

# КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

**магістр**

(назва освітнього ступеня)

на тему: Зниження втрат електричної енергії в мережах  
шляхом вдосконалення методів розрахунку  
компенсації реактивної потужності

Виконав(ла): студент(ка) 6 курсу, групи ЕМм-61  
спеціальності 141 "Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка"  
(шифр і назва спеціальності)

(підпис)

Панасюк М.О.

(прізвище та ініціали)

Керівник

(підпис)

Козак К.М.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

(підпис)

Вакуленко О.О.

(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри

(підпис)

Тарасенко М.Г.

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

(прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Дана кваліфікаційна робота магістра містить у собі: 67 сторінок, 14 рисунків, 1 таблицю, 18 використаних першоджерел, \_\_ листів креслень формату А1 (слайдів).

**Об'єкт дослідження** – режими роботи джерел реактивної потужності.

**Предмет дослідження** – методи компенсації реактивної потужності.

**Мета роботи** – зменшення втрат електроенергії в електричних мережах шляхом впровадження вдосконалених методів розрахунку та пристроїв компенсації реактивної потужності.

**Методи досліджень:** метод системного розрахунку компенсації реактивних навантажень; метод неозначених множників Лагранжа.

**Наукова новизна роботи:** отримав подальший розвиток напрямок створення способів та регуляторів оптимального керування реактивною потужністю, що дозволило адаптувати їх до умов роботи електричних мереж, для яких характерні тривалі недопустимі відхилення напруги, і підтримувати, залежно від режиму електроспоживання, у вузлі задане значення вхідної реактивної потужності або рівень напруги в допустимих межах.

**Практичне значення одержаних результатів:**

1. Розроблено регулятор батареї конденсаторів, що дозволяє врахувати специфічні вимоги до компенсації реактивної потужності.

2. Удосконалено структурну блок-схему системи та алгоритму керування збудженням групи СД, що дозволяє забезпечувати технічні значення ВРП, заданих ЕПК, і регулювати напругу у її вузлах.

**Ключові слова:** реактивна енергія, реактивна потужність, пристрої компенсації, електрична енергія, зниження втрат.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ .....	5
ВСТУП .....	7
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ.....	9
1.1 Методи розрахунку компенсації реактивної потужності .....	9
1.2 Статичні тиристорні компенсатори реактивної потужності .....	13
Висновки до розділу 1 .....	22
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ.....	23
2.1 Розроблення регулятора реактивної потужності для мереж споживачів і ЕПК, для яких характерні тривалі відхилення напруги .....	23
2.2 Вдосконалення способу та системи керування збудженням синхронних двигунів з метою регулювання напруги .....	29
2.3 Розроблення схем керування СТК .....	40
Висновки до розділу 2 .....	47
3 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ.....	48
3.1 Загальні умови проведення досліджень режимів роботи СТК .....	48
3.2 Дослідження енергетичного процесу СТК у випадку параметричної модуляції реактивного елемента .....	49
Висновки до розділу 3 .....	58

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ .....	59
4.1 Вимоги пожежної безпеки при гасінні електроустановок.....	59
4.2 Дослідження стійкості роботи підприємств електроенергетики в надзвичайних ситуаціях .....	61
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ .....	65
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ .....	66

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АППУ	автоматичний перемикач параметра управління
АПУ	автоматичний перемикач уставок
БАК	блок автоматичного керування
БК	батарея конденсаторів
БС	блок синхронізації
БТК	бітиристорний ключ
ВБК	високовольтна батарея конденсаторів
ВГ	вищі гармоніки
ВРП	вхідна реактивна потужність
ГПН	генератор полігональних напруг
ГПП	головна понижувальна підстанція
ГПФ	гібридний поздовжній фільтр
ДГРП	давач генерування реактивної потужності
ДРП	давач реактивної потужності
ДСРП	давач споживання реактивної потужності
ЕГ	електронний годинник
ЕЕРП	економічні еквіваленти реактивної потужності
ЕК	електронний ключ
ЕМ	електрична мережа
ЕПК	енергопостачальна компанія
ЕС	енергетична система
ЗУ	задавач уставок
ІН	інвертор напруг
КВ	керований випрямляч
КРН	компенсація реактивних навантажень
КРП	компенсація реактивної потужності
КУ	компенсувальна установка

КШР	керований шунтувальний реактор
М	модулятор
МО	мережна обмотка
НБК	низьковольтна батарея конденсаторів
ОК	обмотка керування
ОП	орган порівняння
ПП	пристрій порівняння
ППКК	перетворювач потужності в кут керування
ПР	перемикач режимів
ПРСЗ	пристрій регулювання струму збудження
РЕМ	район електричних мереж
РП	розподільний пристрій
РПН	пристрій регулювання під навантаженням
СГ	синхронний генератор
СД	синхронний двигун
СМ	синхронна машина
СТК	статичний тиристорний компенсатор
ТЕЦ	теплоелектроцентраль
ТКК	тиристорно-комутований конденсатор
ТП	трансформаторна підстанція
ТР	трансформаторна обмотка
ТРР	тиристорно-регульований реактор
ФІ	формував імпульсів
ФКП	фільтрокомпенсувальний пристрій
ЦТП	цехова трансформаторна підстанція

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Одним із найбільш ефективних заходів енергозбереження в електричних мережах є компенсація реактивної потужності. Разом з тим, рівень компенсації реактивної потужності у зазначених мережах є недостатнім, мають місце підвищені втрати електроенергії.

Для отримання максимального ефекту від компенсації реактивної потужності необхідне оптимальне керування компенсаційними установками. Назріла потреба вдосконалення існуючих методів розрахунку компенсації реактивної потужності та розроблення нових пристроїв, які б дозволяли комплексно враховувати застосування для КРП різних джерел реактивної потужності.

**Метою роботи** є зменшення втрат електроенергії в електричних мережах шляхом впровадження вдосконалених методів розрахунку та пристроїв компенсації реактивної потужності.

Для досягнення мети необхідне вирішення таких завдань:

- підвищити точність розрахунку компенсації реактивної потужності;
- вдосконалити метод визначення оптимальних значень різних джерел реактивної потужності;
- розробити способи керування СТК для реалізації оптимальних режимів.

**Об'єкт дослідження** – режими роботи джерел реактивної потужності.

**Предмет дослідження** – методи компенсації реактивної потужності.

**Методи дослідження:** метод системного розрахунку компенсації реактивних навантажень; метод неозначених множників Лагранжа, варіації довільної сталої для розв'язування математичних моделей; методи визначення показників енергетичного процесу СТК.

**Наукова новизна одержаних результатів:** отримав подальший розвиток напрямок створення способів та регуляторів оптимального керування (за

критерієм мінімальних втрат), що дозволило адаптувати їх до умов роботи електричних мереж, для яких характерні тривалі недопустимі відхилення напруги, і підтримувати, залежно від режиму електроспоживання, у вузлі задане значення вхідної реактивної потужності або рівень напруги в допустимих межах.

**Практичне значення одержаних результатів:**

– удосконалений метод визначення оптимальних значень різних джерел реактивної потужності забезпечує суттєве зниження втрат електричної енергії в самих джерелах та в електричних мережах;

– розроблені способи та технічні засоби дозволяють реалізувати оптимальні режими в процесі керування за критерієм мінімальних втрат.

**Особистий внесок магістранта:**

– запропоновано врахування додаткових факторів, що дозволяє обґрунтовувати більш високі рівні компенсації;

– реалізація математичних моделей СТК, графічна інтерпретація результатів.

**Публікації.** Основні положення та результати кваліфікаційної роботи магістра доповідалися на ІХ Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів ТНТУ імені Івана Пулюя «Актуальні задачі сучасних технологій» (25-26 листопада 2020 року, м. Тернопіль).



## 1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

### 1.1 Методи розрахунку компенсації реактивної потужності

Класифікація та аналіз відомих методів розрахунку оптимальної КРП, систем та пристроїв керування КУ подані в табл. 1.1.

Серед нормативних (у минулому) методів найбільший інтерес представляє метод, викладений в „Указаниях по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий”. Зазначена вище методика замінила „Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях” і мала ряд переваг. Зокрема в ній були враховані всі види мереж, визначення потужності НБК здійснювалося за умовами зменшення кількості цехових трансформаторів та зниження втрат в мережах 6 (10) кВ і трансформаторах. Крім того, за рахунок використання таблиць та графіків методика була максимально спрощеною [1].

Серед ненормативних методів найбільший інтерес представляють методи нормованих функцій та граничних затрат.

Метод нормованих функцій дозволяє оптимізувати розміщення дискретних потужностей БК за критерієм мінімальних затрат з урахуванням обмежень за режимом напруги. Суттєвою перевагою даного методу є те, що враховується дискретність потужності та вартості комплектних БК і запропоновано механізм контролю рівнів напруги у вузлах в процесі розрахунків. В результаті підвищується точність розрахунків і забезпечується якість напруги у вузлах.

Основним недоліком методу є те, що в ньому не передбачене врахування плати за реактивну енергію споживачами та ЕПК, а це занижує економічно обґрунтовані рівні КРН.

Таблиця 1.1 – Класифікація відомих методів розрахунку КРП

Ознака класифікації	Види методів чи підходів
1. За призначенням.	Для мереж: – основних (енергосистем); – розподільних.
2. За використаним підходом.	З використанням чи без використання системного або комплексного підходів.
3. За критерієм оптимізації.	Мінімум приведених затрат. Мінімум втрат електроенергії. Допустимі рівні напруги у вузлах.
4. За кількістю критеріїв оптимізації.	Однокритеріальні. Багатокритеріальні.
5. За постановкою задачі.	Економічна. Балансова. Проектна. Експлуатаційна задача (керування КУ).
6. За структурою електричних мереж.	Для мереж: – замкнених; – розімкнених.
7. За видом навантаження, що використовується в розрахунках.	Максимальні. Середні.
8. За вимогами до використання в проектній практиці.	Нормативні (в минулому). Нормативні (нині діючі). Ненормативні.
9. За використанням математичного апарату або особливого підходу до розрахунку КРП.	Методи: – покоординатного спуску; – нелінійного і квадратичного програмування; – матрично-обчислювальний; – градієнтний; – потенціалів затрат; – критеріальний; – послідовного еквівалентування; – нормованих функцій; – локального розрахунку в мережах ЕПК чи окремого споживача; – граничних затрат з коригуванням економічної задачі та ін.

Як показав аналіз, найбільшою мірою сучасним вимогам до КРП і Закону України „Про енергозбереження” відповідає метод граничних затрат. Його основні переваги перед нині діючим нормативним та іншими методами:

- в розрахунках використовується системний підхід (задача одночасно вирішується для мереж підсистеми, яка включає мережі ЕПК і приєднаних до неї мереж споживачів); використання системного підходу дозволяє обґрунтувати більш високі рівні КРП в мережах споживачів і ЕПК;

- в основу покладено принцип поетапного розрахунку КРП: економічна задача КРП без обмежень (за критерієм мінімальних затрат) з коригуванням за умовою зниження на одну ступінь потужності трансформаторів і мереж (в умовах проектування) або віддалення строків їх реконструкції (в умовах експлуатації), балансова задача КРП (за критерієм мінімальних втрат) з коригуванням при невиконанні технічних обмежень або не встановленням КУ в деяких вузлах; застосування даного принципу дозволяє спростити методи і моделі розрахунку КРП і в той же час підвищити точність розрахунків (за рахунок коригування отриманих рішень);

- запропонована нова шкала питомих вартостей БК, застосування якої дозволяє підвищити точність визначення затрат на генерування реактивної потужності;

- запропоновано критерій оцінки якості розрахунків КРП (в умовах її проектування) і автоматичного керування КУ (в умовах експлуатації);

- з метою уточнення розрахунків передбачено визначення ВРП не тільки з використанням системного підходу, але й виходячи з інтересів окремого споживача.

До недоліків методу граничних затрат можна віднести:

- відсутнє комплексне вирішення задачі оптимізації вибору різних джерел реактивної потужності (енергосистема, БК до і вище 1000 В, СД, СТК), виходячи з інтересів окремого споживача (дане питання також не розглядається в діючому нормативному документі);

- не розв’язувалась задача оптимального завантаження зазначених вище

джерел реактивної потужності, які можуть бути різними за типом, потужністю, кількістю і місцем розміщення в системі електропостачання споживача;

– для розрахунку КРП в мережах підсистеми і окремих споживачів використані різні математичні методи; для зручності розрахунків і розробки їх програмного забезпечення було б бажано використати в обох випадках один математичний апарат;

– формули для визначення затрат на генерування і передавання реактивної потужності по мережі вимагають уточнення (через зміни в розрахунках за електроенергію).

– при розв'язанні економічної задачі не враховуються такі додаткові фактори як плата споживачів та ЕПК за реактивну енергію, що знижує рівень КРН.

При розгляді інших методів, які не відносяться до переліку нормативних документів в області розрахунку КРП, було встановлено, що їх призначення обмежується застосуванням у замкнених мережах. Ці методи дозволяють повністю формалізувати розв'язання задачі КРП із застосуванням програмного забезпечення на ПК. Слід зауважити, що вирішення задачі КРН у замкнених мережах є доволі трудомістким процесом, що пов'язано з великим об'ємом розрахунків, необхідністю формування матриці вузлових активних опорів, рішення системи рівнянь і, як наступний крок, виключення вузлів, в яких КУ виявляється недоцільною. Згадані методи не знайшли широкого застосування для вирішення практичних задач електроенергетики через складність і трудомісткість розрахунків, незважаючи на те, що використання матриці вузлових провідностей значно підвищує ефективність обчислювального процесу [2].

З впровадженням в електроенергетичній галузі ринкових відносин з'явилися наукові праці, в яких обґрунтовується можливість локального вирішення проблеми КРП в мережах ЕПК, тобто без застосування системного підходу (інакше - без врахування мереж споживачів). Необхідно зазначити, що таке обґрунтування можливе за умови відсутності плати за реактивну енергію у

суб'єктів оптового ринку електроенергії України і наявності плати споживачів за реактивну енергію ЕПК.

В ситуації, що склалась, тільки ЕПК об'єктивно заінтересовані в установленні КУ в своїх мережах, щоб продавати реактивну енергію споживачам. При цьому збільшуються технологічні втрати в їх мережах (в основному в мережах 10 кВ) порівняно з варіантом установлення КУ в мережах споживачів, що не відповідає вимогам Закону України „Про енергозбереження”. Таким чином, всі суб'єкти оптового ринку не заінтересовані в установленні КУ в мережах споживачів: ЕПК – через те, що отримують плату за реактивну енергію, а самі не оплачують її споживання від регіональних енергосистем і генерувальних компаній, решта суб'єктів – через те, що не отримують плату за реактивну енергію і не оплачують її споживання [3].

На практиці ЕПК не поспішають встановлювати КУ в своїх мережах: необхідні значні затрати і спостерігаються високі рівні напруги в години нічного провалу навантажень (через загальне зниження навантажень в усіх режимах і непрацездатність регуляторів РПН). Тому відбувається процес зниження оснащення мереж ЕПК КУ і, відповідно, рівнів КРП [4].

Таким чином, не дивлячись на значну кількість наукових робіт з проблеми КРП, ряд питань методичного забезпечення у світлі нових вимог до КРП (після введення в дію закону України „Про енергозбереження”, нової системи розрахунків за споживання реактивної енергії, методики розрахунку КРП в електричних мережах споживачів) вимагають подальшої розробки і вдосконалення.

## **1.2 Статичні тиристорні компенсатори реактивної потужності**

На даний час для керованого генерування реактивної потужності почали застосовувати тиристори. Ці напівпровідникові пристрої, які здатні змінювати генеровану реактивну потужність пропорційно вхідним сигналам, названі статичними генераторами реактивної потужності [9].

Схема однофазного тиристорно-регульованого реактора (ТРР) наведена на рис. 1.1, а. Вона складається з реактора  $L$ , двох тиристорів  $VS1$ ,  $VS2$ , які ввімкнені зустрічно-паралельно, та двох контурів  $L_5$ ,  $C_5$  й  $L_7$ ,  $C_7$ , налагоджених на частоти найбільш інтенсивних гармонічних складових напруги живлення.

Якщо на тиристори  $VS1$ ,  $VS2$  керуючі імпульси не подаються, то пристрій подавляє гармонічні викривлення напруги мережі на 5-й та 7-й гармоніках, а конденсатори  $C_5$  й  $C_7$  генерують реактивну потужність  $Q_c$ .

При  $\alpha \leq \frac{\pi}{2}$  та широких керуючих імпульсах ТРР працює в режимі неперервного струму, провідність  $\lambda = \pi$  й по чергово відкриті перший  $VS1$  або другий  $VS2$  тиристори.

Через реактор протікає синусоїдний струм, рівний примусовій складовій (рис. 1.1, б)

$$i_L = \frac{\sqrt{2}U_1}{\omega L} \sin\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) = I_m \sin\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right),$$

де  $\theta = \omega t$ ;

$U_1$  – діюче значення прикладеної напруги;

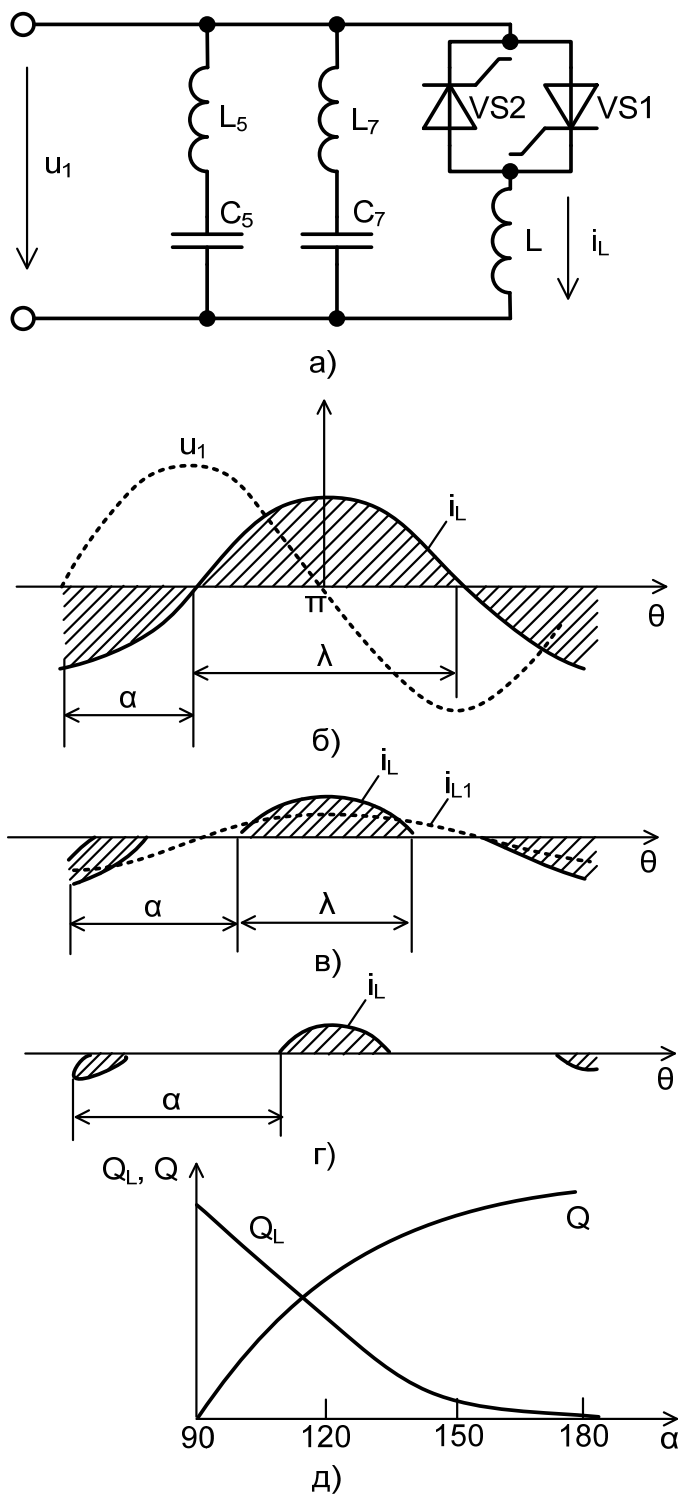
$L$  – індуктивність реактора;

$\omega$  – колова частота прикладеної напруги;

$I_m$  – амплітуда струму.

