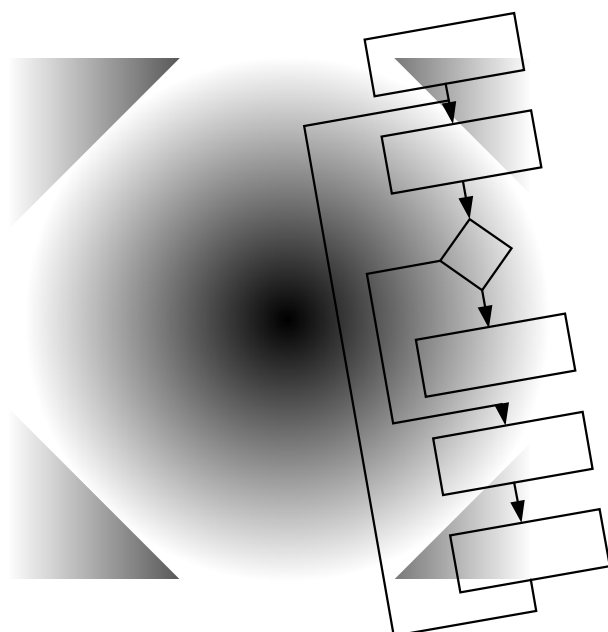


ТЕРЕШКЕВИЧ Л. Б.

АСУ в електроспоживанні



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

Терешкевич Л. Б.

АСУ в електроспоживанні

Навчальний посібник

Вінниця
ВНТУ
2016

УДК 621.311(075)
ББК 31.27я73
Т35

Рекомендовано до друку Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 9 від 30 квітня 2015 р.)

Рецензенти:

П. Д. Лежнюк, доктор технічних наук, професор

В. М. Лисогор, доктор технічних наук, професор

О. М. Сінчук, доктор технічних наук, професор

Терешкевич, Л. Б.

**Т35 АСУ в електроспоживанні : навчальний посібник /
Л. Б. Терешкевич. – Вінниця : ВНТУ, 2016. – 136 с.**

У навчальному посібнику наведена загальна характеристика АСУ промислових систем електропостачання. Детально розглядається математична постановка та моделювання таких задач керування електричними режимами як керування якістю електричної енергії, реактивною потужністю та електроспоживанням в умовах дефіциту потужності систем живлення. Переважна частина задач, що розглядаються, має практичну реалізацію на виробництві. Наводяться чисельні приклади розв'язування цих задач.

Навчальний посібник призначений для студентів електроенергетичних спеціальностей вищих навчальних закладів I – IV рівня акредитації.

**УДК 621.311(075)
ББК 31.27я73**

Зміст

Список умовних скорочень	5
Передмова	6
Розділ 1 ОСНОВНІ ВИЗНАЧЕННЯ ТА СТРУКТУРА АСУ.....	8
1.1 Система та її властивості	8
1.2 Керування	10
1.3 Інформація в АСУ	14
1.4 Характерні алгоритми оптимального керування електричними режимами	15
1.5 Системний підхід при керуванні технічними системами.....	21
1.6 Ієрархія та підсистеми АСУ.....	23
1.7 Структура енергетичних підсистем АСУТП.....	25
1.8 Принципи створення енергетичних підсистем АСУТП промислових підприємств.....	26
1.9 Загальна характеристика задач керування нормальними режимами систем електропостачання.....	29
1.10 Задачі електроремонту, що можуть бути автоматизовані.....	31
1.11 Загальна характеристика задач навчання енергоперсоналу промислового підприємства.....	33
Контрольні завдання для самопідготовки	34
Література до розділу 1	36
Розділ 2. ЗАДАЧІ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ЯКІСТЮ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	37
2.1 Загальні положення	37
2.2 Аналіз можливих способів керування несиметрією режиму.....	38
2.3 Критерії керування несиметричним режимом електричної мережі	43
2.4 Керування рівнем несиметрії в динамічних режимах мережі як задача оптимального керування	44
2.5 Особливості постановки та розв'язування задач оптимізації несиметричних режимів електромережі	46
2.6 Математична модель керування при внутрішньому симетруванні навантажень.....	49
2.7 Математичні моделі керування за допомогою СП	56
Контрольні завдання для самопідготовки	62
Література до розділу 2	62
Розділ 3 ЗАДАЧІ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ РЕАКТИВНОЮ ПОТУЖНІСТЮ	64
3.1 Загальні положення	64
3.2 Формулювання задачі керування реактивною потужністю як задачі оптимального керування.....	66
3.3 Математичні моделі оптимальної компенсації реактивних навантажень	67
3.4 Підвищення ефективності роботи технологічних БСК електропід-	

чних установок.....	77
3.4.1 Енергетична суть задачі.....	77
3.4.2 Математичні моделі керування режимами в системі електропостачання шляхом підвищення ефективності технологічних БСК.....	80
Контрольні завдання для самопідготовки	85
Література до розділу 3	87
Розділ 4 ЗАДАЧІ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯМ В УМОВАХ ДЕФІЦИТУ ПОТУЖНОСТІ СИСТЕМ ЖИВЛЕННЯ	88
4.1 Загальні положення	88
4.2 Синтез оптимального групового графіка навантажень.....	89
4.2.1 Критерії оцінювання нерівномірності групового графіка навантажень	89
4.2.2 Розрахунки зсувів для індивідуальних графіків навантаження..	93
4.3 Обмеження навантаження несиметричних навантажень при дефіциті потужності в енергосистемі	99
Контрольні завдання для самопідготовки	102
Література до розділу 4	103
Додаток А – Методичні вказівки до лабораторної роботи № 1. АВТОМАТИЗАЦІЯ В ЕНЕРГОНОРМУВАННІ.....	104
Додаток Б – Методичні вказівки до лабораторної роботи № 2. АЛГОРИТМІЗАЦІЯ ЗАДАЧІ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ КІЛЬКІСТЮ ПРАЦЮЮЧИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ГПП.....	106
Додаток В – Методичні вказівки до лабораторної роботи № 3. ВИБІР ТА ОБГРУНТУВАННЯ КРИТЕРІЮ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ РЕАКТИВНОЮ ПОТУЖНІСТЮ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА.....	110
Додаток Г – Методичні вказівки до лабораторної роботи № 4. РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ РОЗМІЩЕННЯ ЗАМОВЛЕНЬ НА РЕМОНТ ЕЛЕКТРОБЛАДАННЯ	114
Додаток Д – Методичні вказівки до лабораторної роботи № 5. ОСОБЛИВОСТІ МАТЕМАТИЧНОЇ ПОСТАНОВКИ ТА ВИРІШЕННЯ ЗАДАЧ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИМИ РЕЖИМАМИ.....	117
Додаток Е – Методичні вказівки до лабораторної роботи № 6. ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ НЕСИМЕТРИЧНИМИ РЕЖИМАМИ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА.....	119
Додаток Ж – Методичні вказівки до лабораторної роботи № 7. КЕРУВАННЯ НЕСИМЕТРІЄЮ РЕЖИМУ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НА ОСНОВІ СТАТИСТИЧНОЇ ІНФОРМАЦІЇ	122
Додаток И – Методичні вказівки до лабораторної роботи №8. СИНТЕЗ ОПТИМАЛЬНОГО ГРУПОВОГО ГРАФІКА НАВАНТАЖЕННЯ ГРУПИ ОДНОРІДНИХ ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІВ.....	126
Література.....	128

Список умовних скорочень

АСУ	– автоматизована система управління
АСУЕ	– автоматизована система управління енергопостачанням
АСН	– автоматизована система навчання
АРМ	– автоматизоване робоче місце
АСУП	– автоматизована система управління підприємством
АСУТП	– автоматизована система управління технологічним процесом
БСК	– батарея статичних конденсаторів
ГПП	– головна понижувальна підстанція
ЕОМ	– електронно-обчислювальна машина
ЕПУ	– електропідна установка
ПБЗ	– перемикання відгалужень без збудження
ПТБ	– правила техніки безпеки
ПТЕ	– правила технічної експлуатації
РПН	– регулятор під навантаженням
ППР	– плановопереджувальний ремонт
СП	– симетруючий пристрій
СУБД	– система управління базою даних
ТЕЦ	– теплоелектроцентраль
ТП	– трансформаторна підстанція
ЦРП	– центральний розподільний пункт

Передмова

Комп'ютерні технології знаходять все більшого поширення в будь-якій галузі економіки країни в тому числі і енергетичній, при цьому суттєво полегшується процес отримання та переробки інформації, з'являється змога отримувати розв'язки складних, в тому числі оптимізаційних, задач керування та проектування. Тому сучасний інженер повинен вільно володіти обчислювальною технікою, вміти самостійно ставити та алгоритмізувати задачі, які йому доводиться вирішувати в своїй практичній діяльності, експлуатувати впроваджені програмні комплекси або пакети прикладних задач, що автоматизують ті чи інші виробничі функції, давати критичну оцінку новим розробкам та вже діючим системам. Для досягнення цих цілей в навчальних планах навчальних закладів передбачено цілий ряд дисциплін, що забезпечують безперервну комп'ютерну підготовку студентів. Серед таких дисциплін, що вивчаються під час останнього року підготовки інженерів, є дисципліна «АСУ в електроспоживанні», яка повинна сформулювати світогляд майбутнього спеціаліста – інженера-електрика, пов'язаний з використанням обчислювальної техніки для керування електроспоживанням та електрогосподарством підприємства.

Успішне вивчення предмета припускає добрі знання технології, організації, планування та економіки енергетичного виробництва з однієї сторони, а з іншої – вміння математично поставити прикладну задачу, алгоритмізувати процес її розв'язку, написати та налагодити програму. Отримавши саме такий комплекс знань та навичок, можна виконувати одну із найбільш складних робіт – розробку прикладних задач автоматизованих систем управління (АСУ). До речі, виконання цієї роботи, яка потребує глибоких знань енергетичної проблеми, що автоматизується, найкращим чином може бути здійснено лише спеціалістами в галузі електропостачання промислових підприємств.

У навчальному посібнику центральне місце приділено складному творчому процесу – математичній постановці прикладних задач керування електричними режимами в системах електропостачання.

Мета навчального посібника – допомога студентам у засвоєнні технології постановки енергетичних задач, як задач АСУ та їх інформаційного забезпечення.

У відповідності до цього перший розділ присвячений вивченню основних визначень теорії керування: система, інформація, керування, алгоритм та структури АСУ. В другому, третьому та четвертому розділах на конкретних прикладах, що мають практичний зміст, розглядаються задачі керування нормальними режимами в системах електропостачання (якістю електроенергії, реактивною потужністю та електроспоживанням при дефіциті потужності систем живлення). Основна увага приділяється задачам оптимізації, які з одного боку є найбільш ефективними, а з іншого – найбільш

складними в їх математичній постановці. Деякі задачі хоча не є характерними для будь-якого виробництва, але вони повчальні з точки зору поставленої мети.

Серед таких задач:

– задачі, що не потребують для своєї реалізації додаткових капітальних вкладень і повинні виявлятися і впроваджуватись в першу чергу;

– задачі, які не можуть бути вирішені класичними математичними методами і потребують розробки нових або адаптації відомих обчислювальних методів;

– задачі, для яких, приймаючи рішення, необхідно враховувати ряд взаємопов'язаних впливів, оскільки можливі технічно недопустимі впливи на ті або інші параметри стану об'єкта керування;

– задачі, в яких енергетичний ефект можна отримати шляхом більш повного використання технологічного обладнання, не впливаючи при цьому на технологію виробництва.

Кожний розділ супроводжується контрольними завданнями для самопідготовки. З метою полегшення вивчення та засвоєння матеріалу в кінці приведено тлумачний словник основних термінів та понять.

Посібник може бути рекомендований для студентів спеціальності 7.05070103 «Електротехнічні системи електроспоживання» при вивченні дисципліни «АСУ в електроспоживанні». Задачі, які розглядаються, мають енергозберігаючий зміст і тому навчальний посібник може бути корисним студентам спеціальності 7.05070108 – «Енергетичний менеджмент» при вивченні дисципліни «Автоматизація в енергозбереженні».

1 ОСНОВНІ ВИЗНАЧЕННЯ ТА СТРУКТУРА АСУ

1.1 Система та її властивості

Одним із основних понять АСУ є широко вживане в звичайній мові слово система. Ми часто вживаємо словосполучення «система знань», «система методів», «система електропостачання», «електроенергетична система», «система генератор-двигун», «система керування», кожним разом розуміючи, що *система – це обмежена множина взаємопов'язаних елементів*. Подібні приклади можна наводити з інших сфер діяльності людини.

Зрозуміти суть тієї або іншої системи можна тільки тоді, коли досліджені всі зв'язки між її елементами і окремими частинами та динамічні властивості всієї множини елементів.

Визначення системи може бути довільним. Наприклад, окремо взятий генератор цілком обґрунтовано можна вважати системою. Однак, більш складна сукупність – турбіна, генератор, збуджувач – є також системою, в якій окремо взятий генератор є підсистемою більш низького рівня. В свою чергу можна визначити більш об'ємну систему, де окремим елементом є енергоблок (електрична частина ТЕЦ). Для детального вивчення перехідного процесу в синхронному генераторі (або для його керування) ми маємо дослідити систему турбіна-генератор-збуджувач, а сталий електричний режим може досліджуватись в системі з одним генератором. Включення до системи нових елементів надає їй інших або додаткових властивостей. Тобто, визначення системи залежить від мети дослідження і, як правило, є складною задачею. Визначивши множину елементів, що утворюють систему, ми умовно проводимо замкнуту границю, за межами якої залишаються інші елементи, що не ввійшли в систему, тобто система існує не лише сама по собі, а в оточенні інших елементів, що утворюють зовнішнє середовище. Зовнішнє середовище здійснює вплив на систему, а в свою чергу система впливає на зовнішнє середовище. Число таких впливів безмежне, але враховувати слід тільки ті, від яких суттєво залежить стан системи.

Промислову електричну мережу часто виділяють в окрему систему електропостачання. Границя між нею та зовнішнім середовищем (електроенергетичною системою) чітко встановлюється в кожному конкретному випадку. Іноді вона може проходити через роз'єднувач, що встановлений на живильному вводі. Регулювання збудження на генераторах електростанцій, комутації ліній електропередач живильних мереж позначаються на рівнях напруги в вузлах систем електропостачання, що слід розглядати, як впливи зовнішнього середовища. З іншої сторони, наявність, наприклад, в системі електропостачання споживачів, які мають нелінійну вольт-амперну характеристику, спричиняє появу вищих гармонік в мережах енергосистеми, що можна розглядати як вплив системи на зовнішнє сере-

довище. Таке явище привертає увагу лише тоді, коли воно супроводжується відхиленнями від норм показників якості електроенергії або перебоями в роботі систем автоматики, суттєвими втратами потужності і т. д.

Стан системи оцінюється параметрами стану, що утворюють вектор параметрів стану. Вплив зовнішнього середовища на систему називається входами системи та характеризується параметрами входу. Вони бувають керованими, утворюючи вектор керування X , та збурюючими. Параметри збурення створюють вектор збурень U . Вплив системи на зовнішнє середовище називається виходами системи і відповідно характеризується параметрами виходу (вектор Y).

Параметрами стану системи електропостачання можуть бути параметри її режиму: струми ліній, напруги в вузлах, потужності, коефіцієнти потужності, а також параметри схеми: коефіцієнти трансформації цехових ТП, параметри надійності окремих елементів електричної мережі. Параметри стану є елементами вектора параметрів стану – Z . Цілеспрямовані впливи зовнішнього середовища (керування) – це регулювання відпайок на трансформаторах центрів живлення, в результаті чого цілеспрямовано змінюється напруга в промисловій мережі. Прикладом збурення є аварійні пошкодження в живильних мережах, в результаті яких змінюються напруги в вузлах системи електропостачання, потужності, що споживаються окремими навантаженнями.

Спрощене уявлення про систему можна зобразити рисунком (рис. 1.1), де T – індекс транспонування.

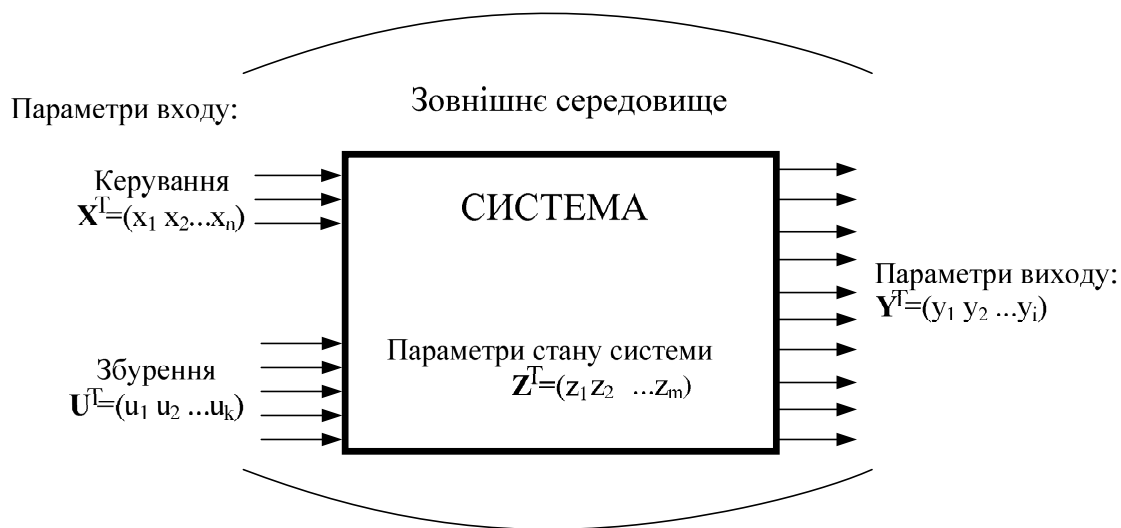


Рисунок 1.1 – Взаємодія системи та зовнішнього середовища

Існує сучасний науковий метод дослідження систем – системний аналіз, який використовується для дослідження систем енергетики. Під системним аналізом розуміється всебічне, систематизоване (побудоване на основі певного набору правил) вивчення складного об'єкта в цілому разом із всією сукупністю його складних зовнішніх та внутрішніх зв'язків, яке

проводиться для виявлення можливостей покращення функціонування цього об'єкта.

Можна виділити такі основні етапи системного аналізу:

- постановка задачі: формулювання мети дослідження;
- структуризація системи: локалізація системи та визначення її зовнішнього середовища;
- побудова моделі;
- дослідження моделі, в результаті якого виявляється поведінка об'єкта, що моделюється, в різних умовах та при різних станах зовнішнього середовища та самого об'єкта.

1.2 Керування

Керування – це цілеспрямований вплив однієї системи на іншу, який направлений на зміну поведінки останньої в потрібному напрямку. Таким чином, процес керування реалізується шляхом взаємодії двох систем: тієї, яка керується (об'єкт керування) та тієї, яка здійснює керування (суб'єкт керування або пристрій керування). Сукупність цих систем і є системою керування.

Об'єктом керування може бути система будь-якої природи: соціальна (трудовий колектив підприємства, кадри служби головного енергетика), технічна (складна технологічна установка, окремий механізм), біологічна (живий організм або його частина). Незважаючи на їх різноманітний характер, існують загальні принципи керування цими об'єктами. Ця обставина дозволила Р. Вінеру в 1947 році визначити кібернетику як науку про керування. Предметом цієї науки стала загальна теорія керування не пов'язана безпосередньо ні з однією прикладною галуззю, але в той же час вона може бути застосована до будь-якої з них.

Найбільш поширені види керування це:

- координація – керування, мета якого в узгодженні процесів в різних елементах (підсистемах) об'єкта керування;
- регулювання – керування, мета якого в забезпеченні близькості поточних значень однієї або декількох координат об'єкта керування до їх заданих значень;
- стабілізація – керування, мета якого в забезпеченні постійності значень керованих координат на заданому проміжку часу;
- екстремальне керування – керування, мета якого полягає в досягненні та утриманні екстремуму заданого показника якості функціонування об'єкта керування;
- оптимальне керування – керування, мета якого в забезпеченні екстремального значення показника якості керування (кількісної оцінки якості керування), який описує поведінку об'єкта керування в часі.

