбіни і може знаходитися в діапазоні від 50 до 750 об/хв. Гідрогенератори виготовляються з такими номінальними значеннями  $\cos \varphi_{\text{ном}}$ :

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

При номінальному навантаженні реактивна потужність генератора визначається як

$$Q_{\text{ном}} = P_{\text{ном}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}}, \quad \text{або} \quad Q_{\text{ном}} = S_{\text{ном}} \cdot \sin \varphi_{\text{ном}}, \quad (1.13)$$

де  $P_{\text{ном}}$  – номінальна активна потужність генератора;

$S_{\text{ном}}$  – номінальна повна потужність генератора;

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}}$  – номінальний коефіцієнт реактивної потужності генератора.

Реактива потужність генератора залежить від розмагнічуючої дії реакції якоря генератора. Якщо реактивна потужність генератора перевищує його номінальне значення, для її зниження необхідно:

1. Збільшувати струм збудження генератора вище номінального значення, але нетривало, оскільки протягом тривалого часу це може призвести до перевантаження і перегрівання обмоток ротора й збудника.

2. Залишити струм збудження генератора на номінальному рівні. При збільшенні реакції якоря повна потужність генератора  $S$  буде меншою за її номінальне значення кВА:



$$S < S_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\cos \varphi_{\text{НОМ}}}. \quad (1.14)$$

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

3. Зменшити реактивну складову повної потужності, для забезпечення найбільш сприйнятливого режиму роботи генератора. Крім генераторів електричних станцій, джерелами реактивної енергії в енергосистемах є лінії електропередачі.

Оскільки, крім активної складової опору ЛЕП, мають місце й реактивні складові. У трипровідних мережах кожний фазний провід і земля, а в чотирипровідних – три фазні і один нейтральний провід та земля являють собою сукупність умовних конденсаторів ( $C_A, C_B, C_C, C_0$ ), через які протікає зарядний струм ЛЕП. Величина реактивної ємнісної потужності визначається за формулою

$$Q_C = b_0 \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot l, \quad (1.15)$$

де  $l$  - довжина ЛЕП, км;

$b_0$  - питома реактивна провідність ЛЕП, См/км.

Окрім генераторів електростанцій та ліній електропередач, інші, "природні" джерела реактивної енергії в енергосистемі відсутні. Тому для забезпечення балансу реактивної потужності цих джерел для покриття всіх реактивних навантажень частину реактивної потужності необхідно компенсувати. Приблизно 50% реактивної потужності в енергосистемі виробляють генератори на електростанціях, 25% - лінії електропередач, а ще 25% необхідно компенсувати для забезпечення балансу реактивної енергії.

### 1.2.1 Споживачі реактивної енергії

Приймачами реактивної енергії виступають як окремі елементи енергосистеми (силові трансформатори, реактори, ЛЕП), так і навантаження. Єдиною рисою всіх споживачів реактивної енергії є те, що за своїм фізичним принципом дії вони потребують створення магнітного поля, для чого і споживається реактивна енергія.

Споживання реактивної енергії розподілено між основними приймачами реактивної енергії приблизно в такому співвідношенні: силові трансформатори – 45%, асинхронні двигуни – 35%, електричні мережі – 13%, інші електроприймачі (індукційні та дугові печі, зварювальні трансформатори, перетворювальні установки, освітлювальні прилади з люмінесцентними лампами т ін.) – 7%. В промислості до основних споживачів належать асинхронні двигуни (60-65% реактивної енергії, що споживається) та трансформатори – 20...5%; інші приймачі – 10...15%.

Щорічно збільшується рівень реактивних навантажень в розподільчих електричних мережах від об'єктів комунальної інфраструктури, споруд та будівель суспільного призначення. Це особливо актуально для нових багатоповерхових будинків у містах з потужним регульованим електроприводом пасажирських і вантажних ліфтів, систем водопостачання, опалення та вентиляції, протипожежного захисту та ін. Великою мірою зростає споживання реактивної енергії також побутовими пристроями, такими як холодильники, кондиціонери, пральні машини, кухонні прилади, освітлювальні прилади із люмінесцентними лампами тощо. Коефіцієнт потужності багатьох із них не перевищує рівня  $\cos \varphi = 0,4...0,5$ . Окреме навантаження таких електроприймачів, як правило, невелике, але зважаючи на сумарне середнє навантаження таких електроприймачів в масштабах багатоповерхового будинку – де таких споживачів сотні й тисячі, фактичний коефіцієнт потужності на вводі в багатоповерховий будинок може бути меншим за  $\cos \varphi = 0,7$ .

Далі наведено аналіз функціонування основних приймачів реактивної енергії.

*Силові трансформатори.* Силовий трансформатор є споживачем реактивної енергії, оскільки принцип його дії ґрунтується на використанні явища електромагнітної індукції. В силових трансформаторах для створення магнітних потоків (основного і розсіювання) необхідна реактивна потужність  $Q_T$ , яку, як правило, представляють через дві основні складові:

$$Q_T = Q_0 + \Delta Q_T, \quad (1.16)$$

де  $Q_0$  – реактивна потужність у режимі неробочого ходу;

$\Delta Q_T$  – приріст споживання реактивної потужності трансформатора при заданому значенні його навантаження.

Реактивна потужність неробочого ходу дорівнює

$$Q_0 = I_0 U_{1\text{ном}} = \frac{I_0\%}{100\%} I_{1\text{ном}} U_{1\text{ном}} \approx \frac{I_0\% S_{\text{ном}}}{100\%}, \quad (1.17)$$

де  $I_0$  – струм первинної обмотки трансформатора в режимі неробочого ходу;

$I_{1\text{ном}}$  – номінальний струм первинної обмотки трансформатора;

$I_0\%$  – струм неробочого ходу трансформатора в відсотках від  $I_{1\text{ном}}$  (вказана в паспорті на трансформатор або у довідниках);

$U_{1\text{ном}}$  – номінальна напруга первинної обмотки трансформатора;

$S_{\text{ном}}$  – номінальна повна потужність трансформатора.

Приріст споживання реактивної потужності визначається як

$$\Delta Q_T = I_{1\text{ном}} u_k \beta_T^2 = \frac{u_k\%}{100\%} I_{1\text{ном}} U_{1\text{ном}} \beta_T^2 \approx \frac{u_k\% S_{\text{ном}}}{100\%} \beta_T^2 = \Delta Q_{\text{номТ}} \beta_T^2, \quad (1.18)$$

де  $\beta_T = I_1 / I_{1\text{ном}}$  - коефіцієнт навантаження трансформатора;

$u_k$  – напруга дослідного короткого замикання;

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

*Дугові сталеплавильні електронечі.* У дугових електропічних установках електрична енергія перетворюється на теплову завдяки горінню електричної

дуги, яка являє собою самостійний електричний розряд у газовому середовищі і супроводжується інтенсивним виділення тепла.

Потужність дугових електропічних установок складає від одиниць до десятків МВА. Споживання реактивної енергії в цих електроустановках відбувається в понижувальному пічному трансформаторі, реакторі і в короткій мережі.

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

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

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

*Напівпровідникові перетворювачі.* У промисловості набули широкого використання перетворювальні установки з використанням некерованих та керованих напівпровідникових вентилів, у яких відбувається перетворення змінного синусоїдного струму в постійний. Вентильні перетворювальні

установки є приймачами реактивної енергії, оскільки в них між основною (першою) гармонікою струму і напругою має місце кут зсуву фаз  $\varphi$ . У некерованих напівпровідникових перетворювачах величина реактивної потужності залежить від кута комутації вентилів  $\gamma$ . У керованих напівпровідникових перетворювачах реактивна потужність також залежить від кута комутації  $\gamma$ , але в них більший вплив на цей показник має кут відкриття вентилів  $\alpha$ . Причому збільшення цього впливу зростає зі збільшенням діапазону регулювання величини кута  $\alpha$ .

Величина реактивної потужності розраховується за формулами:

- для некерованих напівпровідникових перетворювачів:

$$Q_{\Pi} = P_{\Pi} \operatorname{tg} \varphi = P_{\Pi} \operatorname{tg} \frac{\gamma}{2}, \quad (1.19)$$

- для керованих напівпровідникових перетворювачів:

$$Q_{\Pi} = P_{\Pi} \operatorname{tg} \varphi = P_{\Pi} \operatorname{tg} \left( \alpha + \frac{\gamma}{2} \right), \quad (1.20)$$

де  $P_{\Pi}$  – активна потужність перетворювача;

$\varphi$  – кут зсуву фаз між векторами струму і напруги основної частоти.

### 1.3 Загальна характеристика організаційно-технологічних способів зниження реактивної потужності в електричних мережах

Існують способи компенсації реактивної потужності, які не поребують спеціальних технічних засобів, а отже і великих матеріальних витрат для їх реалізації. Ці заходи є пріоритетними, і лише коли їх ефективність буде недостатньою для бажаного рівня компенсації, повинні використовуватися додаткові технічні засоби штучної компенсації.

Зниження рівня споживання реактивної потужності споживачами можливо досягти шляхом впровадження організаційних та технологічних заходів. Організаційні заходи необхідно впроваджувати першочергово, оскільки вони майже не вимагають витрат. Оскільки основними споживачами реактивної

потужності є асинхронні двигуни, трансформатори та напівпровідникові перетворювачі, то необхідно прагнути до наступного:

- забезпечення раціональної схеми електропостачання за рахунок зменшення кількості трансформаторів між джерелом і споживачами на стадії проектування, будівництва нових мереж та при реконструкції діючих;

- вирівнювання графіків електроспоживання і поліпшення енергетичного режиму роботи силового електрообладнання;

- заміна на менш потужні або відключення частини силових трансформаторів що завантажені менше ніж на 30%, відключення одного із двох трансформаторів, що працюють паралельно. В неробочі години доби та у неробочі дні, коли навантаження значно знижується, відключення одного з двох трансформаторів дозволяє суттєво зменшити втрати реактивної потужності;

- правильний вибір потужності та виду електродвигунів для електроприводу. Максимальне значення  $\cos \varphi$  асинхронних двигунів набувають при їх завантаженні 75...100% від номінальної потужності. Якщо дозволяє технологічний процес, умови навколишнього середовища, вимоги до пуску та регулювання швидкості, рекомендується надавати перевагу асинхронним двигунам з короткозамкненим ротором, а не з фазним ротором; швидкісним двигунам, а не тихохідним; одно-, а не багатошвидкісним; відкритого або захищеного, а не закритого виконання;

- заміна асинхронних двигунів, завантажених менше ніж на 70% від номінальної потужності, менш потужними. У більшості випадків стандартний ряд потужностей асинхронних двигунів напругою до 1 кВ, що виготовляються промисловістю в даний час, дозволяє обрати інший двигун;

- якщо асинхронний двигун з напругою до 1 кВ завантажений менш ніж на 40% номінальної потужності перемикати обмотки його статора зі схеми «трикутник» на схему «зірка», якщо заміна недовантаженого двигуна на менш потужний є складною і дорогою (двигун є вбудованим у робочий механізм).

Якщо статорні обмотки асинхронного двигуна змінюють зі схеми "трикутник" на "зірку", то напруга на них зменшується в корінь із трьох рази, що призводить до значного зниження струму намагнічення та, відповідно, реактивної потужності. Проте, важливо враховувати, що при такому перемиканні обертовий момент на валу електродвигуна зменшується втричі, що може суттєво погіршити його пускові та перевантажувальні характеристики.

- зменшення часу неробочого ходу двигунів та зварювальних трансформаторів. Реактивна потужність для більшості асинхронних двигунів в режимі неробочого ходу становить 60...70% реактивної потужності при номінальному навантаженні. Якщо тривалість неробочого ходу більше 10 с, доцільно відключати електродвигун від мережі, що забезпечує зменшує споживання як реактивної, так і активної енергій. Для цього використовують обмежувачі неробочого ходу;

- заміна асинхронних двигунів синхронними. Синхронні двигуни, крім перетворення електричної енергії в механічну, паралельно забезпечують і підвищення коефіцієнта потужності мережі і мають більш високий ККД. 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 пуску та обслуговування в експлуатації;

- удосконалення схем напівпровідникових перетворювачів. Зменшення реактивної потужності напівпровідникових перетворювачів може бути досягнутим зменшенням кута комутації вентилів, кута відкривання вентилів і меж його регулювання, асиметрією керування вентилями, використанням штучної комутації з конденсаторами. Ефективність використання конденсаторів у таких схемах є набагато більшою, аніж при їх вживанні як компенсаторів реактивної енергії.

На сам кінець зазначимо, що дані заходи використовуються безпосередньо до конкретних споживачів і їх ефективність є обмеженою. Тому на великих підприємствах у вузлі приєднання використовуються сучасні швидкодіючі коректори коефіцієнта потужності – компенсатори реактивної потужності, які будуть розглянуті у подальшому.



## 2 ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

2.1 Загальна характеристика методів і технічних засобів компенсації реактивної потужності в електричних мережах

В історичному аспекті компенсувальні пристрої реактивної потужності в енергосистемах з часом набували все більшої різноманітності та технічної складності. На перших етапах розвитку енергетичних систем, коли вони являли собою локальні мережі, баланс не тільки активної, а й реактивної потужності забезпечували генератори електростанцій, які виготовляли з номінальним коефіцієнтом потужності на рівні  $\cos \varphi = 0,6$ .

Під час об'єднання електростанцій в єдину електроенергетичну систему для локальних реактивних навантажень застосовують спеціальні синхронні машини – синхронні компенсатори, а також використовують компенсувальну здатність синхронних двигунів, які разом становлять в класифікації окремий клас – динамічні компенсувальні пристрої.

Також у вузлах мереж із дефіцитом реактивної потужності починають застосовувати конденсаторні батареї (переважно на низькій напрузі), а в місцях її надлишку – шунтові реактори (для довгих ліній енергосистем). Ці два типи компенсувального обладнання називаються нерегульованими статичними компенсувальними пристроями.

Подальший розвиток техніки компенсувальних пристроїв ґрунтується на використанні конденсаторних батарей та реакторів з різноманітними схемами їх сполучень та застосуванням різних принципів регулювання.

Класифікацію компенсувальних пристроїв за різними ознаками зображено на рис. 2.1 За цією класифікацією розглянуто їхні конструкції, принцип дії, основні техніко-економічні показники, переваги та недоліки.



Рисунок 2.1 – Класифікація компенсувальних пристроїв [10]

На етапі проектування і в процесі експлуатації систем електропостачання промислових підприємств, однією з ключових задач є компенсація реактивної потужності. Це включає в себе вибір оптимальних джерел електроенергії, розрахунок і регулювання їх потужності, а також розташування в електричній мережі (див. рис. 2.2).

Реактивна потужність в електричних мережах викликає додаткові активні втрати (на покриття яких витрачається енергія генераторів) і втрати напруги, що погіршує роботу споживачів. У деяких випадках реактивна потужність може

значно перевищувати активну потужність, що призводить до збільшенні реактивної струми і спричиняє перевантаження генераторів.

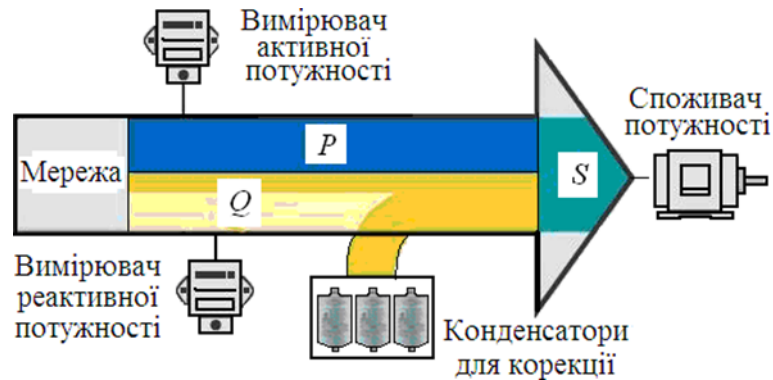


Рисунок 2.2 – Розподіл потужностей у системі електропостачання

Вибір оптимального варіанта зменшення реактивної потужності потребує техніко-економічних обґрунтування, яке повинно відповідати інтересам як електропостачальних систем, так і споживачів електроенергії.

Коефіцієнт потужності електротехнічної установки залежить від характеру приєднаних приймачів електричної енергії, а іноді й від коефіцієнта навантаження. Наприклад, лампи розжарювання мають  $\cos \varphi = 1$ ; трифазні асинхронні двигуни залежно від режимів роботи –  $\cos \varphi = 0,1 \dots 0,93$ ; освітлювальні установки з люмінесцентними лампами –  $\cos \varphi = 0,85 \dots 0,95$ . Знижений коефіцієнт потужності приймачів електроенергії збільшує максимальну розрахункову повну потужність живильної трансформаторної підстанції:

$$S_{\max \text{ calc}} \geq \frac{P_{\text{calc}}}{\cos \varphi}, \quad (2.1)$$

де  $P_{\text{calc}}$  – розрахункова активна потужність приймача електроенергії.

При цьому розрахунковий струм трифазного навантаження

$$I_{\text{calc}} = \frac{P_{\text{calc}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad (2.2)$$

збільшується, а отже і експлуатаційні витрати, що обумовлені потужністю втрат енергії в мережі

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot I_{calc}^2 = \frac{R \cdot P_{calc}^2}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi}, \quad (2.3)$$

де  $R$  – активний опір однієї фази трифазної електричної мережі;

$U$  – лінійна напруга мережі.

Згідно (2.3) загальні втрати активної потужності в мережі обернено пропорційні квадрату коефіцієнта потужності. Отже якщо мережею передається одна й та сама активна потужність, при зменшенні коефіцієнту потужності з 1 до 0,85, активні втрати зростають в  $1/0,8522 = 1,38$  рази. Таке збільшення активних втрат вимагає збільшення маси проводів в 1,18 рази, або майже на 1/5 більше необхідної маси проводів за умов відсутності перетікання реактивної потужності.

В контексті генерації та споживання енергії між реактивною та активною потужністю існує значна різниця. Активна потужність генерується електростанціями та використовується споживачами, такими як асинхронні двигуни, трансформатори та повітряні лінії, які у свою чергу також є споживачами реактивної потужності.

Реактивна ж потужність виробляється генераторами на електростанціях, синхронними компенсаторами, синхронними двигунами, батареями конденсаторів, тиристорними джерелами реактивної потужності і лініями ЛЕП. З приймачів електричної енергії трифазні асинхронні двигуни споживають 65...70% всієї реактивної потужності підприємства; трифазні трансформатори системи електропостачання – 15...25 %; повітряні лінії, індукційні печі, реактори, люмінесцентні лампи та інші приймачі електричної енергії – 5...10 %.