При збільшенні  $\alpha$  (рис. 1.1, в, г) енергія, яка накопичується на інтервалі від  $\alpha$  до  $\pi$  в реакторі, зменшується, при цьому також зменшується інтервал, на якому реактор віддає енергію в мережу. Крива струму в реакторі залишається симетричною відносно осі, а кут, протягом якого тиристори проводять струм, буде рівним  $\lambda = \pi - 2\alpha$ . Це означає, що струм  $i_L$  стає переривчастим (рис. 1.1, в, г). Відповідний вираз для імпульсів струму  $i_L$  через реактор має вигляд:

$$i_L = I_m \left[ (-1)^k \cos \alpha - \cos \theta \right],$$



де  $k\pi + \alpha \leq \theta \leq (k + 2)\pi - \alpha$ ;  $k = 0; \pm 1; \pm 2 \dots$  Для решти моментів часу  $i_L = 0$ .

Рисунок 1.1 – Схема однофазного ТРР (а), часові діаграми струмів і напруг ТРР (б, в, г) та залежність реактивної потужності від кута керування (д)

При розкладанні цього виразу у ряд Фур'є знайдемо першу гармоніку струму

$$i_{L1} = I_m \left( 2 - \frac{2\alpha}{\pi} + \frac{1}{\pi} \sin 2\alpha \right) \sin \left( \theta - \frac{\pi}{2} \right),$$

яка зсунута відносно напруги на кут  $\frac{\pi}{2}$  при будь-якому куті керування  $\alpha$  на інтервалі від  $\frac{\pi}{2}$  до  $\pi$ .

Реактивна потужність, яка споживається ТРР

$$Q_L = U_1 I_{L1},$$

зменшується зі збільшенням кута керування  $\alpha$  (рис. 1.1, д). Отже, розглядуваний ТРР виконує роль керованої індуктивності

$$L_{\text{екв}} = L \left( 2 - \frac{2\alpha}{\pi} + \frac{1}{\pi} \sin 2\alpha \right).$$

Результуюча реактивна потужність схеми на рис. 1.1, а дорівнює  $Q = Q_C - Q_L$ . Якщо вибрати  $Q_{L\text{max}} = Q_C$ , то реактивна потужність  $Q$  завжди буде рівною нулю. Залежність  $Q(\alpha)$  наведена на рис. 1.1, д.

Отже, такий СТК генерує реактивну потужність та здійснює її регулювання, подавляючи при цьому гармонічні викривлення в мережі.

Схема однофазного тиристорно-комутованого конденсатора наведена на рис. 1.2, а. Вона містить конденсатор  $C$ , два тиристори  $VS1$ ,  $VS2$ , які ввімкнені зустрічно-паралельно і утворюють бітиристорний ключ, а також відносно невеликий струмообмежуючий реактор  $L$ . Реактор  $L$  необхідний для обмеження стрибків струму через БК при аномальних умовах роботи та зсуві частоти резонансу конденсатора з індуктивним опором мережі в певну область частот.



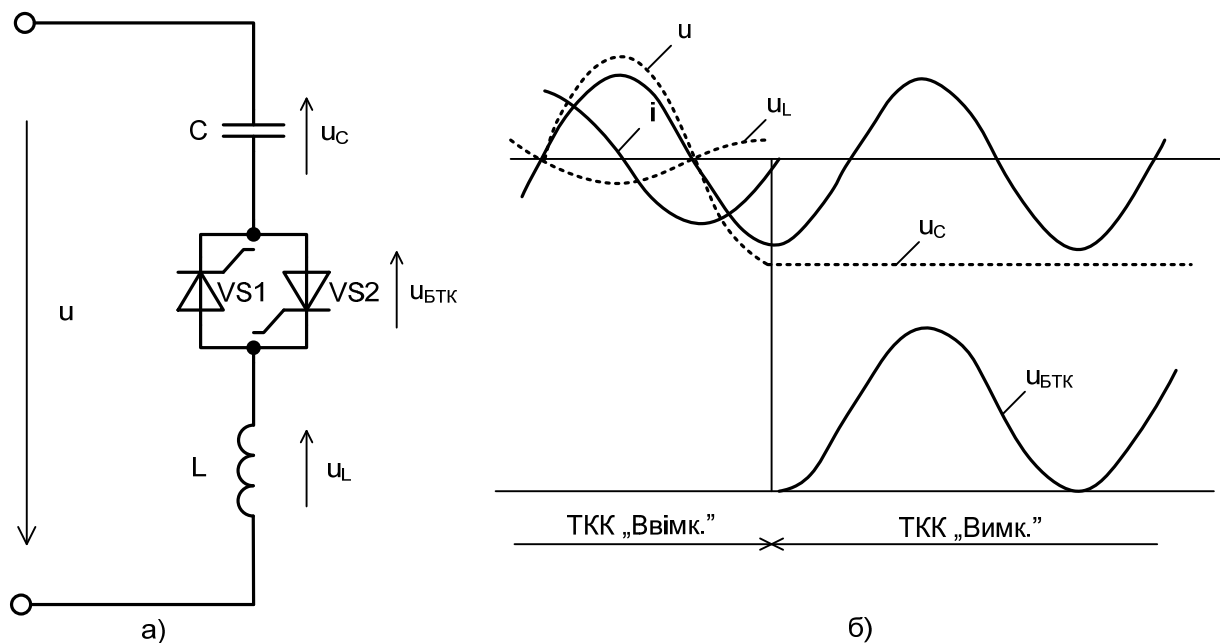


Рисунок 1.2 – Схема однофазного ТКК (а), часові діаграми струму і напруг ТКК (б)

В усталеному режимі, коли БТК замкнений, а ТКК підключений до джерела синусоїдної напруги  $U = U_m \sin \theta$ , струм у колі визначається за формулою

$$i_y = U_m \frac{n^2}{n^2 - 1} \omega C \cos \theta,$$

$$\text{де } n = \frac{1}{\sqrt{\omega^2 LC}} = \sqrt{\frac{x_C}{x_L}}.$$

ТКК може бути відключений від мережі при проходженні струму через нульове значення, шляхом попереднього зняття імпульсів керування тиристорним вентиляем. Під час проходження струму через нуль напруга на конденсаторі дорівнює максимальному значенню

$$U_C = U_m \frac{n^2}{n^2 - 1}.$$

Відключений конденсатор залишається зарядженим до цієї напруги і тому напруга на закритому тиристорі вентиля змінюється від нуля до подвійного амплітудного значення напруги мережі, як показано на рис. 1.2, б.

Коли напруга на відключеному конденсаторі зберігається незмінною, конденсатор може бути знову підключений до мережі в момент, коли напруга максимальна. В цьому випадку перехідний процес відсутній. Звичайно конденсатор після відключення розряджається, тому його доводиться знову підключати до мережі, коли напруга має проміжне значення між нулем та  $U_m \frac{n^2}{n^2 - 1}$ . Перехідний процес може бути зведений до мінімуму, якщо тиристорний вентиль вмикається в моменти, коли напруга мережі та залишкова напруга конденсатора однакові, тобто коли напруга на тиристорі дорівнює нулю.

Найбільший інтерес викликають трифазні схеми ввімкнення ТРР та некоммутованих конденсаторів. В схемі на рис. 1.3 при замкненому положенні роз'єднувача QS нейтраль зірки заземлена, а при розімкненому стані роз'єднувача QS вона ізольована.

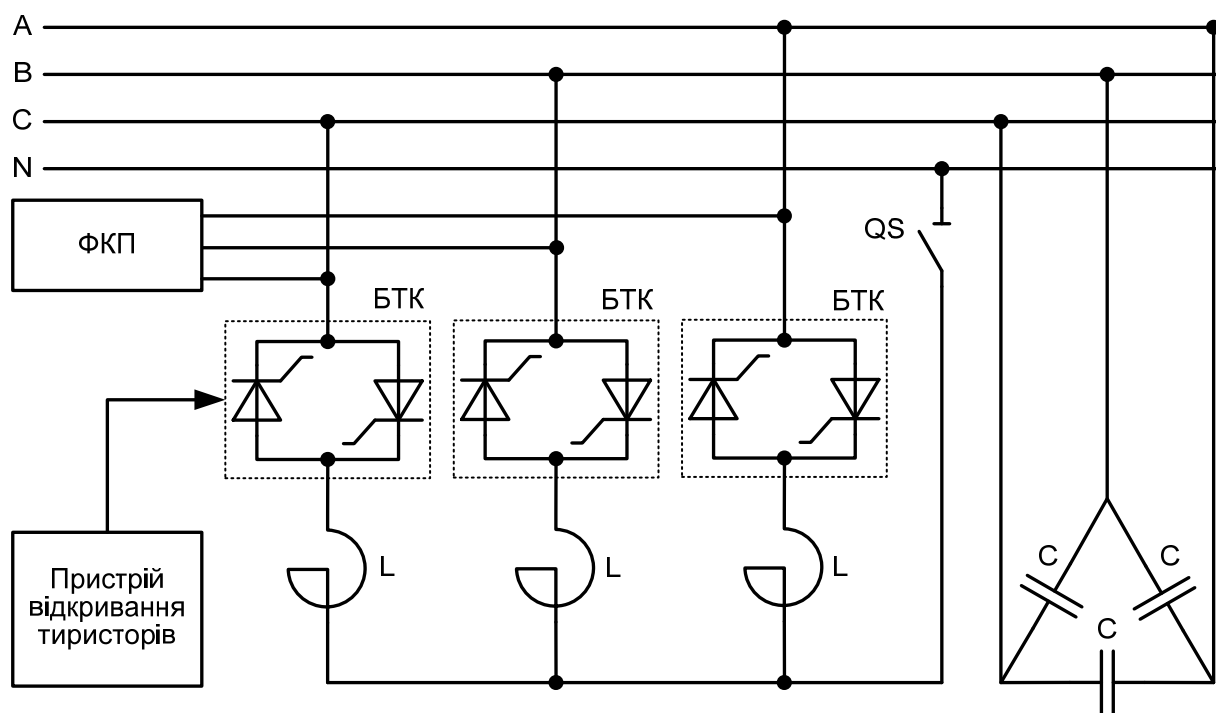


Рисунок 1.3 – Трифазна схема ввімкнення ТРР та некоммутованих конденсаторів

ФКП – фільтрокомпенсувальний пристрій; БТК – бітиристорний ключ;

L – індуктивність (реактор); C – конденсатор

Максимальні значення прямої та зворотної напруги на тиристорах в схемі з заземленою нейтраллю визначаються амплітудою фазної напруги  $\sqrt{2}U_{\phi}$ , а в схемі з ізольованою нейтраллю - амплітудою лінійної напруги  $\sqrt{2}U_{\text{л}}$ .

З метою зниження рівня вищих гармонічних складових до живлячої мережі підключають фільтрокомпенсуючі пристрої. Як правило, ФКП являють собою систему багатофазних коливальних LC-контурів з резонансом напруг. Частота резонансу в кожному з цих контурів відповідає частотам найбільш інтенсивних вищих гармонічних складових напруги мережі, зумовлених роботою СТК або інших нелінійних навантажень. У трифазних системах гармоніки, кратні трьом, звичайно в силу симетрії відсутні. Найбільш інтенсивні 5, 7, 11 та 13 гармонічні складові напруги мережі. На частоті мережі опір контурів ФКП має ємнісний характер. За рахунок цього ФКП дозволяє не тільки знизити викривлення форми живлячої напруги мережі, але і зменшити споживання реактивної потужності за основною гармонікою. Тому ФКП можна вважати джерелом реактивної потужності.

Очевидно, що схеми СТК з ізольованою нейтраллю придатні для живлення навантажень, які з'єднані в зірку або трикутник, а схема СТК із заземленою нейтраллю – для живлення навантажень, з'єднаних тільки в зірку. При цьому нейтраль схеми навантажується вищими гармоніками, коли кути керування тиристорів відмінні від нуля. В схемі трифазного СТК із заземленою нейтраллю струм через тиристор в кожній фазі не залежить від струму інших фаз, визначається величиною фазної напруги та характеризується тими ж співвідношеннями між кутами керування  $\alpha$ , вимкнення  $\alpha_{\text{вим}}$ , провідності  $\lambda$ , зсуву фаз навантаження  $\varphi$ , що і для однофазної схеми [11].

Як згадувалось вище, проблема КРП є досить актуальною, особливо у разі наявності в системі електропостачання різкозмінних, несиметричних та нелінійних навантажень. Це стосується підприємств, де наявні прокатні стани, дугові сталеплавильні печі та інші потужні установки з високим рівнем споживання реактивної потужності та нестабільною динамікою споживання

електроенергії. Такий характер навантаження призводить до коливань напруги і її відхилень від номінального значення, а також до спотворення синусоїдності кривої напруги. Як результат – збільшення втрат електричної енергії.

Використання СТК для компенсації реактивної потужності в мережах промислових підприємств має чимало переваг. Адже СТК при порівняно невеликих витратах забезпечує максимальне зниження сумарних втрат активної потужності й енергії, підтримання заданого рівня напруги у вузлі навантаження. Використання компенсаторів дозволяє знизити витрати на оплату електроенергії і на експлуатацію розподільних мереж при високій окупності самих СТК [12].

Аналізуючи ряд вітчизняних і зарубіжних робіт, що висвітлюють питання сучасних досліджень СТК були встановлені основні їх напрямки. Вони присвячені вирішенню таких питань [13-18]:

- експлуатації статичних компенсаторів в мережах промислових підприємств зі специфічними навантаженнями та мережах ЕПК;
- регулювальному і компенсувальному впливам СТК на параметри режиму електричних мереж;
- багатфункціональності СТК;
- характерним режимам та розрахункам параметрів СТК;
- підвищенню швидкодії та вдосконаленню систем керування;
- вдосконаленню схемних рішень силової частини СТК.

Недостатньої уваги в згаданих роботах приділено:

- питанням оптимізації втрат в СТК у разі генерування ним реактивної потужності;
- параметричній модуляції реактивного параметру СТК як засобу впливу на показники його енергетичного процесу;
- режимній гнучкості компенсаторів, яка полягає в організації кількох режимів керування, залежно від характеристик навантаження та забезпеченні декількох каналів керування реактивною потужністю (в більшості випадків реалізується одноканальний принцип керування шляхом зміни кута

відкривання тиристорів);

– створенню систем керування, котрі б за умови необхідної швидкодії забезпечували реалізацію оптимальних режимів роботи СТК (за критерієм мінімальних втрат), реалізовували принципи багатоканального і багаторежимного керування.

Слід зауважити, що усі відомі зразки СТК досліджувались і експлуатуються за умови живлення синусоїдною напругою, що нашоєхує на думку про можливість застосування полігональних і амплітудно-фазово модульованих напруг, як засобу впливу на показники енергетичного процесу СТК.

## Висновки до розділу 1

1. Виконаний аналіз і класифікація за різними ознаками відомих методів розрахунку КРП показав, що нормативний (нині діючий) документ не відповідає основним вимогам і принципам Закону України «Про енергозбереження». В нормативному документі проігноровано системний та комплексні підходи до розрахунку КРП, оптимізацію розміщення БК, необхідність оптимального (за критерієм мінімальних втрат) керування БК.

2. Серед ненормативних методів найбільший інтерес представляє метод поетапного розрахунку КРП граничних затрат, який відповідає зазначеним вище вимогам. В той же час метод потребує подальшого розвитку в напрямку обґрунтування підвищених рівнів КРП і удосконалення розрахунку КРП при наявності в мережах підприємства СМ і СТК.

3. Інші методи, які не входять до переліку нормативних, не знайшли широкого застосування для вирішення практичних задач КРН. Попри свої переваги, які полягають у можливості повної формалізації розв'язання задачі компенсації та автоматизації розрахунків на ПК із застосуванням відповідного програмного забезпечення, вони є складними та трудомісткими.

4. Виконаний аналіз існуючих способів і технічних засобів керування КУ. Більшість з них не відповідають сучасним вимогам до керування КУ, на даний час застаріли і зняті з виробництва. Ринок України заповнили надійні автоматичні регулятори іноземного виробництва з параметром керування по величині cosφ, які, окрім надійності, теж не відповідають сучасним вимогам до керування КУ.

5. Виконаний аналіз особливостей функціонування СТК, накопиченого досвіду застосування та стану сучасних досліджень, виявлені питання, яким приділено недостатньо уваги в сучасних дослідженнях або ж вони не розглядались взагалі.

## 2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

### **2.1 Розроблення регулятора реактивної потужності для мереж споживачів і ЕПК, для яких характерні тривалі відхилення напруги**

У першому розділі обґрунтована необхідність створення автоматичного регулятора конденсаторних батарей, який відповідав би сучасним вимогам до КРП і реалізував принципи оптимального (за критерієм мінімальних втрат) управління. Крім того, такий регулятор повинен вирішувати питання підтримання напруги у вузлах навантаження електричних мереж промислових підприємств і ЕПК, для яких є характерними тривалі відхилення цього параметру від номінального значення.

Прототипом автоматичного регулятора потужності конденсаторних батарей є пристрій, схему якого подано на рис. 2.1.

Для реалізації необхідних функцій автоматичного регулювання в схему рис. 2.1 вводиться автоматичний перемикач параметрів управління. В запропонованій 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 енергогосподарства України виникли специфічні вимоги до компенсації реактивної потужності в її мережах, які полягають в тому, що в періоди найбільших навантажень (зона „ПІК”) повинне підтримуватись оптимальне значення ВРП на вводах вузлів, яке визначається у разі оптимізаційного розрахунку уставок для автоматичних регуляторів, установлених у вузлах підсистеми. Для режиму найменших навантажень (зона „НІЧ”) доцільніше підтримувати рівень напруги в допустимих межах. В позапіковому режимі (зона „ДЕНЬ”) необхідно підтримувати значення ВРП розраховане для даного режиму за умови, що рівень напруги знаходиться в

допустимих межах. У разі відхилення напруги за допустимі межі першочергово необхідно вжити заходів для повернення напруги в допустимі межі для даного вузла.