Оптимальне керування може здійснюватись лише в умовах, коли можливий альтернативний вибір рішень. Для динамічних об'єктів, де потрібно

забезпечити певний хід траєкторії процесу, показник якості керування є функціоналом виду:

$$J = \int_{t_1}^{t_2} F[\mathbf{X}(t), \mathbf{Z}(t)] dt, \quad (1.1)$$

де \mathbf{X} – n -вимірний вектор керування;

\mathbf{Z} – m -вимірний вектор параметрів стану системи;

t – час;

F – скалярна функція;

t_1 – початковий момент часу;

t_2 – кінцевий (для задач керування електричним режимом – не фіксований) момент часу.

Показник якості повинен мати фізичний зміст, який для кожної конкретної задачі може бути різний.

Виконання керування можливе при наявності відомостей, які подаються системою рівнянь стану. Виходячи з того, що енергетичні об'єкти мають динамічний характер, стан об'єкта керування описується системою диференціальних рівнянь виду:

$$\frac{\partial x_i(t)}{\partial t} = f_i[\mathbf{X}(t), \mathbf{Z}(t), t], i = 1, 2, \dots, n,$$

де x_i – компонента вектора \mathbf{X} .

У реальних задачах на компоненти векторів керування \mathbf{X} та стану \mathbf{Z} накладаються обмеження. Тому керування повинно виконуватись в межах допустимих значень \mathbf{X} та \mathbf{Z} .

У загальному випадку задача оптимального керування формулюється таким чином. Дано:

– рівняння стану об'єкта керування;

– система обмежень, що встановлена на зміні стану та керування.

Потрібно знайти такі залежності $\mathbf{X}(t)$, при яких показник якості керування досягає максимального або мінімального значення.

Геометрична інтерпретація задачі оптимального керування наведена на рис. 1.2. Її суть полягає в тому, щоб з усіх можливих законів керування $\mathbf{X}_i(t)$ обрати такий, який забезпечує мінімум (або максимум) для інтеграла (1.1). Як відомо, виразом (1.1) описується площа під графіком $F[\mathbf{X}(t), \mathbf{Z}(t), t]$ в межах часу $t_1 \div t_2$.

Розв'язки задачі оптимального керування можуть бути знайдені такими математичними методами:

– варіаційним численням;

– принципом максимуму Понтрягіна;

– динамічним програмуванням;

– дослідженням операцій.

Можливість використання останнього математичного методу стає зрозумілою, якщо згадати, що визначений інтеграл (1.1) наближено можна показати так:

$$J = \sum_{i=1}^M F[\mathbf{X}(t_i), \mathbf{Z}(t_i)].$$

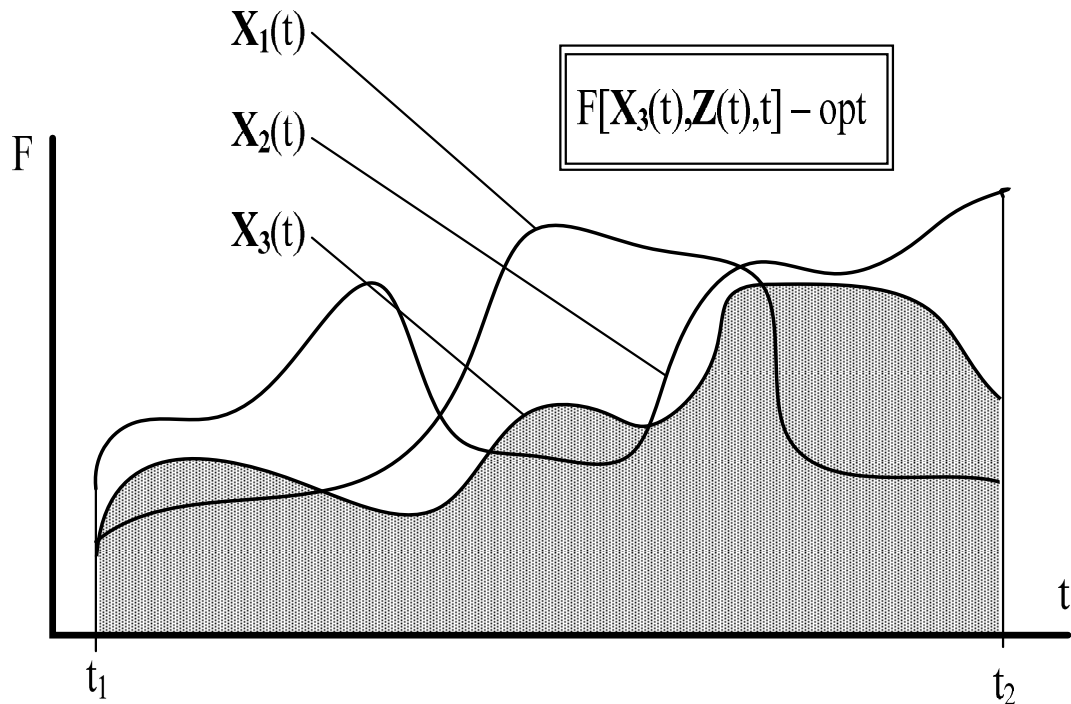


Рисунок 1.2 – Геометрична інтерпретація задачі оптимального керування

Екстремальне значення для показника якості керування (1.1) можна досягнути шляхом оптимізації кожної складової, вирішивши задачу дослідження операцій. При такому підході вирішення задачі оптимального керування в цілому зводиться до вирішення безмежновимірної задачі дослідження операцій в безмежновимірному просторі.

Перевагою такого підходу є те, що з'являється можливість використання різних математичних моделей залежно від стану об'єкта керування в момент прийняття керівного рішення – t_i .

Якщо технічна система потребує керування за багатьма критеріями, то таку оптимізаційну задачу слід віднести до багатокритеріальних.

Системи керування можуть будуватися за принципами:

- централізованої керувальної системи (система з однією підсистемою, що виконує функцію прийняття рішень);
- децентралізованої керувальної системи (системи з декількома незалежними системами, що виконують функцію прийняття рішень);

– ієрархічної керувальної системи (підсистема прийняття рішень цієї системи розподілена за декількома підпорядкованими рівнями, кожний з яких виконує частину функцій прийняття рішень).

Вибір тієї чи іншої системи керування виконується на етапі проектування АСУ.

За технічною реалізацією керування може виконуватись як автоматизоване, так і автоматичне.

В системах автоматичного керування – керування виконується виключно технічними засобами без безпосередньої участі людини. Роль людини зводиться до того, щоб спроектувати систему керування, змонтувати та налагодити її, виконувати регламентні та ремонтні роботи.

Автоматизовані системи керування – людино-машинні системи, в яких людина бере безпосередню участь в процесі керування. Функції керування певним чином розподіляються між людиною та ЕОМ.

ГОСТ 34.003-90 дає таке означення автоматизованих систем. *Автоматизована система – це система, що складається з персоналу та комплексу засобів автоматизації його діяльності, яка реалізує інформаційну технологію виконання установлених функцій.* В наведеному визначенні під інформаційною технологією розуміється – прийоми, способи та методи використання обчислювальної техніки при виконанні функцій збору, зберігання, обробки, передачі та використання інформації.

Залежно від функцій, що автоматизуються, виділяють автоматизовані системи управління (АСУ), автоматизовані системи навчання (АСН), системи автоматизованого проектування (САПР), автоматизовані системи планування (АСП) і т. д. Звичайно, всі вони на промисловому підприємстві інтегруються в єдину систему за прикладною ознакою (за ознакою їх належності до енергетичного господарства підприємства).

Всі задачі експлуатації системи електропостачання, до розв'язку яких залучається обчислювальна техніка, мають за свою кінцеву мету цілеспрямовано вплинути на технологічний процес електропостачання (підвищити його надійність, покращити економічні характеристики, забезпечити кваліфіковану експлуатацію і т. д.). Скажімо, задача складання графіка ППР, автоматизує роботу з планування профілактичних ремонтів, що забезпечує координацію при їх виконанні та саме виконання. В результаті такого заходу підвищується надійність роботи окремих елементів системи електропостачання. Відповідно до наведеного визначення дії, які мають своєю кінцевою метою цілеспрямований вплив, оцінюються як керування. На основі цього, всі автоматизовані системи енергетичного спрямування інтегруються в єдину систему автоматизованого управління енергетичним господарством підприємства (АСУЕ).

Суттєвою перевагою АСУ є їх здатність здійснювати керування за складними алгоритмами, які передбачають проведення великої кількості розрахунків, що дозволяє забезпечити оптимальне керування та прийняття керуючих рішень із врахуванням всіх технічних обмежень.

Задачі керування, характерні для промислової електроенергетики, часові розрізи, в рамках яких вони реалізуються, та області використання систем АСУ та САУ наведені на рис. 1.3.

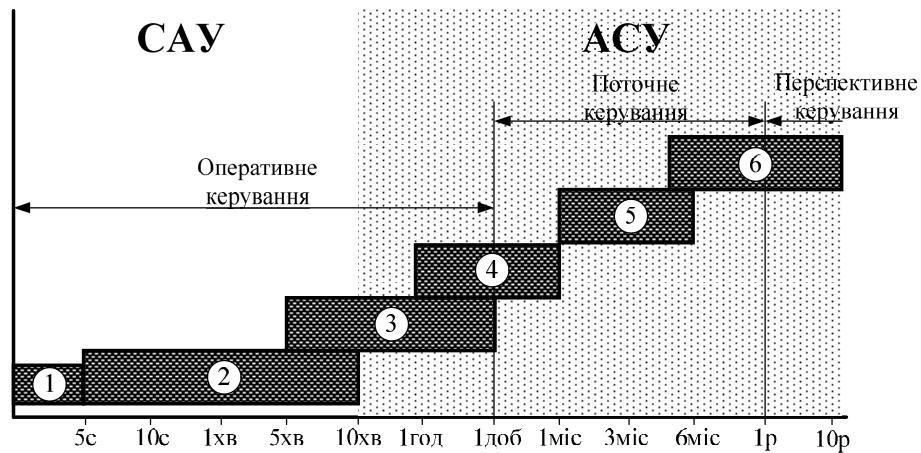


Рисунок 1.3 – Задачі керування, характерні для промислової енергетики

На рис. 1.3 виділені:

- 1 – задачі, які реалізують системи релейного захисту;
- 2 – задачі регулювання напруги;
- 3 – економічні задачі оперативно-диспетчерського керування;
- 4 – задачі планування режимів роботи;
- 5 – задачі планування ремонтів та технічного обслуговування;
- 6 – задачі прогнозу та планування розвитку мережі.

Як видно, в рамках АСУ реалізуються задачі, які потребують відносно значних інтервалів часу. Це логічно зумовлено перш за все тим, що в процесі керування бере участь людина.

1.3 Інформація в АСУ

В АСУ існує поняття інформації та даних. *Інформація* – це відомості, які в даний момент можуть позначитись на прийнятому рішенні і тим самим на параметрах стану системи. *Дані* – сукупність відомостей, що зберігаються в пам'яті ЕОМ, і які в даний момент не використовуються. Дані, що використовуються в розрахунках, називаються інформацією.

Прийняття рішень з керування можливе лише на основі інформації про стан об'єкта керування та навколишнього середовища. Для динамічних систем інформація є функцією часу і тому потрібно періодично аналізувати стан об'єкта керування та коригувати вектор керування.

Слід зауважити, що є інформація, яка має властивості до швидкої зміни, наприклад, величини потужностей та струми в лініях, значення напруг у вузлах і таке інше. Це відбувається, наприклад, відповідно до зміни навантаження споживачів електричної енергії внаслідок вимог технологічного процесу. Якщо для розв'язування задачі керування необхідна саме ця

інформація, то вона повинна кожного разу поновлюватись і відповідати значенням параметрів, що встановились на момент прийняття рішення. Така інформація іноді називається оперативною.

Інша частина інформації, навпаки, має властивості незмінності протягом тривалого проміжку часу та називається неоперативною або даними. Наприклад, із множини необхідної інформації для керування електричним режимом та її частина, що стосується параметрів схеми (схема електричних з'єднань, технічні характеристики встановленого електрообладнання), залишається незмінною протягом тривалого часу. Тому нелогічно вводити її кожного разу заново, коли знаходиться цілеспрямоване рішення, а слід скористатися можливістю ЕОМ до зберігання інформації. Така інформація вводится лише один раз та зберігається в спеціально організованих файлах, до яких, в разі потреби, можна завжди звернутись і отримати необхідну інформацію. Вся множина таких файлів називається базою даних.

Очевидно, що змін можуть зазнавати також і дані. Наприклад, час від часу внаслідок розвитку мережі може змінюватись схема, в результаті зміни струму короткого замикання може встановлюватись інше комутаційне обладнання, залежно від зміни технологічного процесу можуть змінюватись перерізи провідників на окремих лініях електромережі і т. д. В таких випадках виникає потреба провести відповідні зміни в базі даних. Дія, яка спрямована на виконання виправлень в базі даних, доповнення її додатковими відомостями, вилучення застарілих, називається веденням бази даних. Робота із наповнення бази даних потрібною інформацією називається створенням бази даних. Цими функціями наділені сучасні системи керування базами даних (СУБД) для персональних ЕОМ.

Інформацію, що використовується для розв'язування задачі керування, можна розглядати також з точки зору її достовірності. Іноді вся інформація або її частина подається в детермінованому вигляді. Деякі компоненти інформації за своєю природою можуть мати стохастичний характер і отримуються у вигляді, наприклад, законів розподілу або окремих його характеристик. Серед таких є характеристики надійності електропостачання. Інформація, що стосується, наприклад, перспективи розвитку електричної мережі, має елемент невизначеності.

Крім інформації первинної, яка одержується безпосередньо від датчиків або знімається з вимірювальних приладів, ще є вторинна, яку отримують шляхом переробки первинної. Наприклад, такою інформацією є параметри розподілу випадкових величин, які отримують шляхом обробки статистичного матеріалу.

1.4 Характерні алгоритми оптимального керування електричними режимами

Алгоритм керування – це сукупність правил, за якими на основі інформації про мету керування, про стан об'єкта керування, про збурюючі впли-

ви зі сторони зовнішнього середовища визначається керуюче рішення або послідовність таких рішень.

Розглянемо можливі алгоритми керування, що мають різну технічну реалізацію та потребують різну за характером інформацію.

Алгоритм однокрокового детермінованого керування

Алгоритм дозволяє визначити вектор керування для відомого процесу. Цільовий функціонал формується таким чином, що описує весь процес в цілому. Результатом вирішення задачі є детермінований вектор, реалізація якого поліпшує режим в цілому. Робота алгоритму показана на рис. 1.4. Суттєва перевага алгоритму в тому, що він реалізується у вигляді некерованого пристрою, який конструктивно завжди простіший від керованого. Ефективним алгоритм виявляється в тих випадках, коли керований параметр (параметри) змінюються в незначних межах.

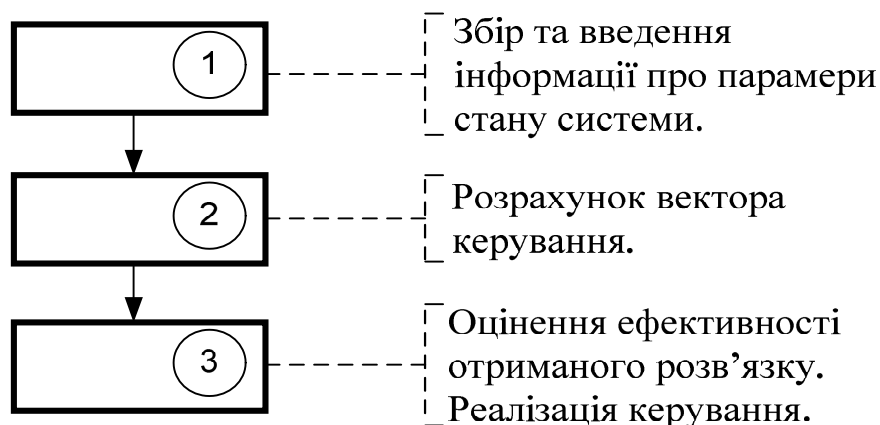


Рисунок 1.4 – Блок-схема алгоритму однокрокового детермінованого керування

Прикладом керування за даним алгоритмом є керування режимом напруги в електричній мережі шляхом установа відповідної регульовальної відпайки цехової ТП. Як відомо, цехові ТП обладнані системою перемикання відгалужень без збудження і зміна положення регульовальної відпайки може відбуватися лише при знятті навантаження трансформатора. Тому такий спосіб керування напругою в мережі використовується, коли зміна параметрів режиму відбувається в невеликих межах, і полягає він в тому, що вибирається, а потім реалізується певне регульовальне відгалуження на трансформаторах, яке забезпечує потрібний рівень напруги в усіх вузлах мережі для всіх перерізів часу.

Алгоритм багатокрокового детермінованого керування

Алгоритм багатокрокового детермінованого керування передбачає виконання в певні моменти часу корекції вектора керування через те, що ке-

ровані параметри є функцією часу. Корекція цілеспрямованого впливу потрібна при керуванні в динамічних системах з великим діапазоном зміни параметрів режиму. При цьому процес функціонування об'єкта керування розглядається як послідовність статичних станів. Алгоритм може реалізуватись, коли є технічна можливість для корекції вектора керування.

Алгоритм потребує інформацію, що з'являється в результаті спостережень за конкретною реалізацією параметрів умови задачі. Він полягає в знаходженні та реалізації послідовності векторів керування для дискретних моментів часу. В проміжках між цими моментами часу на об'єкт діє керування, що розраховане за режимом початку інтервалу. Тривалість інтервалів може бути отримана шляхом розбиття на рівні проміжки часу всієї траєкторії динамічної системи та визначається швидкістю зміни параметрів режиму. Можливий також варіант, коли часом наступного впливу є момент досягнення критеріальною функцією порогового значення, через яке оцінюється якість керування.

Алгоритм багатокрокового детермінованого керування дозволяє більш гнучко використовувати арсенал моделей керування. Зробивши оцінку ситуації, що склалася в момент розрахунку вектора керування, можна використати найбільш ефективну модель керування. Блок-схема алгоритму зображена на рис. 1.5.

За алгоритмом багатокрокового детермінованого керування, наприклад, виконуються регулювання напруги за допомогою пристроїв регулювання під навантаженням (РПН) трансформаторів головної понижувальної підстанції (ГПП) підприємства. Такі регулятори за своєю конструкцією дозволяють змінювати коефіцієнти трансформації, не вимикаючи навантаження.

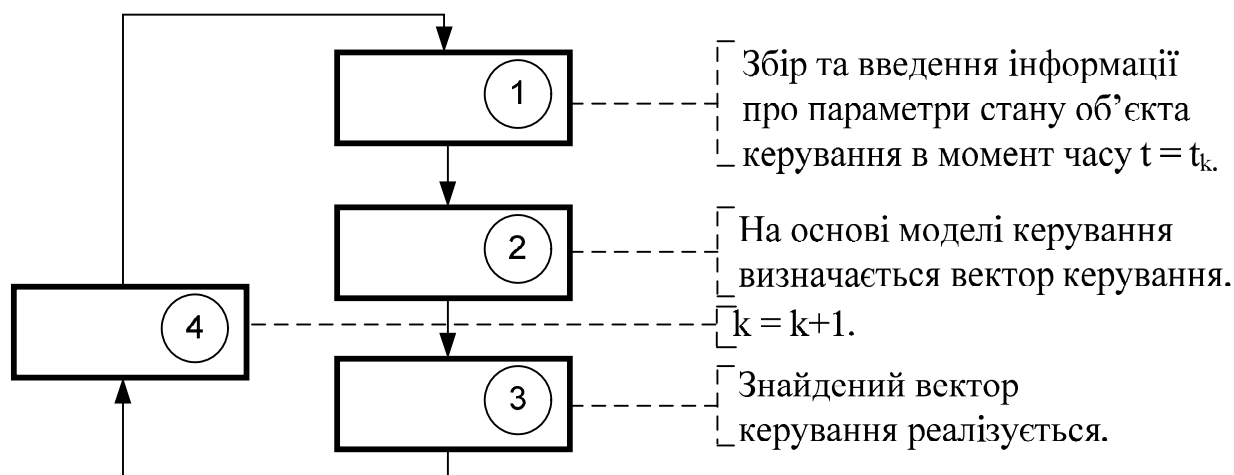


Рисунок 1.5 – Блок-схема алгоритму багатокрокового детермінованого керування

Це дає можливість в певні моменти часу збирати необхідну інформацію, проводити розрахунок оптимального для реалізації відгалуження РПН, а потім виконувати перемикання. Через певний проміжок часу все повторюється.