Локалізація генерації реактивної потужності є економічно недоцільною оскільки:

1) при перетоках значних обсягів реактивної енергії виникають додаткові втрати активної потужності в мережі. Втрати активної потужності дорівнюють

$$\Delta P = \Delta P_{ad} + \Delta P_{Qcalc}, \quad (2.4)$$

де  $\Delta P_{ad}$  – втрати активної потужності в мережі;

$\Delta P_{Qcalc}$  – розрахункові втрати, що викликані реактивною потужністю;

2) виникають додаткові втрати напруги, що особливо суттєві в районних мережах, тобто

$$\Delta U = \Delta U_P + \Delta U_{Qcalc}, \quad (2.5)$$

де  $\Delta U_P$ ,  $\Delta U_{Qcalc}$  – втрати напруги, обумовлені активною та реактивною потужностями;

3) навантаження реактивною потужністю промислових розподільчих мереж і трансформаторів знижує їх пропускну спроможність, що вимагає збільшення перерізів проводів повітряних і кабельних ліній.

Різкозмінні та нелінійні навантаження, які стають більш поширеними у мережах, призводять до підвищеного споживання реактивної потужності. Для компенсації цього явища та забезпечення необхідної якості електричної енергії при різкозмінному навантаженні використовуються спеціальні пристрої, такі як фільтрокомпенсувальні (ФКП) і фільтросиметрувальні (ФСП) пристрої. Ці пристрої призначені для фільтрації вищих гармонік у вхідній мережі та забезпечення симетрії напруги по фазах. Це важливо для зменшення несиметрії і несинусоїдності форми кривих струму і напруги, що може виникати при роботі з різкозмінними навантаженнями. ФКП і ФСП пристрої грають ключову роль у підтримці стабільності та надійності систем електропостачання в умовах збільшеного використання таких типів навантажень.

На енергоємних виробництвах застосовуються переважно фільтрокомпенсувальні установки для зменшення реактивного опору  $LC$ -кіл близько до нуля, і шунтування головної електричної мережі (на частоті заданої гармоніки). Сучасні конструкції ФКУ наведено на рис. 2.3.

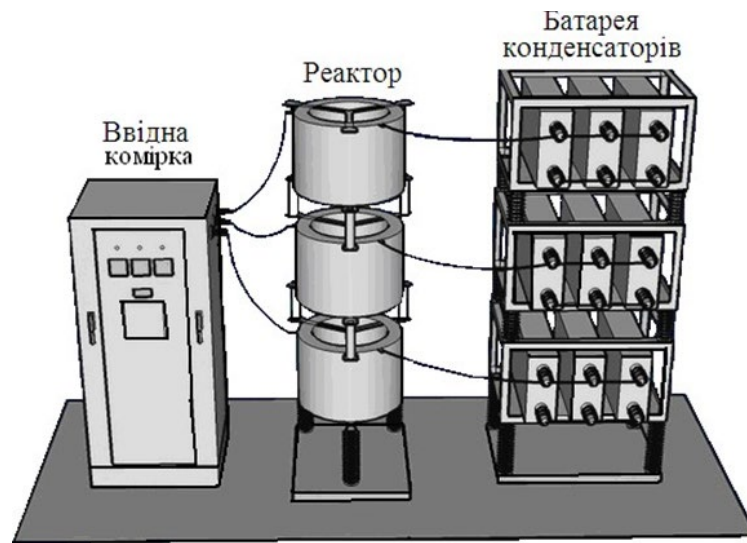


Рисунок 2.3 – Комплекс фільтрокомпенсуючого пристрою

Фільтрокомпенсуючі пристрої (рис. 2.4 і 2.5) – це  $LC$  ( $RLC$ ) електричні кола, налаштовані на режим резонансу струмів або напруг на певній частоті, що кратна частоті основної гармоніки.

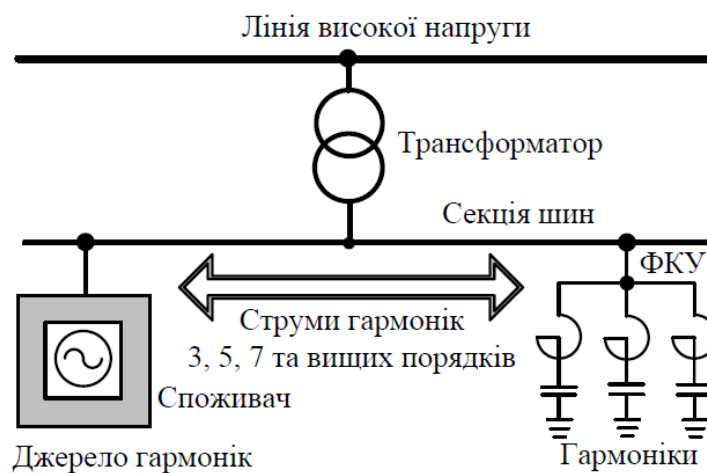


Рисунок 2.4 – Принципова схема розташування ФКУ в мережі [10]

Електричне коло компенсуючого пристрою ФКУ (рис. 2.5) містить тиристорний перетворювач (ТП), компенсуючий пристрій (КП); енергетичний фільтр (Ф);  $\nu$  – номер гармоніки ( $\nu = 5, 7, 11, 13\dots$ ).

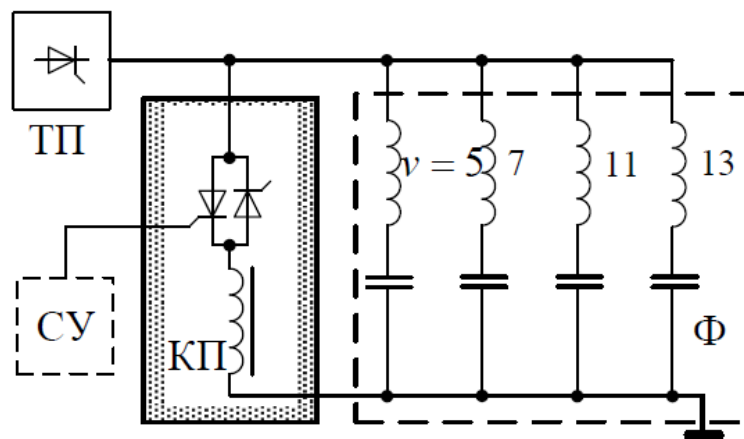


Рисунок 2.5 – Принципова електрична схема підключення компенсуючого пристрою до тиристорного перетворювача [10]

Симетрія фазних напруг в трифазних електричних мережах підтримується системою управління (СУ), що регулює кути вимикання тиристорів КП. Кількість паралельних ланок фільтру визначається вимогами до якості енергії в мережі. У реальних умовах використання пристроїв ФКП і ФСП призводять до збільшення капітальних витрат і до додаткової витрати електричної енергії.

Для встановлення балансу між споживанням і генерацією реактивної потужності в електричних мережах використовують генератори електростанцій і синхронні двигуни, а також додатково встановлюються компенсуючі пристрої, такі, як синхронні компенсатори, батареї конденсаторів і спеціальні статичні джерела реактивної потужності.

## 2.2 Устаткування для компенсації реактивної потужності і підвищення коефіцієнта потужності в електричних мережах

У ході експлуатації електроустановок в електричних мережах можливі коливання та всплески реактивної потужності. Це викликає значне збільшення реактивних струмів і призводить до перевантаження генераторів і трансформаторів. Виключення цих перевантажень і нормалізація коефіцієнта потужності електричних установок потребує компенсації реактивної потужності

(КРП). КРП сприяє зростанню ККД енергосистеми за рахунок розвантаження її елементів від реактивних струмів. В результаті поліпшується якість електроенергії та забезпечується її раціональне використання у приймачах і установках споживачів електроенергії. Компенсувальні пристрої обираються на основі технікоекономічного порівняння різних варіантів, які підходять енергопостачальній компанії в залежності від графіків добих режимів.

Динамічними компенсувальними пристроями є синхронні компенсатори і синхронні електродвигуни. Синхронні компенсатори – це синхронні електродвигуни полегшеної конструкції, які експлуатуються без навантаження на валу. У залежності від струму збудження синхронної машини вони можуть працювати як у режимі генерування (при перезбудженні компенсатора), так і в режимі споживання реактивної потужності (при недозбудженні). Синхронні компенсатори, що встановлені на підстанції, показано на рис. 2.6.



Рисунок 2.6 – Зовнішній вигляд синхронних компенсаторів на підстанції

Промисловість виробляє синхронні компенсатори з номінальною потужністю 5 000-160 000 кВА. Їх перевагами є:



- позитивний регулюючий ефект, коли при зменшенні напруги у мережі потужність компенсатора, що генерується, збільшується;
- можливість плавного й автоматичного регулювання генерованої реактивної потужності, що підвищує стійкість мережі;
- висока термічна та електродинамічна стійкість обмоток компенсатору при КЗ.

Недоліками синхронних компенсаторів є:

- складність конструкції (порівняно з батареями конденсаторів) і високий рівень акустичного шуму при роботі;
- високі втрати активної потужності, які при повному навантаженні залежно від номінальної потужності знаходяться в діапазоні 0,01...0,03 кВт/квар (рис. 2.7);
- значне збільшення питомої вартості синхронних компенсаторів при зменшенні їх номінальної потужності, що дає можливість використання їх лише на великих ТП. Так, наприклад, на одній з ТП великого металургійного заводу встановлено декілька компенсаторів потужністю по 50 тис. квар.

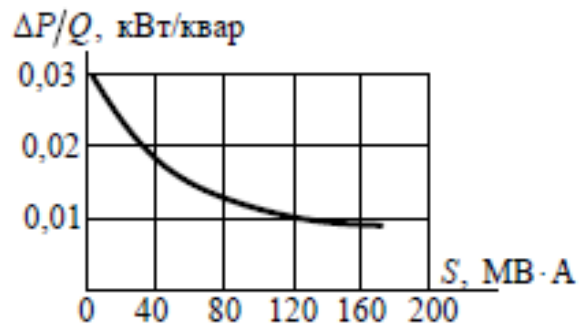


Рисунок 2.7 – Втрати активної потужності в синхронних компенсаторах [10]

Синхронні електродвигуни (рис. 2.8) призначені для різних систем електроприводу і в залежності від режиму роботи можуть виступати генераторами ємнісної реактивної потужності, значення якої залежить від навантаження двигуна, його напруги та інших факторів.



Рисунок 2.8– Зовнішній вигляд синхронного електродвигуна

Рациональний режим збудження синхронного двигуна визначається рівнем додаткових втрат активної потужності на генерацію реактивної потужності, які залежать від його номінальної потужності і частоти обертання. Наприклад, для електродвигунів на напругу 6 кВ втрати потужності при номінальному навантаженні лежать в межах 0,009...0,054 кВт/квар (рис. 2.9).

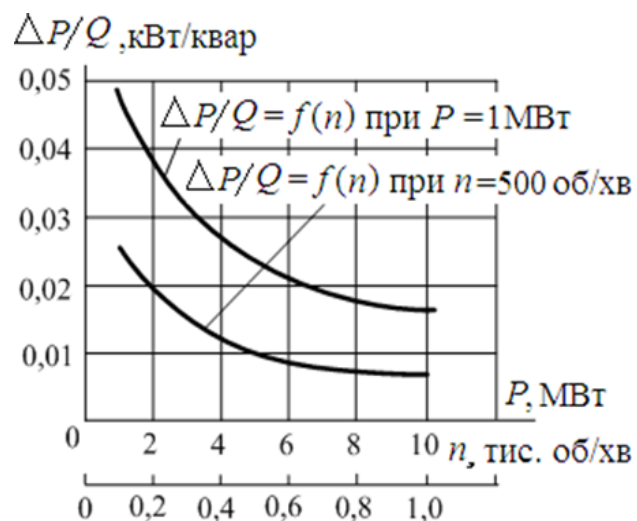


Рисунок 2.9 – Залежність втрат потужності в синхронних двигунах від номінальних активної потужності  $P_{\text{ном}}$  і частоти обертання  $n$  [10]

Наведені залежності показують, що зниження значення номінальної потужності і частоти обертання синхронного двигуна суттєво збільшуються втрати в електродвигуні на генерацію реактивної потужності.

У статичних компенсуючих пристроях основними компонентами виступають конденсатори і дроселі, що, є, накопичувачами енергії відповідно в електричному і магнітному полях.

Данні конденсатори вживаються в мережах із потужними навантаженнями, наприклад, в електроприводах безперервних і обтискних прокатних станів, дугових сталеплавильних пічах та ін., які мають різкозмінне навантаження. Коливання реактивної потужності в таких споживачах призводять до значних коливань напруги в мережі та викликає значні спотворення струмів і напруг. Тому до компенсувальних пристроїв пред'являються жорсткі вимоги:

- висока швидкодія зміни реактивної потужності;
- достатній діапазон регулювання реактивної потужності;
- мінімальні спотворення напруги живлення.

Конденсатори – електротехнічні пристрої з високою електричною ємністю, джерела реактивної ємнісної потужності (еквівалент перезбудженому синхронному компенсатору).

Силкові конденсатори (рис. 2.10) виготовляють на номінальну напругу 0,6 кВ і потужність 12,5-50 кВА у трифазному або однофазному виконанні, а на 1050 В і вище потужністю 25-100 кВА – в однофазному виконанні.

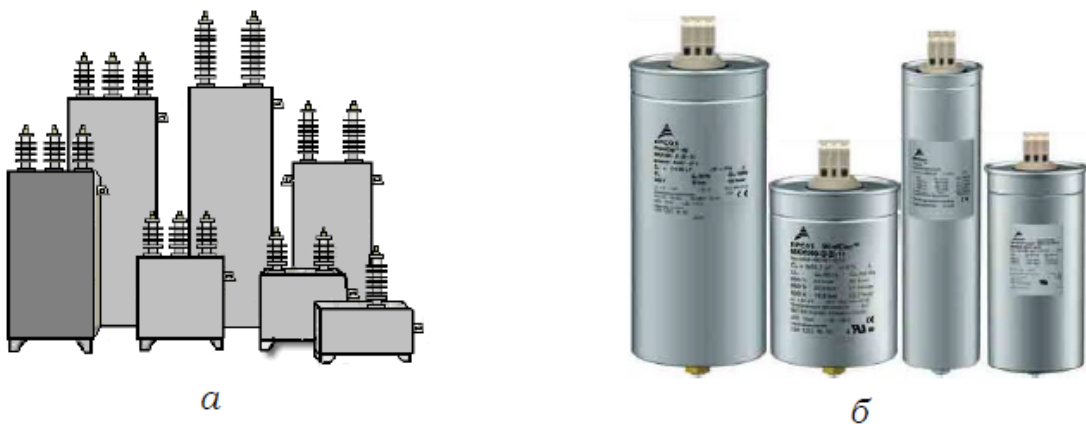


Рисунок 2.10 – Варіанти потужних (а) і малопотужних (б) конденсаторів

Конденсатори за послідовно-паралельними схемами з'єднуються в батареї конденсаторів (БК), де набирається необхідна ємність а отже і реактивна потужність компенсатора, який ділиться на секції. Електрична схема БК визначається характеристиками конденсаторів і режимом роботи мережі. З метою найбільшого розвантаження мережі від реактивної потужності і компенсації втрати напруги в ній необхідно БК підключати у вузли мережі в безпосередній близькості до реактивних навантажень.

Електротехнічна промисловість зараз виготовляє комплектні регульовані конденсаторні установки на номінальну напругу 0,4 кВі потужність 150-750 кВА (1-5 секцій по 150 кВА) і нерегульовані на напругу 6-10 кВ, потужністю 300-1125 кВА з кроком 150 кВА. Установки конденсаторів бувають індивідуальні, групові і централізовані. Приклад батарей силових конденсаторів, установлених на електричній підстанції, наведено на рис. 2.11.



Рисунок 2.11 – Зовнішній вигляд силових конденсаторів на підстанції

Індивідуальні установки конденсаторів застосовують переважно в мережах з напругою до 0,6 кВ, в яких конденсатори приєднують наглухо до

затискачів приймача. У цього варіанта є істотний недолік, а саме – з вимиканням приймача електроенергії відключаються і конденсатори.

При груповому виконанні конденсаторів вони підключаються до розподільчих пунктів мережі, тоді ефективне використання встановленої потужності конденсаторів збільшується. При централізованому використанні БК приєднують на вході трансформаторної підстанції підприємства. Ефективність використання встановленої потужності БК в цьому випадку є ще більш високим.

Стандартно БК вмикають у трифазну мережу при з'єднанні секцій конденсаторів за схемою «трикутник» (рис. 2.12). Пристрій малопотужної БК для низьковольтної мережі наведено на рис. 2.13.

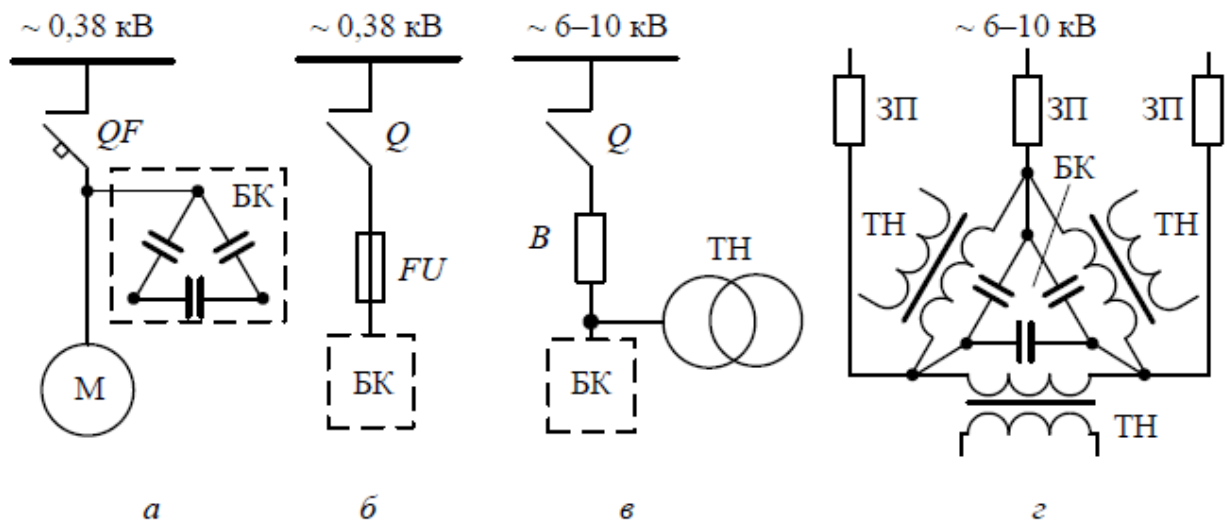


Рисунок 2.12 – Схеми підключення блока конденсаторів для компенсації реактивної потужності мережі ( $QF$  – автоматичний вимикач;  $Q$  – рубильник;  $FU$  – топкий запобіжник; ТН – трансформатор напруги;  $B$  – високовольтний вимикач; ЗП – високовольтний запобіжник):  $a$  – через загальний автоматичний вимикач;  $b$  – через рубильник і запобіжник, що забезпечують незалежність роботи від БК приймача енергії;  $v$  – через рубильник і вимикач;  $z$  – підключення через високовольтний запобіжник



Рисунок 2.13 – Зовнішній вигляд БК на напругу до 1 000 В

Після відключення БК для усунення перенапруг необхідний автоматичний розряд накопиченої енергії БК на резистори.