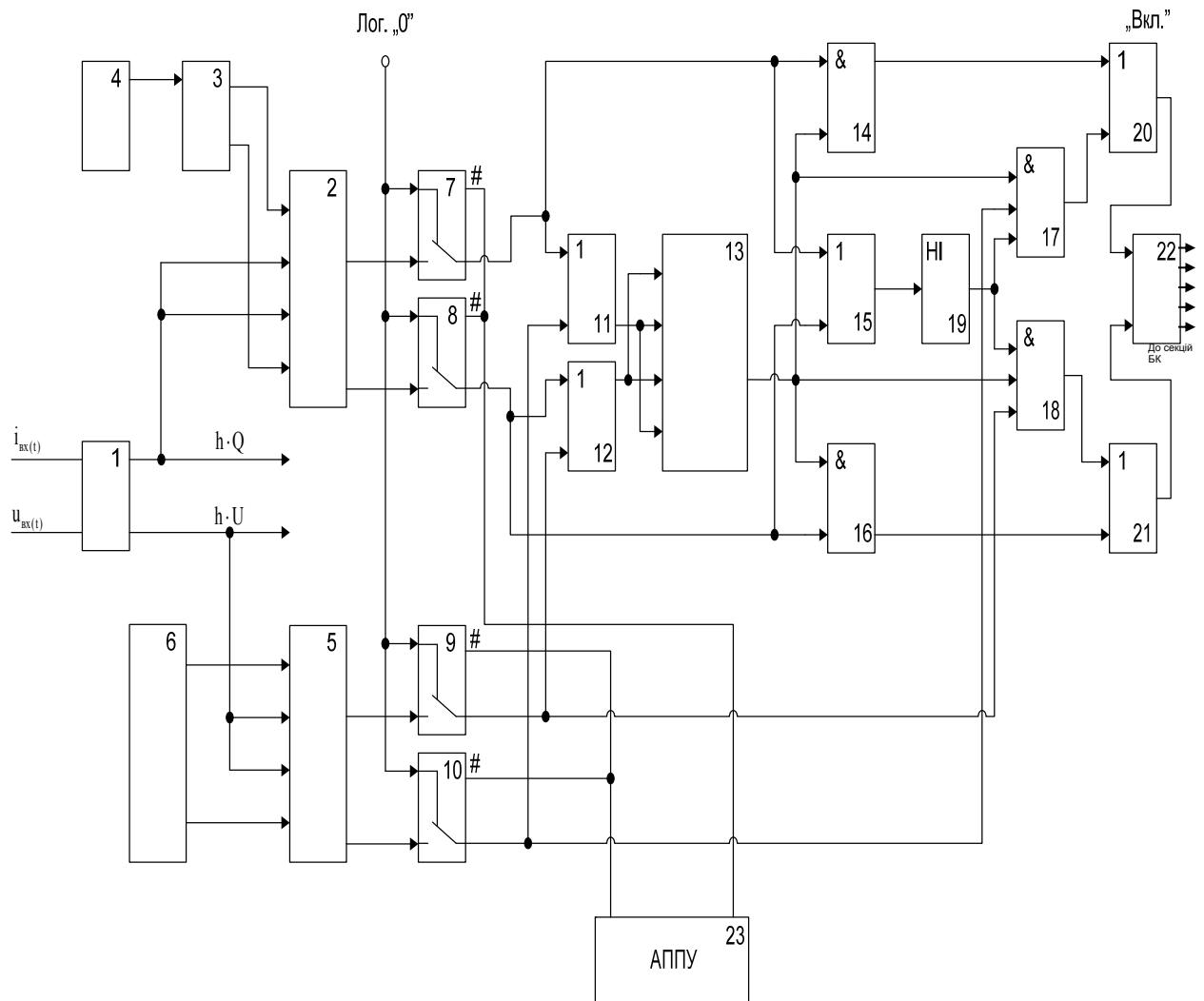


Рисунок 2.1 – Схема автоматичного регулятора конденсаторних батарей

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 „ТА”; 19 – логічний елемент „НІ”; 22 – виконавчий орган; 23 – автоматичний перемикач параметра управління



Пропонується реалізувати вказані принципи керування за допомогою АППУ, схему якого надано на рис. 2.2.

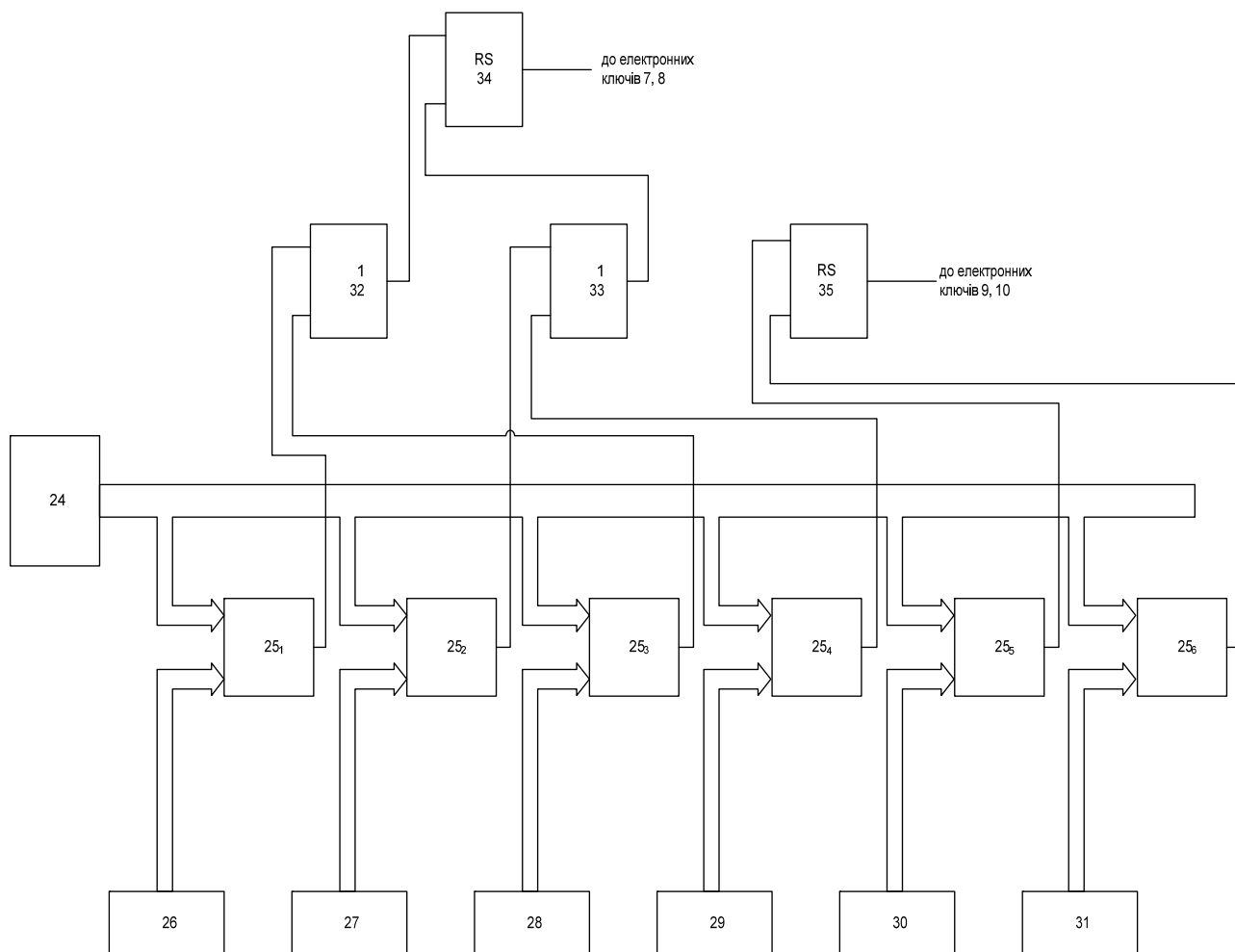


Рисунок 2.2 – Структурна схема автоматичного перемикача параметра управління  
24 – електронний годинник; 25 – органи порівняння; 26-31 – задавачі часу періодів електроспоживання; 32, 33 – логічні елементи „АБО”; 34, 35 – RS тригери (позначення доповнено до рис. 2.1)

Пристрій працює так. ЕГ 24 постійно видає на своєму виході цифровий код поточного часу доби. Цей сигнал подається на перші входи ОП 25<sub>1</sub>...25<sub>6</sub>, і, коли величина співпадає з уставкою часу початку ранкової зони “Пік”, яку задає задавач часу 26, на виході ОП 25<sub>1</sub> появляється сигнал лог. “1”, який, поступаючи на перший вхід логічного елемента АБО 32, з’являється на його виході і подається на вхід R RS тригера 34, що призводить до його переключення та появи на його прямому виході Q сигналу лог. “1” і,

поступаючи на керуючий вхід ЕК 7, 8, підключає виходи ОП 2 до всієї схеми керування і в цьому випадку керування здійснюється за параметром Q (“реактивна потужність”) оскільки на керуючі входи електронних ключів 9 і 10 подається сигнал, рівний логічному 0, в результаті чого на виходах електронних ключів 9 і 10 завжди буде присутній сигнал логічний 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 не буде здійснюватися.

Коли величина сигналу, який видає ЕГ 24 збігається з уставкою часу “кінець ранкової зони Пік”, яку задає задавач 27 на виході ОП 25<sub>2</sub>, з’являється логічний сигнал 1, який поступаючи на вхід логічного елемента АБО 33, з’являється на його виході і подається на вхід S RS тригера 34, що призводить до його перемикання та появи на його прямому виході Q лог. 0, а на його інверсному – лог. 1. Сигнал з прямого виходу RS тригера поступає на керуючі входи ЕК 7, 8, відключає виходи ОП 25<sub>2</sub> та підключає входи ЕК 7, 8 до логічного 0 - керування по Q буде відключене.

При співпаданні уставки часу задавача 28 (початок зони вечірнього максимуму) з ЕГ 24, на виході ОП 25<sub>3</sub> з’являється сигнал лог. 1, який поступає на другий вхід логічного елемента АБО 32, з’являється на його виході і подається на його вхід R RS тригера 34, що призводить до його перемикання та появи на його виході лог.1, який поступаючи на керуючі входи ЕК 7,8 і підключає виходи ОП 25<sub>2</sub>, здійснюючи керування по Q.

Коли уставка часу задавача 29 (кінець зони вечірнього максимуму) співпадає з ЕГ 24 на виході ОП 25<sub>4</sub> з’являється сигнал лог.1, який поступає на другий вхід логічного елемента 33, з’являється на його виході і поступає на другий вхід S RS тригера 34, що призводить до його перемикання та появи на його виході логічного сигналу 0, який поступає на керуючі входи ЕК 7, 8 вимикаючи ОП 25<sub>2</sub>, внаслідок чого керування по Q не відбувається.

Коли поточний час доби, який постійно видає ЕГ 24, співпадає з уставкою часу задавача 30 (початок зони ніч) на виході ОП 25<sub>5</sub> з’явиться сигнал лог.1,

який поступаючи на вхід R RS тригера 35 призводить до його перемикання та появи на його прямому виході лог.1 який поступає на керуючі входи ЕК 9, 10 і підключаючи ОП 25<sub>2</sub> до всієї схеми, внаслідок чого керування буде здійснюватися по U.

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

При співпаданні уставки часу задавача 31 з ЕГ 24 на виході ОП 25<sub>6</sub> з'являється сигнал лог.1, який поступає на другий вхід S RS тригера 35 призводить до його перемикання та появи на його виході лог.0, який поступаючи на керуючі входи ЕК 9, 10 що призводить до їх перемикання і відключення ОП 25<sub>2</sub>. Коли поточний час доби не співпадає ні з однією з уставок задавачів 26 – 31, це свідчить про настання зони електроспоживання „День”. Вона є спільною для регулювання по параметру „реактивна потужність” та „напруга” з пріоритетом по напрузі, тобто регулювання буде здійснюватись за параметром „реактивна потужність” тільки в тому випадку, коли рівень напруги у вузлі електромережі знаходиться в допустимих межах. В цьому режимі на інверсних виходах RS тригерів 34, 35 присутні сигнали лог. „1”, які поступають керуючі входи ЕК 7, 8, 9, 10, що викликає підключення ОП 2 та ОП 5 до схеми керування.

Сигнали з вимірювального перетворювача 1, пропорційні kQ поступають на другий та третій входи ОП 2, куди також подаються значення верхньої та нижньої межі уставки по реактивній потужності від задавача уставок 3, роботою якого керує автоматичний перемикач уставок 4. Також сигнали з вимірювального перетворювача 1, пропорційно kU поступають на ОП 5, на перший та четвертий вхід якого подається значення відповідно верхньої та нижньої межі допустимого рівня напруги для даного вузла енергосистеми, яке

поступає від задавача 6 (рис. 2.1).

При перевищенні сигналом  $kU$  верхнього допустимого значення на першому виході ОП 25<sub>2</sub> з'являється сигнал лог. „1” , який поступає (через замкнутий вже) ЕК 9 (рис. 2.1) на другий вхід елемента АБО 12 (рис. 2.1) та на другий вхід елемента ТА 16 (рис. 2.1). При появі сигналу лог. „1” на вході елемента АБО 12 він з'являється на його виході та запускає керований генератор імпульсів 13 (рис. 2.1), який генерує імпульси через визначені проміжки часу, необхідні за вимогами комутації („Вкл.” елемент АБО 11 (рис. 2.1), або „Відкл.” елемент АБО 12) секцій КУ. Сигнали з керованого генератора імпульсів 13 поступають на перший вхід елемента ТА 16, на другому вході якого вже присутній сигнал лог. „1”. В результаті цього на виході елемента ТА 16 буде з'являтися сигнал лог. „1” у відповідності з поступаючими імпульсами від керованого генератора імпульсів 13. Ці сигнали з виходу елемента ТА 16 поступають на другий вхід елемента АБО 21, з виходу якого сигнал „Відк.” подається на виконавчий орган 22 (рис. 2.1).

При зниженні величини сигналу  $kU$  нижче допустимого значення появляється сигнал лог. 1 на другому виході ОП 25<sub>2</sub>, який через (замкнений уже) ЕК 10 поступає на перший вхід елемента ТА 14 та вхід елемента АБО 12. Сигнал лог. 1 з виходу елемента АБО 12 запускає керований генератор імпульсів 13, сигнали з якого подаються на другий вхід елемента ТА 14, на другому вході якого вже присутній сигнал лог. 1. В результаті цього на виході елемента ТА 14 буде появлятися сигнал лог.1 у відповідності з поступаючими імпульсами від керованого генератора імпульсів 13. Ці сигнали з виходу елемента ТА 14 поступають на перший вхід елемента АБО 20 з виходу якого сигнал „Вкл” подається на виконавчий орган 22.

При перевищенні сигналом  $kQ$  верхнього допустимої межі на першому виході ОП 25<sub>2</sub> з'являється сигнал лог. 1, який через замкнений вже) ЕК 7 (рис. 2.1) поступає на перший вхід елемента АБО 12 та другий вхід елемента ТА 17. При появі сигналу лог. 1 на вході елемента АБО 12, він появляється на його виході та запускає керований генератор імпульсів 13, імпульси з якого

поступають на другий вхід елемента ТА 18 (рис. 2.1). Для появи цих імпульсів на виході ТА 17 (рис. 2.1) і подавання їх на другий вхід елемента 20 з виходу якого сигнал „Вкл.” Подається на виконавчий орган 22, необхідно щоб сигнал лог. “1” був присутній на вході елементу ТА 17, а це буде тоді коли на виході елемента НІ 19 буде присутній лог.0. Для цього необхідно щоб сигнал лог. 0 був присутній одночасно на першому та другому вході елемента АБО 15, а це буде в тому випадку, коли значення напруги буде знаходитися в заданих межах. Це забезпечує регулювання по „реактивній потужності” тільки в тому випадку, коли значення напруги у вузлі буде знаходитися в допустимих межах.

При зниженні величини  $kQ$  нижче допустимого значення, на другому виході ОП 2 появляється сигнал лог. “1”, який через (замкнений вже) ЕК 8 поступає на вхід елемента АБО 11 та вхід елемента ТА 18. При появі сигналу елемента АБО 11 він запускає керований генератор імпульсів 13, імпульси з якого поступають на вхід елемента ТА 18. Для появи цих імпульсів на виході елемента ТА 18 і подачі їх на перший вхід елемента АБО 21, з виходу якого сигнал „Відкл.” подається на виконавчий орган 22, необхідно, щоб на першому вході елемента ТА 18 був присутній сигнал лог. 1, а це буде в тому випадку, коли на вході елемента НІ 19 буде лог. 1, тобто коли значення напруги буде знаходитися в заданих межах.

Розроблений регулятор КБ враховує специфічні вимоги до компенсації реактивної потужності, зокрема для деяких добових режимів електропостачання більш доцільно підтримувати на ввіді вузла задане значення ВРП, а для інших – рівень напруги в допустимих межах.

## **2.2 Вдосконалення способу та системи керування збудженням синхронних двигунів з метою регулювання напруги**

В якості джерел реактивної потужності в електропостачальних системах промислових підприємств, окрім БК та СТК, застосовуються СД. В сучасних умовах високовольтні СД можуть мати економічні переваги перед БК, питома

вартість яких знаходиться в межах 60...360 грн./кВАр. Висока вартість комплектних БК зумовлена в основному імпортними комплектуючими (силовими конденсаторами, комутаційною апаратурою і регуляторами).

Енергопостачальна компанія може задавати підприємствам технічні значення ВРП в періоди максимальних навантажень (її генерування  $Q_r$ ) і мінімальних навантажень (її споживання  $Q_{сп}$ ). В позапікові періоди підприємству економічно доцільно використовувати наявні СД для максимально можливого зниження втрат електроенергії. Значення величин  $Q_r$ ,  $Q_{сп}$  визначає енергопостачальна компанія, а величина ВРП в позапіковий період приймається рівною нулю ( $Q_{шт} = 0$ ). Всі ці величини служать уставками для системи управління. Виникає задача забезпечення заданих установок протягом доби за допомогою групи СД.

Режими споживання і генерування реактивної потужності на ввіді підприємства контролюються відповідними давачами (рис. 2.3). В якості давачів використовуються електромеханічні лічильники реактивної електроенергії зі стопорами та давачами імпульсів або електронні лічильники. В режимі споживання реактивної потужності буде працювати лічильник, який контролює споживання, а в режимі генерування – лічильник, який контролює генерування.