Алгоритм одноетапного стохастичного керування

Алгоритм реалізується на основі відомих числових характеристик випадкових значень вихідних даних до спостереження реалізації їх поточних значень. Він дозволяє визначити оптимальний вектор керування для всієї траєкторії випадкового процесу та не передбачає його корекції в процесі накопичення інформації. Розв'язками тут є детерміновані вектори.

Найбільш поширеними є такі постановки задач одноетапного стохастичного керування.

1. За цільовий функціонал задачі керування прийнято математичне сподівання, наприклад, лінійної залежності – $M(CX)$, де M – математичне сподівання; C – рядкова матриця коефіцієнтів цільової функції; X – вектор керування.

Для прикладу можна навести задачі зниження втрат потужності, в яких цільовий функціонал потребує знаходження умов мінімуму їх математичного сподівання, керування несиметричними та несинусоїдальними режимами, де цільовий функціонал потребує мінімуму математичного сподівання коефіцієнтів зворотної послідовності напруги або спотворення форми кривої напруги.

Математичні моделі, що використовуються в даному випадку, називаються M -моделями.

2. Задачі, в яких слід знайти мінімум дисперсії, наприклад, лінійної залежності $M\{CX - M(CX)\}^2$. В такій постановці можуть вирішуватись задачі регулювання напруги, мета яких знайти розв'язки, що забезпечують мінімальний діапазон відхилень напруги від номінальних значень. Математичні моделі в цьому випадку називаються V -моделями.

3. Задачі, в яких оптимізується ймовірність перевищення, наприклад, лінійної залежності деякої межі $A - P\{CX \geq A\}$, де P – ймовірність. Для прикладу наведемо задачу керування якістю електроенергії, суть якої – забезпечення вимоги ГОСТ 13109-97, щодо інтегральної ймовірності на виконання норм показників якості. В цих задачах математичні моделі називаються P -моделями.

Алгоритм одноетапного стохастичного керування потребує перевірки ефективності розрахованого вектора керування для конкретного процесу. Несуттєва ефективність алгоритму має місце при процесах з великим діапазоном зміни керованих параметрів.

Алгоритм багатоетапного стохастичного керування

За алгоритмом знаходиться вектор керування для певних моментів часу. Процес визначення вектора керування X розділений на дві частини. Спочатку визначається попередній розв'язок X_1 на основі детермінованої

інформації про стан системи на момент визначення вектора керування. Потім вирішується задача прогнозування та за отриманими результатами виконується корекція попереднього розв'язку визначенням \mathbf{X}_2 , наприклад, з врахуванням траєкторії розвитку процесу, що очікується. Таким чином, остаточний вектор керування має вигляд:

$$\mathbf{X} = \mathbf{X}_1 + \mathbf{X}_2 ,$$

де \mathbf{X}_1 – вектор попереднього розв'язку;

\mathbf{X}_2 – вектор корекції.

Якщо очікувана траєкторія динаміки електричних режимів подана аналітичними залежностями, можна визначити час наступного керування з умови порогових значень на керовані параметри.

Керування за даним алгоритмом можна подати у вигляді блок-схеми, рис. 1.6.

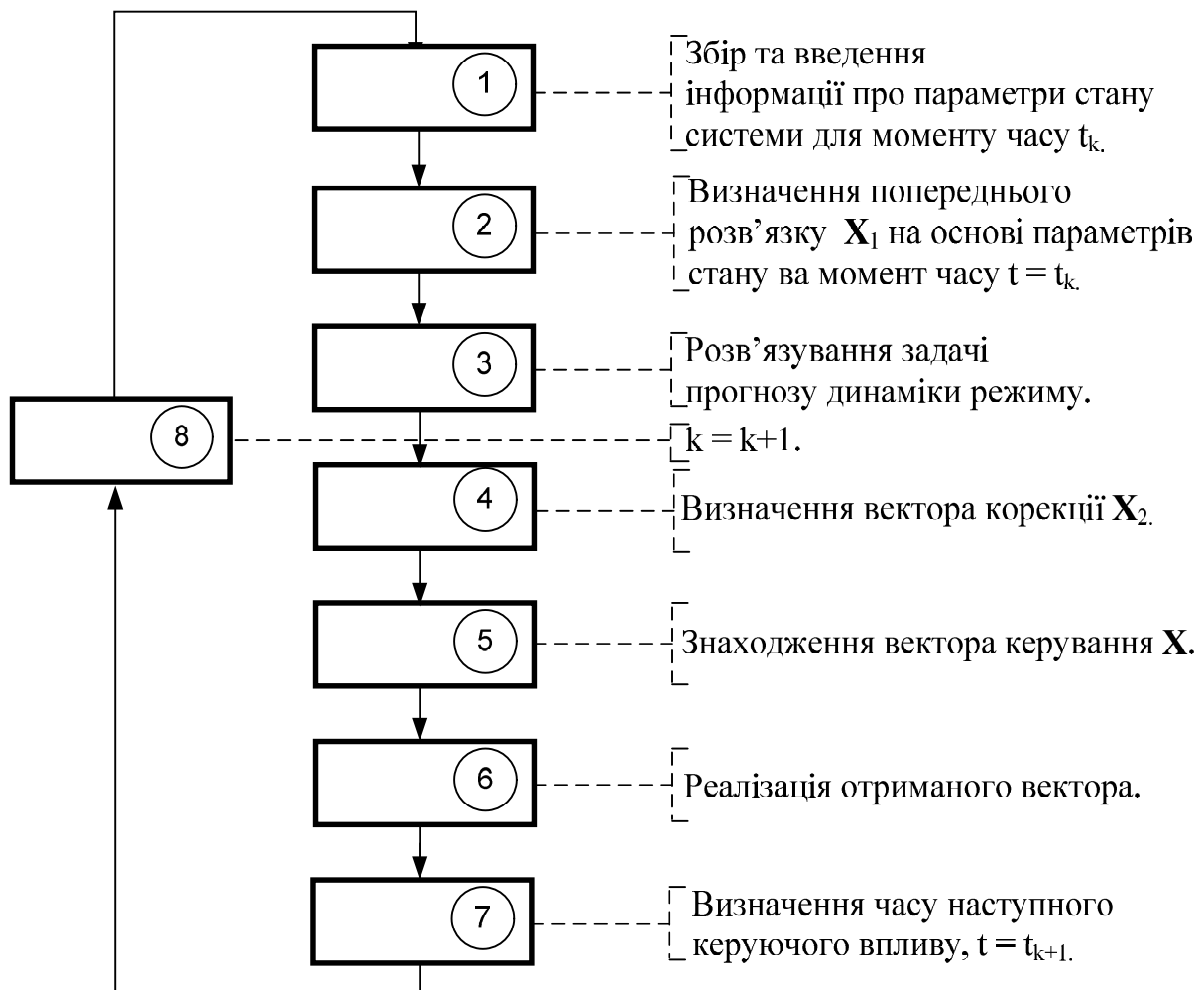


Рисунок 1.6 – Блок-схема алгоритму багатоетапного стохастичного керування

Розглянемо можливий підхід до керування реактивною потужністю за допомогою конденсаторних батарей з метою компенсації реактивних навантажень за даним алгоритмом. Попередній розв'язок можна знайти на основі інформації про параметри стану на даний момент часу (реактивна потужність, що споживається), про можливий вплив на об'єкт керування (потужності ступенів конденсаторних батарей та їх стан). Для визначення вектора керування можна скористатися, наприклад, математичною моделлю, що записана у символічному вигляді:

$$\begin{cases} \Delta P_Q(\mathbf{X}_1) \rightarrow \min \\ A_1 \leq Q(\mathbf{X}_1) \leq A_2, \end{cases} \quad (1.2)$$

де ΔP_Q – додаткові втрати активної потужності в мережі, що пов'язані з передачею реактивної;

Q – реактивна потужність, що споживається від енергопостачальної компанії;

A_1, A_2 – межі споживання реактивної потужності, що встановлені енергопостачальною компанією.

Оптимізаційна модель (1.2) передбачає знаходження такого вектора керування, якому відповідає мінімум втрат активної потужності в мережі і одночасно виконуються вимоги енергопостачальної компанії щодо споживання реактивної потужності.

Розв'язок, що отримується при цьому, є найкращим для умов, які склалися на даний момент часу. Але якщо врахувати розвиток процесу в майбутньому, то знайдений розв'язок можна поліпшити. Виконання корекції знайденого вектора керування з урахуванням параметрів очікуваного процесу передбачається саме в наступній частині алгоритму. Для цього потрібно скористатися математичними методами прогнозування. Наприклад, така задача прогнозування вирішена і реалізації вектора керування \mathbf{X}_1 буде відповідати траєкторія 2, рис. 1.7, для якої отримано аналітичний опис, що поданий у вигляді лінійної апроксимувальної залежності. Вектор \mathbf{X}_2 , який уточнює попередній розв'язок, може бути знайденим за допомогою математичної моделі:

$$\begin{cases} \Delta E_Q(\mathbf{X}_2) \rightarrow \min \\ B_1 \leq Q(\mathbf{X}_1) + Q(\mathbf{X}_2) \leq B_2, \end{cases}$$

де ΔE_Q – додаткові втрати активної енергії в мережі, що пов'язані з перетоками реактивної потужності;

B_1 та B_2 – числа, що визначають нові межі на допустиме значення реактивної потужності.

Математична модель дозволяє знайти компоненти вектора \mathbf{X}_2 з вимог мінімуму додаткових втрат активної енергії, що супроводять передавання реактивної потужності при одночасному забезпеченні вимог енергосистеми.

Результуючий вектор керування, що потрібно реалізувати, знаходиться як $\mathbf{X}_1 + \mathbf{X}_2$. Цей вектор забезпечить хід процесу, як зображено на рис. 1.7 кривою 3.

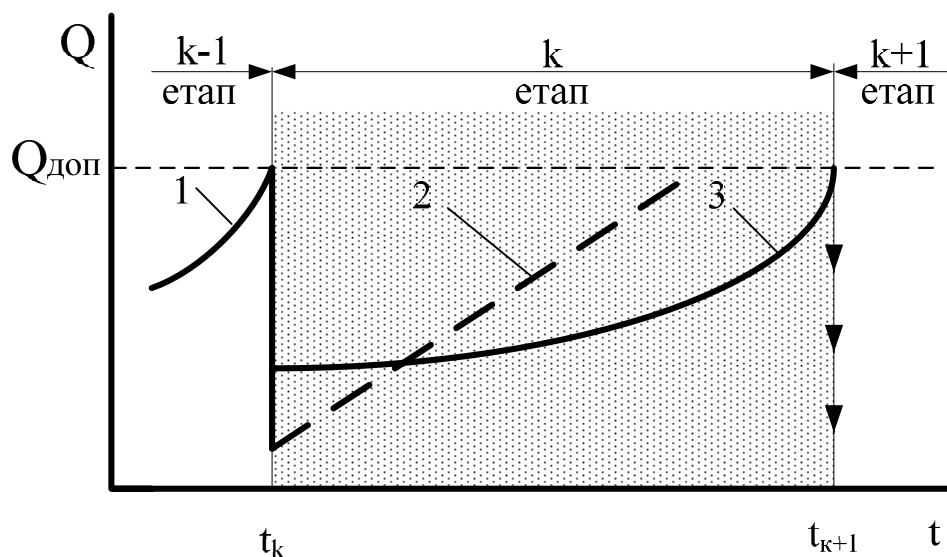


Рисунок 1.7 – Результати керування за алгоритмом багатоетапного стохастичного керування:

- 1 – залежність $Q(t)$, що отримана на $(k-1)$ етапі керування;
- 2 – те ж для k -го етапу, якщо реалізувати вектор \mathbf{X}_1 ;
- 3 – те ж для k -го етапу, якщо реалізувати вектор \mathbf{X}

Порівняємо криві 2 і 3 за величинами реактивної енергії, які відповідають їм на проміжку часу $t_k - t_{k+1}$. Реактивна енергія, плата за яку за діючими тарифами є частиною плати за електроенергію, дорівнює площі під відповідною залежністю $Q(t)$. Таким чином, йдучи на деяке погіршення результату в момент прийняття рішення, отримуємо вигреш на інтервалі часу $t_k - t_{k+1}$, зменшуючи тим самим плату за електроенергію. Час чергового керуючого впливу t_{k+1} можна визначити, виходячи із умови забезпечення допустимого значення реактивної потужності $Q_{\text{доп}}$.

1.5 Системний підхід при керуванні технічними системами

Технічні рішення повинні прийматися з урахуванням вимог системного підходу. Системний підхід опирається на закон діалектики про взаємозв'язок та взаємообумовленість явищ в природі. У ньому висуваються вимоги розглядати явища та об'єкти не тільки як самостійну систему, але і як підсистему деякої більшої системи, та при цьому простежити якомога

більшу кількість зв'язків – не тільки внутрішніх, але і зовнішніх – для того, щоб не пропустити найбільш суттєві, та оцінити їх ефекти.

Звернемося до ситуації, коли здійснюється перехід на схему післяаварійного електропостачання. При цьому виконуються цілеспрямовані дії в схемі електропостачання для поновлення живлення споживачів, які втратили його внаслідок аварії в промисловій електричній мережі, використовуючи для цього наявні можливості. Людина, що виконує цю роботу, повинна знати про можливі наслідки, які можуть бути такими:

- перерозподіл навантажень в електричній мережі і, як наслідок, встановлюються інші втрати потужності та енергії;
- зміна відхилень напруг в окремих вузлах мережі та інших показників якості електроенергії;
- зміна завантаження окремих елементів системи електропостачання;
- зміна рівнів струмів короткого замикання, в результаті чого комутаційні апарати будуть працювати в інших умовах та може встановитись невідповідність уставок релейного захисту параметрам аварійного режиму;
- зміна характеристик стійкості вузлів навантаження.

Очевидним є те, що перераховані наслідки можуть змінюватись в напрямку поліпшення відповідних характеристик, чи погіршуючи їх, або даний параметр може залишатися без змін. Ступінь зміни характеристики також може бути різним. Іноді досягнутий стан є недопустимим з тих чи інших причин, наприклад, виникає перевантаження певних елементів системи електропостачання, що виходить за допустимі межі.

Відповідно до нашого визначення, що дано вище, таку дію, яка має певну мету (забезпечення живлення відключених приймачів), можна розцінювати як керування. Наслідки, які пов'язані з цим, надалі будемо називати взаємозв'язками з іншими задачами керування.

Таким чином, ми підійшли до однієї з основних вимог системного підходу – недостатність та шкідливість локальних рішень, що приймаються на основі охоплення невеликої кількості факторів.

Варто зазначити, що необхідно простежувати взаємозв'язки не тільки внутрішні (всередині системи), але і зовнішні (що проявляються в зовнішньому середовищі). Наприклад, зміна схеми живлення споживачів системи електропостачання може створити умови для посилення вищих гармонічних складових струму та напруги, збитки від яких проявляються в мережах енергосистеми та підприємств, що знаходяться поблизу. В свою чергу на цих підприємствах можуть використовуватись технологічні процеси, які чутливі до їх впливу. Тому в цьому випадку рішення потрібно приймати, враховуючи це явище.

Маючи добрі професійні знання, можна здебільшого завжди вказати на взаємопов'язані фактори. Але іноді виникає потреба в проведенні дослідження, що направлене на додаткове вивчення об'єкта керування.

У згаданому прикладі залежно від конкретної ситуації частина із взаємопов'язаних задач можуть мати місце, але в кількісній оцінці вони мо-

жуть виявитись несуттєвими. За аналогією те саме відбувається і в інших задачах керування. Тому, приймаючи цілеспрямоване рішення, потрібно виявити найбільш суттєві фактори, а розрахунок вектора керування слід виконувати з їх врахуванням, нехтуючи незначними.

Виникає природне запитання, як практично прийняти рішення для керування з урахуванням всього комплексу взаємозв'язків. Зробити це можна, використавши методи дослідження операцій. Моделі керування, побудова яких передбачається методологією дослідження операцій, повинні відображати суть проблеми керування, в той же час модель повинна бути достатньо вільною від несуттєвих деталей, що дозволяє знайти найбільш ефективний (оптимальний) розв'язок.

1.6 Ієрархія та підсистеми АСУ

АСУ здійснюють керування різноманітними об'єктами. Це може бути економіка держави, галузь, виробниче об'єднання, підприємство, технологічний процес і т. д. Звернемо увагу на існуючу ієрархію об'єктів керування. Природно, що відповідно до цього існує також й ієрархія АСУ. Характер задач, які ставляться та потребують свого вирішення, на різних рівнях ієрархії суттєво відрізняються. Якщо на верхніх рівнях (економіка країни, галузь) це переважно задачі перспективного планування та прогнозу, які вирішуються в умовах невизначеності з врахуванням соціальних факторів і при багатьох допущеннях, то задачі на рівні промислового підприємства або технологічного процесу потребують детерміновану інформацію і вирішуються без суттєвих допущень або зовсім без них.

Існує така класифікація АСУ за ієрархічною ознакою.

Загальнодержавна автоматизована система – автоматизована система збору та обробки інформації для обліку, планування та керування державним сектором економіки.

Галузева автоматизована система управління – АСУ міністерства або відомства, що призначена для управління підпорядкованими організаціями.

Територіальна АСУ – призначена для керування адміністративно-територіальним районом.

АСУ підприємством (АСУП) – здійснює керування промисловим підприємством.

АСУ технологічним процесом (АСУТП) – призначена для безпосереднього керування технологічним процесом, а її підсистема АСУ енергопостачанням (АСУЕ) – технологічним процесом енергопостачання.

Зауважимо, що АСУ певного рівня ієрархії є підсистемою (частиною цілого) АСУ більш високого рівня. Наприклад, АСУТП є підсистемою АСУП, а АСУЕ – підсистема АСУТП. Виділення тих або інших підсистем АСУ є дещо умовним. Вони можуть об'єднуватись на єдиній методологічній, організаційній та технологічній основі.

В структурі автоматизованих систем будь-якого рівня, в тому числі в АСУП, прийнято виділяти функціональні та забезпечувальні підсистеми. Функціональні підсистеми, власне, керують різними галузями діяльності підприємства – підготовкою виробництва, постачанням, збутом і т. д. До функціональних відносяться енергетичні підсистеми АСУТП. Кількість таких підсистем та функцій, що реалізуються ними, залежать від особливостей підприємства. Навпаки, забезпечувальні підсистеми практично в усіх АСУ реалізують одні і ті ж функції – вони виконують, власне, інформаційні процеси та цим забезпечують нормальну роботу підсистем.

В складі забезпечувальних підсистем ГОСТ 34.003-90 виділяє підсистеми організаційного, методичного, технічного, математичного, програмного, інформаційного, лінгвістичного, правового та ергономічного забезпечення.

Організаційне забезпечення – сукупність документів, що встановлюють організаційну структуру, права та обов'язки користувачів та експлуатаційного персоналу автоматизованої системи в умовах функціонування, перевірки та забезпечення її роботоздатності.