Перевагами БК є:

- невеликі втрати активної потужності (0,0025...0,005 кВт/квар);
- простота експлуатації (немає рухомих частин);
- простота монтажних робіт (мала маса, не потребує фундаментів і укріплення);
- можливість установки у будь-якому сухому приміщенні.

Недоліками БК є:

- залежність генерованої реактивної потужності від напруги;
- чутливість до спотворень напруги;
- недостатня міцність при КЗ і перенапругах.

Конденсатори виконують корекцію коефіцієнта потужності в тільки мережах з індуктивними навантаженнями – створюють необхідне випередження по фазі струму відносно напруги, яке компенсує відставання по фазі індуктивних навантажень. БК для підвищення коефіцієнта потужності в мережах, повинні мати запас електричної міцності для витримування пікових струмів від



комутацій. Для корекції коефіцієнта потужності також використовуються програмовані мікропроцесорні контролери (рис. 2.14), що виконують функції вимірювання, контролю та керування різними енергетичними процесами в мережах як в автономному режимі, так і у складі розподільчих систем.



Рисунок 2.14 – Зовнішній вигляд програмованого мікропроцесорного контролеру

Контролер обробляє інформаційні сигнали від трансформатора струму, та подає команди для регулювання потужності компенсації БК, підключаючи-відключаючи окремі секції БК. При цьому реалізується максимальне завантаження БК, мінімізація кількості комутацій, а отже підвищення ресурсу БК.

Дроселі (рис. 2.15) призначені для розподільчих мереж з ємнісною складовою реактивної потужності де виникають спотворення напруги, пов'язані з роботою нелінійних навантажень, таких як напівпровідникові перетворювачі. Підключення дроселя послідовно з коригувальним конденсатором знижує частоту резонансу в електричній мережі і мінімізує ризики аварійних перевантажень.



Рисунок 2.15 – Зовнішній вигляд трифазного дрoселя

Для зменшення ємнісної складової реактивної енергії в мережах застосовуються також індуктивні реактори (рис. 2.16).



Рисунок 2.16 – Зовнішній вигляд шунтувальних реакторів для компенсації реактивної ємнісної потужності

Переважно їх використовують для компенсації наведеної ємнісної потужності, що генерується в довгих повітряних ЛЕП. Пристрої для фільтрації вищих гармонік і компенсації реактивної потужності забезпечують нормалізацію показників якості електроенергії, а саме коефіцієнта спотворення синусоїдальної форми кривої напруги і коефіцієнта  $v$ -ої гармонічної складової у вузлах приєднання нелінійних споживачів до мереж загального призначення.



На рис. 2.17 наведено зовнішній вигляд пристрою фільтрації гармонік і компенсації реактивної потужності живлячої мережі змінного струму електрифікованих залізниць на напругу 27,5 кВ. Силова установка містить три конденсаторно-реактивні елементи, що з'єднуються послідовно і налаштовані на певну частоту. Структура і зміст цієї установки у цілому аналогічні тим, що наведені на рис. 2.4 і 2.5.



Рисунок 2.17 – Зовнішній вигляд силової установки фільтрації гармонік та компенсації реактивної потужності

Переваги статичних індуктивних КУ аналогічні вказаним раніше для конденсаторів, а також можна додати можливість їх 4-кратного перевантаження.

Їх недоліками є:

- генерування вищих гармонік при глибокому регулюванні реактивної потужності, що може викликати резонанс на частоті 1 кГц і пошкодження конденсаторів в мережі;
- необхідність додаткового регульованого дроселя або тиристорного регулятора для зміни індуктивності та потужності.

Нелінійні навантаження (тиристорні перетворювачі, дугові та індукційні печі) вносять значні спотворення в мережеву напругу, що викликає додаткові

втрати в електричних машинах, трансформаторах і мережах, погіршує компенсацію реактивної потужності, знижує ресурс ізоляції електрообладнання, створює завали пристроям автоматики, телемеханіки і зв'язку, знижує точність вимірювання приладів.

Усунення цих проблем дозволяють реалізувати так звані активні фільтри, що представляють собою напівпровідникові тиристорні компенсатори реактивної потужності (ТКРП) – які дозволяють компенсувати різкозмінні навантаженні та вищі гармоніки в мережах в широкому частотному діапазоні, та дозволяють регулювати характер реактивної потужності в широких межах. ТКРП включає напівпровідниковий стабілізатор потужності компенсувальних реакторів і фільтрів гармонік. Зовнішній вигляд такої установки представлено на рис. 2.18, її структура і схема подібні наведеній на рис. 2.5.



Рисунок 2.18 – Зовнішній вигляд тиристорного компенсатора реактивної потужності

### 3 РЕГУЛЮВАННЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ КОМПЕНСУВАЛЬНИХ ПРИБОРІВ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

#### 3.1 Загальна характеристика методів регулювання реактивної потужності в електричних мережах

Режим системи електропостачання залежить від схем і параметрів мережі, навантаженням у вузлах, режимів регулювання і компенсації в мережі. Економічні режими систем електропостачання потребують регулювання реактивної потужності КУ, тобто застосування динамічної компенсації.

Простим і досить ефективним способом регулювання потужності КУ є керування за часом. Регулювання реактивної потужності БК може здійснюватися ступенево (дискретно), шляхом поділу батарей на частини (рис. 3.1), або плавно (неперервно). Чим більша кількість ступеней регулювання БК, тим більша точність регулювання і наближеність до плавного, але тим складніше і дорожче компенсатор.

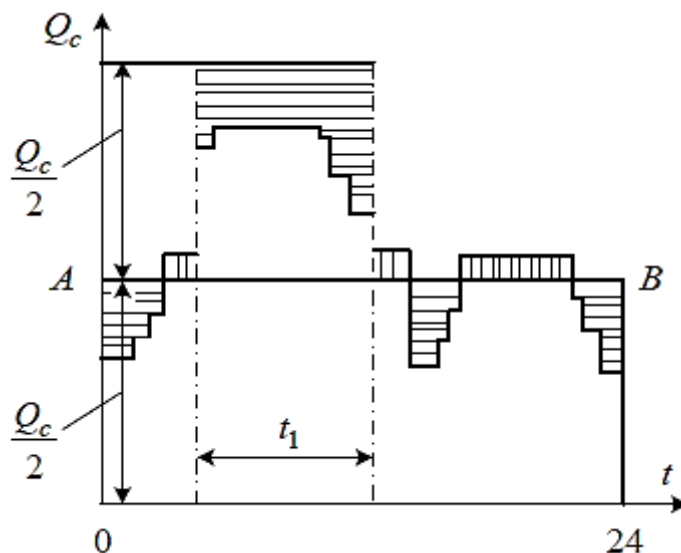


Рисунок 3.1 – Добовий графік регулювання реактивного потужності БК

Лінія  $AB$  на рис. 3.1 відображає стан БК, коли половина його номінальної потужності  $Q_c / 2$  увімкнена постійно, а інша половина вмикається відповідно до існуючого графіку навантаження на час  $t_1$ . Це найпростіший приклад двуступеневого регулювання. У конкретних випадках це регулювання здійснюють залежно від графіка навантаження, схеми та обладнання підстанції. Кожна секція батареї може працювати окремо на своє навантаження або обидві секції працюють одночасно.

Можливе ручне або автоматичне ступеневе регулювання БК. За наявності на підстанції чергового персоналу або телемеханічного керування у системі електропостачання автоматизація цього процесу не має істотних переваг. На підстанціях без обслуговуючого персоналу, автоматизація роботи БК є необхідністю.

До недоліків ступеневого регулювання КУ у порівнянні із плавним регулюванням можна віднести:

- робота протягом деякого часу з недокомпенсацією або перекомпенсацією реактивної потужності (штрихована зона на рис. 3.1);
- ускладнення КУ додатковою комутаційною апаратурою.

Автоматизація керування режимами КУ здійснюється за замкнутою або розімкнутою схемами впливу (рис. 3.2). Якщо параметр регулювання не залежить від потужності КУ або суттєво не змінюється із її зміною, то функціональна структура схеми керування буде розімкнутою схемою впливу (рис. 3.2, а). Задаючий орган (ЗО) при цьому реагує на параметр регулювання та після досягнення ним опорної величини  $X_{оп}$  впливає через виконавчий орган (ВО) на об'єкт (О).

У випадку для рис. 3.1 одна секція БК увімкнена постійно, а інша може вмикатися автоматично на час  $t_1$  часовим програмним пристроєм.

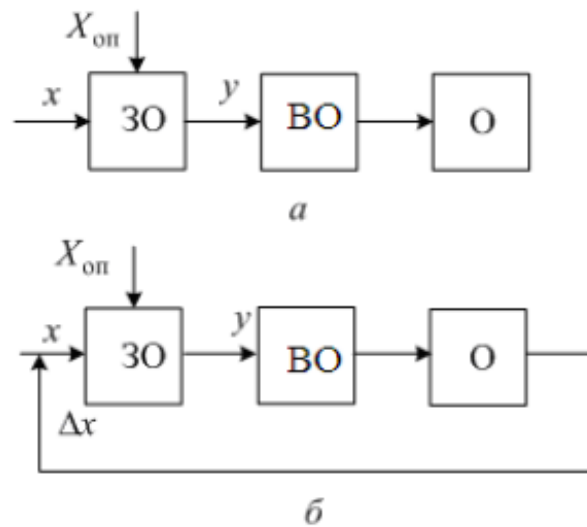


Рисунок 3.2 – Структурно-функціональна схема регулювання КУ із розімкнутою (а) та замкнутою (б) схемами впливу [10]

В якості параметру регулювання, крім часу, також використовують напругу або струм фіксованої ділянки електричної мережі. Таке керування режимом КУ використовують для одно- або двосекційних БК, коли їх робота здійснюється у режимі «увімкнено-вимкнено» (або «увімкнена-вимкнена» одна секція).

Якщо параметр регулювання або їх комбінація суттєво залежать від режиму роботи КУ, то використовується структура схеми керування із замкнутим електричним колом впливу (рис. 3.2, б). в такому разі виконавчий орган реагує на відхилення параметра регулювання  $x$  від опорного параметра  $X_{оп}$ . Для відновлення контрольованого параметра регулюючий вплив  $y$  надходить на виконавчий орган ВО, що являє собою комутуючий апарат секцій БК або автоматичний регулятор збудження синхронного електродвигуна.

Зміна потужності КУ змінює параметр регулювання на величину  $\Delta x$ . У результаті утворюється замкнутий цикл впливу, який діє до відновлення параметра регулювання. Таке регулювання генерованої реактивної потужності застосовують для багатосекційних БК і синхронних двигунів. Наприклад, потужність багатосекційної БК змінюється відповідно до зміни реактивного навантаження вузла системи електропостачання.

### 3.2 Регулювання реактивної потужності синхронними двигунами і компенсаторами

Синхронний двигун (СД), як будь-яка синхронна машина залежно від значення струму збудження може генерувати або споживати реактивну потужність. Доцільність використання СД для компенсації визначається на основі економічного порівняння з іншими засобами компенсації, передусім з БК.

У промисловості СД використовуються в якості приводу потужних механізмів з тривалим режимом роботи – насосів, вентиляторів, компресорів, транспортерів тощо. СД випускають з випереджувальним номінальним коефіцієнтом потужності на рівні 0,9, тому їх можна застосовувати як джерела реактивної потужності (ДРП). Технічна можливість використання СД для компенсації обмежена максимальним рівнем генерованої їм реактивної потужності без порушення умов нагрівання обмоток та магнітопроводів двигуна.

Умови роботи СД визначаються наступними параметрами:

- коефіцієнтом завантаження за активною потужністю

$$\beta = P / P_{\text{н}};$$

- коефіцієнтом завантаження за реактивною потужністю

$$\alpha = Q / Q_{\text{н}};$$

- відносним значенням напруги на двигуні

$$U^* = U / U_{\text{н}},$$

де  $P$ ,  $Q$ ,  $U$  – фактичні значення активної та реактивної потужностей і напруги двигуна;  $P_{\text{н}}$ ,  $Q_{\text{н}}$ ,  $U_{\text{н}}$  – номінальні значення цих величин.

За умов відхилення від номінального режиму СД значення його реактивної потужності визначають як

$$Q_{\text{м}} = \alpha_{\text{м}} \cdot Q_{\text{н}},$$

де  $\alpha_{\text{м}}$  – коефіцієнт максимального завантаження, який залежить від завантаження СД активною потужністю та відносної напруги на двигуні  $U^*$

$$\alpha_{\text{м}} = f(\beta, U^*).$$

На рис. 3.3 наведено вигляд цих залежностей для СД типу СДН-18-71-12 потужністю 6300 кВт та номінальною напругою 6,3 кВ.

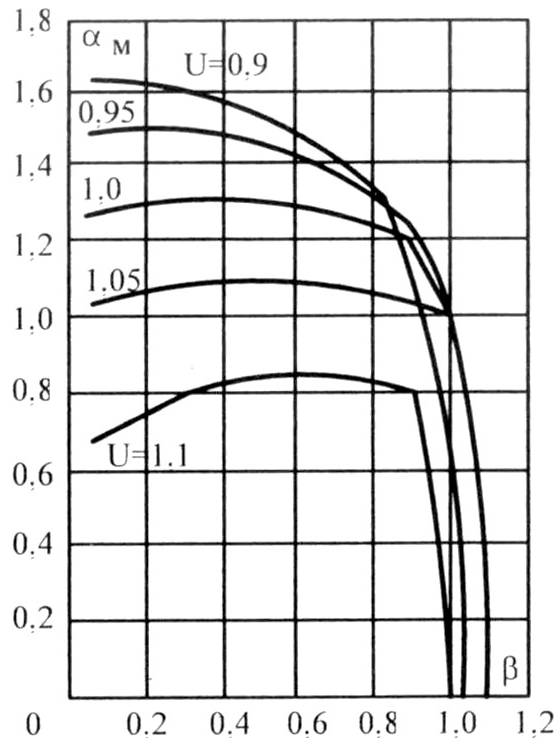


Рисунок 3.3 – Залежності коефіцієнта максимального завантаження реактивною потужністю від коефіцієнта завантаження активною потужністю  $\beta$  для двигуна СДН-18-71-12 для різних відносних значень напруги [10]

Регулювання реактивної потужності в системних мережах також здійснюється синхронними компенсаторами (СК), а застосування їх в промислових і локальних мережах дозволяється лише оператором енергосистеми. СК є дуже ефективними регульованими компенсаторами, володіють великим діапазоном регулювання від номінального значення  $Q_{\text{ном}}$  в режимі генерації до (50...60%)  $Q_{\text{сп}}$  в режимі споживання. При аварійних режимах (КЗ), коли в мережі є значний дефіцит реактивної потужності, СК здатні на короткий час існування режиму КЗ в декілька разів збільшити генерування реактивної потужності, тобто здійснити так зване "форсування" і знизити струм

КЗ до спрацювання основного захисту, що значно збільшує динамічну стійкість енергосистеми. Але є і недоліки СК, до яких можна віднести:

- 1) висока вартість, значні питомі втрати активної потужності;
- 2) складність експлуатації, необхідність приміщень олійного господарства, потреба в системах водяного охолодження, а при водневому охолодженні – потреба у складному газовому господарстві;
- 3) інерційність та недостатня швидкість регулювання в мережах з ударними навантаженнями (прокатні реверсивні стани, тощо);
- 4) для надпотужних СК є проблеми з перетоком реактивної потужності через третинні обмотки автотрансформаторів.

Переваги СД в технічному плані є практично такими ж як і у СК, але основним недоліком є великі витрати активної потужності на генерацію реактивної енергії. Доцільність використання СД для компенсації визначається на основі техніко-економічних розрахунків.

### 3.3 Регулювання реактивної потужності статичними тиристорними компенсаторами

Статичні тиристорні компенсатори (СТК) призначені для компенсації реактивної потужності і стабілізації напруги в мережах, до яких підключені споживачі з різкозмінним навантаженням (прокатні стани, дугові печі, потужні зварювальні установки тощо). Часто робота таких споживачів поряд зі стрибкоподібними змінами потужності і спадом напруги в мережі супроводжується суттєвим спотворенням форми мережевої напруги, що негативно впливає на інших споживачів, приєднаних в тому ж вузлі мережі.

Основними елементами СТК є конденсатор, дросель та тиристорний регулятор. Реактивні елементи є накопичувачами енергії, а тиристорний перетворювач виконує швидкодіюче керування її перетворенням.



В електричних мережах поширена велика різноманітність схем СТК. Важливою рисою цих схем є те, що всі вони включають генеруючу частину (фільтри гармонік високих частот) і тиристорно-регульований дросель. На рис. 3.4 наведені спрощені схеми найбільш поширених СТК.

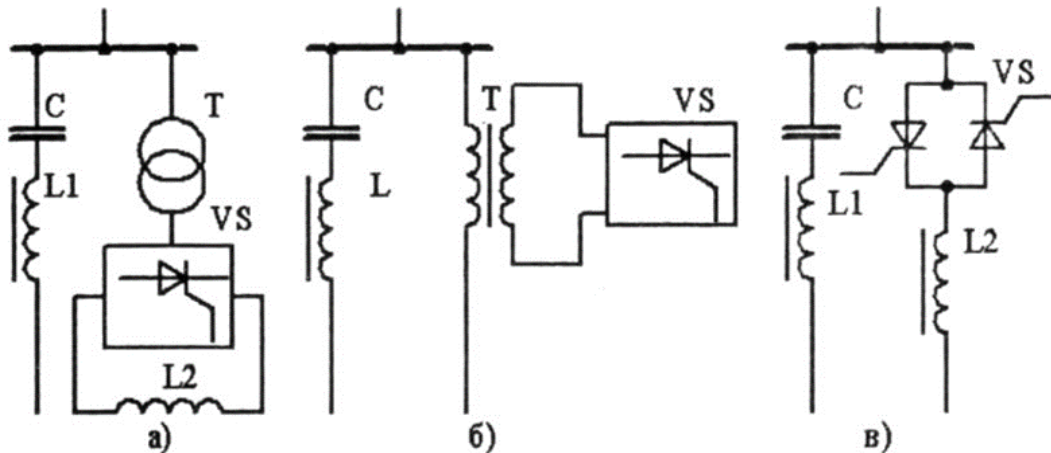


Рисунок 3.4 – Електричні схеми СТК: а) із котушкою на стороні постійного струму; б) з реактором насичення з нелінійною ВАХ; в) з реактором насичення з лінійною ВАХ

Регулювання реактивної потужності таких установок досягається шляхом зміни насиченості магнітопровода реактора і ємності БК. Перевагами СТК є висока швидкодія зміни реактивної потужності та широкий діапазон регулювання реактивної потужності. Розглянемо основні типи СТК.