За допомогою введеної ознаки комутації СД  $p_i$  визначають, які СД з групи перебувають в роботі, а які у вимкненому стані (виведення в ремонт, аварійна зупинка, обмеження споживання активної потужності і т. ін.). Ознаці комутації присвоюється значення рівне 1 для працюючих СД та рівне 0 для вимкнених СД, після чого за допомогою обчислювального пристрою визначають початкові уставки для кожного СД.

Математична модель для визначення початкових уставок (або оптимального завантаження кожного СД за критерієм мінімальних втрат) у відповідному періоді доби має вигляд:

$$\begin{cases} \Delta P = \sum_{i=1}^n a_i Q_i^2 p_i + \sum_{i=1}^n b_i Q_i p_i + \sum_{i=1}^n c_i Q_i^2 p_i \rightarrow \min, \\ \sum Q_i p_i = Q_t, Q_i \geq 0, Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\max}, I \leq I_d \end{cases}, \quad (2.1)$$

де  $\Delta P$  – сумарні втрати активної потужності в СД і живлячих їх лініях, кВт;

$Q_i$  – реактивна потужність, яку генерує і-й СД, кВАр;

$a_i$  і  $b_i$  – коефіцієнти апроксимації функції втрат активної потужності в і-му СД у разі генерування реактивної потужності  $Q_i$ ;

$n$  – кількість СД;

$c_i$  – коефіцієнт втрат в лінії, по якій отримує живлення і-й СД;

$Q_t$  – технічне значення ВРП для відповідного періоду доби ( $Q_{Г.В.}$ ,  $Q_{Г.Р.}$ ,  $Q_{с.п.}$ ,  $Q_{п.п.}$ ), кВАр;

$Q_{\max}$ ,  $Q_{\min}$  – мінімально і максимально допустимі значення реактивної потужності, яку генерує СД, за умовами відповідно забезпечення стійкості і нагрівання, кВАр;

$I_d$  – допустимий струм в живлячій лінії за умовою нагрівання, А;

$Q_{Г.Р.}$  – генерування реактивної потужності в період ранкового максимуму, кВАр;

$Q_{Г.В.}$  – генерування реактивної потужності в період вечірнього максимуму, кВАр.

Значення величин  $a_i$  і  $b_i$  визначаються за формулами:

$$a_i = \frac{D_{2i}}{Q_i^2}; b_i = \frac{D_{1i}}{Q_i}, \quad (2.2)$$

де  $D_{2i}$   $D_{1i}$  – коефіцієнти апроксимації функції втрат в і-му СД у разі генерування ним номінальної реактивної потужності, кВт.

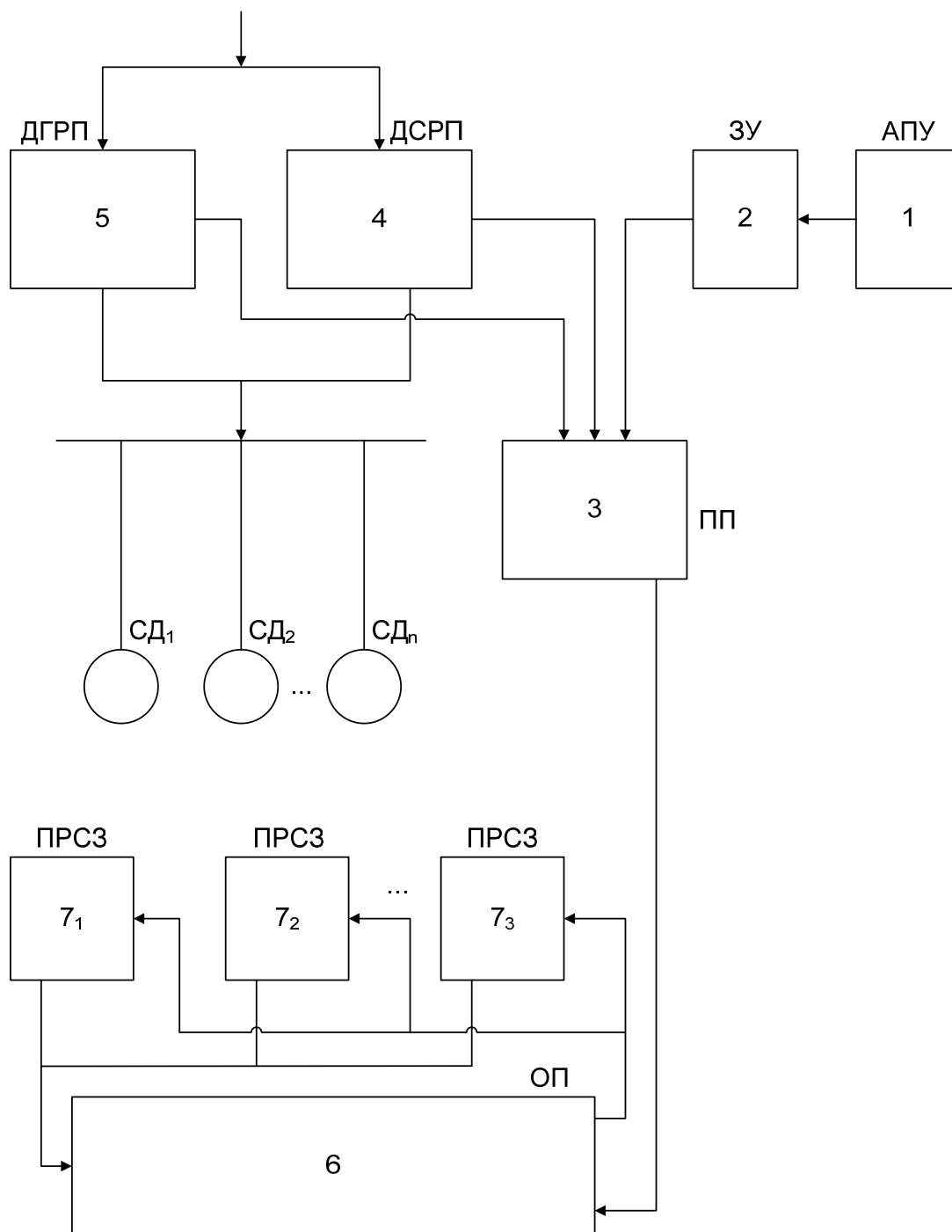


Рисунок 2.3 – Структурна схема системи автоматичного керування збудженням групи СД для забезпечення технічних значень ВРП, заданих ЕПК з метою регулювання напруги

ДГРП – датчик (лічильник) генерування реактивної потужності; ДСРП – датчик (лічильник) споживання реактивної потужності; ЗУ – задавач уставок; АПУ – автоматичний перемикач уставок; ПП – пристрій порівняння; СД – синхронні двигуни; ПРСЗ – пристрої регулювання струму збудження; ОП – обчислювальний пристрій



Величина  $c_i$  визначається за формулою:

$$c_i = \frac{10^{-3} r_i}{U_n^2}, \quad (2.3)$$

де  $r_i$  – активний опір лінії, по якій отримує живлення  $i$ -й СД, Ом;

$U_n$  – номінальна або фактична середня напруга лінії, по якій отримує живлення  $i$ -й СД, кВ.

Розв'язання формули (2.1) виконується за методом неозначених множників Лагранжа. Функція Лагранжа має вигляд:

$$F = \sum_{i=1}^n a_i Q_i p_i + \sum_{i=1}^n b_i Q_i p_i + \sum_{i=1}^n c_i Q_i^2 p_i + \lambda (-\sum_{i=1}^n Q_i p_i + Q_t), \quad (2.4)$$

де  $\lambda$  – неозначений множник Лагранжа.

Із умов  $\frac{\partial F}{\partial Q_i} = 0$  і  $\frac{\partial F}{\partial \lambda} = 0$  отримаємо оптимальні (за критерієм мінімальних

втрат) значення початкових уставок для кожного СД:

$$Q_i^{\Pi} = \frac{(\lambda - b_i)}{2(a_i + c_i)}. \quad (2.5)$$

$$\sum_{i=1}^n Q_i^{\Pi} = Q_t. \quad (2.6)$$

Сумуючи ліву і праву частини рівняння (2.5) і приймаючи до уваги рівняння (2.6), отримаємо:

$$\lambda = \frac{2Q_t + \sum_{i=1}^n \frac{b_i}{a_i + c_i}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{a_i + c_i}}. \quad (2.7)$$

Далі перевіряється виконання технічних обмежень (за пропускною здатністю мережі, напругою, невід'ємністю потужності і її максимально можливою величиною). Якщо  $Q_i^{\Pi} < 0$ , то приймаємо  $Q_i^{\Pi} = 0$ , і величина  $Q_t$  оптимально розподіляється серед решти СД. Якщо  $Q_i^{\Pi} > Q_{\max}$ , то приймаємо  $Q_i = Q_{\max}$ , і нове значення  $Q'_t = Q_t - Q_i^{\Pi}$  розподіляється серед решти СД. Перевіркою правильності обчислень служить виконання балансової умови 2.6.

У разі відхилення поточного значення вхідної реактивної потужності  $Q_{t,\phi_j}(\Delta t)$  від уставки  $Q_{уст,j}$  на вводі підприємства визначають величину цього відхилення:

$$\Delta Q_{t_j}(\Delta t) = Q_{t,\phi_j}(\Delta t) - Q_{уст,j}, \quad (2.8)$$

де  $j = 1, 2, 3, 4, 5$  (1 і 2 – періоди генерування реактивної потужності в режимі ранкового і вечірнього максимумів активних навантажень енергопостачальної компанії; 3 – період споживання реактивної потужності в режимі мінімальних активних навантажень енергопостачальної компанії; 4 і 5 – періоди позапікового споживання реактивної потужності, коли величина  $Q_{t,\phi_j}(\Delta t)$  підтримується близькою до нуля).

Значення величини відхилення  $\Delta Q_{t_j}(\Delta t)$  розподіляється оптимально (за критерієм мінімальних втрат) серед СД. Якщо  $\Delta Q_{t_j}(\Delta t) > 0$ , то для кожного СД визначається збільшення генерування, а якщо  $\Delta Q_{t_j}(\Delta t) < 0$  – її зменшення порівняно з початковою уставкою  $Q_{t_{ij}}^{\Pi}$ .

У разі визначення відхилення фактичного генерування реактивної потужності від заданої і уставки зі знаком „-” на вводі підприємства фактична величина відхилення ВРП може бути як зі знаком „-” так зі знаком „+”, тобто

$$\Delta Q_{t_j}(\Delta t) = \pm \left[ Q_{t,\phi_j}(\Delta t) - (-Q_{уст,j}) \right]. \quad (2.9)$$

Якщо  $\Delta Q_{t_j}(\Delta t) > 0$ , то визначається збільшення генерування реактивної потужності для кожного СД, а якщо  $\Delta Q_{t_j}(\Delta t) < 0$  – її зменшення порівняно з початковою уставкою. Якщо  $\Delta Q_{t_j}(\Delta t) > 0$  в період, коли потрібно генерувати реактивну потужність в мережу енергопостачальної компанії, це означає, що за допомогою СД спочатку необхідно скомпенсувати споживання реактивної потужності із мережі енергопостачальної компанії, а далі забезпечити дотримання уставки генерування в її мережу.

Математична модель для визначення або зменшення генерування реактивної потужності  $\Delta Q_{t_{sj}}$  для кожного СД має такий вигляд:

$$\begin{cases} \Delta P = \sum_{i=1}^n a_i \Delta Q_{t_{ij}}^2 p_i + \sum_{i=1}^n b_i \Delta Q_{t_{ij}} p_i + \sum_{i=1}^n c_i \Delta Q_{t_{ij}}^2 p_i \rightarrow \min; \\ \sum_{i=1}^n \Delta Q_{t_{ij}} p_i = \Delta Q_{t_j}(\Delta t), \end{cases} \quad (2.10)$$

де  $\Delta Q_{t_{ij}}$  – оптимальне (за критерієм мінімальних втрат) збільшення або зменшення генерування реактивної потужності  $i$ -м СД в  $j$ -му періоді доби порівняно з початковою уставкою  $Q_{t_{ij}}^{\Pi}$ .

Розв'язуючи математичну модель (2.10) за допомогою неозначених множників Лагранжа, отримаємо вирази для визначення величини  $\Delta Q_{t_{ij}}$  для кожного СД:

$$\Delta Q_{t_{ij}} p_i = \frac{\lambda_j - b_i}{2(a_i + c_i)}, \quad (2.11)$$

де  $\lambda_j$  – неозначений множник Лагранжа для  $j$ -го періоду доби навантаження енергопостачальної компанії:

$$\lambda_j = \frac{2\Delta Q_{t_j}(\Delta t) + \sum_{i=1}^n \frac{b_i p_i}{a_i + c_i}}{\sum_{i=1}^n \frac{p_i}{a_i + c_i}}. \quad (2.12)$$

Математична модель керування СД запишеться так:

$$\begin{cases} (p_i = 0) \Rightarrow Q_{t_{ij}}^{\Pi}(\Delta t) = 0; \\ (p_i = 1, Q_{t_{\Phi_j}}(\Delta t) < Q_{уст.j}) \Rightarrow Q_{t_{ij}}(t + \Delta t) = Q_{t_{ij}}^{\Pi}(\Delta t) - \Delta Q_{t_{ij}}(\Delta t); \\ (p_i = 1, Q_{t_{\Phi_j}}(\Delta t) = Q_{уст.j}) \Rightarrow Q_{t_{ij}}(t + \Delta t) = Q_{t_{ij}}^{\Pi}(\Delta t); \\ (p_i = 1, Q_{t_{\Phi_j}}(\Delta t) > Q_{уст.j}) \Rightarrow Q_{t_{ij}}(t + \Delta t) = Q_{t_{ij}}^{\Pi}(\Delta t) + \Delta Q_{t_{ij}}(\Delta t), \end{cases} \quad (2.13)$$

де  $Q_{t_{ij}}^{\Pi}(\Delta t)$  – початкова уставка для  $i$ -го СД в  $j$ -му періоді доби (споживання чи генерування реактивної потужності);

$Q_{t_{\Phi_j}}(\Delta t)$  – фактичне технічне значення реактивної потужності на вводі підприємства за період  $\Delta t$  ( $\Delta t$  - період часу, по закінченню якого здійснюється контроль за поточними значеннями реактивної потужності на вводах підприємства і СД за допомогою здавачів);

$Q_{t_{ij}}(t + \Delta t)$  – реактивна потужність, яку повинен генерувати  $i$ -й СД в  $j$ -му періоді доби після здійснення циклу керування  $\Delta t$ ;

$\Delta Q_{t_{ij}}(\Delta t)$  – збільшення або зменшення генерування реактивної потужності для  $i$ -го СД в  $j$ -му періоді доби (у разі наявності відхилення на вводі підприємства величини  $Q_{t_{\Phi_j}}(\Delta t)$  від уставки  $Q_{уст.j}$ ).

Як зазначалось вище, величина  $\Delta Q_{t_{ij}}(\Delta t)$  може приймати як додатне, так і від'ємне значення. Якщо величина  $\Delta Q_{t_{ij}}(\Delta t)$  додатна, то подається сигнал на всі СД на збільшення генерування реактивної потужності, а якщо від'ємна - на зменшення.

Відхилення поточного значення ВРП від уставки на вводі підприємства

може бути викликане як зміною навантажень, так і кількістю увімкнених двигунів. Зміна кількості увімкнених двигунів призводить до порушення умови оптимізації втрат в СД і живлячих лініях. В цих випадках виконують перерахунок початкових уставок для СД, які залишились в роботі. Якщо після їх встановлення на СД умови споживання реактивної потужності на ввіді підприємства не виконуються, то для кожного СД визначають збільшення або зменшення генерування реактивної потужності. Перерахунок початкових уставок здійснюють також при вступі в силу технічних обмежень на одному чи декількох СД (ці двигуни вважаються умовно вимкненими).

На рис. 2.3 надано структурну схему системи автоматичного керування збудженням групи СД, яка реалізує запропонований спосіб. Система складається із блоків: автоматичного перемикача уставок (АПУ) 1, задавача уставок (ЗУ) 2, пристрою порівняння (ПП) 3, давача споживання реактивної потужності із мережі енергопостачальної компанії (ДСРП) 4, давача генерування реактивної потужності в мережу енергопостачальної компанії (ДГРП) 5, обчислювального пристрою (ОП) 6, пристроїв регулювання струму збудження СД (ПРСЗ)  $7_1, 7_2, \dots, 7_n$ . На відміну від відомого прототипу, в схему введений датчик генерування реактивної потужності.

Система працює так. АПУ 1 видає сигнал на перемикач уставок ЗУ 2 (рис. 2.3) технічних значень ВРП для періодів її споживання та генерування, а також позапікових. Задавач уставок залежно від сигналу, отриманого від АПУ, встановлює на своєму виході одну із уставок, яка надходить на другий вхід ПП 3, на перший вхід якого надходить сигнал від давача споживання реактивної потужності ДСРП 4 або давача генерування реактивної потужності ДГРП 5, пропорційний фактичному споживанню або фактичному генеруванню реактивної потужності.

На виході ПП 3 формується сигнал, рівний різниці між фактичним значенням споживаної чи генерованої реактивної потужності та її поточної уставки. Ця різниця  $\Delta Q_{t_j}(\Delta t)$  надходить на розрахунковий вхід ОП 6.