Методичне забезпечення – сукупність документів, що описують технологію функціонування автоматизованої системи, методи вибору та використання користувачами технологічних прийомів для отримання конкретних результатів.

Технічне забезпечення – сукупність всіх технічних засобів, що використовуються при функціонуванні автоматизованої системи.

Математичне забезпечення – сукупність математичних методів, моделей та алгоритмів, які використовуються в автоматизованій системі.

Програмне забезпечення – сукупність програм на носіях даних та програмних документів, що призначена для налагодження, функціонування та перевірки роботоздатності автоматизованої системи.

Інформаційне забезпечення – сукупність форм документів, класифікаторів, нормативної бази та реалізованих рішень з обсягів розміщень та форм існування інформації, що використовується в автоматизованій системі.

Лінгвістичне забезпечення – сукупність засобів та правил для формалізації природної мови, що використовується при спілкуванні користувачів та експлуатаційного персоналу автоматизованої системи з комплексом засобів автоматизації.

Ергономічне забезпечення – сукупність реалізованих рішень в автоматизованій системі для погодження психологічних, психофізіологічних, антропометричних, фізіологічних характеристик та можливостей користувачів з технічними характеристиками комплексу засобів автоматизації.

Кількість функціональних підсистем та їх зміст для кожної конкретної АСУ може бути різною, що є характерною особливістю даної системи. Але так не можна сказати про забезпечувальні підсистеми. Наявність кожної підсистеми із числа забезпечувальних, є обов'язковою.

1.7 Структура енергетичних підсистем АСУТП

Енергетичне господарство промислового підприємства забезпечує його життєдіяльність і внаслідок особливостей енергетичного виробництва потребує безперервного контролю, аналізу параметрів, прийняття оперативних та перспективних рішень для забезпечення надійності та економічності енергопостачання. Великий потік енергетичної інформації може бути належним чином оброблений тільки з використанням обчислювальної техніки і тому енергогосподарство промислового підприємства повинно бути відповідно представлене в АСУП підсистемою енергопостачання. Створення енергетичної підсистеми АСУТП повинно здійснюватись з позицій системного підходу, охоплюючи всі енергетичні проблеми.

Енергетичні підсистеми створюються на основі таких основних принципів:

- будучи складовою АСУП, рис. 1.8, АСУЕ повинні охоплювати всі компоненти енергогосподарства підприємства;
- база даних АСУП повинна містити деякі компоненти енергетичної інформації, що забезпечує розв'язування загальнозаводських задач;
- для розв'язування вузькоспеціалізованих енергетичних задач доцільне створення локальної бази даних та засобів управління нею – СУБД;
- локальні енергетичні підсистеми доцільно організовувати як автоматизовані робочі місця (АРМ) на базі персональних ЕОМ.

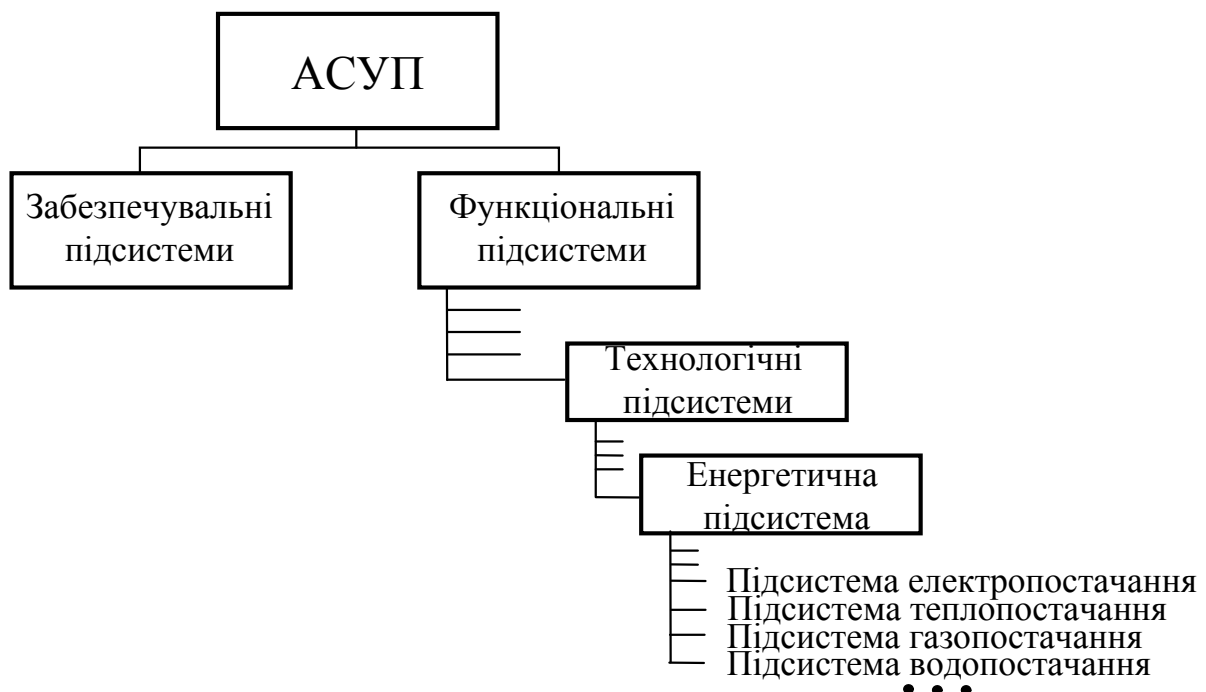


Рисунок 1.8 – Структура АСУП

Кожна із виділених енергетичних підсистем містить ряд комплексів специфічних задач. Щодо підсистем електропостачання можна виділити

комплекси задач за різними ознаками, рис. 1.9, що охоплюють всі проблеми відповідної галузі енергогосподарства.

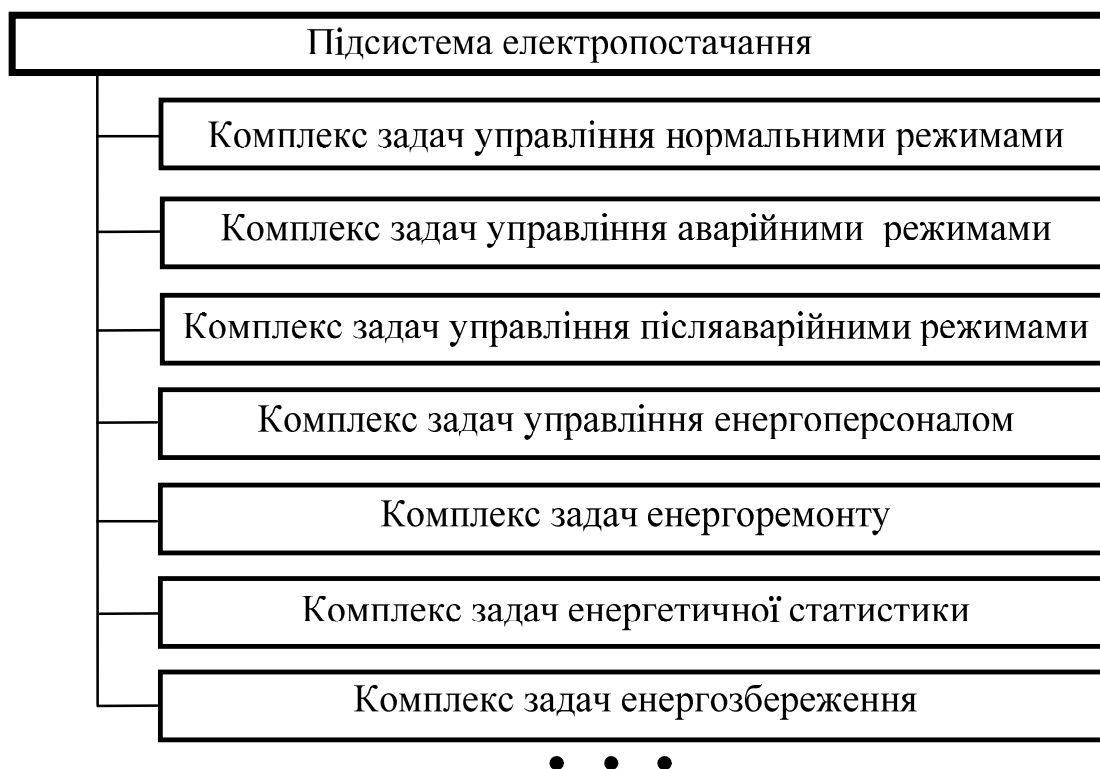


Рисунок 1.9 – Структура підсистеми електропостачання

Можлива структурна схема функціональної підсистеми АСУЕ, в якій деталізована лише підсистема електропостачання, наведена на рис. 1.10. Розглядаючи рис. 1.10, можна зробити такі висновки.

АСУЕ, як будь-яка функціональна підсистема, може мати свої особливості, пов'язані зі специфікою системи електропостачання, і відрізнятися від наведеної енергетичними підсистемами, комплексами задач, а також окремими задачами в складі того або іншого комплексу.

АСУЕ також має ієрархічну будову. Можна виділити: рівень енергетичних підсистем; рівень комплексів задач та рівень задач АСУ.

До складу АСУЕ входять технічні задачі енергетичного спрямування, пов'язані зі збором, переробкою та зберіганням інформації.

1.8 Принципи створення енергетичних підсистем АСУТП пром підприємств

В енергетичних підсистемах вирішуються вузькоспеціалізовані задачі, що становлять інтерес лише для певної категорії експлуатаційного персоналу. Це виправдовує локалізацію АСУЕ не тільки за змістом та інформаційною базою, але і апаратно. Ця ідея найкраще за все реалізується в різних автоматизованих робочих місцях (АРМ) на базі персональних ЕОМ.

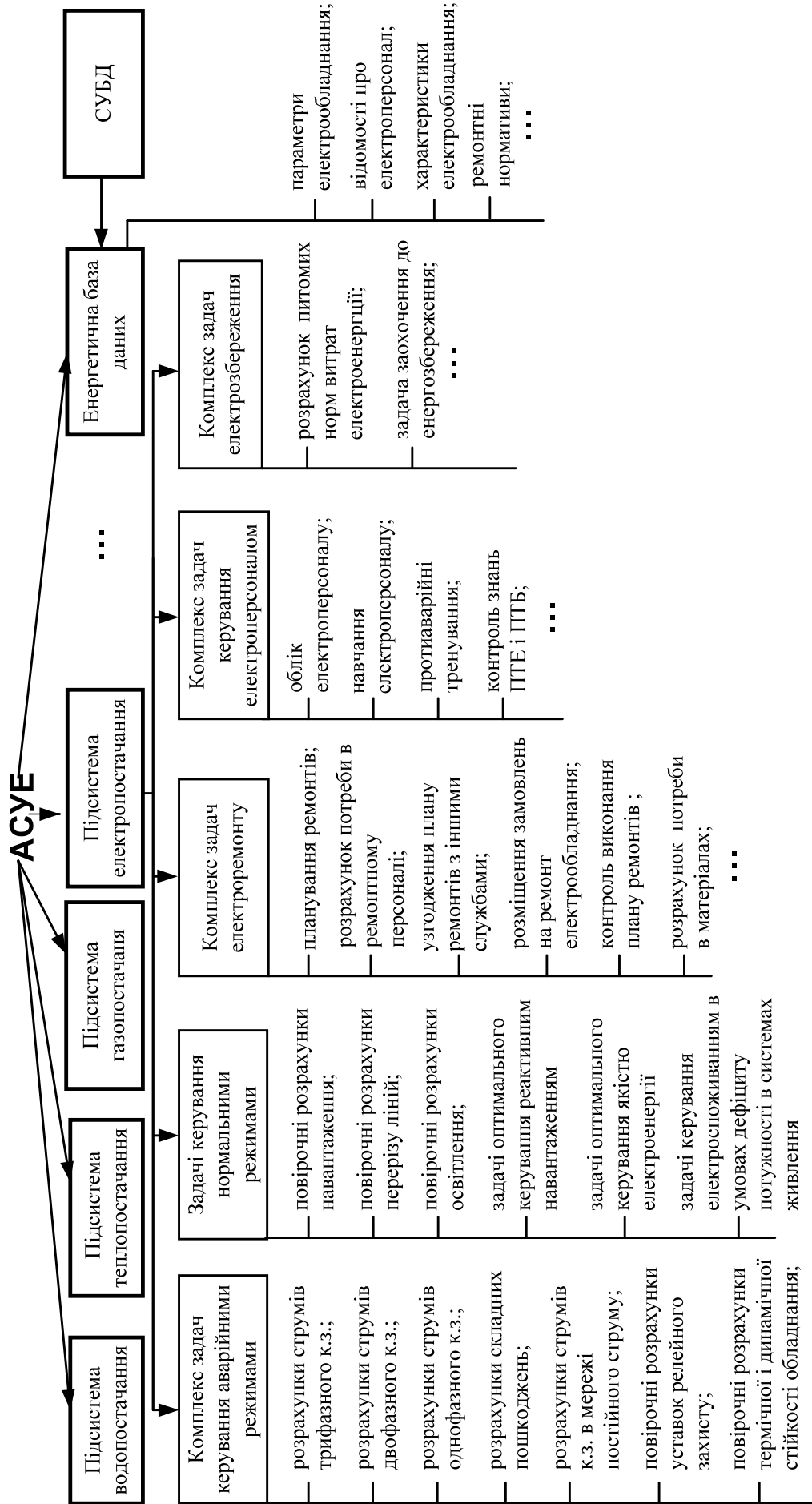


Рисунок 1.10 – Структура АСУЕ

Робота користувача з АРМ проводиться в діалоговому режимі. Для зручності взаємодія з підсистемою АСУЕ найчастіше здійснюється через довідник типу меню різного рівня. Головне меню може мати такий вигляд:

Меню:
підсистема водопостачання;
підсистема теплопостачання;
підсистема газопостачання;
підсистема електропостачання;
...

Для подальшого перегляду вводиться відповідний код і користувачу надається можливість вибрати необхідний комплекс задач, а далі – необхідну задачу.

Нехай нас цікавить система електропостачання заводу, яку можна знайти в довідниково-інформаційній підсистемі. На монітор виводиться спрощена схема електричної мережі підприємства, рис. 1.11, і користувачу надається можливість вказати на ній елемент, що його цікавить. Після цього на моніторі з'являється схема, наприклад, вибраного приєднання, де зображено в загальноприйнятих умовних позначеннях основне електрообладнання, показано види та типи встановленого захисту.

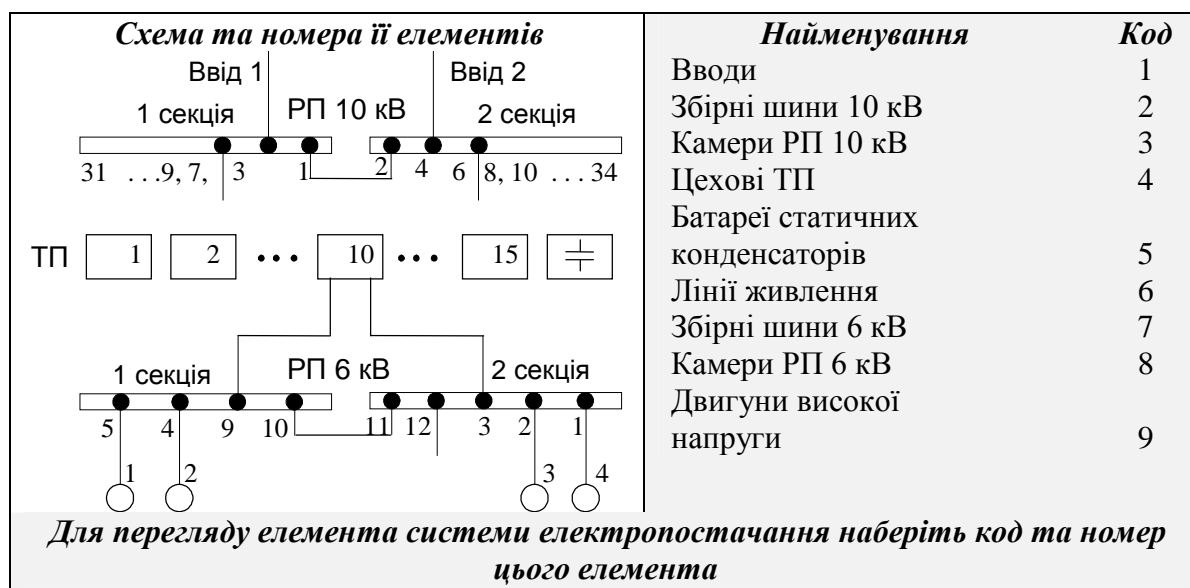


Рисунок 1.11 – Схема електричної мережі підприємства, що спостерігається на моніторі ПЕОМ

Вказавши на відповідний код, можна отримати повну інформацію про будь-який елемент даного приєднання (його паспортні дані, відомості про ремонти, профілактичні випробовування і т. д.). Розглядаючи інші ком-

плекси, знаходять потрібну задачу та виконують її. На моніторі отримують результати розрахунку, а при бажанні – копію на папері.

1.9 Загальна характеристика задач керування нормальними режимами систем електропостачання

Розглянемо задачі керування електричними режимами, що виникають в системі електропостачання і які потребують їх реалізації в реальному масштабі часу. Характерними ознаками цих задач є:

- потреба в оперативній інформації;
- обмежений проміжок часу на відпрацювання та реалізацію вектора керування.

Остання особливість зумовлена динамічними властивостями об'єкта керування. Очевидно, що за час, потрібний для розрахунку та на реалізацію керівного рішення, параметри режиму об'єкта керування повинні мати незначні зміни. До речі, ця обставина може стати вирішальним фактором при виборі технічних засобів для керування об'єктом.

Оперативна інформація може знадобитися, якщо деякі параметри вектора стану мають відхилення від норм. Для цього організують або неперервний їх контроль, або дискретний – через деякий проміжок часу. Оперативна інформація має малий обсяг (порівняно з неоперативною), а також може бути отримана та перероблена за малий проміжок часу.

Перерахуємо деякі задачі керування нормальними режимами в системі електропостачання промислового підприємства, які доцільно реалізувати в системі АСУЕ, та коротко розкриємо їх зміст.

Постійний контроль положення комутаційних апаратів в силових колах живлення. Це дає змогу відтворювати на моніторі оперативну інформацію про стан апаратів, про ділянки схеми, що знаходяться під напругою і по яких передається електрична енергія. Таку задачу доцільно мати в складі АСУЕ, коли на підприємстві складна схема електропостачання. Маючи інформацію про стан схеми, можна зменшити ймовірність неправильних дій при виконанні оперативних перемикачів. Задача потребує датчиків положення комутаційних апаратів, що зістиковані з ЕОМ, і функціонує в режимі розімкнутої системи керування (в режимі інформатора): автоматизований збір оперативної інформації, її оброблення і видача на монітор або на друк.

Вимірювання поточних значень параметрів режиму в системі живлення (активні та реактивні потужності, напруги, струми, коефіцієнти потужності), що дозволяє одержати добові графіки навантаження, графіки навантажень за тривалістю, оцінити нерівномірність графіків, слідкувати за перевантаженням деяких ділянок електромережі, отримати та обробити статистичний матеріал різного змісту про режими живлення. Оброблення

одержаної інформації виконується автоматизовано. Інформація, яку можна отримати, корисна для будь-якої системи електропостачання, а розглянута задача може мати широке використання.

Виконання оперативних перемикачів в мережах, або контроль за їх виконанням. У першому випадку автоматично, за командами ЕОМ, виконується вказане оперативне перемикачів на основі інформації про стан схеми електроживлення. Система функціонує в замкнутому режимі: автоматизований збір інформації, її оброблення та автоматизований вплив на об'єкт керування. В іншому випадку система працює в режимі радника, а перемикачів виконує черговий диспетчер. Іноді задача функціонує як тренажер для відпрацювання навиків оперативного персоналу.