### 3.3.1 Статичні компенсатори прямого регулювання

Реактивна потужність трифазного СТК зі з'єднанням фазних елементів за схемою "зірка" можна визначити за виразами

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

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

$$Q_C = U^2 \cdot \omega \cdot C = U^2 \cdot 2\pi f C.$$

З першого виразу випливає, що при незмінній мережевій напрузі реактивну потужність пристрою можна регулювати за рахунок зміни реактивного опору  $X$ . З другого та третього виразів слідує, що за умови незмінної напруги регулювання  $Q$  можна досягти зміною струму. Якщо у першому виразі незмінним є значення реактивного опору, то очевидно, що регулювання потужності  $Q$  можна досягти зміною напруги. А з третього виразу видно що регулювання потужності статичної конденсаторної установки можливе за рахунок зміни частоти напруги.

*Регулювання компенсації зміною опору.* Найпростішим регулюванням потужності конденсаторних батарей (КБ) є її секціонування та комутація кожної секції до шин споживача. У цьому разі ступенево змінюється потужність КБ.

Отримання більшої кількості ступеней потужності має ключове значення для ефективності і плавності регулювання відповідних параметрів (напруги, реактивної потужності, коефіцієнта реактивної потужності). Отже застосування різноманітних співвідношень параметрів секцій БК у поєднанні з перемиканням кожної секції зі з'єднання за схемою "зірки" на схему "трикутник" значно покращує якість і точність регулювання за рахунок збільшення кількості дискретних ступеней потужності компенсації.

Недоліками таких КУ є велика дискретність значення потужності та складність комутації секцій, коли увімкнення конденсаторів (особливо за наявності вже приєднаних секцій) викликає перехідні процеси з великими стрибками струму, а при вимиканні конденсаторів можливі значні перенапруги.

При регулюванні реактивної потужності в мережах з різкозмінними навантаженнями часто після вимикання КБ є необхідність через малий проміжок часу її знову вмикати, при тому що КБ не встигла повністю розрядитися. Це дозволяє здійснювати тиристорний вимикач, який дає змогу керувати моментом увімкнення та виконувати його навіть через один період (0,02 с) після вимкнення. У такому випадку перехідний процес керованого увімкнення зарядженого КБ

більш короткочасний і не містить струмових перевантажень, у порівнянні із увімкнення незарядженої (повністю розрядженої) КБ.

Тиристорний вимикач складено з двох зустрічно-паралельно з'єднаних тиристорів Т1 і Т2 (рис. 3.5, а), які керуються прямокутними імпульсами напруги тривалістю 5...5,5 мс. На рис. 3.5, б показано фазу імпульсу для кожного з тиристорів по відношенню до напруги мережі. Кожен з імпульсів випереджає відповідну йому напругу на кут  $90^\circ$ .

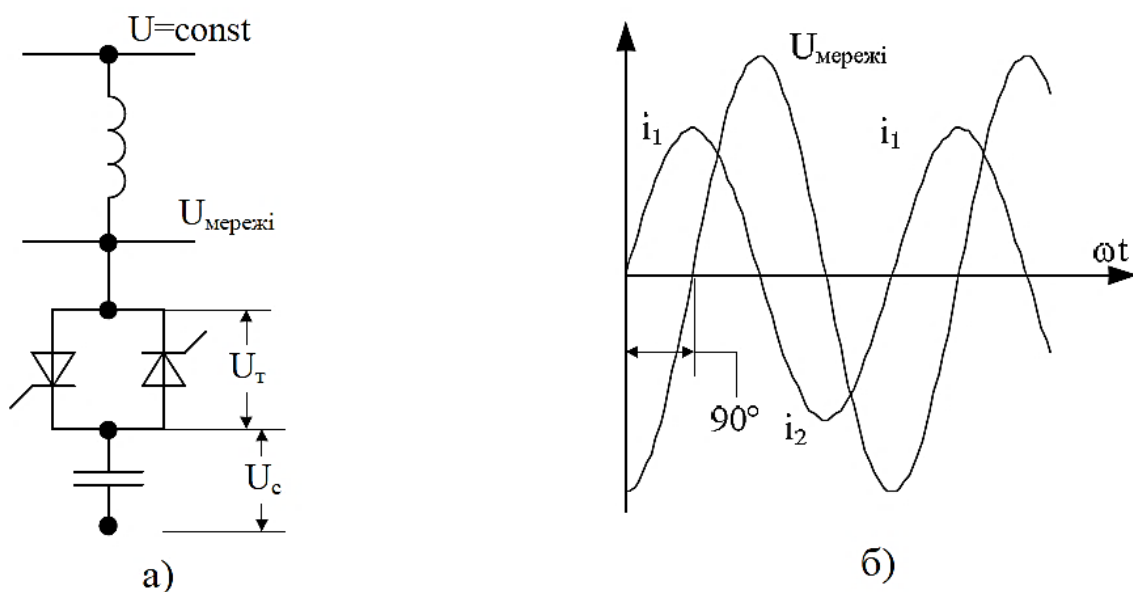


Рисунок 3.5 – Тиристорний вимикач (ключ) для комутації КБ: а - принципова схема однієї фази; б - діаграма струмів та напруг

Найсприятливішим моментом увімкнення незарядженого конденсатора на змінну напругу мережі є момент часу її переходу через 0, тоді струм перехідного процесу не перевищить амплітуду усталеного струму більше, а напруга на конденсаторній батареї не буде містити вільної складової перехідного процесу і майже одразу стане усталеною.

Для вимикання КБ найсприятливішим моментом є перехід струму через 0. Напруга конденсатора при цьому має амплітудне значення та завдяки зберіганню

заряду на його обкладинках залишається незмінною без врахування власних струмів витоку.

*Регулювання зміною струму.* Регулювання струму в колі реактивного елемента можливе за допомогою тиристорних ключів, принципова схема яких подібна рис. 3.5, а. Їх відмінність полягає лише у плавному регулюванні моменту відкриття вентилів, за рахунок чого плавно змінюється струм головного кола. Такий принцип застосовують для реакторів і не застосовують для конденсаторів, тому що у зв'язку із специфікою їх комутації (великі кидки струму увімкнення та кидки напруги під час вимкнення) для надійної роботи потрібно багатократний запаси електричної міцності тиристорів, тому КБ з регулюванням за таким принципом стають занадто дорогими.

Регулювання струму в головному колі реакторів може здійснюватися підмагніченням магнітопроводу постійним струмом та застосуванням принципу параметричного регулювання реакторів з насиченням осердя. Підмагнічення постійним струмом магнітопроводу реактора змінює нахил та положення зони перегину ВАХ (рис. 3.6). Відповідно до зміни значення струму підмагнічення змінюється струм реактора для заданої робочої напруги, а отже і потужність  $Q$ .

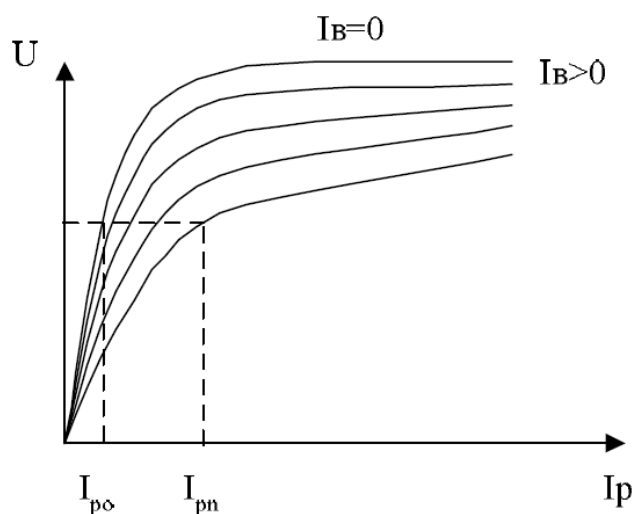


Рисунок 3.6 – ВАХ реактора з підмагніченням ( $I_B$  – струм підмагнічення)

Збільшення напруги в точці приєднання реактора збільшує його індуктивний струм, а отже збільшує у відповідних елементах мережі втрати напруги, що в свою чергу зменшує рівень напруги в даній точці. Зменшення рівня напруги змінює процес стабілізації напруги і він протікає в зворотньому напрямку. Отже, такий реактор сприяє стабілізації рівня напруги і підвищенню стійкості мережі в точці приєднання реактору.

Перевагою всіх цих методів регулювання можна вважати плавність регулювання потужності, а у останньому випадку – авторегулювання та швидкодія регулювання потужності.

Серед недоліків треба виділити:

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

*Регулювання зміною напруги.* Для будь-якого статичного елемента (катушки, конденсатора, резистора) зміна напруги, прикладеної до нього, викликає зміну потужності, яка пропорційна квадрату напруги. Найпростіше регулювання в трифазній мережі за таким принципом можна реалізувати за схемою, приведеною рис. 3.7, де наведена також регулювальна характеристика.

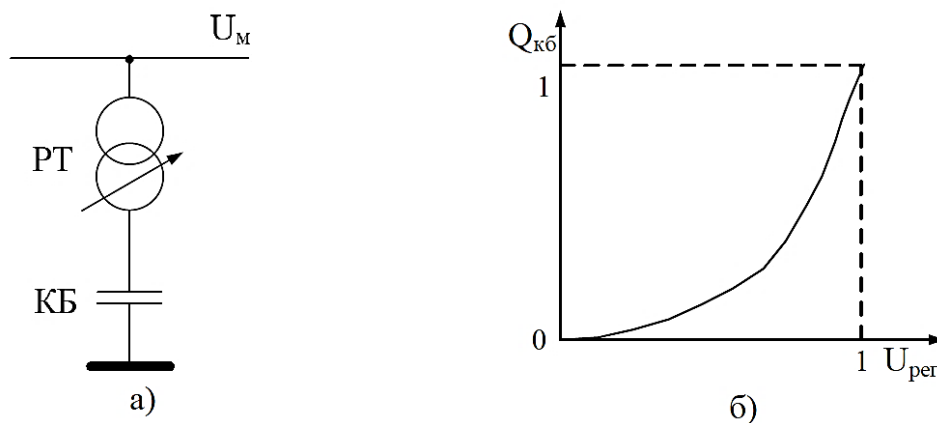


Рисунок 3.7 – Принцип регулювання потужності статичного елемента зміною напруги: а – схема; б – регулювальна характеристика

В схемі рис. 3.7 потужність необхідна потужності трансформатора повинна бути на рівні потужності КБ.

Регулювання напруги на статичному елементі можливо реалізувати за схемою на рис. 3.8, а.

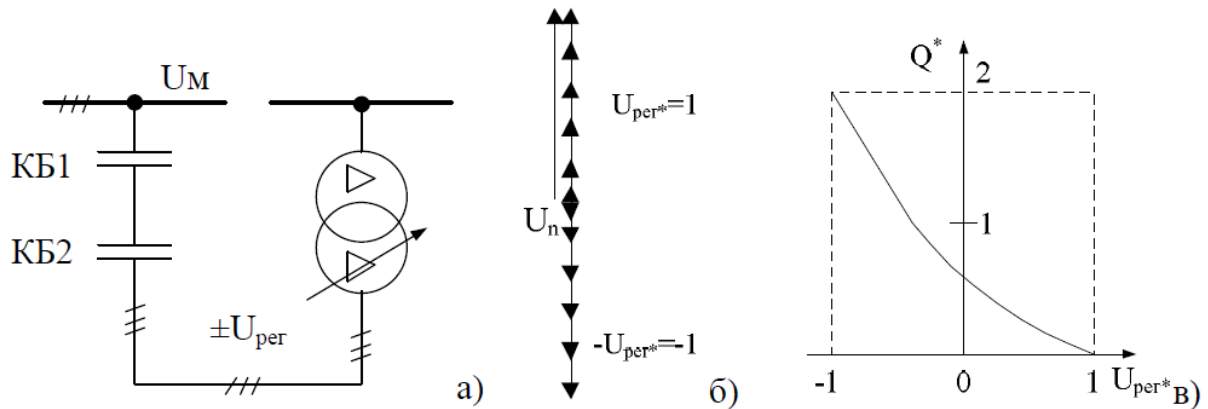


Рисунок 3.8 – Принцип регулювання потужності БК зміною напруги в схемі: а – принципова схема; б – векторна діаграма; в – регулювальна характеристика

На відміну від схеми рис. 3.7, приєднаної до мережі в одній точці, в цьому випадку пристрій приєднаний до системи в двох точках. Регулювання напруги здійснено з боку розімкнених “нульових” виводів статичного елемента. В граничному випадку максимальна напруга, прикладена до статичного елемента, дорівнює подвійній напрузі мережі (за умови, що  $U_M = U_{\text{рег.макс}}$ ).

Потужність статичного елемента змінюється при цьому відповідно до формули, на основі якої побудовано регулювальну характеристику (рис. 3.8, в):

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

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

*Регулювання зміною частоти.* Регулювання зміною частоти полягає в тому, що в статичних реактивних елементах (реакторах та конденсаторах) величини опорів залежать від частоти:

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

Елемент з регулюванням частоти може бути приєднаним до трифазної мережі з номінальною частотою 50 Гц за допомогою відповідного перетворювача частоти (рис. 3.9). З підвищенням частоти, наприклад, до 400 Гц реактивна потужність конденсатора (за умови збереження інших параметрів) збільшиться у 8 разів.

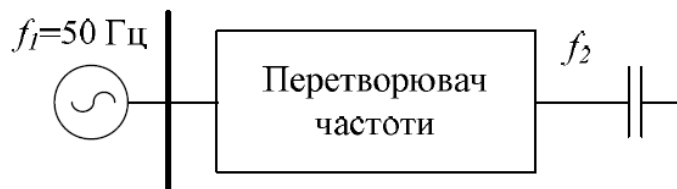


Рисунок 3.9 – Принципова схема регулювання зміною частоти

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

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

*Статичні компенсатори непрямого регулювання.* Статичний компенсатор непрямого регулювання складається з нерегульованих шунтових КБ та регульованих реакторів. Регулювання реакторів здійснюється тиристорами або зміною насичення осердя. КБ можуть бути постійно увімкненими повністю або приєднуватись секціями з комутацією тиристорними ключами.

Найпоширеніша схема статичного компенсатора непрямого регулювання містить керовані реактори та постійно приєднані КБ. Режим роботи КУ залежить від значення напруги в мережі. Якщо напруга менша або дорівнює нижній границі діапазону регулювання КУ, то в мережу повинна генеруватися

максимальна потужність КБ компенсатора, а потужність реакторів повинна дорівнювати 0. Із підвищенням напруги мережі, частина потужності КБ споживається реакторами. Як правило, максимальна потужність реакторів дорівнює номінальній потужності КБ, тобто в граничному режимі при значному підвищенні напруги потужність КУ дорівнює нулю. В СТК такого типу використовують керовані тиристорами реактори, реактори з підмагніченням та реактори з насиченням осердя.

*Статичні компенсатори з тиристорно-керованими реакторами.* Одна з принципових схем компенсатора з реакторами, керованими тиристорами, приведена на рис. 3.10. Потужність реактора дорівнює

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

де  $U$  – діюче значення лінійної напруги мережі.

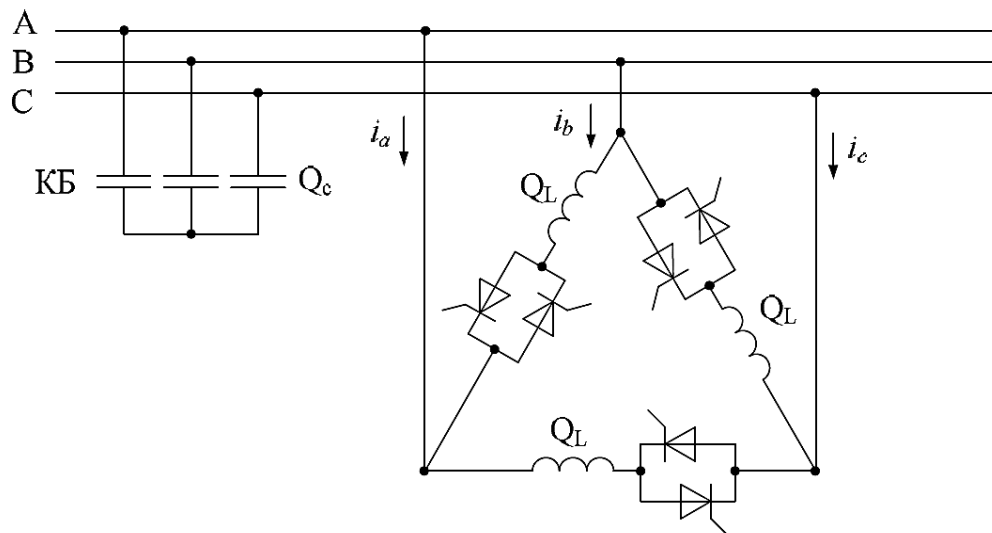


Рисунок 3.10 – Принципова схема компенсатора з реакторами, керованими вентилями

Потужність КУ з врахуванням потужності КБ дорівнює

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



Данна КУ відрізняється від аналогів із реакторами з підмагніченням та насиченням меншою інерційністю та більшим діапазоном регулювання потужності. Висока швидкодія пов'язана з тим, що кожен клапан працює тільки один півперіод, після чого закривається. В наступний півперіод може встановлюватися новий кут керування та відповідно нове значення струму реактора.

Недоліків такої схеми є наявність вищих гармонік в струмі, який споживає реактор з мережі. Склад вищих гармонік збільшується із збільшенням кута керування. Для зменшення генерування вищих гармонік в мережу необхідні фільтри, в якостях яких можуть бути використані окремі секції КБ, налаштовані за допомогою послідовних допоміжних реакторів на резонанс на відповідних частотах гармонік (зазвичай 5-7-ї, 11-13-ї та 17-ї).