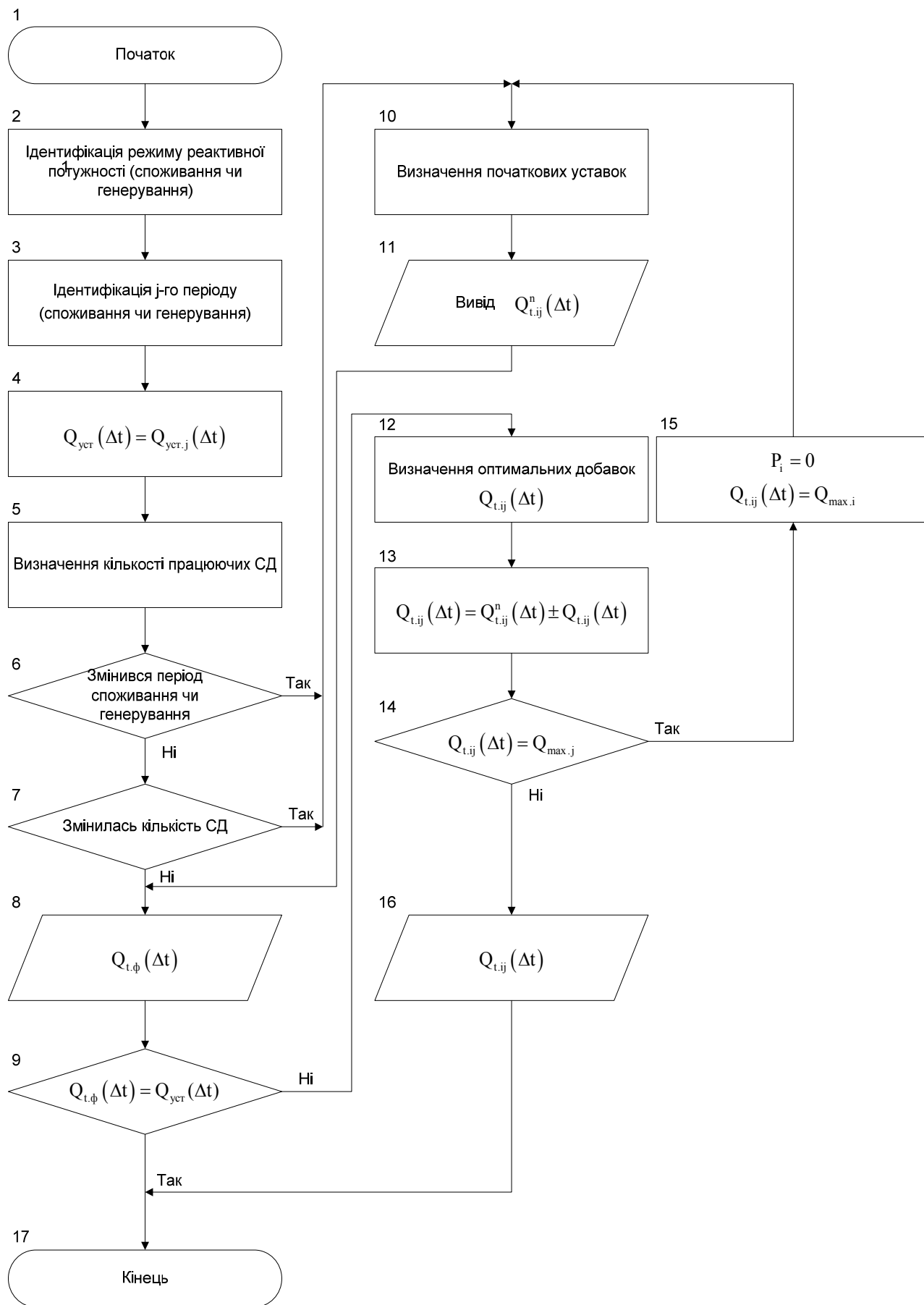


Рисунок 2.4 – Блок-схема алгоритму керування збудженням групи СД для забезпечення технічних значень ВРП, заданих енергопостачальною компанією

На інформаційні входи ОП 6 від пристроїв регулювання струму збудження СД  $7_1 \dots 7_n$  надходять значення ознак комутації від кожного СД (тобто надходить інформація про те, у якому стані знаходиться даний СД – в увімкненому чи вимкненому). Використовуючи отриману інформацію, ОП 6 здійснює розрахунок початкових уставок за формулами 2.5 і 2.6 та видає на керуючі входи сигнали, які надходять на пристрої ПРСЗ СД  $7_1 \dots 7_n$ . Якщо після цього на виході ПП 3 формується сигнал, пропорційний різниці величин  $Q_{\text{тф},j}(\Delta t)$  і  $Q_{\text{уст},j}$  (це означає, що після встановлення початкових уставок споживання або генерування РП не відповідає заданим значенням), то він надійде на розрахунковий вхід ОП 6, який визначить збільшення або зменшення генерування РП для кожного СД за формулами 2.11 і 2.12.

Блок-схема алгоритму керування збудженням групи СД (рис. 2.4) працює так. На початку кожного циклу керування здійснюється ідентифікація режиму реактивної потужності (блок 2) і періоду споживання або генерування реактивної потужності (блок 3) з наступним присвоєнням значенню поточної уставки  $Q_{\text{уст}}(\Delta t)$  значення, рівного уставці ВРП для  $j$ -го періоду  $Q_{\text{уст},j}(\Delta t)$  (блок 4). Після визначення працюючих СД в даний момент часу (блок 5) в блоці 6 проводиться перевірка, чи змінився  $j$ -й характерний період. Якщо період не змінився, то здійснюється перевірка, чи змінились кількість працюючих СД порівняно з попереднім циклом керування. Якщо змінилась, то також здійснюють визначення (блок 10) і введення (блок 11) нових початкових уставок. Якщо кількість працюючих СД не змінилась, а також після виводу нових оптимальних уставок, виконується введення фактичного реактивного навантаження на ввіді підприємства (блок 8) та порівнюється з уставкою.

Якщо вони рівні, то цикл керування закінчується, а якщо вони відрізняються за значенням, то здійснюється визначення оптимальних добавок (блок 12) та визначається потужність, яку повинен генерувати кожний СД (блок 13).

В блоці 14 здійснюється перевірка: чи не перевищує реактивна потужність, що генерується СД, допустиму її величину за умовою нагрівання? Якщо ні, то виконується виведення значення потужності, яку повинен

генерувати кожний СД (блок 15). Якщо перевищення мало місце, то даний СД вилучається з процесу керування (блок 15), і здійснюється повторний процес визначення нових початкових уставок (блоки 10 і 11).

Отже, розв'язана задача забезпечення заданих ЕПК технічних значень ВРП за допомогою групи СД з метою регулювання напруги у її вузлах шляхом вдосконалення існуючої системи керування та відповідного алгоритма.

### **2.3 Розроблення схем керування СТК**

Для покращення режимів роботи та підвищення економічної ефективності статичного тиристорного компенсатора як джерела реактивної потужності пропонується схема поздовжнього фільтра, який дозволяє формувати на затискачах статичного тиристорного компенсатора напруги живлення необхідних форм (рис. 2.5).

Система автоматичного керування СТК має дозволяти швидко компенсацію реактивної потужності навантаження та забезпечити виконання чотирьох основних функцій: синхронізацію; визначення необхідної уставки вхідної реактивної потужності; перетворення сигналу, пропорційного до реактивної потужності, в кут керування; формування імпульсів керування тиристорами СТК. Функціональну схему системи керування СТК, яка відповідає зазначеним вище вимогам, подано на рис. 2.6.

На рис. 2.7 подано діаграми роботи схеми керування статичним тиристорним компенсатором в симетричному режимі у разі його живлення прямокутною напругою.

На рис. 2.8 наведено часові діаграми роботи схеми керування статичним тиристорним компенсатором в несиметричному режимі у разі його живлення напругою прямокутної форми.

В СТК реактивної потужності з модуляцією реактивного параметра за синусоїдним законом в якості фазних реакторів доцільно використовувати керовані шунтувальні реактори, які дозволяють побудувати якісні системи керування.



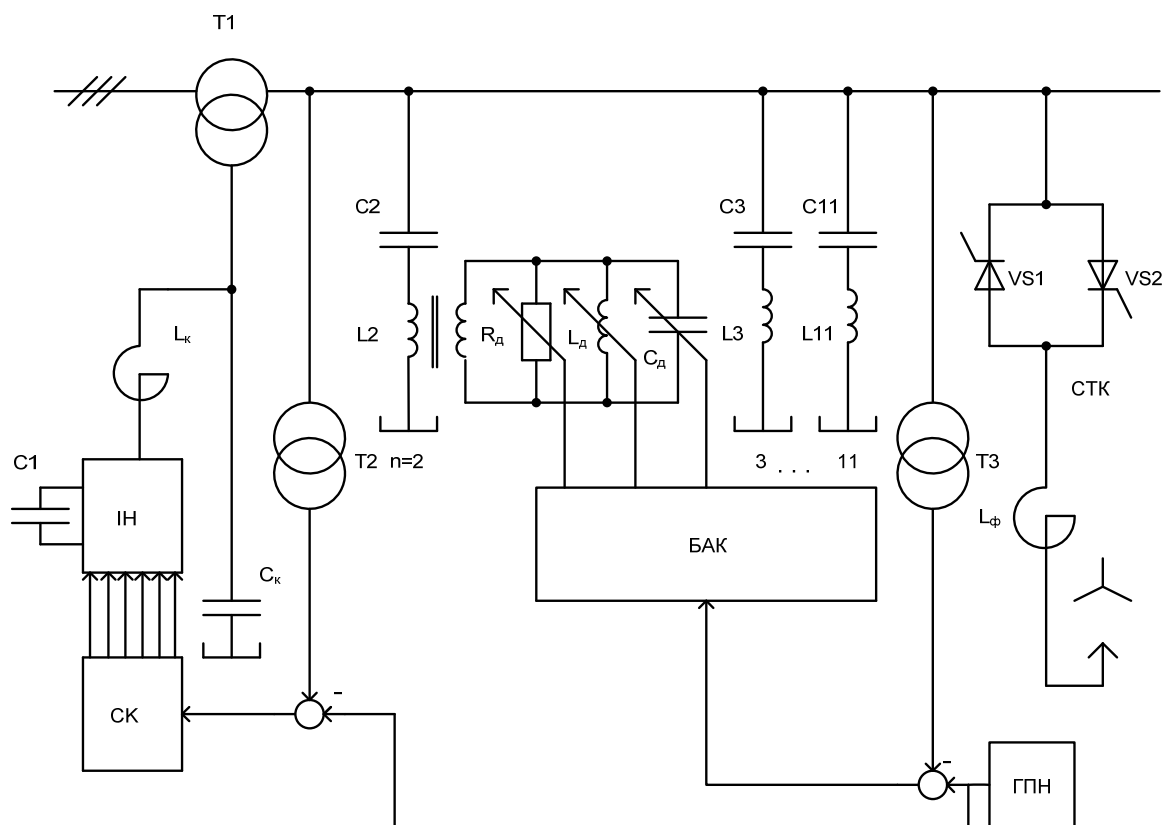


Рисунок 2.5 – Схема гібридного фільтра для СТК реактивної потужності

$C_v, L_v$  – силові фільтри;  $L_{dv}, C_{dv}, R_{dv}$  – додаткові коливальні контури;  
 $L_\phi$  – фазний реактор;  $L_k, C_k$  – резонансний фільтр;  $C1$  – згладжувальний конденсатор;  $VS1, VS2$  – тиристори БТК;  $T1, T2, T3$  – вимірювальні трансформатори; БАК – блок автоматичного керування; IH – інвертор напруги; СК – система керування; ГПН – генератор полігональних напруг

Керований шунтувальний реактор (КШР) – це змінний індуктивний опір. Магнітна система однієї фази типового КШР містить два стрижня з обмотками, а також вертикальні та горизонтальні ярма. На кожному стрижні розміщені обмотки керування, які ввімкнені зустрічно, та мережні обмотки, що ввімкнені узгоджено. Можливий варіант конструкції, коли мережна обмотка одна і охоплює обидва стрижня. У разі підключення до обмоток керування регульованого джерела постійної напруги, наприклад випрямляча, струм в обмотках керування викликає появу потоку підмагнічування, який в сусідніх стрижнях спрямований у різні боки.

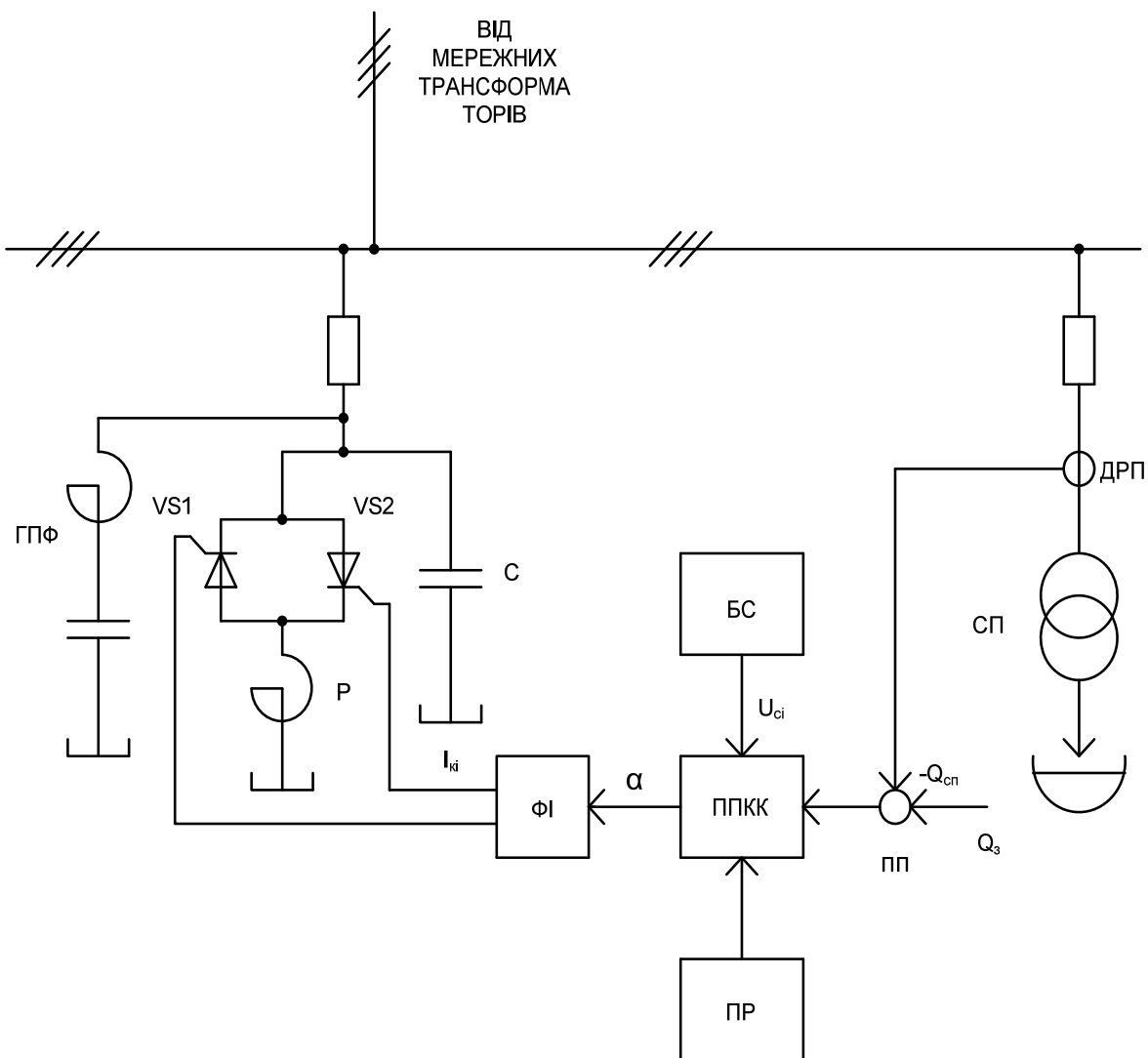


Рисунок 2.6 – Функціональна схема системи керування СТК

VS1, VS2 – тиристори БТК; С – нерегульована 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

Оскільки на потік підмагнічування накладається змінний потік мережної обмотки, результуючий потік зміщується в область насичення сталі, тобто стрижні виявляються насиченими певну частину періоду. В свою чергу, насичення стрижнів призводить до появи та зростання струму у мережній обмотці. Через те, що стрижні насичені частину півперіоду синусоїди, струм реактора виявляється спотвореним, оскільки в ньому присутні ВГ.

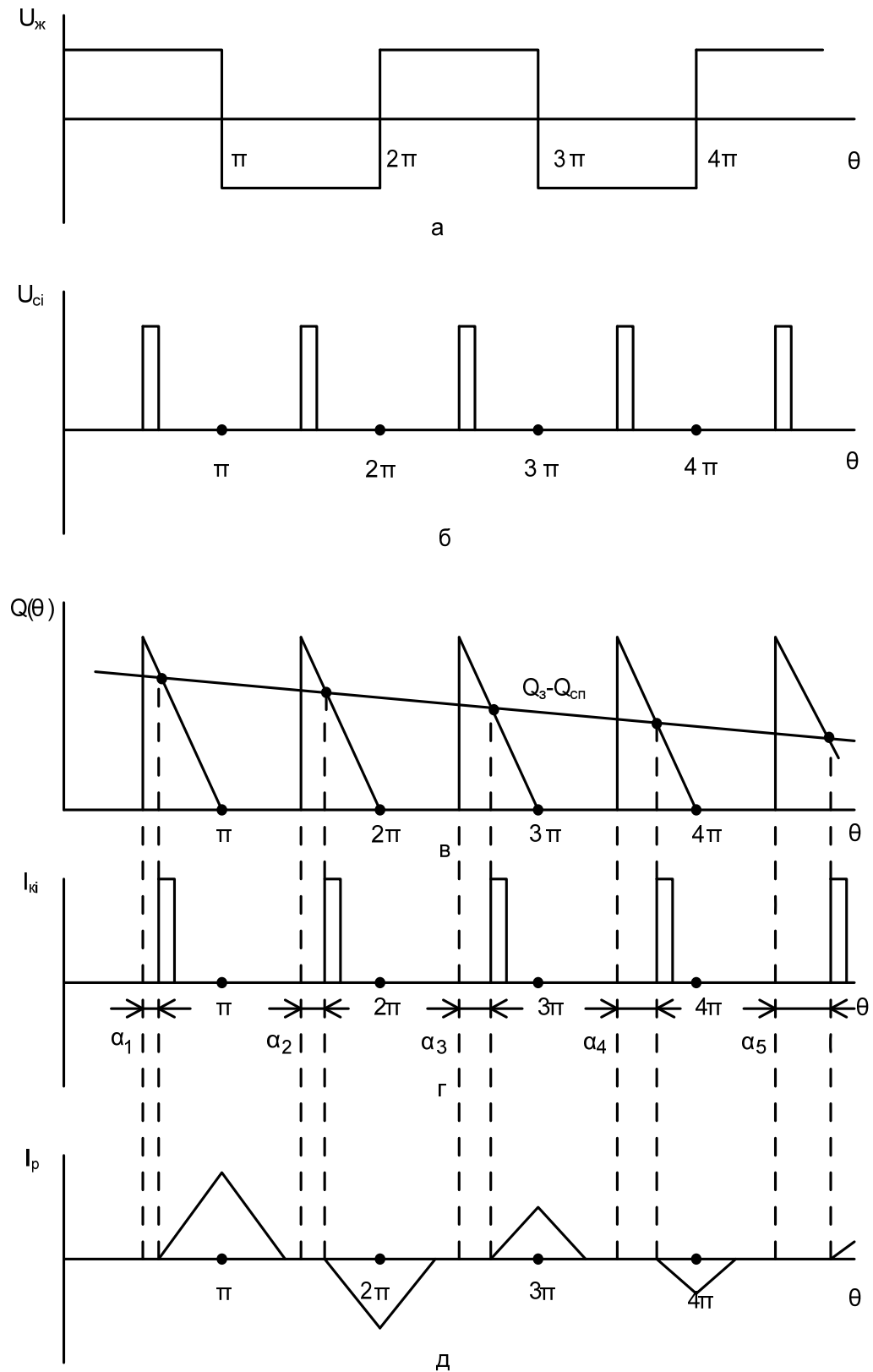


Рисунок 2.7 – Часові діаграми роботи схеми керування СТК в симетричному режимі у разі його живлення прямокутною напругою