Постійний контроль графіка навантаження підприємства та його вирівнювання не дасть змоги споживати електроенергію більше заявленого максимуму потужності. Найбільшого ефекту можна досягнути, якщо є змога одночасно з контролем вирішувати задачу прогнозу динаміки потужності на основі інформації, що накопичена за час попередніх спостережень. У цьому випадку видається інформація про потужність, що очікується, наприклад, через 10 або 20 хвилин і енергодиспетчер, при потребі, вирішує, які потужності на підприємстві слід вимкнути і вчасно вимикає їх. Задача корисна, якщо підприємство працює в умовах жорстких обмежень з боку енергопостачальної компанії.

Характерним для позначених задач є те, що автоматизовано визначається вектор керування в умовах безальтернативності. Однак, існує багато задач керування нормальними режимами в системі електропостачання, які мають альтернативні розв'язки, і потрібно знайти найкращий із множини допустимих. Наприклад, коли за вимогою енергосистеми треба знизити потужність підприємства на задану величину ΔP , кВт. Можна зазначити багато варіантів для виконання цієї вимоги. Всі вони забезпечать зниження потужності – ΔP але збиток для підприємства може бути нанесений різний. Такі задачі відносяться до класу оптимізаційних і викликають найбільший інтерес як з точки зору їх математичної постановки, так і технічної реалізації. Задачі оптимізації характерні тим, що іноді це специфічні задачі для певного підприємства, мають складну математичну постановку, але їх використання дає велику ефективність. Слід зазначити, що доля оптимізаційних задач керування в складі діючих АСУ незначна, хоча їх реалізація має малий термін окупності.

Параметри електричного режиму є динамічними, тобто зазнають змін в часі. Якщо параметри нормального режиму в системі змінюються в незначних межах, достатньо одного вектора керування. Задачі керування з такою реалізацією мають певний інтерес, оскільки потребують менших коштів, але вони є проектними і тому розглядатися не будуть. А якщо межі зміни параметрів нормального режиму значні, то ефективного керування

можна досягти тільки за рахунок постійного корегування вектора керування, яка проводиться час від часу.

Оптимізаційну задачу, яка має динамічні властивості, доцільно вирішувати (знаходити оптимальний вектор керування) методами оптимального керування. Вибір оптимального вектора керування слід проводити в межах параметрів пристроїв, що керують системою.

Найбільш типовими задачами оптимального керування нормальними режимами є регулювання графіків активного та реактивного навантажень підприємства, розподіл потужності між агрегатами, вибір числа та складу енергообладнання, керування якістю електроенергії. Загальна задача оптимального керування нормальними режимами в системі електропостачання може бути сформульована таким чином: *використовуючи всі наявні можливості, слід забезпечити такий сталий режим роботи всіх енергооб'єктів, при якому досягається задоволення потреб електроенергією належної якості та надійності з мінімальними затратами на її отримання, перетворення та передачу.* Звичайно, задача оптимального керування нормальними режимами в такій постановці надзвичайно складна і вирішена бути не може. Тому для вирішення задачі звертаються до принципу декомпозиції, коли замість складної задачі вирішують послідовність локальних задач.

Оптимальне керування може мати різний ступінь автоматизації. Це може бути розімкнута система керування: коли збір інформації, її введення в ЕОМ, реалізація отриманого вектора керування виконується людиною або коли людина виконує тільки збір та введення інформації чи реалізацію вектора керування. Для замкнених систем характерно, що всі зазначені функції реалізуються автоматизовано.

1.10 Задачі електроремонту, що можуть бути автоматизовані

Перелік задач електроремонту, які можна автоматизувати, наведено на рис. 1.10. Дано характеристику та опис суті зазначених задач.

Задача складання графіка планово-попереджувальних ремонтів (ППР) полягає в тому, що на календарний рік планується виконання поточних та капітальних ремонтів, оглядів та профілактичних випробовувань для всього електрообладнання та мереж, що знаходяться в експлуатації, і для яких підійшов термін відповідно до ремонтних нормативів. Для планування в базі даних повинна знаходитись інформація про електрообладнання (найменування, інвентарні номери, коди, умови його роботи, відомості про попередні ремонти) та про електричні мережі. Графік ППР має бути складений за встановленою формою та затверджений головним інженером підприємства.

Задача забезпечення графіка ППР матеріалами, комплектуючими та інструментами. Для кожної ремонтної одиниці, виходячи із змісту

ремонтів, системою ППР встановлено перелік необхідних матеріалів, комплектуючих, а також нормативи їх використання. Це дає змогу виконати розрахунок загальної потреби в матеріалах та комплектуючих за всіма найменуваннями та за їх вартістю, обґрунтувати кошти, що необхідні для придбання всього необхідного, та завчасно його придбати. Що стосується інструменту та пристосувань, то слід визначити їх наявність, а якщо чогось не вистачає, то придбати або вирішити всі питання, пов'язані, наприклад, з їх орендою.

Розрахунок потреби ремонтного персоналу. Ремонт електрообладнання виконує ремонтний персонал, який повинен мати відповідну кваліфікацію. Ремонтні нормативи встановлюють трудомісткість на виконання будь-якого ремонту для всіх видів електрообладнання та мереж і визначають кваліфікацію спеціалістів, які повинні їх виконувати. Маючи затверджений графік ППР та керуючись ремонтними нормативами з трудомісткості ремонтів, можна визначити потребу в ремонтному персоналі за кількістю та за кваліфікацією. Такий розрахунок потрібен, щоб обґрунтувати штати ремонтних бригад та служб.

Погодження виведення в ремонт електрообладнання з іншими зацікавленими службами. Профілактичні ремонти виконуються для обладнання, як електричного, так і технологічного (верстати, електролізні установки, печі і т. д.). Ремонти електрообладнання виконуються енергетичною службою підприємства, а механічна частина технологічного обладнання ремонтується службою головного механіка підприємства у відповідно до ППР механічного обладнання. Як правило, ці ремонти пов'язані із зупиненням технологічного обладнання. Для зменшення сумарного часу простою механізмів в ремонті доцільно погоджувати плани, щоб відповідні ремонти виконувати одночасно.

Задача контролю виконання графіка ППР електрообладнання. Керівник енергетичної служби повинен здійснювати постійний контроль за ходом виконання плану профілактичних ремонтів. У випадку порушення графіка оперативно виявити причини (відсутність матеріалів, інструментів, механізмів і т. д.) та усунути їх. Для цього потрібно отримати довідку про стан виконання ремонтів. Процес отримання довідки можна автоматизувати.

Автоматизована підготовка звіту з енергоремонтів. Форма звіту встановлена державною інспекцією з енергонагляду. В звіті наводиться інформація про трудомісткість, вартість матеріалів, планову вартість ремонту, простої з приводу ремонту (планові та фактичні) відповідно до графіка ППР електрообладнання на поточний рік.

Збір ремонтної статистики за різними ознаками (за видами обладнання, по цехах, по дільницях ...) і статистичне оброблення результатів. Це

дає можливість встановити пошкодження, що мають стійкі прояви (тобто їх виникнення пов'язане з причинами, появу яких не можна вважати за випадкову). Аналізуючи їх, можна виявити причини, що ведуть до пошкоджень, та усунути їх.

Розміщення замовлень на виконання ремонтів електрообладнання.

В умовах ринкової економіки може існувати ряд можливих альтернатив для здійснення ремонтів електрообладнання. Керівництво енергетичною службою стає перед вибором найкращого (за якоюсь ознакою) варіанта здійснення ремонтів. Для визначення оптимального варіанта розміщення замовлень необхідно за складними алгоритмами переробити інформацію, отримані результати проаналізувати та прийняти рішення.

Створення та ведення бази даних з енергообладнання. Автоматизація всіх задач енергоремонту можлива лише за наявності необхідної інформації. Звернемо увагу на ту обставину, що більшою частиною необхідні відомості залишаються незмінними тривалий час (найменування електрообладнання, інвентарні номери, коди умов роботи, міжремонтні цикли і т. д.). У таких випадках вони мають міститися в базах даних. Для бази даних з енергообладнання, як і для будь-якої іншої, характерні задачі її створення та ведення.

1.11 Загальна характеристика задач навчання енергоперсоналу промислового підприємства

Надійна та економічна робота електрогосподарства заводу значною мірою визначається якістю енергоперсоналу, тобто його кваліфікацією та ступенем адаптації до місцевих умов роботи. Тому головний енергетик підприємства повинен приділяти прискіпливу увагу підбору, підготовці та перевірці знань енергоперсоналу. Допомогу в цій роботі може надати заводська АСУЕ, якщо в її складі міститься комплекс задач навчання енергоперсоналу. Підсистему навчання та контролю знань прийнято називати автоматизованою системою навчання (АСН).

Які саме задачі навчання є актуальними для енергетичної служби?

Навчання енергоперсоналу як засіб підтримання та покращення його кваліфікації. Звичайно, навчання охоплює не тільки галузі стандартних знань (наприклад, правил технічної експлуатації (ПТЕ) та правил техніки безпеки (ТБ)), але й нові технології (використання обчислювальної техніки), інструкції з експлуатації нового обладнання і т. д. Таке навчання в рамках АСН може бути організоване у вигляді електронного підручника, коли логічно обґрунтовані порції текстової або графічної інформації видаються на монітор, здійснюється контроль, наводяться підказки і т. д.

Противарійні тренування енергоперсоналу. Така форма підтримки дієздатності стала найбільш доцільною для оперативного персоналу. Відомо, що в передаварійних та післяварійних станах системи енергопостачання оперативний персонал працює в умовах недостатнього часу для прийняття рішень і тут роль прискорювального фактора відіграє попередньо накопичений досвід. Саме такого досвіду дозволяють набути противарійні тренування на комп'ютері за реальними схемами.

Контроль знань з ПТЕ та ПТБ. Це стандартна процедура, яка виконується через певні періоди часу і повинна об'єктивізувати знання енергоперсоналу згідно з посадою, роботою, що виконується. В багатьох відповідальних випадках ліквідувати або зменшити суб'єктивізм при оцінюванні знань допоможе перехід до комп'ютерного іспиту. Це перевірено вже в ряді галузей. Тому така задача буде доцільною і в нашому випадку.

Задача комп'ютерної діагностики стану енергообладнання цілком може бути використаною і для навчання енергоперсоналу. Можна собі уявити, коли працівник, переважно пов'язаний з експлуатацією або ремонтом будь-якого обладнання, викликає відповідний фрагмент задачі діагностики та в діалоговому режимі веде взаємодію з програмою. В процесі діалогу він відповідає на питання, отримує настановчі підказки, виконує вибір з можливих ознак несправностей і т. д. і тим самим накопичує знання.

Постановка діагностичних діалогових задач відноситься до класу задач штучного інтелекту та є досить складною, але їх розробка виправдовується тільки при ретельному обґрунтуванні доцільності.

Системи електропостачання промислових підприємств, особливо енергоємних, мають складну конфігурацію, велику кількість різноманітного електрообладнання. Правильна дія оперативного електроперсоналу потребує певних знань та навичок. Підтримка їх на високому рівні є фактором, що підвищує надійність роботи як всієї системи електропостачання, так і окремих вузлів. При цьому слід зазначити, що деякий електроперсонал, наприклад, чергові по розподільному пристрою, за характером своїх обов'язків рідко використовують свої навички на практиці. Тому для промислової електроенергетики практичну користь можуть мати **тренажери оперативного персоналу різного призначення**, які дозволяють підтримувати професійні навички персоналу на належному рівні.

Контрольні завдання для самопідготовки

1. Виконується керування реактивним навантаженням за допомогою конденсаторних батарей. Для такого випадку сформулюйте та обґрунтуйте:

– яка множина елементів утворює керовану систему (об'єкт керування)?

- що є зовнішнім середовищем відносно до виділеної системи?
 - які параметри утворюють вектор стану системи?
 - що є збуреннями, а що треба розглядати як керування?
 - яка інформація та які дані потрібні для цього?
2. Виконується регулювання напруги шляхом перемикання РПН на трансформаторах головної понижувальної підстанції (ГПП).
3. Запропонуйте та обґрунтуйте критерії керування:
- для задачі керування напругою;
 - несиметрією режиму з допомогою СП.
4. Які з перерахованих нижче задач можна віднести до задач оптимального керування і чому?
- керування напругою;
 - керування оперативними перемиканнями в розподільному пристрої ГПП;
 - керування реактивним навантаженням;
 - керування виконанням ремонтних робіт електрообладнання;
 - керування базою даних;
 - керування рівнем струмів короткого замикання.
5. Запропонуйте, як обґрунтувати вимоги до точності інформації для задачі керування дискретними конденсаторними батареями. Чим визначається необхідний ступінь точності?
6. Наведіть найбільш повний перелік взаємопов'язаних задач керування, що мають місце:
- при керуванні реактивним навантаженням;
 - при керуванні рівнем напруги;
 - при керуванні несинусоїдальністю режимів.
7. Наведіть приклади задач, що належать до складу задач оптимального керування. Спробуйте виконати математичну постановку однієї з цих задач.
8. Що є критеріями оптимальності для задач, сформульованих відповідно до завдання п.7? Спробуйте записати їх аналітично.
9. Наведіть приклади, де здійснюються такі види керування: координація, регулювання, стабілізація.
10. Сформулюйте перелік необхідної інформації для планування енергоремонтів. Яка з цієї інформації повинна міститися в базі даних?
11. Які взаємопов'язані задачі виникають при плануванні енергоремонтів?
12. Запропонуйте перелік виробничих задач для комплексу задач енергетичної статистики та сформулюйте їх зміст.
13. Запропонуйте перелік виробничих задач для комплексу задач довідниково-інформаційної підсистеми.

Література до розділу 1

1. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения : ГОСТ 34.003-90. – [Действ. от 01.01.92]. Код доступа <http://vsegost.com/Catalog/10/10673.shtml>.
2. Мамиконов А. Г. Основы построения АСУ / Мамиконов А. Г. – М. : Высшая школа, 1981. – 248 с.
3. Электрические системы: Автоматизированные системы управления режимами энергосистем / [Богданов В. А., Веников В. А., Лугинский Я. Н., Черня Г. А.] ; под ред. В. А. Веникова. – М. : Высшая школа, 1979. – 447 с.
4. Черемісін М. М. Автоматизація обліку та управління електроспоживанням / М. М. Черемісін, В. М. Зубко. – Х. : Факт, 2005. – 192 с.
5. Математическая теория оптимальных процессов / [Понтрягин Л. С., Болтянский В. Г., Гамкрелидзе Р. В., Мищенко Е. Ф.] – М. : Наука, 1983. – 392 с.
6. Табак Д. Оптимальное управление и математическое программирование / Д. Табак, Б. Куо. – М. : Наука, 1975. – 280 с.
7. Терешкевич Л. Б. Автоматизація в організації, плануванні та економіці енергетичної служби підприємства / Терешкевич Л. Б. – Вінниця, ВДТУ, 2001. – 121 с.
8. Юдин Д. Б. Математические методы управления в условиях неполной информации / Юдин Д. Б. – М. : Советское радио, 1974. – 400 с.
9. Теория управления. Терминология. Вып.107. – М. : Наука, 1988. – 56 с.
10. Энциклопедия кибернетики : В 2-х т. – К. , 1974.

2 ЗАДАЧІ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ЯКІСТЮ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

2.1 Загальні положення

Якість електроенергії нормується ГОСТ 13109-97 і в цілому по країні залишається незадовільною. Гострота проблеми пояснюється тим, що сучасний етап розвитку електроенергетики характеризується збільшенням кількості та потужності енергоємних електроприймачів, робота яких спричиняє істотні погіршення параметрів якості електричної енергії. Це електроприймачі з різкозмінною потужністю, з нелінійною вольт-амперною характеристикою або несиметричні за своїм конструктивним виконанням.

Для прикладу детально розглянемо деякі задачі керування несиметричними режимами в електромережі з ізольованою нейтраллю, що спричиняються приймачами несиметричного виконання. В таких випадках несиметричний режим характеризується лише системами струмів і напруг зворотної послідовності. Для задач керування несиметрією режиму детально зупинимось на всіх етапах їх розробки: вивчення об'єкта керування; обґрунтування критерію; постановка задачі оптимального керування; математичне моделювання задачі; вибір алгоритму аналізу математичної моделі.

В даному випадку під керуванням розуміється вплив на систему електроживлення з метою усунення несиметрії. Симетрування струмів виконують у вузлах під'єднання електричних навантажень несиметричного виконання, а симетрування напруг – в будь-якому іншому вузлі електричної мережі, наприклад, у вузлі під'єднання споживача до мереж енергопостачальної компанії.

Зниження несиметрії струмів та напруг досягається за допомогою спеціальних пристроїв, але зменшити рівень несиметрії в деяких випадках можна також шляхом рівномірного розподілу технологічного обладнання несиметричного виконання між напругами трифазної електричної мережі. Цей шлях має бути повністю використаним при керуванні несиметрією режиму мережі незалежно від того, чи забезпечить він нормативні вимоги з таких причин:

- для своєї реалізації такі заходи не потребують зовсім або потребують незначних капітальних вкладень;
- збільшується ефективність використання діючого електротехнічного або технологічного обладнання;
- для остаточного симетрування режиму потрібна буде менша сумарна установлена потужність пристроїв.

Несиметричні режими в системах електропостачання динамічні, рис. 2.1, і тому для отримання задовільних результатів потрібна постійне коригування керування, а його пошук може виконувати ЕОМ. Використання ЕОМ дозволить здійснити оптимальне керування несиметрією ре-

жиму на основі методів дослідження операцій, що дає можливість ще до прийняття рішення визначити його вплив на систему електропостачання, а також прогнозувати (якщо це потрібно) розвиток процесу в часі. Методи дослідження операцій дозволяють характеризувати якісні та кількісні взаємозв'язки всередині об'єкта керування та поза ним і, таким чином, приймати рішення з урахуванням цих взаємозв'язків.

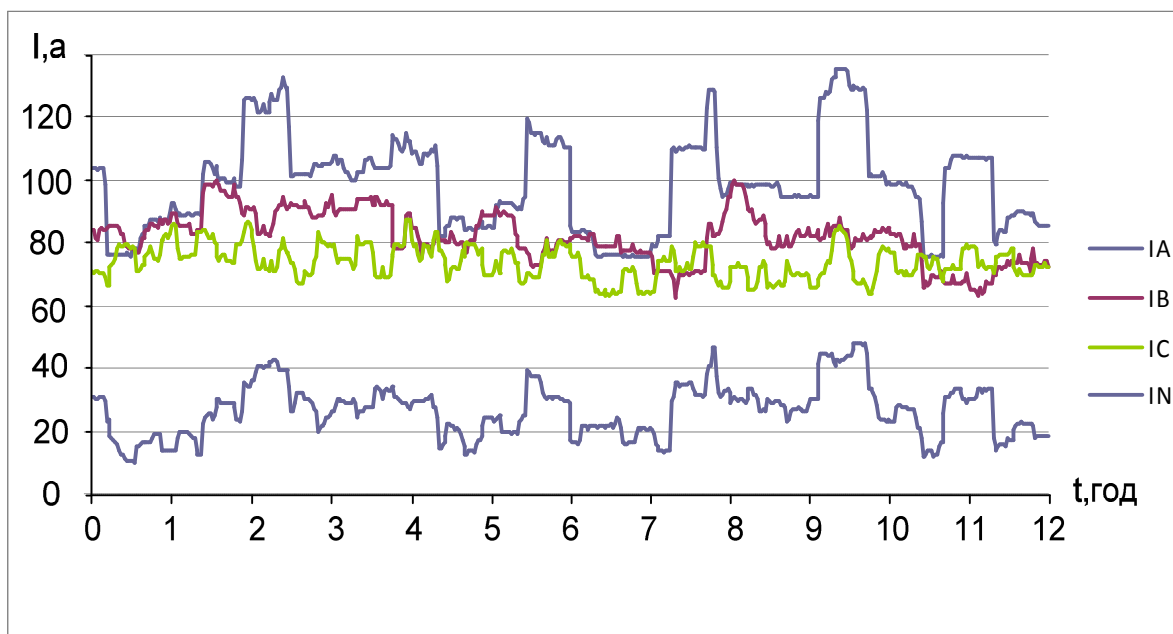


Рисунок 2.1 – Динаміка фазних струмів та струму в нульовому проводі в мережі 0,4 кВ енергопостачальної компанії

2.2 Аналіз можливих способів керування несиметрією режиму

Розробка та впровадження будь-якої АСУ потребує попереднього аналізу, направлено на виявлення способів впливу на об'єкт керування, дієвих при цьому факторів, можливих підходів та кількісних оцінок результатів впливу.