Недоліком є висока вартість таких КУ (питома вартість в 3 рази і більше перевищує питому вартість синхронних компенсаторів). Також наявні значні втрати активної потужності, хоч питоме значення їх приблизно в два рази менші, ніж в синхронному компенсаторі.

На Запорізькому заводі "Перетворювач" налагоджено випуск КУ такого типу на напругу 6, 10 та 35 кВ потужністю від 6,3 до 40 Мвар. Використання СТК з керуванням потужності реакторів раціональне для різкозмінних потужних реактивних навантажень, коли необхідна висока швидкодія компенсації (в мережах живлення прокатних станів та дугових електропечей, а також в системоутворюючих мережах енергосистеми для підтримання динамічної стійкості).

*Статичні компенсатори з реакторами, керованими підмагніченням.* Керованими називають реактори, параметри яких змінюються за допомогою підмагнічення (ДСТУ 18624-73).

Розрізняють керовані реактори з поздовжнім, поперечним та кільцевим підмагніченням. Такі реактори можуть бути використані в СТК непрямого

регулювання як регулювальний елемент. Принципова схема аналогічна рис. 3.10, де замість реакторів, керованих тиристорами, використовують реактори з підмагніченням.

Досвід проектування і експлуатації СТК з реакторами поздовжнього підмагнічення в енергетичних системах Великої Британії показує, що регулювання потужності реактора 34,5 МВА від номінального значення до неробочого ходу відбувається за час  $\sim 2$  с, що є на порядок більше, ніж необхідно для забезпечення стійкості мережі та на два порядки більше, ніж необхідно для обмеження мережевих перенапруг. В Німеччині використовується інша конструктивна схема поздовжнього підмагнічення – без безпосереднього зв'язку обмоток постійного та змінного струмів. Британський реактор містить в своєму струмі вищі гармоніки до 2%, а реактору ФРН містить їх до 10%, тому він додатково потребує фільтру вищих гармонік.

*Статичні компенсатори з параметричним регулюванням.* Регулювальним елементом СТК з параметричним регулюванням реактора (параметричного стабілізатора) є реактор з насиченням осердя, тобто реактор з нелінійною ВАХ. Такі реактори з багатострижневою магнітною системою вже багато років виготовляють у Великій Британії та Бельгії. Осердя реакторів зроблене з холоднокатаної сталі, має практично прямокутну петлю гистерезису малої площі, а отже і з малі питомі магнітні втрати. КУ складається з насиченого реактора, шунтової конденсаторної батареї та додаткового устаткування.

Недоліками таких КУ є значно більші втрати активної потужності, ніж в компенсаторах з тиристорним керуванням і це значно обмежує їх застосування.

*Комбіновані статичні компенсатори.* Комбіновані СТК бувають двох типів регулювання реактивних елементів – керованих одним із способів реакторів або конденсаторів з тиристорними ключами. Більш поширеними є схеми КУ з тиристорним регулюванням реакторів. Для ступеневого регулювання КБ, поділеної на 2 або 4 конденсаторних блоки, що комутуються тиристорами, використовують один реактор однакової з ними потужності, керований

тиристорними блоками. При цьому, реактивна потужність КУ регулюється плавно в діапазоні  $0 \dots Q_{\text{ном}}$  конденсаторів при генеруванні або в діапазоні  $0 \dots Q_{\text{ном}}$  реактора при споживанні. Для додаткового споживання реактивної потужності у разі необхідності встановлюються нерегульовані шунтові реактори.

Як було сказано, реактори, керовані тиристорними ключами, генерують в мережу вищі гармоніки. Для їх фільтрації необхідно встановлення пасивних фільтрів певних гармонік, які на робочій частоті генерують реактивну потужність в мережу.

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

## 4 ВДОСКОНАЛЕННЯ КЕРУВАННЯ РЕЖИМОМ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

4.1 Розроблення регулятора реактивної потужності для мереж споживачів із тривалими відхиленнями напруги

Раніше були обґрунтовані переваги автоматичних регуляторів реактивної потужності КБ, які забезпечують необхідний рівень КРП в мережі із мінімізацією втрат енергії. Крім того, такі регулятори дозволяють забезпечувати нормативний діапазон напруги у вузлах навантаження розподільчих мереж підприємств.

Пристрій, що реалізує автоматичне регулювання реактивної потужності БК має логічну структуру що представлена на рис. 4.1.

Реалізація заданих функцій автоматичного регулювання потребує в існуючій схемі рис. 4.1 наявності автоматичного перемикача параметрів управління (АППУ). В розроблюваній структурній схемі керуючі виходи першого та другого електронних ключів 7 і 8 з'єднані з першим виходом АППУ 23 і через резистор підключені до джерела опорної напруги, яка рівна лог. «1», а керуючі входи третього та четвертого електронних ключів 9, 10 з'єднані з другим виходом АППУ 23.

На сучасному етапі розвитку та технологічної оснащеності енергетичних систем України з'являються нетипові вимоги до КРП в мережах, коли в періоди максимальних навантажень (зона «ПШК», інтервал  $t_1$  на рис. 3.1) повинне підтримуватись оптимальне значення реактивної потужності КУ у вузлах приєднання, що визначається оптимізацією уставок автоматичних регуляторів, встановлених у вузлах мережі. Для режиму найменших навантажень (зона «НІЧ») доречно забезпечувати величину напруги в нормативних границях.

В режимі непікового навантаження (зона «ДЕНЬ») потрібно забезпечувати реактивну потужність КУ на рівні визначеної за умови, що рівень напруги знаходиться в нормативному діапазоні. При відхиленні напруги від

нормативного діапазону необхідно забезпечити відповідні регулювання для відновлення її нормального значення для даного вузла.

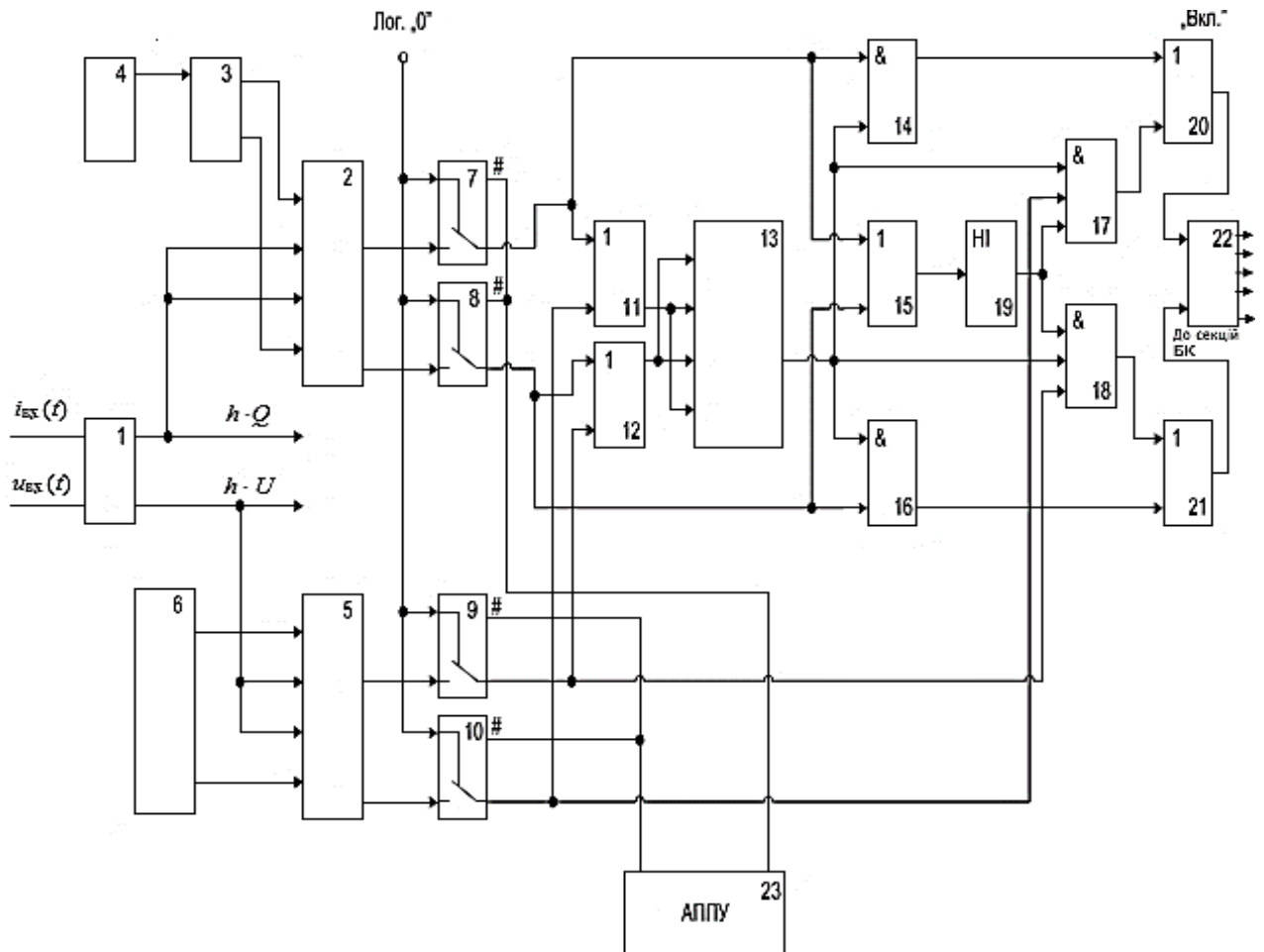


Рисунок 4.1 – Структурна схема автоматичного регулятора реактивної потужності КБ: 1 – вимірювальний перетворювач; 2 – пороговий блок по реактивній потужності; 3 – пристрій задавання уставок по реактивній потужності; 4 – автоматичний перемикач уставок; 5 – пороговий блок по напрузі; 6 – блок порівняння по напрузі; 7, 8, 9, 10 – електронні ключі; 11, 12, 15, 20, 21 – логічні елементи «АБО»; 13 – керований генератор імпульсів; 14, 16 – логічні елементи «ТАК»; 17, 18 – логічні елементи «І»; 19 – логічний елемент «НІ»; 22 – виконавчий орган; 23 – автоматичний перемикач параметра управління [15]

В даній роботі вдосконалення КРП пропонується на основі реалізації вказаних принципів автоматичного керування режимом реактивної потужності БК за допомогою використання в системі керування АППУ зі структурною схемою, що наведена на рис. 4.2.

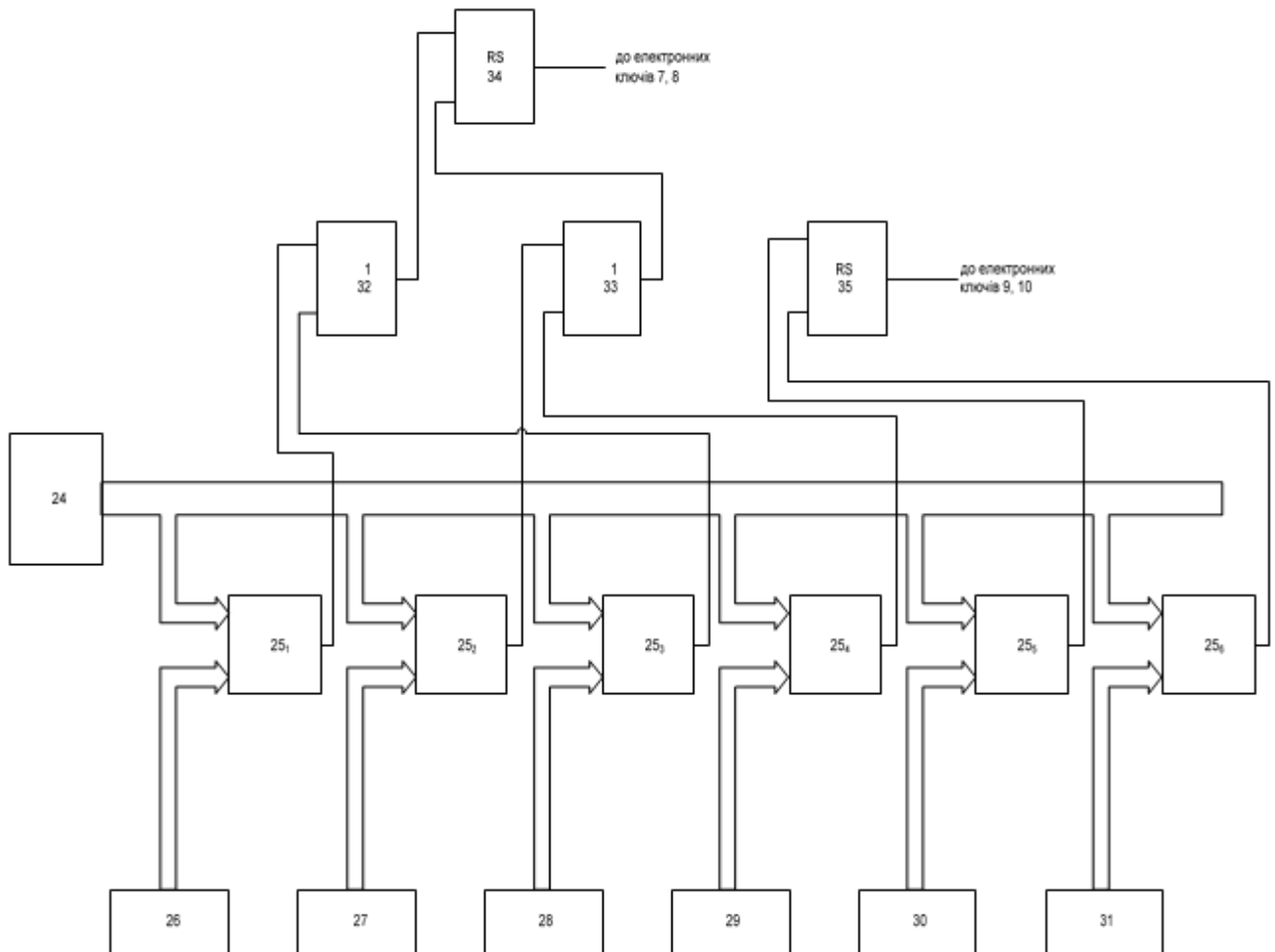


Рисунок 4.2 – Структурна схема АППУ: 24 – таймер; 25 – органи порівняння; 26-31 – задавачі часу періодів електроспоживання; 32, 33 – логічні елементи «АБО»; 34, 35 – RS тригери (позначення доповнені до рис. 4.1) [15]

Принцип дії даного АППУ наступний. Таймер (Т) 24 неперервно виробляє на своєму виході цифровий код поточного часу, який подається на 1-ші входи органу порівняння (ОП) 25<sub>1</sub>...25<sub>6</sub>. Коли сигнал співпадає з

уставкою часу «початок ранкової зони ПІК», яку задає задавач часу 26, на виході ОП 251 утворюється сигнал лог. «1», який, поступає на перший вхід логічного елемента «АБО» 32, і подається на вхід R RS-тригера 34. Це викликає його перемикання та виникнення на його прямому виході Q сигналу лог. «1», який поступає на керуючий вхід ЕК 7, 8, підключає виходи ОП 2 до всієї схеми керування. В цьому випадку керування здійснюється за параметром Q («реактивна потужність») оскільки на керуючі входи електронних ключів 9 і 10 подається сигнал, рівний лог. «0», в результаті чого на виходах електронних ключів 9 і 10 завжди буде присутній сигнал лог. «0» незалежно від стану виходів порогового блоку 5, тобто виходи цього порогового блоку відключаються від всієї схеми керування регулятора і відповідно керування по параметру U («напруга») не здійснюється.

Якщо сигнал з Т 24 збігається з уставкою часу задавача 27 «кінець ранкової зони ПІК», то на виході ОП 252 виникає сигнал лог. «1», котрий поступає на вхід логічного елемента «АБО» 33 і з'являється на його виході та поступає на вхід S RS-тригера 34, що викликає його перемикання та появу на його прямому виході Q сигналу лог. «0», а на інверсному – лог. «1». З прямого виходу RS-тригера сигнал поступає на керуючі входи е л е к т р о н н о г о к л ю ч а (ЕК) 7, 8, відключає виходи ОП 252 та підключає входи ЕК 7, 8 до сигналу лог. «0» – тоді керування по Q буде вимкнуте.

При співпаданні уставки часу задавача 28 («початок зони ВЕЧІРНІЙ МАКСИМУМ») з Т 24, на виході ОП 253 виникає сигнал лог. «1», що подається на 2-й вхід логічного елемента «АБО» 32 і з'являється на його виході і поступає на вхід R RS-тригера 34, що викликає його перемикання та появу на його виході сигналу лог. «1», який подається на керуючі входи ЕК 7,8 і підключає виходи ОП 252, створюючи керування по Q.

Якщо уставка часу задавача 29 («кінець зони ВЕЧІРНІЙ МАКСИМУМ») співпадає з Т 24, то на виході ОП 254 виникає сигнал лог. «1», котрий подається

на 2-й вхід логічного елемента 33, на його виході виникає сигнал, який поступає на 2-й вхід S RS-тригера 34, що призводить до його перемикання та появи на його виході сигналу лог. «0», який поступає на керуючі входи ЕК 7, 8 вимикаючи ОП 252, внаслідок чого керування по Q не виконується.

Якщо поточний час доби, що видає Т 24, співпадає з уставкою часу задавача 30 «початок зони НІЧ», то на виході ОП 255 виникне сигнал лог. «1», котрий поступаючи на вхід R RS-тригера 35 і викликає його перемикання та появу на його прямому виході сигналу лог. «1», що поступає на керуючі входи ЕК 9, 10 і підключає ОП 252 до всієї схеми, внаслідок чого керування буде здійснюватися по напрузі U.

Аналогічно в режимі 2 (керування по параметру напруги U) на керуючі входи електронних ключів 7, 8 поступає сигнал лог. «0» і на їх виходах завжди буде сигнал лог. «0», незалежно від стану виходів порогового блоку 2, тобто виходи цих порогових блоків відключаються від схеми керування регулятора і відповідно керування по Q не здійснюється.