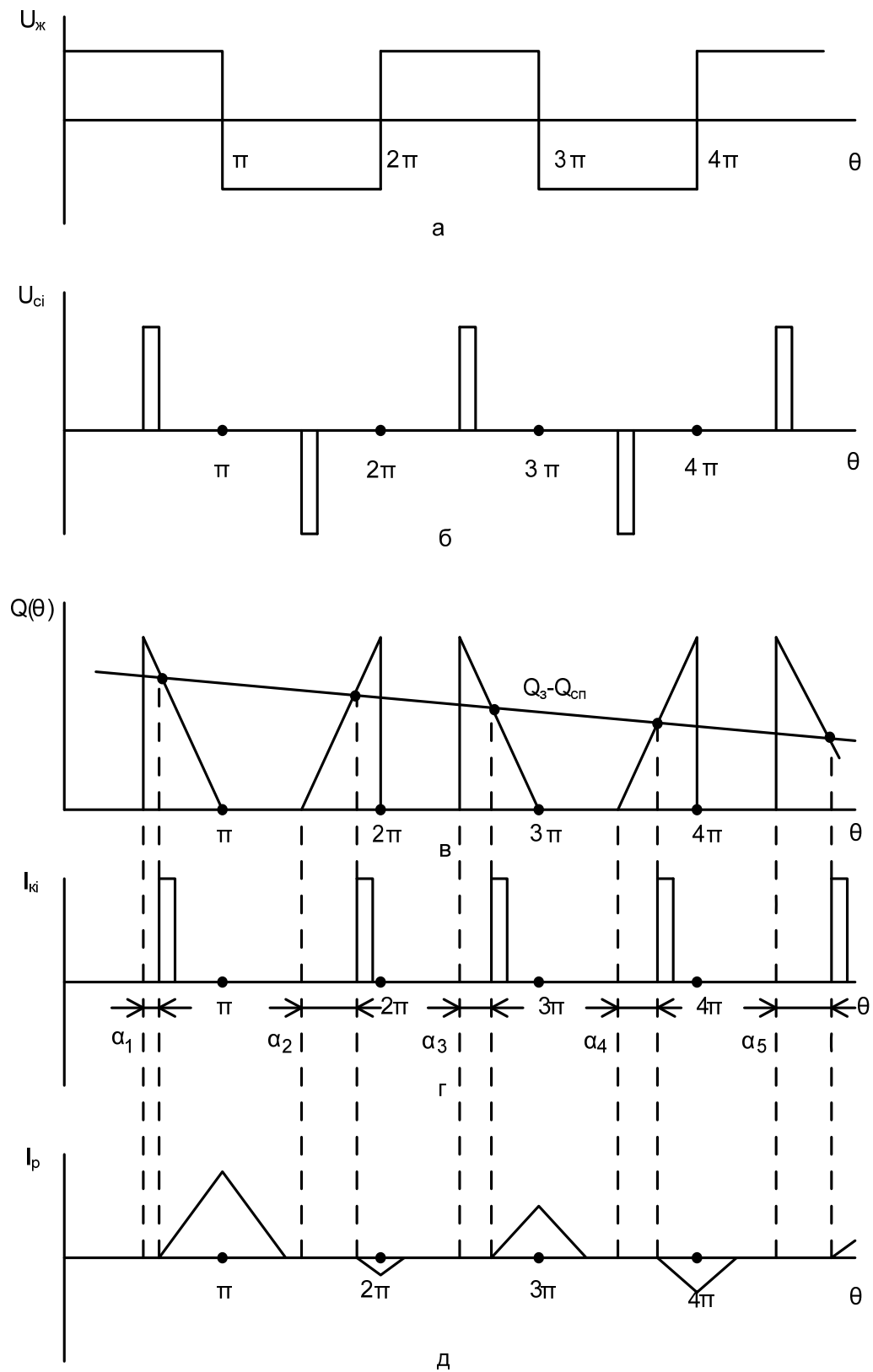


Рисунок 2.8 – Діаграми роботи схеми керування статичними тиристорними компенсаторами в несиметричному режимі

Однак, існує характерний (особливий) проміжний режим, за яким потік підмагнічування стає рівним амплітуді змінного магнітного потоку. Цей режим характеризується тим, що час насиченого стану стрижнів однаковий та рівний половині періоду синусоїди. В цьому режимі в струмі реактора ВГ практично відсутні і він має чисту синусоїдну форму. Звичайно КШР проектується таким чином, щоб його номінальний режим був близький до цього режиму. Номінальний режим реактора є найбільш бажаним режимом в СТК з модуляцією реактивного параметра.

На рис. 2.9 наведено функціональну схему керування СТК з модуляцією реактивного параметра. Функціональна схема керування має два канали керування реактивною потужністю. У склад обладнання першого каналу входять бітиристорні ключі 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. Принцип дії цієї схеми був розглянутий вище.

Другий канал керування реактивною потужністю СТК утворює обладнання, яке входить у склад керованих реакторів.

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

Керований випрямляч КВ разом із живлячим трансформатором 2 призначені для регулювання величини постійного струму в обмотках керування електромагнітної частини, що здійснюється зміною величини випрямленої напруги перетворювача. За допомогою КВ забезпечується номінальний режим роботи керованих реакторів.

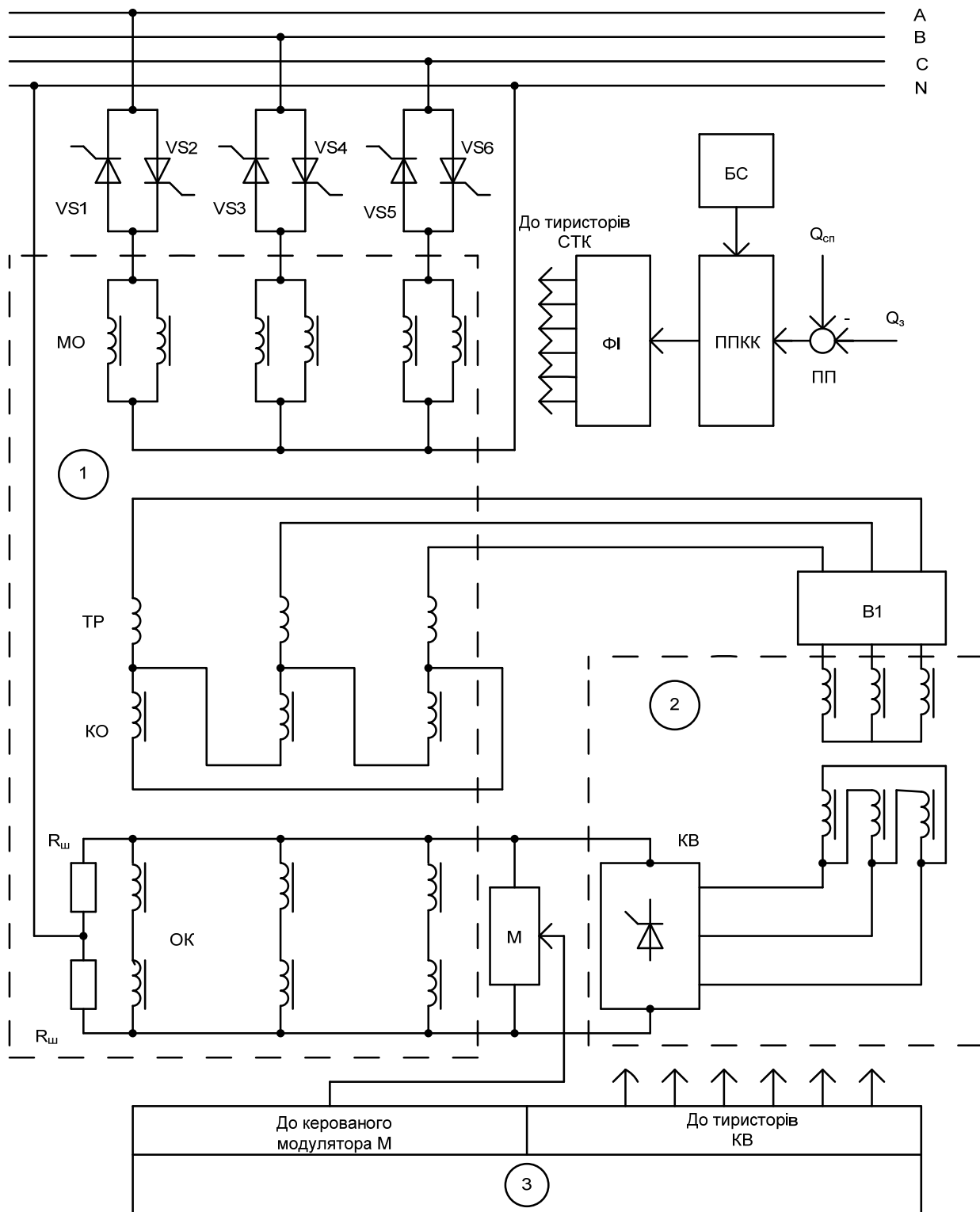


Рисунок 2.9 – Функціональна схема керування СТК з модуляцією реактивного параметра

1 – електромагнітна частина; 2 – живлячий трансформатор; 3 – система керування; VS1-VS6 – тиристири бітиристорних ключів; МО – мережні обмотки; TP – трансформаторні обмотки; ОК – обмотки керування; KB – керований випрямляч; М – модулятор; В1 – випрямляч

Керований модулятор М є джерелом накачки. Він виробляє синусоїдну напругу, яка змінюється з подвійною частотою напруги мережі. За допомогою модулятора здійснюється модуляція реактивного параметра – індуктивності керованого реактора.

Система керування 3 призначена для формування командних сигналів перетворювачу КВ, від яких залежить величина випрямленої напруги, а значить, режим роботи реактора, а також для формування сигналу керування на модулятор М, від якого залежить глибина модуляції та фазовий зсув модульованого сигналу відносно напруги живлення.

Найбільш ефективним режимом роботи СТК з модуляцією реактивного параметру є несиметричний режим. В цьому режимі можна забезпечити енергоощадний режим керування реактивною потужністю СТК з модуляцією реактивного параметра і тим самим підвищити економічну ефективність компенсатора як джерела реактивної потужності.

## **Висновки до розділу 2**

1. Розроблений регулятор КБ враховує специфічні вимоги до компенсації реактивної потужності, зокрема для деяких добових режимів електропостачання більш доцільно підтримувати на вводі вузла задане значення ВРП, а для інших – рівень напруги в допустимих межах.

2. Удосконалені структурні блок-схеми системи і алгоритму управління збудженням групи СД. Впровадження цих систем у виробництво дозволяє нормалізувати рівні напруги у вузлах енергопостачальної компанії та споживачів.

3. Вперше запропоновані схеми керування статичними тиристорними компенсаторами, які підвищують енергоефективність роботи системи у разі живлення компенсаторів напругами полігональних форм.

### 3 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

#### 3.1 Загальні умови проведення досліджень режимів роботи СТК

Побудова математичних моделей та дослідження режимів роботи здійснюватиметься для схеми із заземленою нейтраллю у разі з'єднання реакторів СТК у зірку (рис. 1.3). Запропонована для досліджень схема СТК є трифазним пристроєм, який містить:

- тиристорно-регульовані реактори;
- бітиристорні ключі у кожній фазі, що складаються із зустрічно-паралельно увімкнених тиристорів;
- нерегульовані конденсаторні батареї, які ввімкнені паралельно мережі;
- силові фільтри вищих гармонік (фільтрокомпенсуючі пристрої).

Схема діє за принципом непрямой компенсації реактивної потужності. Це означає, що реактивна потужність, яка генерується батареєю статичних конденсаторів, залишається величиною сталою, а потужність, що споживається тиристорно-реакторною групою, змінюється залежно від кута відкривання тиристорів.

Розрахунки спочатку проводитимуться для базового варіанту, тобто для випадку живлення СТК синусоїдною напругою. З результатами досліджень цього варіанту порівнюватимуться показники енергетичного процесу у разі живлення СТК несинусоїдними напругами.

У випадку виявлення оптимальних режимів роботи СТК, що забезпечують мінімум питомих втрат активної потужності, багаторежимність і багатоканальність керування, достатній діапазон регулювання, передбачено створення схеми керування СТК, що здатна реалізувати вказані режими. Така схема керування повинна бути побудована на основі сучасної елементної бази із мінімальними затратами.



### 3.2 Дослідження енергетичного процесу СТК у випадку параметричної модуляції реактивного елемента

У теперішній час існує декілька методів генерування та керування реактивною потужністю за допомогою біполярних тиристорів та відповідних схем СТК реактивної потужності. Принцип дії більшості регульованих СТК полягає в тому, що в мережу вводиться регульований паралельний реактивний опір. Застосовуючи відповідне керування бітиристорними ключами, які вмикаються послідовно з фазним реактором, можна плавно регулювати реактивну потужність від найбільшої ємнісної до найбільшої індуктивної.

До СТК, які застосовуються для підвищення динамічної стійкості, демпфірування коливань потужності та стабілізації напруги висуваються такі основні вимоги:

- в усіх режимах вони мають залишатися у синхронізмі з напругою на шинах;
- вони повинні швидко регулювати, покращуючи динамічну стійкість та підтримуючи напругу або керувати шляхом демпфірування коливань потужності напругою в точці приєднання.

Нехай індуктивність у фазі СТК змінюється за законом

$$L(t) = \frac{L_0}{1 + k \cos(2\omega t + \varphi)}, \quad (3.1)$$

де  $L_0$  – константа індуктивності;

$k$  – індекс модуляції ( $0 \leq k \leq 1$ );

$\varphi$  – фаза модульованого сигналу;

$\omega$  – колова частота промодульованого сигналу.

У разі симетричного керування імпульс керування на перший тиристор БТК подається в момент  $\theta = \alpha$ , де  $\alpha$  – кут керування тиристором. Тоді закон зміни струму через тиристор може бути знайдений з рівняння рівноваги кола

$$\omega L(\theta) \frac{di(\theta)}{d\theta} + \left[ \omega \frac{dL(\theta)}{d\theta} + r \right] i(\theta) = U_m \sin(\theta), \quad (3.2)$$

де  $\theta = \omega t$ ;

$$L(\theta) = \frac{L_0}{1 + k \cos(2\theta + \varphi)};$$

$r$  – активний опір фазного реактора;

$U_m$  – амплітуда напруги живлення.

За методом варіації довільної сталої загальний розв'язок рівняння (3.2)

має вигляд

$$i(\theta) = \frac{1}{x} e^{-\rho \left[ \theta + \frac{k}{2} \sin(2\theta + \varphi) \right]} \left[ 1 + k \cos(2\theta + \varphi) \right] \times \\ \times \left[ U_m \int \sin(\theta) e^{\rho \left[ \theta + \frac{k}{2} \sin(2\theta + \varphi) \right]} d\theta + A \right] \quad (3.3)$$

де  $A$  – стала інтегрування;  $x = \omega L_0$ ;  $\rho = \frac{r}{x}$ .

Аналіз виразу (3.3) показує, що навіть для електричного кола першого порядку зі змінною індуктивністю точний аналітичний розв'язок є надзвичайно громіздким. Інтеграл у виразі (3.3) не можна виразити через елементарні функції, а тому, розрахунок можливий тільки в чисельному вигляді. Крім того, дуже важко відстежити вплив індексу модуляції  $k$ , фази модульованого сигналу  $\varphi$ , кута керування тиристорами  $\alpha$  на характер процесів у колі. Застосування наближених аналітичних методів значно пришвидшує розв'язок.

Відомо, що для потужних реакторів величина  $\rho \ll 1$ , тому можна вважати, що напруга на індуктивному опорі значно перевищує напругу на активному опорі, так, що коли  $L = L_0$

$$U_L(\theta) = \frac{U_m}{\sqrt{1+\rho^2}} \sin\left(\theta - \arctg \frac{1}{\rho} + \frac{\pi}{2}\right) = \frac{U_m}{\sqrt{1+\rho^2}} \cos\left(\theta - \arctg \frac{1}{\rho}\right).$$

Тоді закон зміни напруги через перший тиристор БТК та фазний реактор може бути визначений із рівняння

$$\omega \frac{d[L(\theta)i(\theta)]}{d\theta} = \frac{U_m}{\sqrt{1+\rho^2}} \cos\left(\theta - \arctg \frac{1}{\rho}\right). \quad (3.4)$$

Розв'язуючи рівняння (3.4) при початкових умовах  $\theta = \alpha$ ,  $i_1(\alpha) = 0$ , отримаємо

$$\begin{aligned} i_1(\theta) = & \frac{I_m}{\sqrt{1+\rho^2}} [-\sin(\alpha - \beta) + \sin(\theta - \beta)] [1 + k \cos(2\theta + \varphi)] = \\ & \frac{I_m}{\sqrt{1+\rho^2}} [-\sin(\alpha - \beta) + \sin(\theta - \beta) - \frac{1}{2}k \sin(\theta + \beta + \varphi) - \\ & -k \sin(\alpha - \beta) \cos(2\theta + \varphi) + \frac{1}{2}k \sin(3\theta - \beta + \varphi)], \end{aligned} \quad (3.5)$$

де  $I_m = \frac{U_m}{x}$ ;  $\beta = \arctg \frac{1}{\rho}$ .

Із виразу (3.5) випливає, що коли частота джерела накачки дорівнює подвійній частоті напруги живлення, то на основній частоті  $\omega$  у коло буде передаватись потужність не тільки від джерела напруги  $u(\theta)$ , але й від джерела, яке змінює реактивний параметр.

Якщо у виразі (3.5) обмежитись тільки основною частотою, то отримаємо струм першої гармоніки

$$i_{11}(\theta) = \frac{I_m}{\sqrt{1+\rho^2}} \left\{ \left[ 1 - \frac{1}{2}k \cos(\beta + \varphi) \right] \sin \theta - \left[ 1 + \frac{1}{2}k \sin(\beta + \varphi) \right] \cos \theta \right\}.$$

Записуючи першу гармоніку струму  $i_{11}(\theta)$  та прикладену напругу  $U_L(\theta)$  у комплексній формі, знайдемо комплексний опір фазного реактора

$$\bar{Z} = \frac{\dot{U}_L}{\dot{I}_{11}} = \frac{\frac{U_m}{\sqrt{1+\rho^2}} e^{j\left(\frac{\pi}{2}-\beta\right)}}{\frac{I_m}{\sqrt{1+\rho^2}} \left\{ 1 - \frac{1}{2}k \cos(\beta + \varphi) - j \left[ 1 + \frac{1}{2}k \sin(\beta + \varphi) \right] \right\}} = R + jX,$$

$$\text{де } R = -\frac{\frac{1}{2}xk \sin(2\beta + \varphi)}{1 + \frac{k^2}{4} - k \cos(2\beta + \varphi)}; \quad X = \frac{x \left[ 1 - \frac{1}{2}k \cos(2\beta + \varphi) \right]}{1 + \frac{k^2}{4} - k \cos(2\beta + \varphi)}.$$

Аналіз останнього виразу свідчить про те, що коли аргумент  $2\beta + \varphi$  лежить у межах

$$2n\pi < 2\beta + \varphi < (2n + 1)\pi, \quad n = 0, 1, 2, \dots, \quad (3.6)$$

то комплексний опір фазного реактора буде містити від'ємну дійсну складову, максимальне значення якої при

$$2\beta + \varphi = \pm \arccos \frac{1}{1 + \frac{k^2}{4}} + 2\pi n, \quad n = 0, 1, 2, \dots$$

складає

$$R_{\max} = -\frac{\frac{1}{2} \times k \sqrt{\left(1 + \frac{k^2}{4}\right)^2 - 1}}{\left(1 + \frac{k^2}{4}\right)^2 - k}.$$

Таким чином, у разі виконання умови (3.6) у коло вводиться від'ємний активний опір, а СТК переходить у режим регенерування, при якому він генерує активну потужність. Це дає змогу мінімізувати величину втрат активної потужності в усіх елементах СТК і тим самим суттєво підвищити економічну ефективність застосування компенсатора як джерела реактивної потужності. У той же час, якщо  $2n\pi < 2\beta + \varphi < \frac{4n+1}{2}\pi$ ,  $n = 0, 1, 2, \dots$ , то реактивний опір  $X$  буде мати максимальне значення. В цих умовах фазний реактор споживає менше реактивної потужності, що дає змогу зменшити вартість конденсаторної батареї. Звідси випливає, що оптимальне значення кута  $2\beta + \varphi$  знаходиться в межах  $2n\pi < 2\beta + \varphi < \frac{4n+1}{2}\pi$ ,  $n = 0, 1, 2, \dots$ .