Суть одного із найбільш поширених способів керування несиметрією режиму полягає в тому, що до вузла живлення під'єднується симетрувальний пристрій (СП). Таке технічне рішення називається способом зовнішнього симетрування. Крім цього можна впливати на режим зворотної послідовності шляхом природного вирівнювання навантажень по фазах при під'єднанні однофазних електроприймачів до мережі – спосіб внутрішнього симетрування, а також одночасно першим та другим способами – комбіноване керування. СП виконує функції керувального пристрою, за допомогою якого здійснюється необхідний вплив на об'єкт керування (систему електропостачання). При внутрішньому симетруванні спеціального керувального пристрою не потрібно, а керування здійснюється шляхом кращої організації роботи технологічного обладнання. Розглянемо суть симетру-

вання струмів за допомогою СП та шляхом внутрішнього симетрування навантажень.

Керування несиметричним режимом за допомогою СП

Як відомо, зменшити несиметрію струму можна шляхом під'єднання до системи деякого джерела додаткового струму зворотної послідовності $\dot{i}_2^{\text{СП}}$. Вибираючи модуль та аргумент цього струму таким чином, щоб в лінії живлення при складанні його зі струмом $\dot{i}_2^{\text{Н}}$ зменшувався модуль сумарного струму – $\dot{i}_2^{\text{К}}$, де $\dot{i}_2^{\text{Н}}$ – вектор струму зворотної послідовності несиметричного навантаження. Тут і далі під струмом зворотної послідовності будемо розуміти струм зворотної послідовності фази А.

Джерелом додаткового струму зворотної послідовності може стати несиметрична батарея конденсаторів, рис. 2.2. Такий СП має цілий ряд переваг порівняно з іншими схемами і завдяки цьому одержав найбільше поширення.

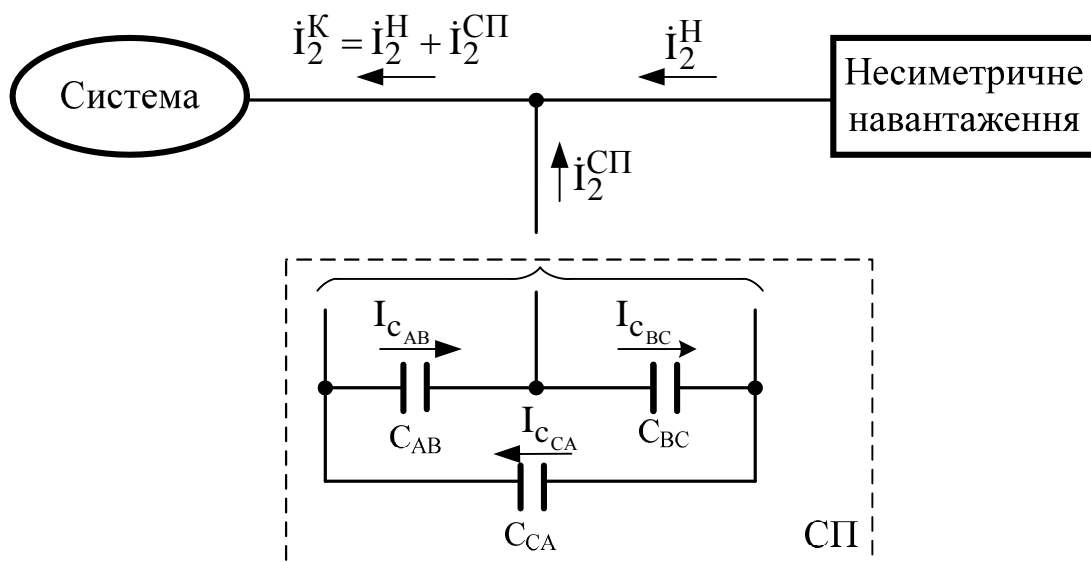


Рисунок 2.2 – Принципова схема СП та принцип симетрування струмів

Струм зворотної послідовності такого пристрою при симетричній напрузі у вузлі його під'єднання (дане припущення близьке до дійсності) визначається співвідношенням:

$$\begin{aligned} \dot{i}_2^{\text{СП}} &= -\frac{j}{3}(a^2 I_{C_{AB}} + I_{C_{BC}} + a I_{C_{CA}}) = \\ &= \frac{1}{3} \left[-1,5 I_{C_{AB}} + 1,5 I_{C_{CA}} + j \left(\frac{\sqrt{3}}{2} I_{C_{AB}} - \sqrt{3} I_{C_{BC}} + \frac{\sqrt{3}}{2} I_{C_{CA}} \right) \right], \end{aligned} \quad (2.1)$$

де a – оператор повороту трифазної системи;

$I_{c_{AB}}, I_{c_{BC}}, I_{c_{CA}}$ – параметри СП в плечах А-В, В-С та С-А, які виражені через струми.

Вираз (2.1) наведений для випадку, коли комплексна площина зорієнтована таким чином, що додатний напрямок її дійсної осі суміщений з вектором фазної напруги \dot{U}_A . Із виразу (2.1) видно, що зміна струмів $I_{c_{AB}}, I_{c_{BC}}, I_{c_{CA}}$ призводить до зміни не тільки модуля, але і фази струму $\dot{I}_2^{СП}$. Це свідчить про принципову можливість забезпечити необхідний вплив на систему електропостачання незалежно від того, який для цього необхідний струм $\dot{I}_2^{СП}$ як за модулем, так і за фазою. Із більш поглибленого аналізу випливає, що для симетрування будь-якого режиму завжди достатньо конденсаторів, як максимум, в двох плечах СП.

Струм прямої послідовності СП, рис. 2.2, описується виразом:

$$\dot{I}_1^{СП} = \frac{j}{\sqrt{3}}(I_{c_{AB}} + I_{c_{BC}} + I_{c_{CA}}), \quad (2.2)$$

а потужність СП:

$$\tilde{S}_1^{СП} = -jQ_1^{СП} = -j(Q_{c_{AB}} + Q_{c_{BC}} + Q_{c_{CA}}), \quad (2.3)$$

де $\tilde{S}_1^{СП}$ – комплекс повної потужності прямої послідовності СП;

$Q_1^{СП}$ – реактивна потужність СП;

$Q_{c_{AB}}, Q_{c_{BC}}, Q_{c_{CA}}$ – потужність батарей конденсаторів, що під'єднані відповідно до напруги $\dot{U}_{AB}, \dot{U}_{BC}, \dot{U}_{CA}$.

Із співвідношень (2.2) та (2.3) випливає дуже важливий висновок, а саме: струм прямої послідовності СП, рис. 2.2, ємнісний, а сам пристрій є джерелом реактивної потужності.

Внутрішнє симетрування навантажень

Зниження несиметрії струмів в живильній мережі можна досягнути за рахунок раціонального розподілу електроприймачів між фазами. Вектор струму зворотної послідовності в лінії, що живить m однофазних приймачів \dot{I}_2^H , складається із суми струмів зворотної послідовності, що створюються кожним приймачем $\dot{I}_{2_{ni}}$,

$$\dot{I}_2^H = \sum_{n=1}^m \dot{I}_{2_{ni}}, \quad (2.4)$$

де $i = 1; 2; 3$ – код напруги, до якої під'єднаний n -ий електроприймач; якщо $i = 1$, то електроприймач під'єднаний до напруги U_{AB} , якщо $i = 2$, то до напруги U_{BC} , а якщо $i = 3$, то до U_{CA} .

Кожна складова виразу (2.4) залежно від того, до якої напруги під'єднане навантаження n описується однією з таких аналітичних залежностей:

$$\dot{I}_{2_{n1}} = \frac{P_n}{3U_H \cos \varphi_n} \left[\exp j(30^\circ - \varphi_n) + \exp j(90^\circ - \varphi_n) \right]; \quad (2.5)$$

$$\dot{I}_{2_{n2}} = \frac{P_n}{3U_H \cos \varphi_n} \left[\exp j(-210^\circ - \varphi_n) + \exp j(210^\circ - \varphi_n) \right]; \quad (2.6)$$

$$\dot{I}_{2_{n3}} = \frac{P_n}{3U_H \cos \varphi_n} \left[\exp j(-30^\circ - \varphi_n) + \exp j(-90^\circ - \varphi_n) \right], \quad (2.7)$$

де P_n – активна потужність n -го однофазного електроприймача;
 U_H – номінальна напруга приймача;
 $\cos \varphi_n$ – коефіцієнт потужності n -го однофазного електроприймача.

Можна зробити висновок, що модуль і фаза \dot{I}_2^H визначається тим, до яких напруг під'єднані несиметричні електроприймачі.

Струми зворотної послідовності однофазного навантаження при різних варіантах його під'єднання до мережі однакові за модулями та зсунуті на кут 120° , що впливає із виразу:

$$\dot{I}_{2_{n1}} + \dot{I}_{2_{n2}} + \dot{I}_{2_{n3}} = 0.$$

Струм прямої послідовності однофазного навантаження не залежить від того, до якої напруги воно під'єднане та визначається за виразом:

$$\dot{I}_{1_{n1}} = \dot{I}_{1_{n2}} = \dot{I}_{1_{n3}} = \frac{P_n}{3U_H \cos \varphi_n} \left[\exp j(30^\circ - \varphi_n) + \exp j(-30^\circ - \varphi_n) \right].$$

Узагальнюючи цей висновок на m споживачів, можна стверджувати, що будь-яка зміна фазування несиметричних навантажень не впливає на режим прямої послідовності.

Ввімкнення двох однофазних навантажень на різні напруги не завжди виявляється найкращим (якщо ці навантаження характеризуються різними параметрами). Тому внутрішнє симетрування навантажень навіть при $m = 2$ не може виконуватися на основі простої рекомендації про достатність їх ввімкнення на різні напруги.

Таким чином, знайти оптимальне рішення для способу внутрішнього симетрування є непростю задачею. Число можливих варіантів ввімкнення електроприймачів до мережі дорівнює 3^m , де m – кількість електроприймачів. Оптимальне рішення може бути визначене лише за допомогою математичних методів.

Отримавши знання про суть задачі керування несиметрією струмів, можна вказати, що:

- об'єктом керування в цьому випадку є лінія живлення групи несиметричних електроприймачів;
- керований параметр стану – струм зворотної послідовності в лінії;
- пристрій керування – СП, а при керуванні шляхом внутрішнього симетрування навантажень пристрій керування, який спеціально встановлюється, відсутній.

Керування несиметрією режиму має виконуватись на основі принципів системного підходу. Суто локальні рішення, направлені тільки на компенсацію складових зворотної послідовності режиму мережі, отримані на основі охоплення невеликого числа важливих факторів, можуть виявитися неекономічними, а іноді навіть недопустимими з технічних причин. Обмежимося лише переліком взаємопов'язаних задач керування нормальними режимами, які можуть виникати при несиметричних режимах електропостачання.

1. СП, що виконані за схемою, рис. 2.2, одночасно генерують реактивну потужність, тобто задачі керування несиметрією режиму і реактивною потужністю мають вирішуватись одночасно. Неврахування цієї обставини може привести або до неекономічних рішень, або, наприклад, до появи зворотних потоків реактивної потужності із системи електропостачання в мережі енергопостачальної компанії, що є недопустимим.

2. СП створює добавку напруги i , як наслідок, впливає на рівень напруги системи прямої послідовності. Безконтрольна зміна параметрів СП може викликати відхилення напруг недопустимих значень або появу перенапруг в системі живлення, особливо в години мінімальних навантажень.

3. В чотирипровідних мережах мають місце невірноважені режими, для яких характерна присутність симетричних складових зворотної та нульової послідовностей. Прийняття рішень з компенсації системи зворотної послідовності може викликати збільшення струмів та напруг нульової послідовності.

4. СП містять в схемі батареї статичних конденсаторів, і тому вони можуть викликати порушення статичної стійкості в вузлах навантаження.

В реальних умовах розглянуті взаємозв'язки між різними задачами оптимального керування нормальними режимами в системі електропостачання можуть проявлятися як в чистому вигляді, так і в різних сполученнях між собою.

2.3 Критерії керування несиметричним режимом електричної мережі

Якщо задачу оптимального керування вирішувати як послідовність задач дослідження операцій, то для розробки математичної моделі керування необхідно обрентувати критерій оптимальності.

Постановка задачі керування деяким об'єктом передбачає наявність можливості тим чи іншим способом впливати на цей об'єкт, здійснюючи при цьому ціленаправлений вибір із ряду (принаймні із двох) альтернативних впливів. Науково обгрунтований вибір варіантів потребує наявності критеріїв оптимальності. В протилежному випадку такий вибір неможливий. Варіант, що забезпечує екстремум прийнятого критерію оптимальності, вважається найбільш доцільним. Критерій оптимальності в задачах керування нормальним режимом електричних мереж носить, як правило, технічний характер. Він повинен бути адекватним меті, заради якої розв'язується задача, і бути функціонально пов'язаним із вектором керування. Як критерій оптимальності при керуванні несиметричним режимом електричної мережі в процесі її експлуатації може бути прийнята величина сумарних збитків від несиметрії режиму – Z_{Σ} (від складових зворотної послідовності режиму).

Даний критерій, хоча і чітко відображає мету організації АСУ несиметрією режиму, але зображається досить складною функцією вектора керування з таких причин:

- для системи електропостачання промислового підприємства характерна велика кількість одиниць електрообладнання, що становить труднощі в оцінюванні збитків;
- величини коефіцієнтів несиметрії напруг в різних вузлах системи різні і змінюються в часі;
- в процесі експлуатації схема електромережі та її параметри можуть змінюватися, що призводить до зміни співвідношень між коефіцієнтами несиметрії напруг в різних вузлах схеми;
- для деяких електроспоживачів не встановлені аналітичні функції технологічних збитків від несиметрії режиму.

Обгрутовуючи критерій оптимальності, прагнуть до того, щоб він був простим, вимірюваним, а також таким, що дозволяє оцінювати вплив різних факторів на ефективність системи. Сумарні збитки, пов'язані з несиметрією режиму, складаються з ряду складових, кожна з яких знаходиться в квадратичній або лінійній та квадратичній залежності від коефіцієнта несиметрії напруг – α_U . Коефіцієнт несиметрії напруг, модуль вектора напруги зворотної послідовності – U_2 та струму зворотної послідовності – I_2 пов'язані між собою лінійними співвідношеннями:

$$\alpha_U = \frac{U_2}{U_H} = \frac{I_2 Z_2}{U_H},$$

де Z_2 – опір для струму зворотної послідовності;

U_H – номінальна напруга.

При одному і тому ж рівні несиметрії I_2 характеризується більшими значеннями, ніж U_2 , і внаслідок цього може бути більш точно визначеним шляхом замірів фазних величин за допомогою поширених в системах електроживлення пристроїв телевимірювань. Тому за критерій оптимальності доцільно вибрати модуль струму I_2 . При зменшенні величини I_2 в лінії, що живить групу несиметричних навантажень, пропорційно зменшаться струми зворотної послідовності в усіх лініях схеми та рівень α_U в усіх вузлах системи електроживлення, незалежно від її конфігурації та параметрів схеми (при умові, що в системі електроживлення тільки один вузол з несиметричними навантаженнями). Якщо в результаті деякого впливу $I_2 = 0$ (режим симетричний), то $Z_\Sigma = 0$, а якщо впливу на I_2 не чиниться, то Z_Σ залишається незмінним.

В реальних промислових мережах струм I_2 змінюється в часі і через це з'являється необхідність оцінювати симетрувальний вплив на деякому інтервалі часу, а також давати кількісну оцінку якості оптимального керування несиметричним режимом в цілому. Мінімальні значення збитків, що пов'язані з несиметрією режиму, будуть мати місце на проміжку часу $t_1 \div t_2$, якщо виконати умову:

$$\int_{t_1}^{t_2} I_2^K(X, t) dt \rightarrow \min, \quad (2.8)$$

де I_2^K – компенсований (за умови реалізації вектора керування) струм зворотної послідовності в лінії, що живить групу несиметричних електроприймачів;

X – вектор керування.

Фізичний зміст показника якості керування несиметрією режиму (2.8) полягає в тому, що він пропорційний додатковим втратам активної енергії, які зумовлені струмом зворотної послідовності, а також іншим складовим Z_Σ , які знаходяться в квадратичній залежності від I_2 .

2.4 Керування рівнем несиметрії в динамічних режимах мережі як задача оптимального керування

Розглянемо задачу оптимального керування динамічною системою з неперервним часом стосовно керування несиметричним режимом електрич-

ної мережі. Зміна несиметрії режиму мережі в часі (її динамічна поведінка) описується функцією виду:

$$\left| \dot{I}_2^K \right| = f(\mathbf{X}, t),$$

де \dot{I}_2^K – компенсований вектор струму зворотної послідовності в живильному вводі – один із компонентів вектора стану системи;

f – нелінійна функція.

Задача оптимального керування несиметричним режимом може формулюватися таким чином.

Знайти вектор оптимального керування $\mathbf{X}(t)$, $t_0 \leq t \leq t_n$, серед множини допустимих значень, який забезпечить таку траєкторію динамічного процесу $\left| \dot{I}_2^K(\mathbf{X}, t) \right|$, для якої критерій керування – J буде мінімальним,

$$J = \int_{t_0}^{t_N} I_2^{K^2}(\mathbf{X}, t) dt, \quad (2.9)$$

де t_0 – початковий момент часу;

t_N – кінцевий (нефіксований) момент часу.

В практичних випадках на змінні вектора керування можуть бути накладені додаткові обмеження різного змісту. Ці обмеження виражаються системою нерівностей або рівностей такого виду:

$$\mathbf{G}(\mathbf{X}) \geq 0;$$

$$\mathbf{H}(\mathbf{X}) = 0,$$

де $\mathbf{G}(\mathbf{X})$ та $\mathbf{H}(\mathbf{X})$ – деякі векторні функції.

Конструктивне виконання засобів керування нормальними режимами в силових мережах таке, що керування може виконуватись як неперервне, так і дискретне. Неперервне – здійснюється за допомогою СП з теристорним керуванням, параметри яких змінюються автоматично залежно від зміни несиметричного навантаження. Дискретне керування здійснюють дискретнокеровані СП. При такому керуванні цілеспрямовані впливи здійснюються в дискретні моменти часу, частота яких залежить від швидкості зміни процесу та необхідної якості керування, а вибір значень компонент вектора керування слід проводити серед дискретного ряду параметрів оптимізаційного пристрою. Ця обставина потребує формулювання задачі оптимального керування несиметричними режимами в дискретній формі, а також цілочислових математичних моделей керування. Для формулювання задачі оптимального керування в дискретній формі розіб'ємо траєкторію

процесу на інтервали часу Δt . Дискретні моменти часу позначимо $t_0, t_1, t_2, \dots, t_N$. В межах інтервалу значення струму зворотної послідовності будемо вважати незмінним. Задачу в дискретній формі можна записати в такому вигляді:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{n=0}^N I_{2_n}^{K^2}(\mathbf{X})\Delta t \rightarrow \min \\ \mathbf{G}[\mathbf{X}(t_n)] \geq 0, \quad n = 0, 1, 2, \dots, N \\ \mathbf{H}[\mathbf{X}(t_n)] = 0, \quad n = 0, 1, 2, \dots, N, \end{array} \right. \quad (2.10)$$

де N – загальна кількість інтервалів часу, на які ділиться відрізок $t_0 \div t_N$.