При співпаданні уставки часу задавача 31 з Т 24 на виході ОП 256 виникає сигнал лог. «1», який подається на другий вхід S RS-тригера 35, що викликає його перемикання та виникнення на його виході сигналу лог. «0», котрий поступаючи на керуючі входи ЕК 9, 10 викликає до їх перемикання і відключення ОП 252. Якщо поточний час доби не співпадає ні з однією з уставок задавачів 26 – 31, це відповідає настанню зони електроспоживання «ДЕНЬ», що є спільною для реалізації регулювання по параметрам Q та U з пріоритетом по U. Тобто регулювання здійснюється за параметром «реактивна потужність» лише тоді, коли рівень напруги у вузлі мережі відповідає нормативному діапазону. В цьому режимі на інверсних виходах RS-тригерів 34, 35 створюються сигнали лог. «1», що подаються на керуючі входи ЕК 7, 8, 9, 10, що призводить до підключення ОП 2 та ОП 5 до схеми керування.

Сигнали з вимірювального перетворювача 1, пропорційні  $kQ$ , подаються до 2-го і 3-го входів ОП 2, куди також поступають сигнали, значення яких



відповідають верхній та нижній межі уставки по реактивній потужності від задавача уставок 3, роботою якого керує автоматичний перемикач уставок 4. З вимірювального перетворювача 1 пропорційні kU сигнали, поступають на ОП 5, на 1-й та 4-й вхід якого поступає сигнал, що відповідає максимально і мінімально допустимим границям напруги даного вузла мережі, що поступає від задавача 6 (рис. 4.1).

Перевищення сигналом kU верхньої допустимої межі призводить до появи на першому виході ОП 252 сигналу лог. «1», що передається через вже замкнений ЕК 9 (рис. 4.1) на 2-й вхід елемента «АБО» 12 (рис. 4.1) та на 2-й вхід елемента «І» 16 (рис. 4.1). При подачі сигналу лог. «1» на вхід елемента «АБО» 12 на його виході виникає сигнал що запускає керований генератор імпульсів 13 (рис. 4.1), який у свою чергу генерує імпульси певної частоти відповідно до вимог комутації («Вкл.» елемент «АБО» 11 (рис. 4.1), або «Відкл.» елемент «АБО» 12) секцій конденсаторів КУ. Сигнали з керованого генератора імпульсів 13 подаються на перший вхід елемента «І» 16, на другому вході якого вже є сигнал лог. «1». При цьому на виході елемента «І» 16 виникне сигнал лог. «1» залежно імпульсів, що надходять з керованого генератора імпульсів 13. Ці сигнали з виходу елемента «І» 16 передаються на 2-й вхід елемента «АБО» 21, з виходу якого сигнал «Відк.» поступає на виконавчий орган 22 (рис. 4.1).

Зменшення рівня сигналу kU відносно допустимого значення призводить до появи на 2-му виході ОП 252 сигналу лог. «1», який через вже замкнений ЕК 10 подається на 1-й вхід елемента «І» 14 та вхід елемента «АБО» 12. Сигнал лог. «1» з виходу елемента «АБО» 12 запускає керований генератор імпульсів 13, з якого сигнали подаються на 2-й вхід елемента «І» 14, на 2-му вході якого вже присутній сигнал лог. 1. В результаті цього на виході елемента «І» 14 виникає сигнал лог. «1» в залежності від імпульсів керованого генератора імпульсів 13. З виходу елемента «І» 14 ці сигнали подаються на 1-й вхід елемента «АБО» 20, а з його виходу поступає сигнал «Вкл.» на виконавчий орган 22.

При значенні сигналі  $kQ$  вище верхнього граничного рівня на 1-му виході ОП 252 виникає сигнал лог. «1», який через вже замкнений ЕК 7 (рис. 4.1) подається на 1-й вхід елемента «АБО» 12 та 2-й вхід лог. елементу «І» 17. При подачі сигналу лог. «1» на вхід елемента «АБО» 12, на його виході утворюється сигнал що включає керований генератор імпульсів 13, з якого імпульси подаються на 2-й вхід елемента «І» 18 (рис. 4.1). Для утворення цих імпульсів на виході «І» 17 (рис. 4.1) і подачі їх на 2-й вхід елемента 20 з виходу якого сигнал «Вкл.» подається на виконавчий орган 22, потрібно наявність сигналу лог. «1» на вході елементу «І» 17, а це можливо у випадку якщо на виході елемента «НІ» 19 буде сигнал лог. «0». Це у свою чергу потребує щоб сигнал лог. «0» подавався одночасно на 1-й та 2-й вхід елемента «АБО» 15, що також можливо, якщо рівень напруги в узлі мережі відповідає нормативним межах, тоді можливим стає регулювання по параметру «реактивна потужність».

Зниження значення  $kQ$  за допустиму границю викликає утворення на 2-му виході ОП 2 сигналу лог. «1», який через вже замкнений ЕК 8 подається на вхід елемента «АБО» 11 та вхід елемента «І» 18. Якщо на елементі «АБО» 11 виникає сигнал, то він вмикає керований генератор імпульсів 13, з якого імпульси поступають на вхід елемента «І» 18. Для утворення цих імпульсів на виході елемента «І» 18 і їх подачі на 1-й вхід елемента «АБО» 21, з виходу якого сигнал «Відкл.» подається на виконавчий орган 22, потрібно, щоб на 1-му вході елемента «І» 18 з'явився сигнал лог. «1», що можливо лише у випадку, коли на вході елемента «НІ» 19 буде сигнал лог. «1», тобто якщо значення напруги буде нормативних межах.

Розроблений алгоритм роботи керування регулятора КБ враховує специфічні вимоги до компенсації реактивної потужності з урахуванням добових режимів електроспоживання, при яких більш раціонально підтримувати на ввіді вузла мережі задане значення реактивної потужності КУ, а для інших випадків – рівень напруги в нормативному діапазоні.

## 4.2 Вдосконалення схем керування статичними тиристорними компенсаторами

Підвищення енергоефективності та економічних показників статичного тиристорного компенсатора (СТК) пропонується реалізувати на основі використання схеми поздовжнього фільтра, що дозволяє формувати на затискачах СТК напруги живлення необхідної форми (рис. 4.3) і виступає в ролі активного фільтра.

Система автоматичного керування СТК повинна забезпечувати високий рівень швидкодії компенсації реактивної потужності навантаження та виконувати чотири основних функцій:

- синхронізація;
- визначення необхідної рівня реактивної потужності для компенсації;
- перетворення сигналу, пропорційного реактивній потужності в кут керування;
- формування імпульсів керування тиристорами СТК.

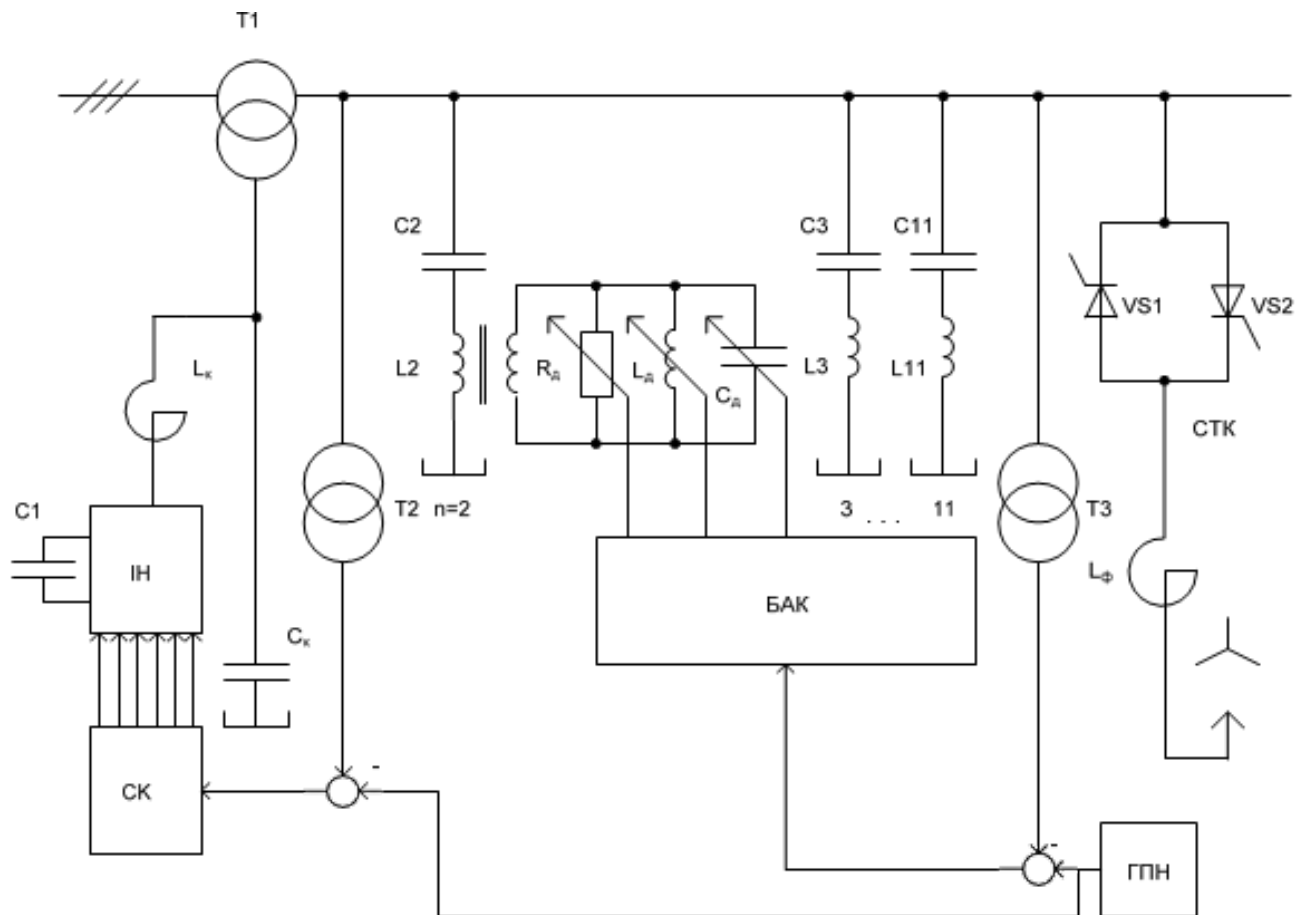
Функціональна схема системи керування СТК, яка відповідає даним функціям, представлена на рис. 4.4.

Часові діаграми, що пояснюють принцип роботи схеми керування СТК в симетричному режимі у разі його живлення прямокутною напругою наведено на рис. 4.5, а на рис. 4.6 наведено ці діаграми у випадку несиметричного режиму.

В СТК реактивної потужності з модуляцією реактивного параметра за синусоїдним законом в якості фазних реакторів використані керовані шунтувальні реактори, які дозволяють будувати ефективні системи керування.

Керований шунтувальний реактор (КШР) являє собою змінний індуктивний опір, магнітна система однієї фази якого містить два стрижня з обмотками, а також вертикальні та горизонтальні ярма. На кожному стрижні розміщені обмотки керування, які ввімкнені зустрічно, та мережеві обмотки, що

ввімкнені узгоджено. Можлива конструкція, коли мережева обмотка одна і охоплює обидва стрижня. При підключенні до обмоток керування регульованого джерела постійної напруги (випрямляча), струм в обмотках керування створює потік підмагнічування, який в сусідніх стрижнях спрямований у різні боки.



Р и с у н о к 4.3 – Принципова схема гібридного фільтра СТК:

$C_v$ ,  $L_v$  – основні фільтри;  $L_{дв}$ ,  $C_{дв}$ ,  $R_{дв}$  – додаткові контури;  $L_{\phi}$  – фазний реактор;

$L_k$ ,  $C_k$  – резонансний фільтр;  $C_1$  – згладжувальний конденсатор;  $VS_1$ ,  $VS_2$  –

тиристри БТК;  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$  – вимірювальні трансформатори; БАК – блок

автоматичного керування; IH – інвертор напруги; СК – система керування; ГПН

– генератор полігональних напруг [15]

Потік підмагнічування складається зі змінним потоком мережевої обмотки, отже результуючий потік зміщується в область насичення сталі, отже магнітопровід є насиченим певну частину періоду, що призводить до зменшення реактивного опору мережевої обмотки а отже зростання у ній струму. Через насичення магнітопроводу струм реактора спотворюється і містить вищі гармоніки.

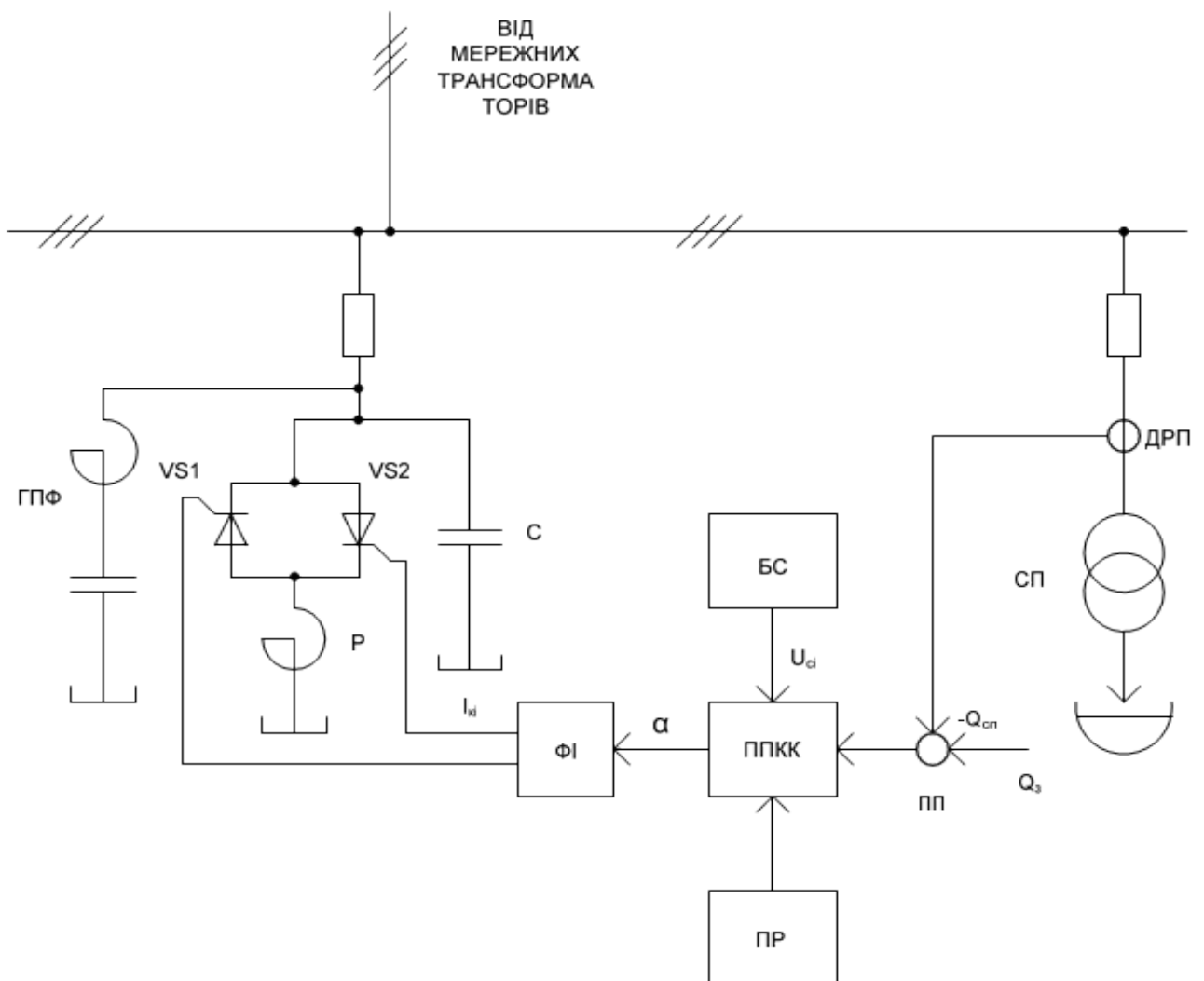


Рисунок 4.4 – Функціонально-структурна схема системи керування СТК: VS1, VS2 – тиристори БТК; С – нерегульована частина БК; Р – фазний реактор; ДРП – датчик реактивної потужності; СП – споживач; ГПФ – гібридний поздовжній фільтр; БС – блок синхронізації; ППКК – пристрій перетворення потужності в

кут керування; ФІ – формувач імпульсів; ПР – перемикач режимів; ПП – пристрій порівняння [12]

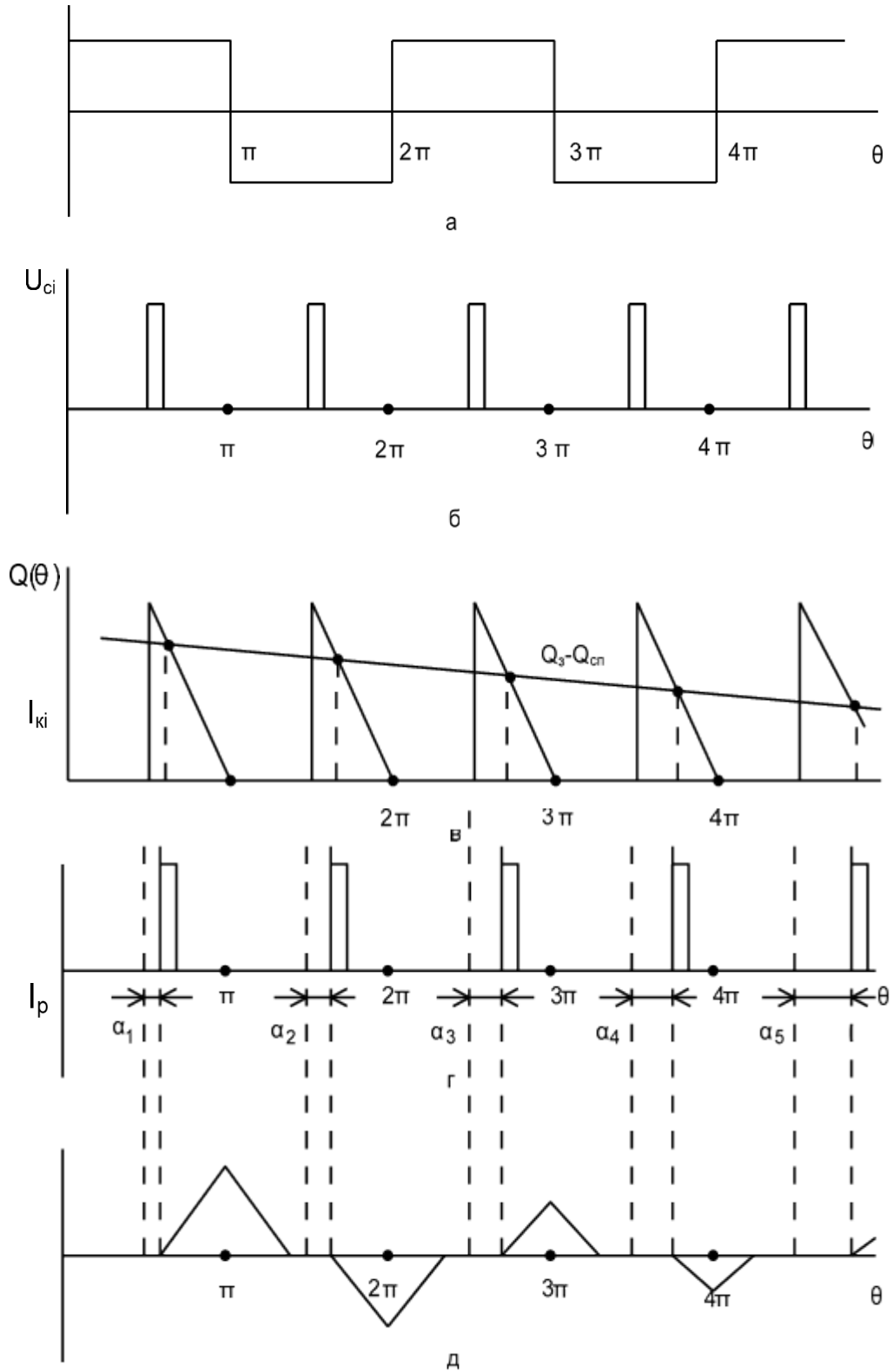


Рисунок 4.5 – Часові діаграми роботи схеми керування СТК в симетричному режимі при живленні прямокутною напругою