Прирівнюючи до нуля праву частину виразу (3.79), визначимо кут вимкнення першого тиристора БТК

$$\alpha_{\text{вим1}} = \pi - \alpha + 2\beta.$$

На основі приведених формул були проведені розрахунки та побудовані графіки зміни реактивної потужності  $Q_*(\alpha)$ , втрат активної потужності  $\Delta P_*(\alpha)$ , питомих втрат активної потужності  $\Delta P_{*Q}(\alpha)$  для фіксованих значень фази модульованого сигналу  $\varphi$  у межах від  $-2\beta$  до  $\frac{\pi}{2} - 2\beta$  та індексу модуляції  $k$  у межах від 0 до 1 у випадку симетричного (рис. 3.1, а, б, в) й несиметричного (рис. 3.2, а, б, в) керування тиристорами БТК.

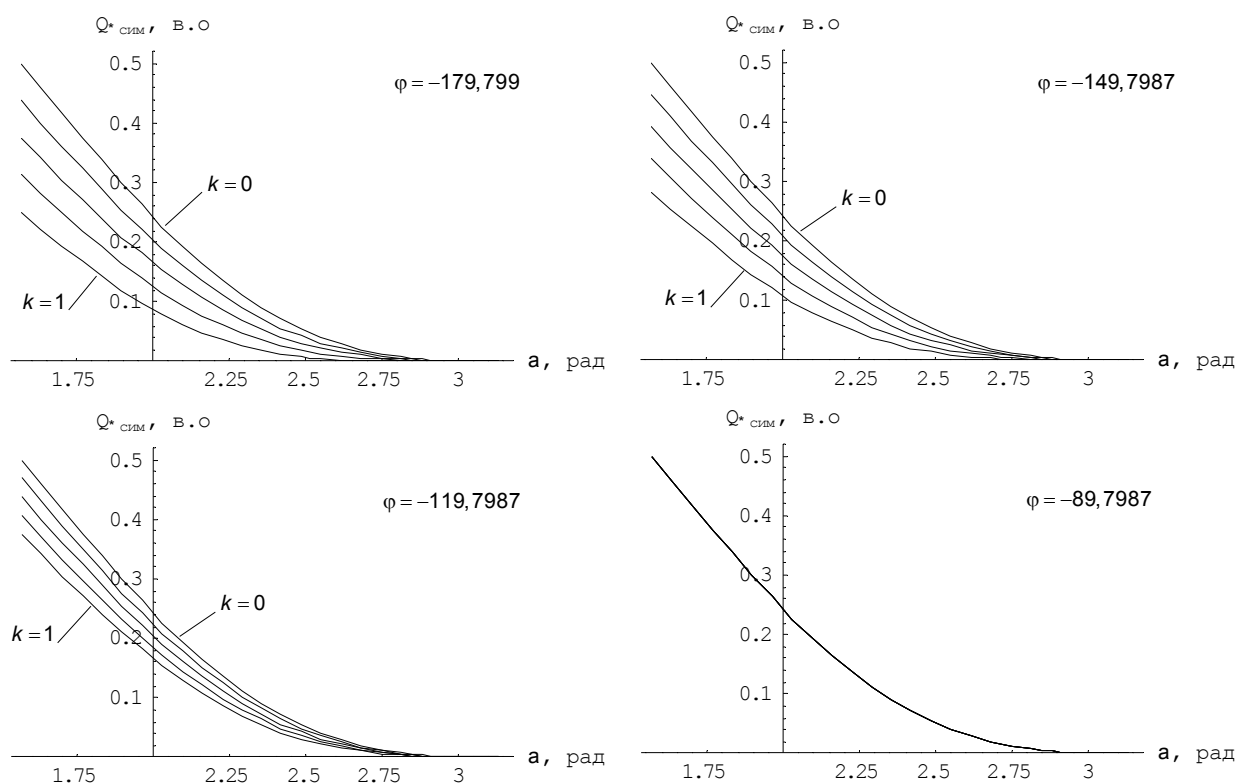
У разі симетричного або несиметричного керування тиристорами БТК в діапазоні  $-2\beta \leq \varphi \leq \frac{\pi}{2} - 2\beta$  реактивна потужність та її максимальне значення зменшується зі зростанням індексу модуляції  $k$  (рис. 3.1, а та рис. 3.2, а). Зазначена тенденція має позитивні економічні наслідки, оскільки в цьому випадку знижується вартість батареї статичних конденсаторів.

Незалежно від способу керування тиристорами БТК СТК, коли  $\varphi = -2\beta$ , лише споживає активну потужність (рис. 3.1, б та рис. 3.2, б). В цьому випадку питомі втрати активної потужності в СТК практично не залежать від кута керування тиристорами  $\alpha$  та індексу модуляції  $k$ , а властивості компенсатора наближаються до властивостей СТК при відсутності модуляції реактивного параметра (рис. 3.1, в та рис. 3.2, в).

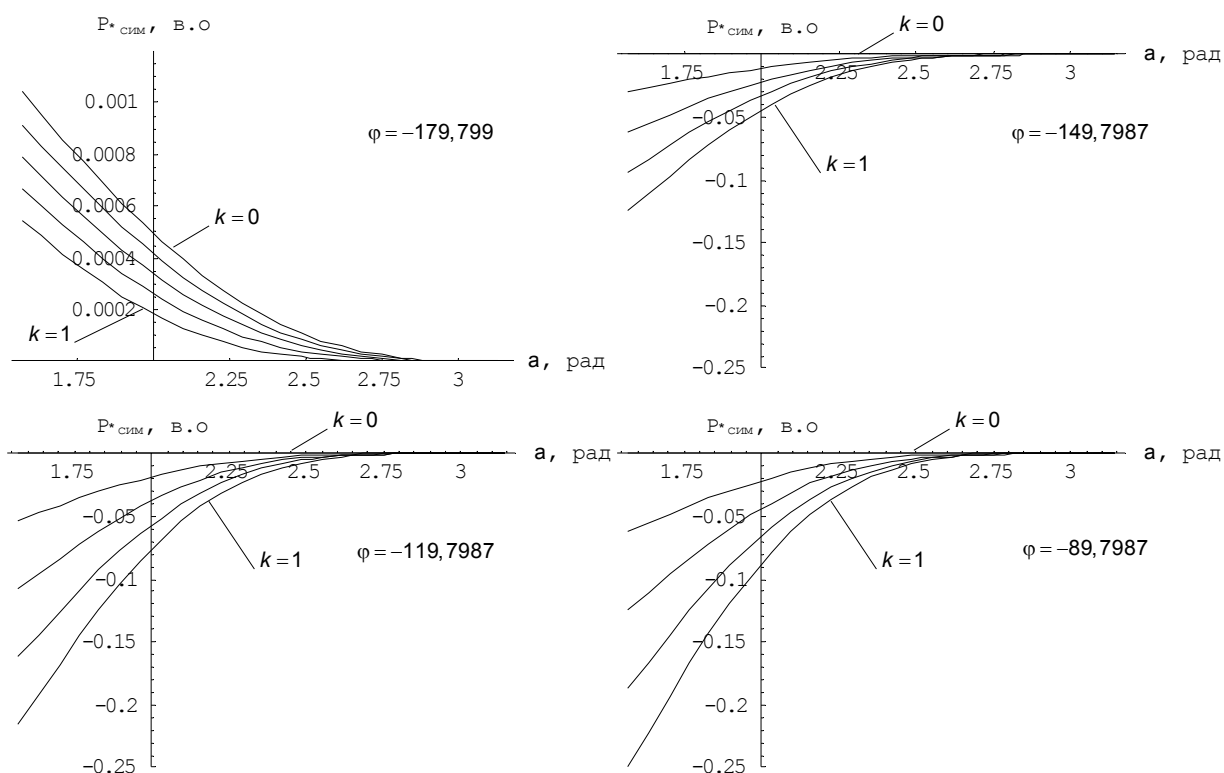
Якщо  $\varphi$  набуває інших значень, із зазначеного вище діапазону, залежно від величини індексу модуляції  $k$  та способу керування тиристорами БТК у разі зміни кута керування  $\alpha$  можливі декілька сценаріїв. У випадку симетричного керування тиристорами БТК :

1) якщо  $k = 0$ , то в діапазоні  $\varphi \leq \alpha \leq \frac{\pi}{2} + \varphi$  СТК лише споживає активну потужність;

2) якщо  $0 < k \leq 1$ , то в діапазоні  $\varphi \leq \alpha < \alpha_{кр}$ , де  $\alpha_{кр}$  – корінь рівняння  $P_{*сим}(\alpha_{кр}) = 0$ , СТК генерує, при  $\alpha = \alpha_{кр}$  – не споживає, а в діапазоні  $\alpha_{кр} < \alpha \leq \frac{\pi}{2} + \varphi$  – споживає активну потужність.



а)



б)

Рисунок 3.1 – Графіки зміни реактивної потужності  $Q_*(\alpha)$ , втрат активної потужності  $\Delta P_*(\alpha)$ , питомих втрат активної потужності  $\Delta P_{*Q}(\alpha)$  у разі симетричного керування тиристорами

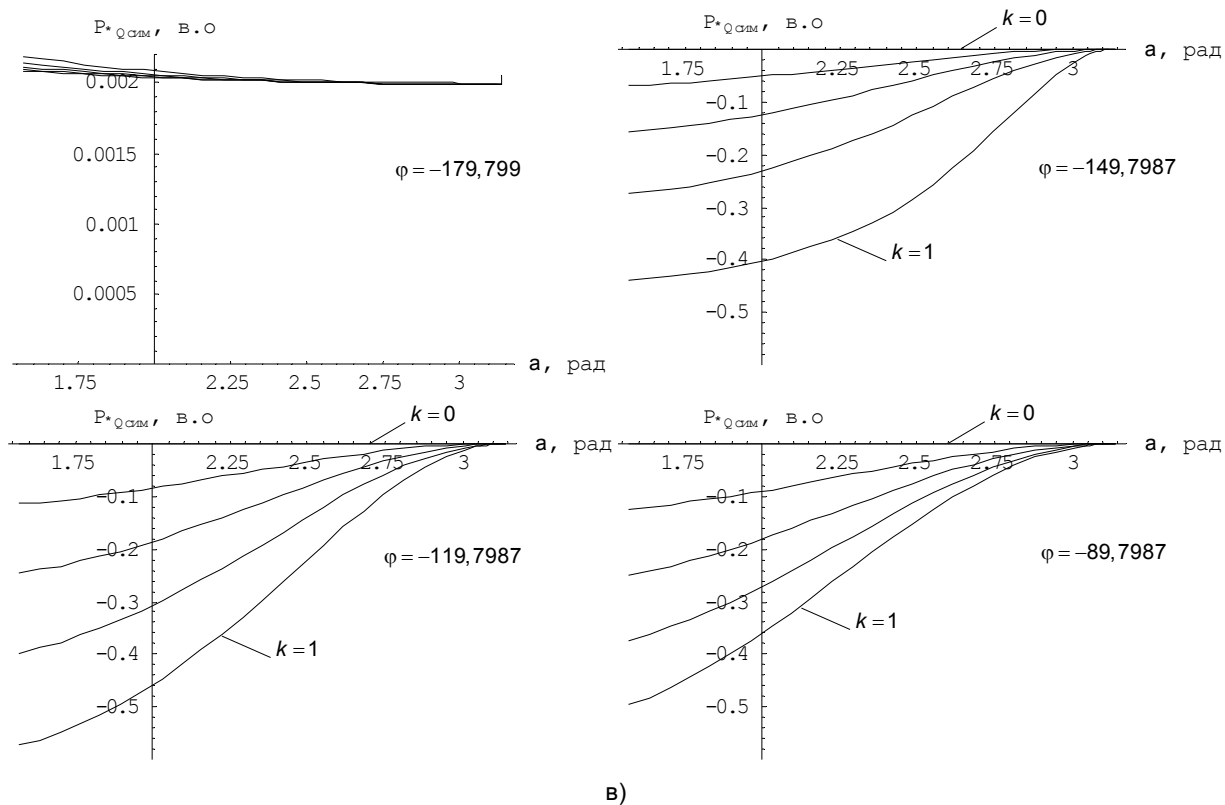


Рисунок 3.1 (продовження) – Графіки зміни  $Q_*(\alpha)$ ,  $\Delta P_*(\alpha)$ ,  $\Delta P_{*Q}(\alpha)$  у разі симетричного керування тиристорами

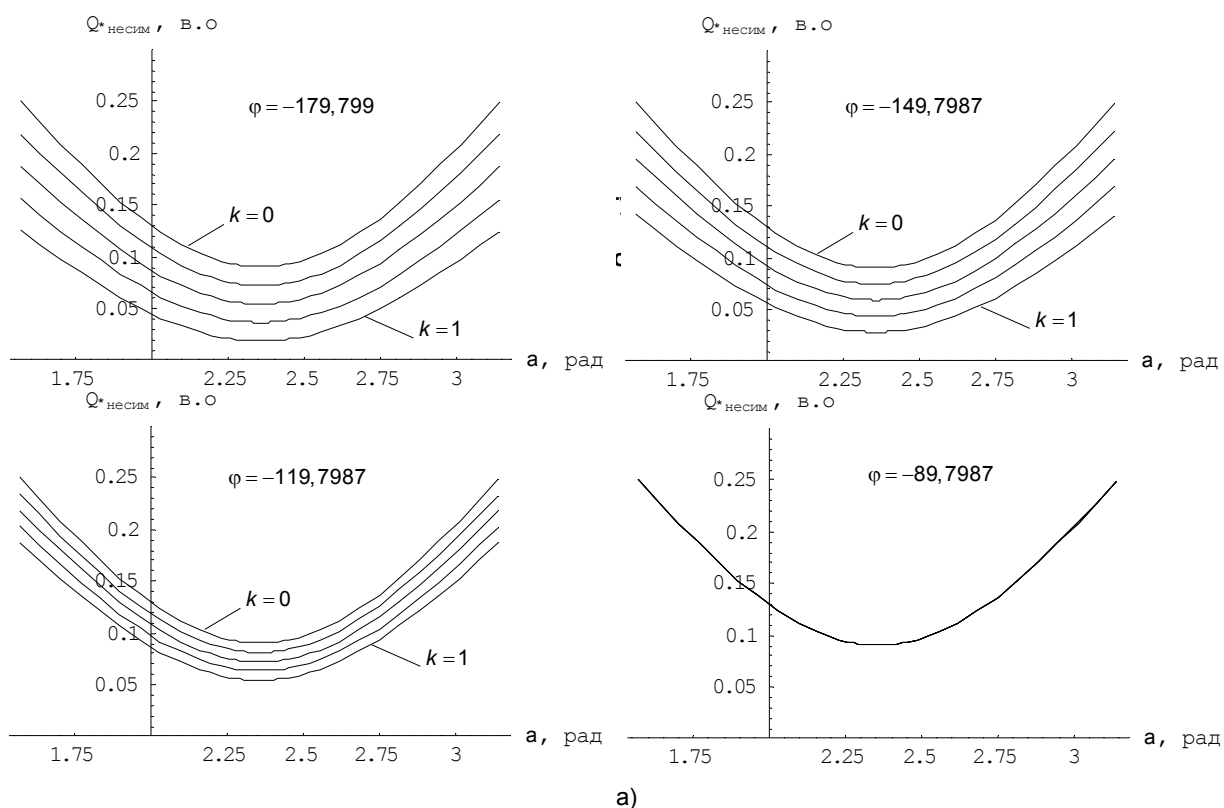


Рисунок 3.2 – Графіки зміни  $Q_*(\alpha)$ ,  $\Delta P_*(\alpha)$ ,  $\Delta P_{*Q}(\alpha)$  у разі несиметричного керування тиристорами