Якщо швидкість зміни параметрів електричного режиму невелика, то керування може виконуватись за алгоритмом багатокрокового детермінованого керування. На кожному кроці вектор керування розраховується за математичною моделлю, яка враховує сукупність найбільш вагомих факторів для моменту часу прийняття рішення.

2.5 Особливості постановки та розв'язування задач оптимізації несиметричних режимів електромережі

Розв'язування всіх оптимізаційних задач у класичній математиці пов'язане із знаходженням екстремуму цільової функції $f(\mathbf{X})$ або цільового

функціонала $J(\mathbf{X}) = \int_a^b \mathbf{X}(t)dt$, де $f(\mathbf{X})$ та $\mathbf{X}(t)$ деякі функції, визначені на від-

різку $[a, b]$. Залежності $f(\mathbf{X})$ та $J(\mathbf{X})$ є скалярними функціями дійсного змінного, тобто набувають значення, що виражаються дійсним числом і можуть бути подані точкою на числовій осі. Екстремум функції $f(\mathbf{X})$ – це найбільше або найменше значення функції на деякому відрізку.

Якщо значення змінних повинні належати деякій області допустимих значень, то оптимізаційна задача вирішується методами дослідження операцій. При цьому під оптимумом розуміється найбільше або найменше значення функції, знайдене з області допустимих значень змінних. Розв'язок задачі дослідження операцій згідно з класичними алгоритмами можливий тільки тоді, коли математичні моделі містять скалярні функції дійсних змінних.

Якщо оптимізаційна задача полягає в знаходженні максимуму або мінімуму цільового функціонала $J(\mathbf{X})$, то застосовуються методи варіаційного числення або оптимального керування. При цьому функціонал визначається деяким набором скалярних функцій дійсного змінного та являє собою дійсне число, що залежить від обраної функції.

Зробивши узагальнення, звернемо увагу на ту обставину, що в усіх випадках розв'язування задач оптимізації класичними методами доводиться мати справу лише із скалярними функціями дійсного змінного. Проте ряд задач оптимізації режиму електричних мереж може описуватись в комплексному вигляді. До числа таких задач відносяться задачі оптимізації несиметричних режимів, критеріями оптимальності яких є параметри режиму $\dot{I}_2, \dot{U}_2, \tilde{N}$ – величини векторні, де \tilde{N} – комплекс пульсуючої потужності. Цільові функції цих задач в загальному вигляді можна записати таким чином:

$$\dot{F}(\mathbf{X}) = f(\mathbf{X}) + j\varphi(\mathbf{X}), \quad (2.11)$$

де \mathbf{X} – вектор змінних, кожний компонент якого – дійсне число;

f, φ – скалярні функції;

j – уявна одиниця.

Залежність (2.11) є нескалярною функцією дійсного змінного, де кожному значенню \mathbf{X} відповідає певне значення функції $\dot{F}(\mathbf{X})$, що виражається комплексним числом і подається точкою на комплексній площині. Для таких задач відсутні класичні математичні методи пошуку оптимуму. Більш того, не дано означення самого поняття оптимуму.

Термін «оптимум» в економіко-математичних методах використовується в значенні: найкращий варіант із можливих станів системи. В цьому значенні оптимумом слід вважати стан електричної мережі, який описується мінімальними за модулем векторами (комплексами) $\dot{I}_2, \dot{U}_2, \tilde{N}$.

Природньо для вирішення оптимізаційних задач, що містять цільову функцію виду (2.11), прагнення спростити її або виконати такі перетворення, щоб отримати можливість використати один із класичних методів аналізу.

Прикладами такого шляху знаходження оптимуму можуть бути такі.

1. Нехтування $f(\mathbf{X})$ або $\varphi(\mathbf{X})$ в цільовій функції виразу (2.11). Наприклад, саме так діють в задачах регулювання напруги в мережах 0,4 – 10 кВ, коли нехтують поперечною складовою вектора спаду напруги. Ця складова завжди залишається набагато меншою за повздовжню складову. Але співвідношення між $f(\mathbf{X})$ та $\varphi(\mathbf{X})$ в задачах симетрування електричних режимів такі, що знехтувати будь-якою із них неможливо.

2. При побудові математичної моделі керування можна зробити перехід до модулів векторів режимних параметрів, які є скалярами, тобто $F(\mathbf{X}) = \sqrt{f(\mathbf{X})^2 + \varphi(\mathbf{X})^2}$. Як показали дослідження, такі моделі симетрування режиму електромережі відносяться до класу нелінійних моделей, а іноді зображаються моделями квадратичного програмування. Після такого переходу для знаходження розв'язку оптимізаційної задачі можуть вико-

ристовуватись уже відомі обчислювальні алгоритми, а самі розв'язки знаходяться в неперервних змінних.

Як зазначалося вище, для керування, зокрема, несиметричним режимом, в реальному масштабі часу необхідні розв'язки, знайдені в цілочислових змінних, оскільки за ними стоять, наприклад, параметри СП, які мають дискретні значення або відповідне фазування несиметричних навантажень.

Розв'язування задач квадратичного програмування в цілочислових змінних пов'язане з рядом труднощів. Такі задачі керування можуть вирішуватись в неперервних змінних (без урахування цілочисловості), і якщо отриманий розв'язок задовольняє обмеження цілочисловості, то він є оптимальним для початкової цілочислової задачі. В протилежному випадку потрібно перейти до округлення компонент оптимального плану звичайної моделі квадратичного програмування до цілих чисел, але при цьому можливі розв'язки, що недопустимі за умовою задачі або не є оптимальними.

Викликає інтерес задача симетрування режиму електричної мережі з функцією мети виду (2.11). Таку задачу назвемо задачею нескалярної оптимізації. Під нескалярною оптимізацією будемо розуміти знаходження розв'язку, що мінімізує модуль вибраного критеріального показника. При постановці задачі симетрування режиму у вигляді задачі нескалярної оптимізації є можливість використати для її розв'язування, наприклад, алгоритм, оснований на ідеях симплекс-методу лінійного програмування, оскільки перший та другий доданки виразу (2.11) є лінійною функцією змінних вектора керування. Така постановка задачі дає змогу:

- в два рази понизити порядок цільової функції та використати для розв'язування задачі алгоритми, що мають більш просту обчислювальну процедуру;

- знаходити розв'язки в цілочислових змінних, оскільки для цілочислових задач лінійного програмування добре розроблені обчислювальні процедури.

Таким чином, на етапі математичної постановки слід забезпечити адекватність моделі із об'єктом керування, врахувавши особливості процесів, що моделюються, та можливості реалізації керування з однієї сторони, а з іншої – слід виконати вимоги тих або інших математичних методів, за якими буде знаходитись розв'язок задачі. Іноді трапляються складнощі, як у випадку, що розглядається. Для вирішення задачі можна піти на допущення, довівши, що вони суттєво не позначаються на отриманих результатах, а якщо цього зробити не можна, то доводиться, обгрунтувавши необхідними дослідженнями, адаптувати відомі математичні методи аналізу чи розробити нові. Саме для аналізу математичних моделей нескалярної оптимізації, які розглядаються далі, адаптовано класичний симплекс-метод лінійного програмування.

2.6 Математична модель керування при внутрішньому симетруванні навантажень

Параметри режиму більшості електроприймачів змінюються в часі, а також змінюється їх кількість, що знаходиться в роботі, і з цих причин оптимальне їх під'єднання до мережі, якому відповідає найменший рівень несиметрії, буде також змінюватись. Оптимальне керування несиметрією режиму в цьому випадку полягає в тому, що для дискретних моментів часу визначається найвигідніше (в сенсі рівномірного завантаження фаз) під'єднання до мережі несиметричних навантажень, і, якщо воно відрізняється від реалізованого, то виконується відповідне коригування. Фазування під'єднаних до трифазної мережі споживачів при відповідному позначенні буде утворювати вектор керування.

На підставі наведених обґрунтувань, критерієм ефективності для математичної моделі внутрішнього симетрування навантажень виберемо модуль струму зворотної послідовності в лінії живлення.

Додатковими умовами, які треба забезпечити, щоб виключити технічно недопустимі розв'язки, є такі:

- кожне навантаження може бути під'єднаним лише до однієї із лінійних напруг;

- всі m навантажень мають бути під'єднаними до мережі (не під'єднувати будь-яке навантаження з метою симетрування режиму не можна). Ці умови є очевидними, але в математичній моделі вони мають бути обов'язково описані у вигляді обмежень.

Задача внутрішнього симетрування може бути описаною в булевих змінних. Якщо змінна x_{ni} в результаті розв'язання буде дорівнювати одиниці, то це реалізується під'єднанням n -го навантаження на i -у лінійну напругу, а якщо $x_{ni} = 0$, то навпаки.

Для отримання математичної моделі необхідно встановити аналітичні залежності, якими встановлюється зв'язок критерію ефективності і технічних обмежень з керованими змінними.

Для формулювання цільової функції математичної моделі, яка є аналітичним описом критерію ефективності, потрібна така вихідна інформація про параметри стану системи: P_n або I_n – активна потужність або струм n -го навантаження; $\cos\varphi_n$ – коефіцієнт потужності n -го навантаження. На основі цієї інформації складається платіжна матриця, у якій стовпці – струми зворотної послідовності, що утворюються кожним навантаженням при його під'єднанні до відповідної лінійної напруги. Інформація про споживачів, що подана в платіжній матриці, є прикладом вторинної інформації, працюючи з якою легше давати оцінку тому або іншому рішенню щодо під'єднання навантажень до електричної мережі.

№ навантаження	Комплекси струмів зворотної послідовності – \dot{I}_{2ni}		
	$U_{AB}, (i=1)$	$U_{BC}, (i=2)$	$U_{CA}, (i=3)$
1	$a_{11} + jb_{11}$	$a_{12} + jb_{12}$	$a_{13} + jb_{13}$
2	$a_{21} + jb_{21}$	$a_{22} + jb_{22}$	$a_{23} + jb_{23}$

m	$a_{m1} + jb_{m1}$	$a_{m2} + jb_{m2}$	$a_{m3} + jb_{m3}$

(2.12)

У платіжній матриці (2.12) a_{ni} , b_{ni} – дійсна та уявна частини вектора струму зворотної послідовності, що утворюється включенням n-го навантаження на i-у напругу; $n = 1, 2, 3, \dots, m$; $i = 1, 2, 3$. Значення a_{ni} та b_{ni} можуть бути розраховані за формулами (2.5) – (2.7).

Цільова функція математичної моделі повинна встановлювати аналітичну залежність між струмом зворотної послідовності в живильному вводі – \dot{I}_2^H (що було обґрунтовано вище) та вибраними змінними. Формуючи її, потрібно взяти до уваги, що відповідно до (2.4) \dot{I}_2^H дорівнює сумі векторів струмів зворотної послідовності, які утворюються кожним навантаженням. Сумою $a_{11}x_{11} + a_{12}x_{12} + a_{13}x_{13} + a_{21}x_{21} + a_{22}x_{22} + a_{23}x_{23}$ встановлюється потрібна аналітична залежність для $\text{Re } \dot{I}_2^H$ при $m = 2$. При цьому слід накласти вимогу про те, що лише по одній змінній із множин $\{x_{11}; x_{12}; x_{13}\}$ та $\{x_{21}; x_{22}; x_{23}\}$ можуть набувати значення одиниці, а інші мають дорівнювати нулю. Кожне навантаження має бути під'єднане до однієї напруги. Це буде забезпечено технічними обмеженнями математичної моделі.

Проширюючи це на випадок m електроприймачів і використовуючи загальноприйнятну математичну символіку, можна записати $\text{Re } \dot{I}_2^H$ у функції x_{ni} :

$$\text{Re } \dot{I}_2^H = \sum_{n=1}^m \sum_{i=1}^3 a_{ni} x_{ni} .$$

Подібні міркування справедливі для уявної частини вектора \dot{I}_2^H :

$$\text{Im } \dot{I}_2^H = \sum_{n=1}^m \sum_{i=1}^3 b_{ni} x_{ni} .$$

В цілому цільова функція математичної моделі внутрішнього симетрування має вигляд:

$$\left| \sum_{n=1}^m \sum_{i=1}^3 a_{ni} + j \sum_{n=1}^m \sum_{i=1}^3 b_{ni} \right| \rightarrow \min. \quad (2.13)$$

Аналізуючи цільову функцію, стає зрозумілим необхідність обмежень, які вимагають обов'язкового під'єднання всіх однофазних електроприймачів до трифазної мережі. Адже, якщо цю умову аналітично не описати, то мінімум функції (2.13) буде у випадку, коли всі $x_{ni} = 0$, $n = 1, 2, \dots, m$, $i = 1, 2, 3$, тобто, коли всі електроприймачі відімкнені, що, природно, є недопустимим.

Зазначені вище технічні обмеження по першому електроприймачу, пам'ятаючи, що x_{ni} булеві змінні, можна описати одним співвідношенням:

$$x_{11} + x_{12} + x_{13} = 1.$$

Поширивши це на всі електроприймачі, запишемо:

$$\sum_{n=1}^m x_{ni} = 1, \quad i = 1, 2, \dots, m.$$

Умова, що керовані змінні – це булеві змінні, запишеться: $x_{ni} \in \{1, 0\}$.

В цілому математична модель внутрішнього симетрування має вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} \left| \sum_{n=1}^m \sum_{i=1}^3 a_{ni} x_{ni} + j \sum_{n=1}^m \sum_{i=1}^3 b_{ni} x_{ni} \right| \rightarrow \min \\ \sum_{i=1}^3 x_{ni} = 1, \quad n = 1, 2, 3, \dots, m \\ x_{ni} \in \{1, 0\}. \end{array} \right. \quad (2.14)$$

Математична модель (2.14) потребує знаходження мінімуму струму оберненої послідовності шляхом раціонального під'єднання до мережі однофазних споживачів електричної енергії.

Система подвійного індексування при керованих змінних нами була введена для кращої наочності при встановленні необхідних аналітичних залежностей та зручностей у розтлумаченні отриманих результатів. Можна позначити $x_{11} = x_1$; $x_{12} = x_2$; $x_{13} = x_3$; $x_{21} = x_4$ і т. д. та записати вектор керування як одновимірну стовпцеву матрицю:

$$\mathbf{X}^T = (x_1 \ x_2 \ x_3 \ \dots).$$

Аналіз моделі внутрішнього симетрування (2.18) можна провести, використавши основні ідеї симплекс-методу лінійного програмування, згідно з алгоритмом (рис. 2.3). Для детального ознайомлення з алгоритмом аналізу математичної моделі корисно розібрати числовий приклад, що наведений далі.

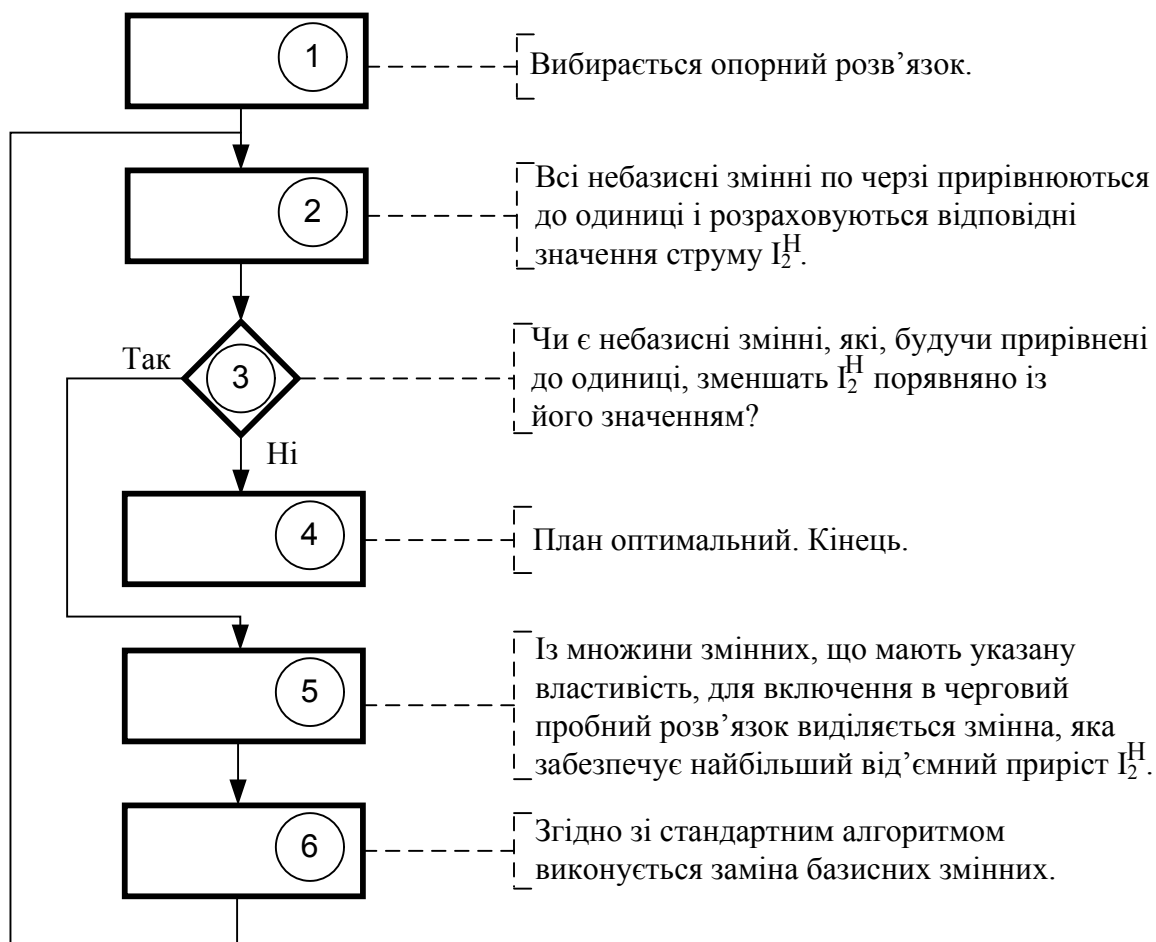


Рисунок 2.3 – Логічна схема розв'язування задачі внутрішнього симетрування (задачі нескалярної оптимізації)

ПРИКЛАД 2.1. Виконати внутрішнє симетрування однофазних навантажень, що мають такі параметри режиму:

$$I_1 = 0,3\text{A}; \cos\varphi_1 = 0,954;$$

$$I_2 = 0,42\text{A}; \cos\varphi_2 = 0,879;$$

$$I_3 = 0,565\text{A}; \cos\varphi_3 = 0,783;$$

$$I_4 = 0,63\text{A}; \cos\varphi_4 = 0,737;$$

$$I_5 = 0,65; \cos\varphi_5 = 0,7.$$

РОЗВ'ЯЗАННЯ. Для складання математичної моделі попередньо повинна бути розрахована платіжна матриця (2.12). На основі такого розрахунку математична модель даної задачі запишеться у вигляді:

$$\left\{ \begin{array}{l} |(0.129 \quad -0.164 \quad 0.035 \quad 0.207 \quad -0.213 \quad 0.006 \quad 0.303 \quad -0.255 \\ -0.048 \quad 0.347 \quad -0.268 \quad -0.078 \quad 0.363 \quad -0.263 \quad -0.1) \mathbf{X} + \rightarrow \\ + \quad j(0.155 \quad 0.054 \quad -0.169 \quad 0.127 \quad 0.115 \quad -0.242 \quad 0.12 \quad 0.207 \\ -0.322 \quad 0.109 \quad 0.245 \quad -0.353 \quad 0.093 \quad 0.268 \quad -0.361) \mathbf{X}| \rightarrow \min \\ \left(\begin{array}{cccccccccccccccc} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \end{array} \right) \mathbf{X} = \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix} \\ x_{ni} \in \{1, 0\}. \end{array} \right. \quad (2.15)$$

В математичній моделі (2.15), яка записана в числовому вигляді,

$$\mathbf{X}^T = (x_{11} \ x_{12} \ x_{13} \ x_{21} \ x_{22} \ x_{23} \ x_{31} \ x_{32} \ x_{33} \ x_{41} \ x_{42} \ x_{43} \ x_{51} \ x_{52} \ x_{53}).$$

Продемонструємо заміну опорного плану на прикладі однієї ітерації табличного алгоритму Є. С. Вентцель (рис. 2.3).