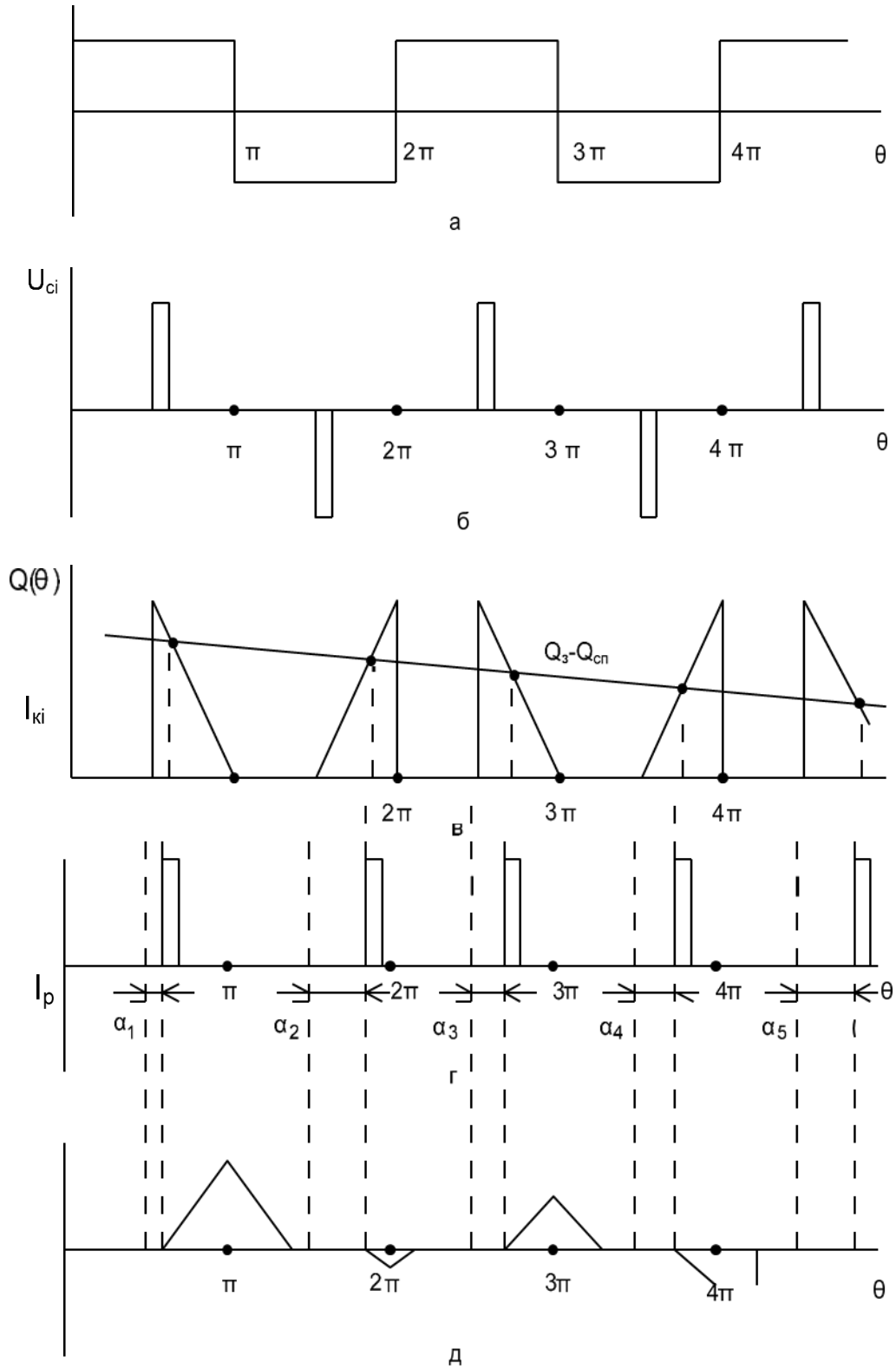


Рисунок 4.6 – Діаграми роботи схеми керування статичними тиристорними компенсаторами в несиметричному режимі

Існує деякий проміжний режим, при якому потік підмагнічування дорівнює амплітуді змінного магнітного потоку, тоді тривалість насиченого стану магнітопроводу є однаковою та дорівнює половині періоду 1-ї гармоніки. В струмі реактора при цьому відсутні вищі гармоніки і він є синусоїдним. Номінальний режим реактора є найбільш бажаним режимом в СТК з модуляцією реактивного параметра.

На рис. 4.7 наведено функціональну структуру схеми керування СТК з модуляцією реактивного параметра, яка має два канали керування реактивною потужністю. До складу першого каналу входять тиристори VS1-VS2, VS3-VS4, VS5-VS6 та система керування ними, яка містить порівняльний пристрій (ПП), блок синхронізації (БС), перетворювач потужності в кут керування (ППКК) та формувач імпульсів (ФІ).

Другий канал керування реактивною потужністю СТК складається з елементів, що входять у склад керованих реакторів.

Основним елементом керованого реактора є його електромагнітна частина 1, яка являє собою трифазний електромагнітний пристрій трансформаторного типу, яка призначена для споживання із мережі реактивної потужності і містить мережні обмотки МО, трансформаторні обмотки ТР та обмотки керування ОК.

Керований випрямляч КВ разом із живлячим трансформатором 2 виконують функцію регулювання рівня постійного струму в обмотках керування електромагнітної частини за рахунок зміни величини випрямленої напруги перетворювача. За допомогою КВ забезпечується номінальний режим роботи керованих реакторів.

Керований модулятор М є джерелом накачки. Він виробляє синусоїдну напругу, яка змінюється з подвійною частотою напруги мережі. За допомогою





трансформатор; З – система керування; VS1-VS6 – тиристори бітиристорних ключів; МО – мережні обмотки; ТР – трансформаторні обмотки; ОК – обмотки керування; КВ – керований випрямляч; М – модулятор; В1 – випрямляч [6]

Система керування З призначена для формування командних сигналів перетворювачу КВ, які формують величину випрямленої напруги, а значить, режим роботи реактора, а також для створення сигналу керування модулятором М, якого задає глибину модуляції та зсув фази модульованого сигналу відносно напруги живлення.

Найбільш ефективним режимом роботи СТК з модуляцією реактивного параметру є несиметричний режим (рис. 4.6), при якому забезпечується максимальна енергоефективність керування реактивною потужністю СТК з модуляцією реактивного параметра і тим самим підвищення економічної ефективності КУ як джерела реактивної потужності.

Отже, запропоновані схеми керування СТК, дозволяють суттєво підвищити енергоефективність компенсації реактивної потужності в електричних мережах за заданими критеріями.

## 5 ВИЗНАЧЕННЯ РАЦІОНАЛЬНИХ ПАРАМЕТРІВ КОМПЕНСАТОРІВ НА ОСНОВІ ОЦІНКИ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ КОМПЕНСАЦІЇ

### 5.1 Загальні принципи вибору компенсаторів реактивної потужності

Критерієм вибору оптимальної параметрів пристроїв компенсації реактивної потужності є мінімум щорічних приведених витрат, однією зі складових яких є оплата за перетікання реактивної потужності. Ця оплата здійснюється відповідно до нині діючої методики [1], орієнтованої на ринкові відносини енергетичного оператора з його споживачами при державному економічному регулюванні цих відносин у напрямках енергозбереження, підвищення якості електроенергії та надійності електропостачання споживачів.

Для сучасної України зменшення витрат активної електроенергії, зумовлених перетіканням реактивних потужностей у мережах, є критично важливою і реально дієвою експлуатаційною технологією енергозбереження в енергосистемі. Ефективне економічне регулювання реактивних перетікань необхідне забезпечення нормальних рівнів напруги та зменшення аварійності основного електрообладнання в енергосистемі та в споживачів електроенергії.

Економічні стимули для енергозбереження та регулювання реактивних перетоків створюються методикою за допомогою коефіцієнта стимулювання капітальних витрат за кошти компенсації реактивних потужностей у лініях електропередачі споживачів, а також за допомогою коефіцієнта обліку збитків, що виникають у години нічних провалів добових графіків електричних навантажень під час генерації реактивної електроенергії.

Необхідне використання якісно нових системотехнічних, інформаційних та інженерних рішень, що спираються на науково-технічні досягнення вітчизняної електроенергетики в Україні і високий рівень використання сучасної комп'ютерної техніки. При цьому основний обсяг процесів збереження інформації, інженерних та економічних розрахунків покладено на бази даних та

пакети програм, що увійшли до розробленого комп'ютерний комплекс економічного управління компенсацією реактивних потужностей електричних системах споживачів.

Методика забезпечує:

- адекватну технологічним умовам транспорту та розподілу електроенергії економічну компенсацію втрат активної електроенергії магістральних та розподільчих мережах енергосистеми, обумовлених перетіканнями реактивної потужності в мережах та з мереж споживачів;
- адекватне технологічним умовам економічне стимулювання споживачів до зменшення цих перетікань;
- адекватне технологічним умовам регулювання реактивних перетікань з боку споживачів, необхідне забезпечення нормальних рівнів напруги та збереження основного обладнання;
- удосконалення режимної роботи в електричних мережах, розширення сфери використання комп'ютерної техніки, упорядкування організаційних відносин енергопостачальних організацій із споживачами електроенергії.

Технологічна адекватність стимулювання споживачів до розвитку пристроїв компенсації реактивної потужності в їх електричних мережах є найважливішим фактором, що оптимізує, під впливом якого капітальні вкладення в пристрої компенсації реактивної потужності і витрати на їх експлуатацію будуть в першу чергу здійснюватися в тих точках електричних систем, де ці вкладення і витрати даватимуть найбільший техніко-економічний ефект.

5.2 Організаційні і нормативно-правові засади взаємовідносин між енергопостачальником і споживачем в питаннях розрахунків за перетікання реактивної потужності в електричних мережах

Для розрахунків між енергопостачальним оператором і споживачем необхідні наступні вхідні величини, що визначаються інструментальним шляхом (за допомогою приладів або систем обліку електроенергії):

$WP$  – споживання активної енергії за розрахунковий період, кВт·год;

$WQ_{\Pi}$  – споживання реактивної електроенергії за розрахунковий період, квар·год;

$WQ_{\Gamma}$  – передача реактивної електроенергії із системи споживача до системи енергопостачальної організації (надалі - генерація реактивної електроенергії) за розрахунковий період, квар·год.

За відсутності у споживачів приладів обліку реактивної електроенергії вхідні величини визначаються розрахунковим шляхом:

$WQ_{\Pi P}$  – розрахункове споживання реактивної електроенергії, квар год;

$WQ_{\Gamma P}$  – розрахункова генерація реактивної електроенергії, квар год;

$WQ_{TP}$  – розрахункові втрати реактивної електроенергії в силовому трансформаторі за умови коли він є власністю споживача, але облік електроенергії встановлено на стороні низької напруги, квар год.

Додаткові величини, що визначаються за наявності повної інформації про параметри та режими магістральних та розподільчих мереж:

$D1$  – перший доданок економічного еквівалента реактивної потужності (ЕЕРП), що характеризує частку впливу реактивного перетікання через межу поділу електричних мереж енергопостачальної організації та споживача в розрахунковому режимі на техніко-економічні показники магістральної мережі, кВт/квар;

$D2$  – другий доданок ЕЕРП, що характеризує частку впливу реактивного перетікання через межу поділу електричних мереж енергопостачальної

організації та споживача в розрахунковому режимі на техніко-економічні показники в розподільній мережі, кВт/квар;

$D = D1 + D2$  – сумарний ЕЕРП, що характеризує частку впливу реактивного перетікання через межу розділу енергопостачальної організації та споживача в розрахунковому режимі на сумарні техніко-економічні показники в магістральній та розподільній мережі, кВт/квар.

Правове регулювання між генеруючою компанією і споживачем може бути визначено використанням базового значення коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень у пристрої компенсації реактивної потужності (КРМ), які необхідно встановити в електричній мережі споживача, і який прийнято рівним  $C_{\text{баз}} = 1,3$ .

До складу пристроїв КРМ входять компенсуючі установки (КУ), пристрої регулювання потужності компенсуючої установки, прилади або системи обліку реактивної електроенергії. При зміні вартості компенсуючого пристрою та додаткового обладнання, експлуатаційних витрат та ін. значення коефіцієнта  $C_{\text{баз}}$ , перераховується відповідно до нових умов, затверджених НКРЕ.

Використовується також коефіцієнт обліку збитків енергопостачальної організації, що виникають при генерації реактивної електроенергії з електричних мереж споживача через підвищення напруги, необхідність роботи магістральної мережі за ненормальними схемами зі значним збільшенням втрат активної електроенергії, пошкодження основного електрообладнання, порушення електропостачання та небезпеки, який приймається рівним  $K = 3$ .

Споживач має право контролювати всі розрахунки, включаючи ЕЕРП, а енергопостачальна організація зобов'язана на запит споживача дати можливість ознайомитися з розрахунками. При помилках у розрахунках, які вплинули на величину оплати за реактивні перетікання, здійснюється відповідна корекція оплати у наступний розрахунковий період.

Розрахунки за перетікання реактивної енергії між основним споживачем та його споживачем регламентуються методикою [1]. Енергопостачальна організація веде розрахунки з основним споживачем незалежно від його розрахунків із споживачами. При зверненні основного споживача енергопостачальна організація може надати методичну та розрахункову допомогу у відносинах зі споживачами.

У разі ненадання даних про перетікання реактивної електроенергії у терміни, визначені в ДПЕ, енергопостачальна організація здійснює розрахунок так само, як і за відсутності приладів обліку згідно з цією методикою. При пошкодженні розрахункових приладів обліку реактивної електроенергії з вини споживача, зміні схем підключення приладів обліку або крадіжки електроенергії споживання реактивної електроенергії приймається рівним активному, визначеному за розрахунковий період.

При короткочасному порушенні обліку не з вини споживача розрахунок за перетікання реактивної електроенергії здійснюється за середньодобовими показниками за попередній розрахунковий період. Інтервал розрахунку за середньодобовими показниками не повинен перевищувати одного місяця, протягом якого облік має бути відновлений. У разі, коли з об'єктивних причин облік не може бути відновлено у визначений строк, порядок подальших розрахунків визначається двосторонньою домовленістю між енергопостачальною організацією та споживачем.

Розбіжності, що можуть виникнути між споживачем та енергопостачальною організацією з питань методики розрахунку за перетікання реактивної електроенергії, розглядаються Держенергонаглядом України. За незгоди сторін питання вирішуються НКРЕ, висновок якої є остаточним.

### 5.3 Порядок розрахунків за перетікання реактивної електроенергії

Розрахунки за споживання реактивної енергії з мережі енергопостачальної організації та за генерацію в її мережі здійснюється:

- з усіма промисловими та прирівняними до них споживачами, а також перепродавцями електроенергії;
- з усіма непромисловими споживачами, що мають сумарне середньомісячне споживання активної електроенергії за всіма точками обліку понад 30 тис. кВт·год.

Контроль фактичного споживання реактивної електроенергії може здійснюватися традиційними лічильниками реактивної енергії, які повинні мати стопори зворотного ходу. При можливості виникнення зустрічних перетікань реактивної потужності з мережі споживача в мережу енергопостачальної організації (генерація реактивної енергії) на межі розділу перерахованих мереж необхідно мати окремий облік споживання та генерації реактивної електроенергії.

Оплата за споживання та генерацію реактивної електроенергії визначається трьома складовими величинами:

$$P = P1 + P2 - P3,$$

де  $P1$  – основна оплата за споживання та генерацію реактивної електроенергії;

$P2$  – надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача пристроями КРМ;

$P3$  – зниження оплати за споживання та генерацію реактивної електроенергії у разі участі споживача в оптимальному добовому регулюванні режимів мережі енергопостачальної організації у розрахунковий період.

Основна оплата за спожиту та генеровану реактивну електроенергію для споживачів визначається за формулою:

$$P1 = \sum_n (WQ_{\Pi} + K \times WQ_{\Gamma}) \times D \times T \text{ (грн.)}$$

де  $n$  – кількість точок розрахункового обліку реактивної енергії;



$WQ_{II}$  – споживання реактивної енергії в точці обліку за розрахунковий період, квар·год;

$WQ_I$  – генерація реактивної енергії у мережу енергопостачальної організації у точці обліку за розрахунковий період, квар·год;

$K = 3$  – нормативний коефіцієнт обліку збитків енергопостачальної організації від генерації реактивної електроенергії з мережі споживача;

$D$  – ЕЕРП, що характеризує частку впливу реактивного перетікання в точці обліку на технікоекономічні показники в розрахунковому режимі, кВт/квар;

$T$  – середня вартість активної електроенергії за розрахунковий період, грн./кВт·год.

Розрахунок ЕЕРП здійснюється енергопостачальною організацією один раз на два роки. Значення ЕЕРМ, базового коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень у пристосування КРМ та коефіцієнта шкоди від генерації реактивної потужності з мережі споживача зазначається у Договорі на постачання електроенергії (ДПЕ).

Надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача пристосуванням компенсації реактивної потужності визначається формулою:

$$П2 = П1 \times C_{БАЗ} \times (K_{\varphi} - 1)$$

де  $П1$  – сумарна основна плата;

$C_{БАЗ} = 1,3$  – нормативне базове значення коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень у пристрої КРМ в електричних мережах споживача;

$K_{\varphi}$  – коефіцієнт, який вибирається залежно від фактичного коефіцієнта реактивної потужності споживача  $\text{tg } \varphi$  в середньому за розрахунковий період.

Для промислових споживачів  $\cos \varphi = 0,97$  ( $\text{tg } \varphi = 0,25$ ), для непромислових –  $\cos \varphi = 0,8$  ( $\text{tg } \varphi = 0,75$ ). Надбавка починає діяти, коли фактичний коефіцієнт потужності менший від зазначених значень  $\cos \varphi$ .

Фактичний коефіцієнт реактивної потужності споживача в середньому за розрахунковий період визначається за формулою:

$$\operatorname{tg} \varphi = WQ_{II}/WP$$

де  $WP$  – споживання активної електроенергії за розрахунковий період кВт·год;

$WQ_{II}$  – споживання реактивної енергії за той же період квар·год.

Зниження оплати за споживання та генерацію реактивної електроенергії можливе за умови достатнього оснащення електричної мережі споживача пристроями КРМ, наявності зонного обліку спожитої та генерованої електроенергії, виконання споживачем обумовленого енергопостачальною організацією добового графіка споживання та генерації електроенергії та його оперативного контролю. Графіки споживання та генерації вказуються у договорі на постачання електроенергії.

#### 5.4 Розрахунок раціональних параметрів компенсуючого пристрою

Пристрій компенсації реактивної потужності в мережі комплектується з окремих конденсаторів, з'єднаних послідовно і паралельно. Число послідовно з'єднаних конденсаторів визначається їх здатністю навантаження по напрузі. Кількість паралельно з'єднаних конденсаторів визначається прийнятим ступенем компенсації, тобто номінальною потужністю пристрою, що компенсується. Число конденсаторів  $M$ , що з'єднуються послідовно, визначається з виразу:

$$M = 1,03U_{III}ab/u_H,$$

де 1,03 – коефіцієнт, що враховує розкид ємності рядів конденсаторів (за відсутності підбору конденсаторів у ряді слід брати коефіцієнт 1,05);

$U_{III}$  – номінальна напруга на шинах, до яких підключено компенсуючий пристрій, кВ;

$a$  – коефіцієнт збільшення напруги на конденсаторній батареї через наявність реактора;

$b$  – коефіцієнт, що враховує додатковий нагрів конденсаторів вищими гармоніками та сонячною радіацією;

$u_H$  – номінальна напруга одного конденсатора, кВ.

Напруга на кожному конденсаторі дорівнює твору його опору і струму, що протікає. Але струм залежить від опору всієї установки, внаслідок чого ряди паралельно з'єднаних конденсаторів, що мають великий опір (меншу ємність), перевантажуватимуться, а менше – недовантажуватимуться. Так як конденсатори мають розкид по ємності, то для зменшення перевантаження конденсаторів їх при монтажі та експлуатації підбирають у рядах так, щоб ємності окремих рядів не відрізнялися від середньої ємності ряду у бік зниження більш ніж на 2-3%, і це відхилення враховують при визначенні загальної кількості послідовних конденсаторів. При використанні батареї, що складається з одного ланцюжка послідовно з'єднаних конденсаторів, підбір конденсаторів викликає труднощі, тому слід уникати такої конструкції пристрою, що компенсує.

Коефіцієнт  $a$  залежить від опору реактора, вибір якого визначається умовами посилення вищих гармонік.

Напруга на батареї конденсаторів установки компенсації за наявності реактора

$$U_C = I_{KY} X_C = \frac{U_{III} X_C}{X_C - X_P} = U_{III} \frac{1}{1 - X_P / X_C}.$$

Таким чином, напруга на конденсаторах вище напруги шин на величину, що визначається співвідношенням опорів реактора та конденсаторів. Це збільшення та враховує коефіцієнт

$$a = \frac{1}{1 - X_{P1} / X_{C1}}.$$

Якщо передбачається, що компенсуючий пристрій здійснюватиме функції фільтру гармонік, то необхідне точне налаштування установки на відповідну гармоніку. У цих випадках для фільтра 3-ї гармоніки  $a_3 = 1,125$ , а для 5-ї  $a_5 = 1,04$ .

Найчастіше намагаються зменшити вміст вищих гармонік у струмі компенсуючого пристрою, навіщо збільшують опір реактора. Тоді  $a_3 = 1,14$ ;  $a_5 = 1,05$ .

При навантаженні конденсатора номінальним струмом частотою 50 Гц і за нормальної температури навколишнього середовища, обумовленої стандартом, нагрівання його діелектрика вбирається у допустимих значень. Але конденсатори компенсуючого пристрою навантажуються не тільки струмом основної частоти, але й гармоніками вищими. Крім того, на компенсуючій пристрій відкритої установки діє сонячна радіація, що додатково нагріває корпуси конденсаторів і, отже, діелектрик.

Нагрівання діелектрика конденсатора, щоб уникнути зменшення терміну його служби, не повинно перевищувати допустимих значень у всіх режимах роботи. Тому за наявності додаткових джерел нагрівання слід зменшити навантаження конденсатора струмом основної частоти. Це можна, збільшивши число послідовно з'єднаних конденсаторів, тобто, збільшивши реактивний опір установки компенсації.

Коефіцієнт  $b$  визначає ступінь такого збільшення для конденсаторів із синтетичним заповненням:

$$b = 1,04 \sqrt{\sum_{n=1}^5 \frac{P_n^2}{n}},$$

де 1,04 – коефіцієнт, що враховує нагрівання конденсаторів сонячними променями в пристрої, що компенсує відкритої установки; для компенсуючого пристрою закритої установки або якщо конденсатори захищені від сонця екранами, цей коефіцієнт можна прийняти рівним одиниці;

$P_n = I_{KVn}/I_{KV1}$  – відносне значення  $n$ -ї гармоніки в компенсуючому пристрої.

Вищі гармоніки в пристрої, що компенсує, залежать від багатьох причин: конструкції установки, тягового навантаження, типу електрорухомого складу, опору системи зовнішнього електропостачання, наявності інших джерел вищих гармонік в системі і т.п. Тому для кожної установки компенсації коефіцієнт  $b$  буде різним. Для випадків, що найчастіше зустрічаються, коефіцієнт

$$b = 1,04 \sqrt{1 + 14 \cdot 10^{-6} (A_{СИМ}/Q_H)^2}.$$

Для використання цієї формули необхідно знати середньодобовий витрата електричної енергії тягової підстанції в місяці інтенсивного вантажопотоку  $A_{СИМ}$  або міжпідстанційної зони, де розташовується пристрій, що компенсує, на ділянках змінного струму, і номінальну потужність установки компенсації  $Q_H$ .

Число паралельних конденсаторів компенсуючого пристрою визначається необхідною реактивною потужністю установки на фазу  $Q_H$  і типом застосованих конденсаторів:

$$N \approx Q_H / \left( \frac{aU_{III}^2 10^6}{x_{CM}} \right),$$

де  $x_C$  – ємнісний опір одного конденсатора, Ом.

Очевидно, що величина  $N$  має бути цілим числом. Ємність установки паралельної компенсації та індуктивність ліній електропередачі та трансформаторів утворюють коливальний контур із власною частотою

$$\omega_0 = 1/\sqrt{LC}.$$

Для струму із частотою  $\omega_0$  індуктивний опір контуру компенсується ємнісним опором, внаслідок чого струм у контурі обмежується тільки активним опором трансформаторів, проводів та конденсаторів і може досягати більших значень.

Частота  $\omega_0$  визначається параметрами системи зовнішнього електропостачання та установок компенсації. У реальних системах вона лежить у діапазоні від  $2\omega_1$  до  $25\omega_1$  (тут  $\omega_1$  - частота основної гармоніки) і може змінюватись при зміні схеми живлення.

Поява в системі великих струмів із частотою можлива за наявності джерела струмів вищих гармонік. Таким джерелом є напівпровідникові перетворювачі різних споживачів. В енергосистемі можуть бути джерела вищих гармонік – перетворювачі електролізних заводів та металургійних комбінатів, потужні трансформатори тощо які споживають з мережі несинусоїдальний струм. Якщо це напівпровідникові випрямлячі то форма несинусоїдного струму буде симетричною для обох напівперіодів, тому перетворювачі є джерелами непарних

гармонік, кратних основній частоті 50 Гц. Порядковий номер гармоніки первинного струму перетворювачів підпорядковується закону

$$n = km \pm 1,$$

де  $m$  – число фаз перетворювача;

$k$  - будь-яке ціле позитивне число (1, 2, 3, ...).

При роботі двофазних перетворювачів, відповідно до наведеного вище виразу очевидно, що вони є джерелом всіх непарних гармонік ( $n = 3, 5, 7, 9, \dots$ ).

Щоб розладнати резонанс на всіх гармоніках – 3, 5, 7-й і т.д. необхідно для цього ряду порушити умову резонансу. Для цього послідовно з конденсаторною батареєю включають реактор. Підібравши індуктивність реактора те щоб його індуктивне опір 3-ї гармоніки дорівнювало ємнісному опору батареї, тобто  $x_{P3} = x_{C3}$ , можна впевненим, що індуктивне опір всього контуру цієї частоти перевищуватиме ємнісне, тобто. резонанс стане неможливим.

При нормальній частоті 50 Гц опір реактора  $x_{P1} = x_{P3}/3$ , а опір конденсаторної батареї  $x_{C1} = 3x_{C3}$  тому загальний опір поперечної компенсації буде мати ємнісний характер. При цьому опір реактора для 1-ї гармоніки

$$x_{P1} = \frac{x_{C1}}{9}.$$

Розрахунок параметрів компенсуючих пристроїв виконується для різних значень ступеня компенсації для того, щоб в результаті порівняння розглянутих варіантів вибрати оптимальний. Для компенсуючих пристроїв використовуємо наявні на підстанціях конденсатори КЕК 1,05-63, у яких номінальна напруга 1,05 кВ і встановлена реактивна потужність 63 квар.

Число послідовно з'єднаних рядів конденсаторів буде однаковим для всіх варіантів, що розглядаються, а саме

$$M = \frac{1,03 \cdot 1,125 \cdot 27,5 \cdot 1,05}{1,05}$$

Приймаємо  $M = 34$  ряди.

Кількість паралельно з'єднаних конденсаторів у ряду залежатиме від прийнятого ступеня компенсації. Як базовий приймаємо такий, в якому корисна реактивна потужність компенсуючого пристрою дорівнює середньорічному значенню реактивної потужності, що споживається підприємством.

Расход реактивной энергии на тягу подстанции “3” представлен в таблице 1.

Нехай річна витрата реактивної електроенергії по лічильникам на ввіді підприємства  $W_{P\Sigma}$  становить

$$W_{P\Sigma} = 50610573 \text{ квар}\cdot\text{год.}$$

Виходячи з цього можна визначити середньорічну реактивну потужність

$$Q_H = \frac{W_{P\Sigma}}{T} = \frac{50610573}{365\cdot 24} = 5777,46 \text{ квар,}$$

де  $T$  – кількість годин на рік.

Знаючи реактивну потужність, що споживається підприємством, визначимо кількість паралельно з'єднаних конденсаторів. Число паралельних конденсаторів компенсуючого пристрою визначається необхідною реактивною потужністю установки  $Q_H$  і типом конденсаторів, що застосовуються

$$N = \frac{Q_H \cdot x_C \cdot M \cdot 10^{-3}}{QU_{III}^2} = \frac{5777,46 \cdot 17,5 \cdot 34 \cdot 10^{-3}}{1,125 \cdot 27,5^2} = 4,$$

де  $x_C$  – реактивний опір одного конденсатора.

$$x_C = \frac{U_H^2}{Q} = \frac{1,05^2}{63} \cdot 10^3 \text{ Ом.}$$

Тут  $U_H$  – номінальна напруга конденсатора,

$Q$  – встановлена потужність конденсатора.

Для розрахунку та вибору реактора визначимо опір конденсаторної батареї  $X_{KB}$

$$X_{KB} = \frac{x_0 \cdot M}{N} = \frac{17,5 \cdot 34}{4} = 148,75 \text{ Ом.}$$

Опір реактора може бути визначений як

$$X_P = \frac{X_{KB}}{9} = \frac{148,75}{9} = 16,528 \text{ Ом.}$$

Отже, необхідно встановити два реактори.

Корисна потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_H = \frac{U_{III}^2 \cdot 10^3}{X_{KB} - X_P} = \frac{27,5^2 \cdot 10^3}{148,75 - 16,528} = 5719,55 \text{ квар.}$$

Тобто приймаємо номінальну потужність компенсатора  $Q_{\text{повн}} \cong 5800$  квар.

Оскільки споживання реактивної енергії за місяцями року є нерівномірним, то при нерегульованому пристрої поперечної компенсації неминуче виникатимуть періоди недокомпенсації та перекомпенсації. Для їх зменшення буде використана розглянута в розд. 4 система автоматичного регулювання компенсатора.



## ВИСНОВКИ

1. Проведено аналіз існуючих методів розрахунку і компенсації реактивної потужності в електричних мережах та основні типи технічних засобів щодо КРП, визначені їх основні переваги та недоліки. Зазначено, що збитки від перетікання реактивної потужності в мережах не завжди покриваються тарифом на електроенергію, що потребує системного дослідження рівня втрат в мережах і обґрунтування необхідності встановлення додаткового електрообладнання для компенсації.

2. Проаналізовано характеристики існуючих способів та засобів керування компенсуючими установками, в більшості яких параметром керування є  $\cos \phi$ , що не відповідає вимогам до керування КУ (підтримання належного рівня напруги у вузлах електричних мереж і промислових підприємств, а також забезпечення технічних значень реактивної потужності).

3. Проаналізовано особливості функціонування статичних тиристорних компенсаторів, як джерела реактивної потужності, та виявлено, що живлення синусоїдною напругою не дозволяє оптимізувати втрати в ньому, забезпечити багаторежимність і багатоканальність керування ним.

4. Запропоновано вдосконалені схеми керування статичними тиристорними компенсаторами і регульованими ємнісними батареями, які забезпечують енергоефективні режими роботи у разі живлення їх не ідеально синусоїдними напругами, застосування амплітудно-фазової модуляції напруги живлення та параметричної модуляції реактивного параметру.

5. Розглянуто механізм розрахунків за перетоки реактивної потужності в мережах та обґрунтовані раціональні параметри ємнісного компенсатора реактивної потужності для її зниження в електричних мережах.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між енергопостачальною організацією та її споживачами, затверджена наказом Міністерства палива та енергетики України від 17.01.2002, № 19 та зареєстрована в Міністерстві юстиції України 01.02.2002 за № 93/6381
2. Рогальський Б.С. Методи вирішення економічної і балансової задач компенсації реактивних навантажень для мереж підсистеми / Б.С. Рогальський, М.О. Степлюк // Промислова електроенергетика та електротехніка (Промелектро). – 2005. – № 6. – С. 20–27.
3. Регулювання напруги в розподільних електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії [текст]: Монографія / О.С. Яндульський, Г.О. Труніна, А.Б.Нестерко - К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021.- 191 с.
4. Правила улаштування електроустановок: 2017. – Офіц. вид. Міненерговугілля України. 2017. – 617 с.
5. Кузнєцов В.Г. Оптимізація режимів електричних мереж / В.Г. Кузнєцов, Ю.І. Тугай, В.А. Баженов - К.: Наукова думка, 1992. - 216 с.
6. Автоматичне регулювання в електричних системах: підручник / О. С. Яндульський, І. П. Заболотний, В. П. Кобазєв ; Держ. вищ. навч. закл.: Нац. техн. ун-т України "КПІ", Донец. нац. техн. ун-т. - Донецьк : Ноулідж, Донец. від-ня, 2010. - 190 с.
7. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи. – Львів: Львівська політехніка, 2009. – 492с.
8. Сегеда М.С. Математичне моделювання в електроенергетиці: навч. посіб./ М.С. Сегеда. –Львів: вид-во НУ «Львівська політехніка»,2002.–300 с.
9. Ефективне керування режимами систем забезпечення споживачів електричною енергією/В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолук: Національний Техн. Університет України «КПІ ім.. І. Сікорського», 163 с.
10. Електропостачання промислових підприємств: підручник для

студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.

11. 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.

12. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування потоками потужності і напругою в неоднорідних електричних мережах [монографія] / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик. — Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2004. — 188 с.

13. Грабко В. В. Моделі і засоби регулювання напруги за допомогою трансформаторів з пристроями РПН [монографія] / В. В. Грабко. — Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. — 109 с.

14. Тонкаль В.Е. Определение и компенсация реактивной мощности в цепях несинусоидального тока и напряжения / В.Е. Тонкаль, В.Я. Жуйкою, С.П. Денисюк, Ю.А. Яценко. – К.: Ин-т пробл. энергосбережения, 1990. – 28 с.

15. Ефективне керування режимами систем забезпечення споживачів електричною енергією [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітніх програм «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» та «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» / В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолюк ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,32 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 163 с.

16. Зорін В.В., Тисленко В.В. Системи електропостачання загального призначення. Чернігів : вид-во Чернігівського державного технологічного університету, 2005. 341 с.

17. ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT) Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. Київ : Мінекономрозвитку України, 2014. 32 с.

18. ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015 Настанова з проектування систем

електропостачання промислових підприємств. Київ : Мінрегіонбуд України, 2015. 45 с.

19. Лежнюк П.Д., Ковальчук О.А., Нікіторович О.В., Кулик В.В. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2014. 205 с.

20. Кириленко О.В., Сегеда М.С., Буткевич О.Ф., Мазур Т.А. Математичне моделювання в електроенергетиці: підручник. Львів: Національний університет «Львівська політехніка», 2010. 608 с.

21. Зорін В.В., Штогрин Є.А., Буйний Р.О. Електричні мережі та системи: навч. посіб. Ніжин: ТОВ «Видавництво «Аспект-Поліграф», 2011. 248 с.

22. Сулейманов В.М., Кацадзе Т.Л. Електричні мережі та системи. Київ: НТУУ «КПІ», 2008. 456 с.

23. Система автоматичного керування трансформаторами з поздовжньо-поперечним регулюванням напруги під навантаженням : монографія / В. В. Грабко, С. М. Левицький. — Вінниця : ВНТУ, 2010. — 120 с.