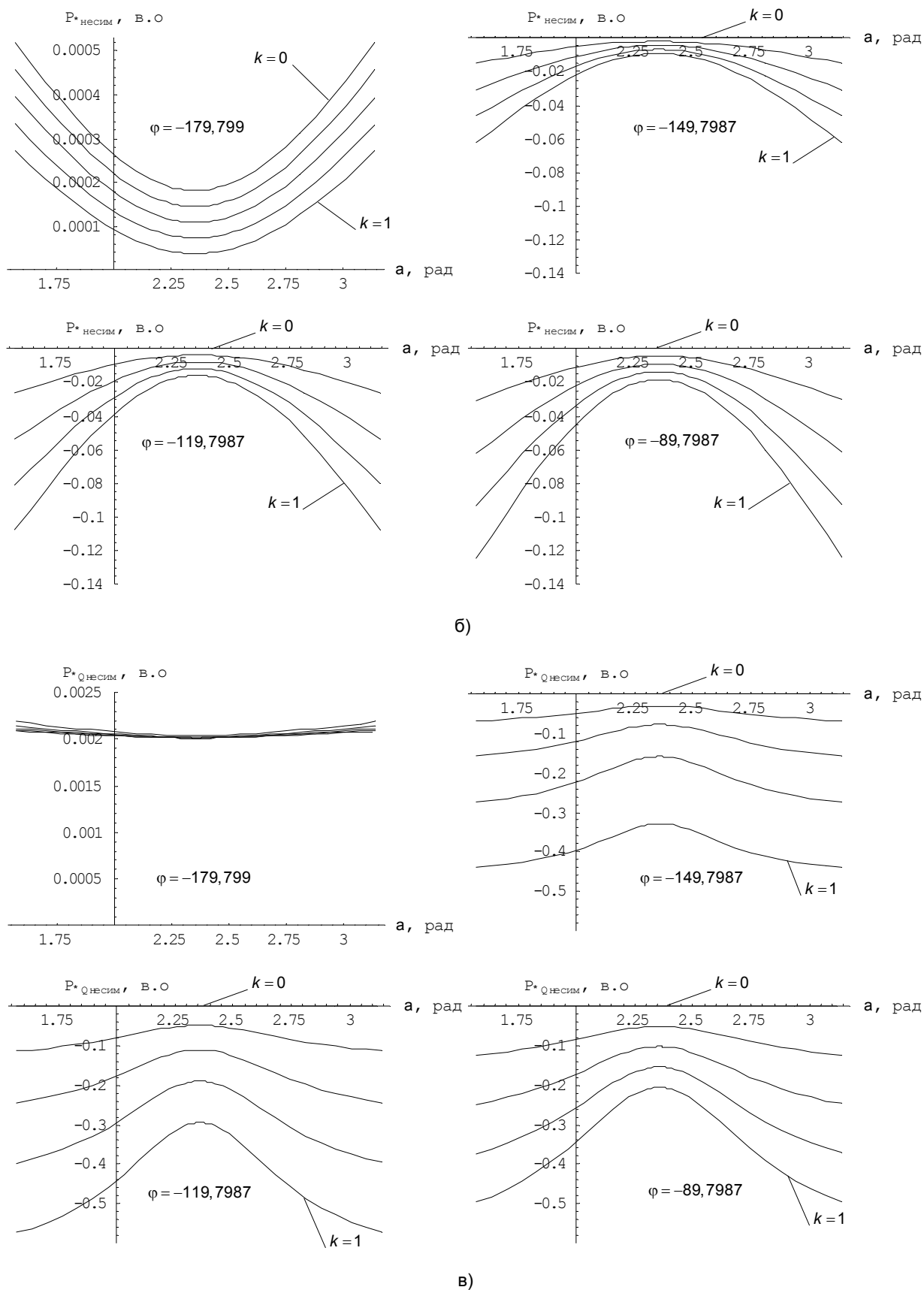


Рисунок 3.2 (продовження) – Графіки зміни  $Q_*(\alpha)$ ,  $\Delta P_*(\alpha)$ ,  $\Delta P^*_{Q}(\alpha)$  у разі несиметричного керування тиристорами

У випадку несиметричного керування тиристорами БТК:

1) якщо  $k = 0$ , то в діапазоні  $\varphi \leq \alpha \leq \frac{\pi}{2} + \varphi$  СТК поводить себе так само,

як і у випадку симетричного керування;

2) якщо  $0 < k \leq 1$ , то в діапазонах  $\varphi \leq \alpha < \alpha_{кр1}$ ,  $\alpha_{кр2} < \alpha \leq \frac{\pi}{2} + \varphi$ , де

$\alpha_{кр1}, \alpha_{кр2}$  – корені рівняння  $P_{*несим}(\alpha_{кр}) = 0$ , СТК генерує, при  $\alpha = \alpha_{кр1}$  та

$\alpha = \alpha_{кр2}$  – не споживає, а в діапазоні  $\alpha_{кр1} < \alpha < \alpha_{кр2}$  – споживає активну потужність.

Якщо  $\varphi = \frac{\pi}{2} - 2\beta$ , величина генерованої реактивної потужності,

залишаючись функцією кута керування тиристорами  $\alpha$ , не залежить від індексу модуляції  $k$  (рис. 3.1, а та рис. 3.2, а). Водночас величина втрат активної потужності в СТК є функцією кута керування  $\alpha$  та індексу модуляції  $k$ . Тому можна керувати величиною індексу модуляції  $k$  у функції кута керування  $\alpha$  таким чином, щоб втрати активної потужності в СТК були рівними нулю.

### Висновки до розділу 3

1. Пропонується використовувати параметричну модуляцію для покращення режимів роботи СТК реактивної потужності.

2. Зміною фаз модульованого сигналу можна досягнути багатоканальності керування та регулювати реактивну потужність при одночасній мінімізації втрат активної потужності.

3. Проведені дослідження та розрахунки свідчать про високу економічну ефективність застосування СТК з параметричною модуляцією в якості джерела реактивної потужності.

## **4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ**

### **4.1 Вимоги пожежної безпеки при гасінні електроустановок**

Електроустановки, як правило, насичені елементами із пластмас, а деякі мають велику кількість масла чи працюють з використанням газу, нафти, мазуту. При виникненні в них пожежі продукти горіння, що виділяються з них, можуть бути причиною важкого травматизму як для обслуговуючого персоналу, так і для людей, які беруть участь у гасінні її. Дим, що виділяється, містить у собі найрізноманітніші гази, що відрізняються за ступінню негативної дії на людину. Тому захисні заходи щодо попередження шкідливої дії диму на організм людини повинні здійснюватись з урахуванням газів, що в ньому містяться.

Захист здоров'я людини від токсичних газів при гасінні пожеж в електроустановках може бути активним і пасивним. Активний захист передбачає швидку вентиляцію приміщень, в які необхідно проникнути, щоб надати допомогу людям чи виконати які-небудь дії. Цей спосіб захисту є ефективним, якщо виникаючий при цьому притік повітря не посилює горіння.

Пасивний (обороняючий) захист органів дихання застосовується, коли активний неможливий. Він передбачає використання регенеративних приладів (ізолюючих проти газів).

Якщо палаюча електроустановка не відключена і знаходиться під напругою, то її гасіння являє собою додаткову небезпеку ураження персоналу електричним струмом. Тому, як правило, приступати до гасіння пожежі електроустановки можна тільки після зняття з неї напруги. Якщо з якихось причин напругу зняти неможливо, а пожежа швидко розвивається, то допускається гасіння пожежі електроустановки, яка знаходиться під напругою, але із дотриманням особливих заходів електробезпеки.

Для гасіння пожежі електроустановки (масло наповнених

трансформаторів, електричних машин, кабельних ліній, прокладених в тунелях, та ін.) можна використовувати воду (розпилену або компактним струменем), повітряно-механічну піну, інертний газ, порошки та інші вогнегасні засоби (закривання осередку горіння сухим піском та ін.).

У випадку необхідності гасіння пожежі невідключеного електроустаткування для виключення можливості ураження електричним струмом необхідно дотримуватись наступних правил:

– керівником гасіння пожежі в електроустановці до прибуття першого пожежного підрозділу, викликаного по тривозі, являється старший із числа чергового електротехнічного персоналу або відповідальний за електрогосподарство (головний енергетик, начальник електроцеху). Після прибуття пожежного підрозділу старший командир приймає на себе керівництво гасінням пожежі;

– відключення приєднань, на яких горить обладнання, проводиться черговим електротехнічним персоналом без попереднього одержання дозволу вищестоящої особи, що здійснює оперативне керівництво по експлуатації електроустановки, але з наступним повідомленням його після закінчення операції відключення;

– гасіння пожеж компактними та розпиленими водяними струменями без зняття напруги з електроустановки допускається тільки у відкритих для огляду електроустановках, у тому числі кабелів при номінальній напрузі до 10 кВ. При цьому ствол пожежного водопроводу повинен бути заземлений, а ствольщик повинен працювати в діелектричних ботах та рукавицях та знаходитися від осередку пожежі на відстані не менше 3,5 м при діаметрі струменя води 13 мм при напрузі до 1 кВ включно та 4,5 м при напрузі до 10 кВ. При діаметрі струменя 19 мм ці відстані збільшуються відповідно до 4 і 8 м;

– не дозволяється для гасіння електрообладнання, яке знаходиться під напругою, застосовувати сильно забруднену воду. Гасіння пожеж в електроустановках, які знаходяться під напругою, всіма видами піни забороняється, оскільки піна і розчин піноутворювача у воді володіють

підвищеною електропровідністю. У виключних випадках при надійному заземленні генератора високо кратної піни та насосів пожежних машин дозволяється гасіння пожеж в електроустановках, що знаходяться під напругою до 10 кВ, повітряно-механічною піною;

– при пожежі силовий трансформатор повинен бути відключений зі сторони обох обмоток, після чого негайно потрібно приступити до його гасіння будь-якими засобами (розпиленою водою, повітряно-механічною піною, вогнегасниками). Палаюче мінеральне масло не можна гасити компактним струменем, щоб запобігти збільшенню площі пожежі. При гасінні пожежі трансформаторів, встановлених в камерах, необхідно прийняти заходи до попередження розповсюдження вогню через вентиляційні та інші канали. Вентиляція приміщення в цей час може вмикатися тільки по вимозі пожежного підрозділу;

– при загорянні кабелів, розміщених в тунелях, каналах та інших приміщеннях, необхідно при наявності стаціонарної системи пожежогасіння включити її в роботу. Під час гасіння палаючих кабелів напругою вище 1000 В у кабельному тунелі, особа, що працює із стволем, повинна направляти струмінь води через відкриті двері або люк, не заходячи у відсік з кабелями. Одночасно із гасінням кабелів необхідно прийняти міри до найшвидшого зняття з них напруги.

Гасіння пожеж електроустановок, що не знаходяться під напругою, допускається будь-якими вогнегасними засобами, включаючи воду.

#### **4.2 Дослідження стійкості роботи підприємств електроенергетики в надзвичайних ситуаціях**

Щодня у світі фіксуються тисячі подій, при яких відбувається порушення нормальних умов життя і діяльності людей, що можуть призвести або призводять до загибелі людей та/або до значних матеріальних втрат. Такі події називаються надзвичайними ситуаціями. Майже жодне газетне видання, жоден

випуск радіо або телевізійних новин не виходить без таких повідомлень.

Небезпека – це негативна властивість матерії, яка проявляється у здатності її завдавати шкоди певним елементам Всесвіту, потенційне джерело шкоди. Якщо мова йде про небезпеку для людини, то це явища, процеси, об'єкти, властивості, здатні за певних умов завдавати шкоди здоров'ю чи життю людини або системам, що забезпечують життєдіяльність людей.

Основою електроенергетики України є Об'єднана електроенергетична система (ОЕС), яка здійснює централізоване електрозабезпечення внутрішніх споживачів. Транспортування електричної енергії від енергогенеруючих компаній до енергопостачальних проводиться магістральними і розподільними електромережами країни довжиною понад 1 млн. кілометрів. Необхідні при цьому диспетчерські функції забезпечує Національна енергетична компанія "Укренерго", до складу якої входять вісім регіональних електроенергетичних систем.

Стан українських електричних мереж із року в рік погіршується, що призводить до аварійних ситуацій на рівні окремих областей. Відсутність достатнього фінансування ремонтних робіт, заходів з модернізації та реконструкції електричних мереж і підстанцій може спричинити до системної аварії в об'єднаній енергосистемі.

Проведення заходів по підвищенню стійкості роботи на об'єктах електроенергетики не може повністю уберегти їх від руйнувань, аварій, техногенних катастроф, затоплень і т.д. Воно лише сприяє зменшенню можливих втрат та створює більш сприятливі умови для відновлення виробництва.

Під стійкістю функціонування об'єктів електроенергетики, її територіальних ланок областей, районів і міст, розуміється їх здатність забезпечувати виробництво електроенергії у встановлених обсягах, а також підтримувати життєдіяльність населення на відповідних територіях при надзвичайних ситуаціях (аварії, катастрофи, стихійне лихо, військові конфлікти).

Для визначення заходів по підвищенню стійкості та підготовці об'єктів електроенергетики до роботи в НС необхідно проаналізувати всю сукупність

факторів, що впливають на стійкість їхнього функціонування. Для цього необхідно розглянути всі можливі події, які можуть призвести до НС. Робити це доцільно з урахуванням зовнішніх і внутрішніх факторів, що впливають на стійкість роботи об'єкта.

На основі всебічного аналізу факторів, що впливають на стійкість роботи об'єктів електроенергетики, робляться висновки про ймовірність виникнення аварій, стихійних лих, терористичних актів та їх впливу на виробничу діяльність і визначаються основні напрямки підвищення стійкості функціонування об'єктів електроенергетики в надзвичайних ситуаціях мирного і воєнного часу:

1. Забезпечення надійного захисту робітників та службовців від впливу вражаючих факторів аварій, катастроф, стихійних лих і засобів ураження.

2. Захист основних виробничих фондів від впливу вражаючих факторів аварій катастроф, стихійних лих та засобів ураження, в тому числі і від вторинних вражаючих факторів.

3. Забезпечення стабільності та безперервності управління виробництвом та ЦЗ.

4. Забезпечення надійності постачання об'єкта енергоносіями.

Для надійного функціонування об'єктів електроенергетики в надзвичайних ситуаціях завчасно організовуються і проводяться заходи, спрямовані на підвищення стійкості їх роботи. До них відносяться:

- інженерно-технічні заходи;
- технологічні заходи;
- організаційні заходи.

Інженерно-технічні заходи – заходи, спрямовані на забезпечення підвищення стійкості будівель, споруд, обладнання, енергетичних систем до впливу НС.

Технологічні заходи – заходи, спрямовані на здійснення підвищення стійкості шляхом зміни технологічного режиму, що виключає виникнення вторинних факторів ураження.

Організаційні заходи – заходи, спрямовані на завчасну розробку і планування дій керівного складу, особового складу, штабу ЦЗ, служб, невоєнізованих формувань об'єктів електроенергетики в умовах надзвичайних ситуацій.

Електропостачання є основою будь-якого виробництва. Для забезпечення надійного електропостачання в НС при його проектуванні та будівництві повинні бути враховані наступні основні вимоги, що впливають із завдань цивільного захисту:

1. Електропостачання повинно здійснюватися від енергосистем, до складу яких входять електростанції, що працюють на різних видах палива.

2. Великі електростанції слід розміщувати одну від одної і від великих міст на значних відстанях.

3. Районні понижуючі підстанції, диспетчерські пункти енергосистем та лінії електропередач необхідно розміщувати розосереджено та надійно захищати.

4. Постачання електроенергією великих міст слід передбачати від двох незалежних джерел.

Крім того, необхідно створювати автономні резервні джерела електропостачання. Для цього можна використовувати рухливі електростанції на залізничних платформах, малопотужні електростанції, не включені до енергосистеми. Система електропостачання повинна мати грозозахисту систему та захист від впливу електромагнітного імпульсу ядерного вибуху.

Енергетичні споруди та електричні мережі повинні проектуватися з урахуванням забезпечення стійкого електропостачання категорійних міст і об'єктів. Схема електричних мереж енергосистем при необхідності повинна передбачати можливість автоматичного розподілу енергосистеми на збалансовані, незалежно працюючі частини. Для забезпечення можливості зниження електричного навантаження в категорійних містах системи електропостачання об'єктів, які не відключаються у воєнний час, повинні бути відділенні від систем електропостачання інших об'єктів.



## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Вивчено існуючі методи розрахунку КРП, зазначено їх основні переваги та недоліки. Визначено, що діючий нормативний документ в галузі КРП не відповідає основним вимогам Закону України „Про енергозбереження”. В ньому проігноровано системний та комплексний підходи до розрахунку КРП, необхідність оптимального (за критерієм мінімальних втрат) керування БК.

2. Проаналізовано характеристики існуючих способів та засобів керування КУ, в більшості яких параметром керування є  $\cos\phi$ , що не відповідає вимогам до керування КУ (підтримання напруги у вузлах ЕМ ЕПК і промислових підприємств, а також забезпечення технічних значень ВРП).

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

4. Удосконалено структурну блок-схему системи та алгоритму керування збудженням групи СД, що дозволяє забезпечувати технічні значення ВРП, заданих ЕПК, і регулювати напругу у її вузлах.

5. Подано схеми керування статичними тиристорними компенсаторами, які забезпечують енергоефективні режими роботи у разі живлення їх полігональними напругами, застосування амплітудно-фазової модуляції напруги живлення та параметричної модуляції реактивного параметру.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. 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.

2. Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности. // Промышленная энергетика. – 1991. – № 7. – С. 51–55.

3. Каялов Г.М. Матрично-вычислительный метод анализа компенсации реактивных нагрузок электрической сети / Г.М. Каялов, В.С. Молодцов // Электричество. – 1976. – № 2. – С. 16–22.

4. Кузнецов В.Г. Оптимизация режимов электрических сетей / В.Г. Кузнецов, Ю.И. Тугай, В.А. Баженов – К.: Наукова думка, 1992. – 216 с.

5. Поспелов Г.Е. Компенсирующие и регулирующие устройства в электрических системах / Г.Е. Поспелов, Н.М. Сыч, В.Т. Федин – Л.: Энергоатомиздат, 1983. – 112 с.: ил.

6. Ковалев И.Н. Два метода расчета компенсации реактивных нагрузок в электрических сетях / И.Н. Ковалев // Электричество. – 1973. – № 10. – С. 10–13.

7. Баркан Я.Д. Автоматическое управление режимом батарей конденсаторов / Я.Д. Баркан – М.: Энергия, 1978. – 112 с.

8. Баркан Я.Д. Автоматизация энергосистем. Учебное пособие для студентов вузов / Я.Д. Баркан, Л.А. Орехов – М.: Высшая школа, 1981. – 271 с.: ил. – Библиогр.: с. 269.

9. Соскин Э.Я. Автоматизация управления промышленным электроснабжением / Э.Я. Соскин, Э.А. Киряева. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 383 с.: ил. – Библиогр.: с. 380–382. – ISBN 5-283-01010-4.

10. Фишман В.С. Выбор способа автоматического регулирования мощности конденсаторных батарей / В.С. Фишман // Промышленная

энергетика. – 1982. – № 2. – С. 49–51.

11. Сурвило И.К. Автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей по параметрам нагрузки / И.К. Сурвило // Промышленная энергетика. – 1983. – № 11. – С. 38–41.

12. Родькин Д.И. Пределы и особенности регулирования реактивной мощности вентильного двигателя / Д.И. Родькин, В.К. Тытюк, Ю.Н. Ридько // Известия вузов. Горный журнал. – 1988. - № 1. – С. 100.

13. Корнилов Г.П., Управление реактивной мощностью в системах электроснабжения с мощными тиристорными преобразователями прокатных станков /Г. П. Корнилов, А. Н. Шеметов, Т. Р. Храмшин, Ю. П. Журавлев, Е. А. Семенов // Промышленная энергетика. – 2008. - № 1. – С. 39 – 44.

14. Рахманов Р. Н. Выбор и управление статическими компенсаторами реактивной мощности в сетях электроснабжения дуговых печей / Р. Н. Рахманов // Energetikanin Problemleri. – 2003. - № 4. – С. 23 – 30.

15. Забудский Е. И. Совмещенные регулируемые электромагнитные устройства для улучшения качества электроэнергии. / Е. И. Забудский // Энергоснабжения. – 1998. - № 3 . – С. 37 – 42.

16. Кочкин В. И. Новые схемы статических компенсаторов реактивной мощности / В. И. Кочкин, А. П. Обязуев // Электрические сети и системы. – 1991. № 2. – С. 10-15.

17. 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.

18. Карпов Ф.Ф. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях. – М.: Энергия, 1975. – 184 с.: ил. – Библиогр.: с. 179–180.