Крок 1. Вибирається опорний розв'язок – довільний варіант під'єднання електроприймачів до мережі, наприклад, всі електроприймачі під'єднані до напруги U_{AB} :

$$\mathbf{X}^T = (1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0),$$

якому відповідає струм $\dot{I}_2^H = 1,349 + j0,564 = 1,462e^{j22,8}$ А.

Звернемо увагу, що опорний розв'язок в даній задачі можна вибрати, знаючи її суть. Тому на відміну від класичного симплекс-методу проводити розрахунок зі знаходження опорного розв'язку немає потреби, що спрощує процес розв'язування задачі.

Такому розв'язку відповідає математична модель, яку запишемо в стандартному вигляді:

$$\left\{ \begin{array}{l} |1,349 - (0,293 + 0,094 + 0,42 + 0,201 + 0,558 + 0,351 + 0,615 + 0,425 + 0,626 + 0,46) \mathbf{X} + \\ + j[0,564 - (0,061 + 0,284 + 0,012 + 0,369 - 0,09 + 0,442 - 0,14 + 0,462 - 0,18 + \\ + 0,45) \mathbf{X}] \rightarrow \min \\ x_{11} = 1 - (x_{12} + x_{13}) \\ x_{21} = 1 - (x_{22} + x_{23}) \\ x_{31} = 1 - (x_{32} + x_{33}) \\ x_{41} = 1 - (x_{42} + x_{43}) \\ x_{51} = 1 - (x_{52} + x_{53}) \\ x_{ni} \in \{1, 0\}. \end{array} \right.$$

Крок 2. Визначимо, за рахунок якої з числа небазисних змінних можливо максимально поліпшити розв'язок, почергово надавши кожній з них значення одиниці і розрахувавши відповідні значення I_2 . Такою змінною, як видно з табл. 2.1, є x_{53} .

Як видно, вибір змінної для включення в число базисних в черговому пробному розв'язку має відмінності порівняно із випадком класичної задачі лінійного програмування.

Таблиця 2.1 – Визначення змінної для включення в базис

Небазисні змінні	Відповідні значення струмів		
	$Re I_2$	$Im I_2$	I_2
$x_{12} = 1$	1,056	0,503	1,170
$x_{13} = 1$	1,255	0,280	1,285
$x_{22} = 1$	0,929	0,553	1,081
$x_{23} = 1$	1,148	0,195	1,165
$x_{32} = 1$	0,790	0,652	1,024
$x_{33} = 1$	0,988	0,122	1,005
$x_{42} = 1$	0,734	0,700	1,014
$x_{43} = 1$	0,924	0,101	0,930
$x_{52} = 1$	0,723	0,738	1,033
$x_{53} = 1$	0,886	0,109	0,892

Крок 3. Визначається змінна, яка повинна бути виключена із базису. Такою змінною буде x_{51} .

Крок 4. Виконується заміна базисних змінних, наприклад, шляхом перетворення стандартної таблиці, табл. 2.2.

Таблиця 2.2. – Стандартна таблиця заміни базисних змінних

	Вільний член	x_{12}	x_{13}	x_{22}	x_{23}	x_{32}	x_{33}	x_{42}	x_{43}	x_{52}	x_{53}
$Re I_2$	0,866 1,349	0,293 0,293	0,094 0,094	0,420 0,420	0,201 0,201	0,558 0,558	0,351 0,351	0,615 0,615	0,425 0,425	0,163 0,626	$[-0,46]$ 0,46
$Im I_2$	0,109 0,564	0,061 0,061	0,284 0,284	0,012 0,012	0,369 0,369	-0,09 -0,09	0,442 0,442	-0,14 -0,14	0,462 0,462	-0,63 -0,18	$[-0,45]$ 0,45
x_{11}	1 1	1 1	1 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	$[0]$ 0
x_{21}	1 1	0 0	0 0	1 1	1 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	$[0]$ 0
x_{31}	1 1	0 0	0 0	0 0	0 0	1 1	1 1	0 0	0 0	0 0	$[0]$ 0
x_{41}	1 1	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	1 1	1 1	0 0	$[0]$ 0
x_{51}	1 $[1]$	0 $[0]$	0 $[0]$	0 $[0]$	0 $[0]$	0 $[0]$	0 $[0]$	0 $[0]$	0 $[0]$	1 $[0]$	1 1

Третій і четвертий кроки виконуються згідно з класичним симплекс методом.

Крок 5. Повертаємось до кроку 2.

На цьому закінчуються розрахунки першої ітерації. За результатами розрахунку отримали вектор керування:

$$\mathbf{X}^T = (1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1),$$

якому відповідає струм в лінії живлення – $\dot{I}_2^H = 0,886 + j0,0109 = 0,89e^{j5,73}$ А.

Всього для розв'язання цієї задачі потрібно виконати три ітерації.

Кінцевий розв'язок задачі дає такий вектор керування:

$$\mathbf{X}^T = (1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1).$$

Практично цей розв'язок реалізується таким чином: навантаження 1 під'єднується до напруги U_{AB} , навантаження 2 – до U_{CA} , навантаження 3 – до U_{AB} , навантаження 4 – до U_{BC} і навантаження 5 – до U_{CA} . В результаті в лінії живлення буде циркулювати струм $I_2^H = 0,142$ А.

Задача оптимального керування несиметрією режиму шляхом внутрішнього симетрування впроваджена на одному із підприємств електродної промисловості, де експлуатуються потужні (до 18 МВт) однофазні електропічні установки змінного струму. Ефективність такого керування видно із графіків (рис. 2.4), які демонструють результати експерименту, проведеного на підприємстві протягом доби і на яких наведена динаміка струму I_2^H , приведеного до напруги 35 кВ. Керування виконувалось з часом дискретизації 1 година. Для отримання наведених результатів протягом доби необхідно було провести коригування вектора керування 3 рази.

Протягом доби змінювалась кількість працюючих електропічних установок від однієї до чотирьох. Саме керування виконувалось так:

- щогодини людина збирає необхідну інформацію (P_n та $\cos\phi_n$);
- у діалоговому режимі здійснюється введення інформації в комп'ютер і розраховується вектор керування;
- людина оцінює отримані результати і приймає рішення щодо їх реалізації;
- наступної години все повторюється.

Таким чином, система керування працює в режимі радника, в якій остаточне рішення залишається за людиною.

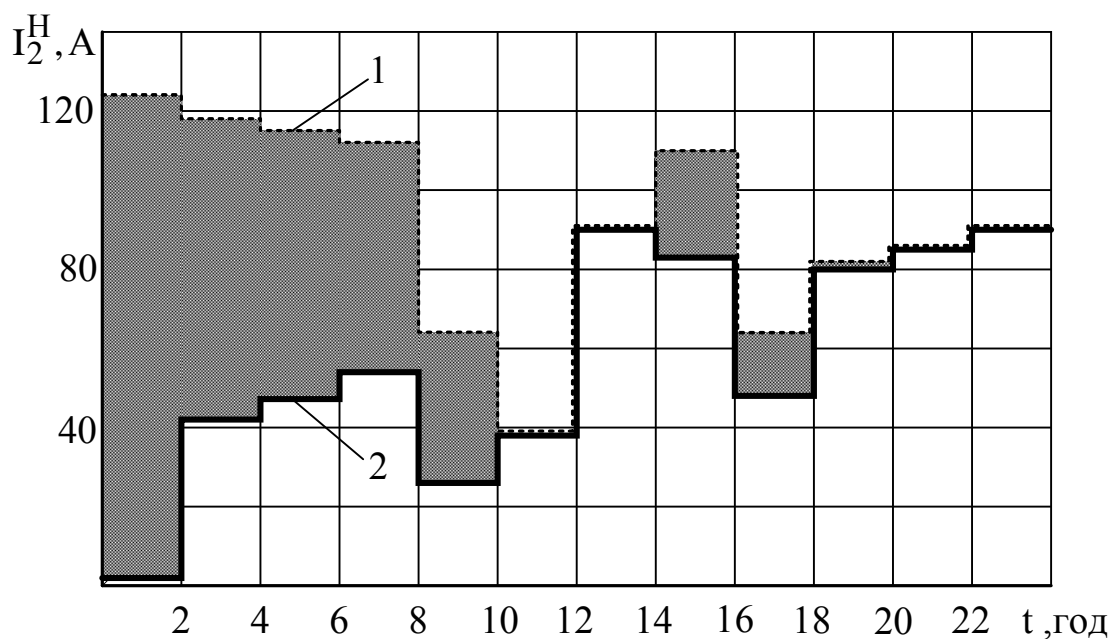


Рисунок 2.4 – Динаміка $I_2^H(t)$ в вихідному режимі та при оптимальному керуванні способом внутрішнього симетрування навантажень:

- 1 – вихідний режим;
- 2 – оптимізований режим

Показник якості керування (2.9) для наведеного добового інтервалу зменшено в оптимізованому режимі до $J_* = 0,51$ проти $J_* = 1$ в вихідному, де J_* – відносна величина показника якості керування.

2.7 Математичні моделі керування за допомогою СП

Для якісного керування несиметричним режимом електромережі з великим діапазоном зміни вектора \dot{I}_2^H як за фазою, так і за модулем необхідно використовувати керований СП. Одним із найпростіших схемних рішень може бути пристрій дискретного керування на базі батарей статичних конденсаторів (рис. 2.5).

На прикладі цієї задачі керування є можливість продемонструвати технологію прийняття технічного рішення із врахуванням всіх можливих наслідків його реалізації.

Так, результати впливу СП на несиметрію режиму можна оцінити за такими параметрами (критеріями) як струм або напруга зворотної послідовності; впливу на реактивні навантаження – реактивною потужністю в лінії живлення або втратами активної потужності від передачі реактивної; впливу на відхилення напруги – напругою у вузлі під'єднання СП. Таким чином, результати керування мають оцінюватись комплексом критеріїв.

В термінах дослідження операцій така задача визначена як багатокритеріальна. Один із науковообґрунтованих підходів до вирішення таких за-

дач називається методом субоптимізації і полягає він у такому. Один із критерієв визначається як найвагомійший, він описується аналітично і ця функція є цільовою функцією математичної моделі. На всі інші критерії встановлюються допустимі значення і вони контролюються обмеженнями математичної моделі.

За критерій оптимальності в даній задачі беремо модуль струму зворотної послідовності в лінії живлення – I_2^K .

Математична модель має містити такі обмеження:

- на реактивну потужність СП, що, наприклад, виключає можливість появи зворотних потоків реактивних навантажень з мереж споживача в мережі енергопостачальної компанії;
- на значення напруги у вузлі під'єднання СП, що дає змогу контролювати відхилення напруги;
- на обмеження, які описують можливі стани кожного ступеня СП (ввімкнено, вимкнено).

Вихідною інформацією про стан об'єкта керування, що необхідна для розрахунку керування, є вектор I_2^H , який може бути розрахованим за результатами відповідних вимірювань. Відомості про параметри СП зображаються платіжною матрицею, в якій відповідними стовпцями подані відомості про характеристики СП: потужності кожного ступеня СП – ΔQ_{pi} ; струми оберненої послідовності $I_2^{СП}$, які генеруються кожним ступенем; добавки напруги прямої послідовності, які створюються при вмиканні кожного ступеня СП – ΔU_{pi} .

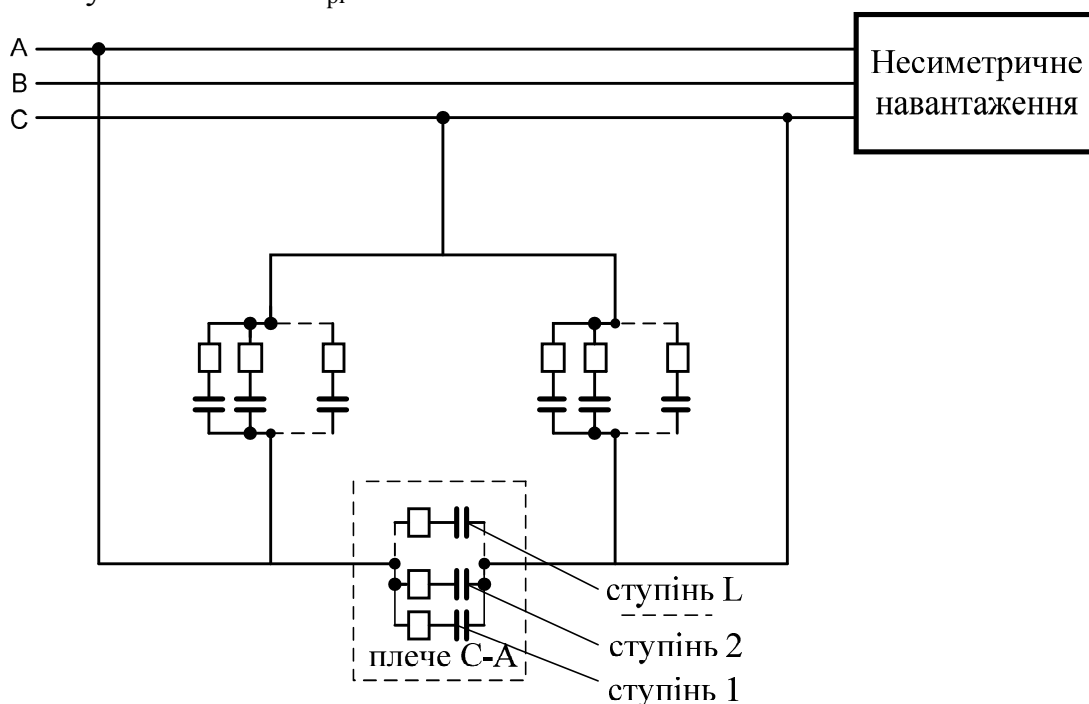


Рисунок 2.5 – Схема СП дискретного керування на базі батарей статичних конденсаторів

	ΔQ_{pl}	Струм, $i_2^{СП}$	ΔU_{pl}	
Плече А–В; ступінь 1	ΔQ_{11}	$a_{11} + jb_{11}$	ΔU_{11}	(2.16)
ступінь 2	ΔQ_{12}	$a_{12} + jb_{12}$	ΔU_{12}	

ступінь L	ΔQ_{1L}	$a_{1L} + jb_{1L}$	ΔU_{1L}	
Плече В–С; ступінь 1	ΔQ_{21}	$a_{21} + jb_{21}$	ΔU_{21}	
ступінь 2	ΔQ_{22}	$a_{22} + jb_{22}$	ΔU_{22}	

ступінь L	ΔQ_{2L}	$a_{2L} + jb_{2L}$	ΔU_{2L}	
Плече С–А; ступінь 1	ΔQ_{31}	$a_{31} + jb_{31}$	ΔU_{31}	
ступінь 2	ΔQ_{32}	$a_{32} + jb_{32}$	ΔU_{32}	

ступінь L	ΔQ_{3L}	$a_{3L} + jb_{3L}$	ΔU_{3L}	

У платіжній матриці (2.16) a_{pl}, b_{pl} – дійсна та уявна складові вектора $i_2^{СП}$, що створюється при вмиканні 1-го ступеня р-го плеча СП; ΔQ_{pl} – потужність 1-го ступеня р-го плеча; ΔU_{pl} – добавка напруги при вмиканні 1-го ступеня р-го плеча; $p = 1, 2, 3; l = 1, 2, \dots, L$.

Елементи матриці (2.16) розглядаються як постійні величини.

Введемо керовані змінні. Якщо $x_{pl} = 1$, це реалізується увімкненням в плечі р СП секції 1, а якщо $x_{pl} = 0$, то навпаки. Керовані змінні створюють вектор керування вимірністю $3L$.

Так, при увімкненні в плечі А-В СП ступеня 1 має місце вплив на керований параметр стану об'єкта керування і за його результатами отримаємо:

$$i_2^K = \text{Re } i_2^H + a_{11} + j(\text{Im } i_2^H + b_{11}).$$

Збагнувши суть впливу на об'єкт керування, можна записати цільову функцію:

$$\left| \text{Re } i_2^H + \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 a_{pl} x_{pl} = j \left(\text{Im } i_2^H + \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 b_{pl} x_{pl} \right) \right| \rightarrow \min.$$

Обмеження, яке контролює реактивну потужність СП і яке вкрай необхідне при значній несиметрії та високому $\cos\phi$, можна записати так:

$$\sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 \Delta Q_{pl} x_{pl} \leq Q_{\text{доп}},$$

де $Q_{\text{доп}}$ – реактивна потужність СП (сумарна потужність увімкнених секцій СП), яка, наприклад, виключає можливість появи зворотних потоків реактивних навантажень з мереж споживача в мережі енергопостачальної компанії.

Обмеження, яке виключає можливість перевищення допустимого значення напруги у вузлі під'єднання СП, має вигляд:

$$U_1 + \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 \Delta U_{pl} x_{pl} \leq U_{\text{max доп}},$$

де $U_{\text{max доп}}$ – напруга, що відповідає максимально допустимому її відхиленню.

Обмеження на допустиме значення напруги необхідне, якщо вихідне значення напруги близьке до $U_{\text{max доп}}$.

Опис можливих станів секції l плеча p СП («вимкнено» або «увімкнено») можна виконати таким аналітичним співвідношенням:

$$x_{pl} + \bar{x}_{pl} = 1,$$

де \bar{x}_{pl} – фіктивна змінна, яка не має фізичного змісту, якщо $x_{pl} = 1$, то $\bar{x}_{pl} = 0$ і навпаки.

Модель має містити аналогічний опис для кожної секції СП.

Слід зауважити, що встановлення кожного додаткового обмеження може звужити область допустимих розв'язків і, як наслідок, оптимальний розв'язок виявиться менш ефективним. Іноді може навіть статись так, що множина допустимих розв'язків пуста і поліпшити режим немає змоги. Крім того, трудомісткість розрахунків суттєво зростає при введенні кожного додаткового обмеження і, як наслідок, технічна реалізація системи керування у вигляді мікропроцесорного пристрою може виявитись більш дорогою. Таким чином, кожне додаткове обмеження в моделі управління має бути обґрунтованим.

Математична модель, яка забезпечує виконання всіх зазначених умов, при прийнятті керівного рішення із симетрування електричного режиму, що склався в системі електропостачання, за допомогою СП, (див. рис. 2.5), має вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} \left| \operatorname{Re} \dot{I}_2^H + \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 a_{pl} x_{pl} + j \left(\operatorname{Im} \dot{I}_2^H + \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 a_{pl} x_{pl} \right) \right| \rightarrow \min \\ \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 \Delta Q_{pl} \leq Q_{\text{доп}} \\ U_1 + \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 \Delta U_{pl} x_{pl} \leq U_{\text{макс доп}} \\ x_{11} + \bar{x}_{11} = 1 \\ x_{12} + \bar{x}_{12} = 1 \\ \text{---} \\ x_{1L} + \bar{x}_{1L} = 1 \\ \text{---} \\ x_{3L} + \bar{x}_{3L} = 1 \\ x_{pl}; \bar{x}_{pl} \in \{1, 0\}. \end{array} \right.$$

Для тих випадків, коли потрібно приймати локальні рішення (впливаючи лише на струм зворотної послідовності живильного вводу), можна здійснювати керування, використовуючи таку математичну модель:

$$\left\{ \begin{array}{l} \left| \operatorname{Re} \dot{I}_2^H + \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 a_{pl} x_{pl} + j \left(\operatorname{Im} \dot{I}_2^H + \sum_{l=1}^L \sum_{p=1}^3 a_{pl} x_{pl} \right) \right| \rightarrow \min \\ x_{11} + \bar{x}_{11} = 1 \\ x_{12} + \bar{x}_{12} = 1 \\ \text{---} \\ x_{1L} + \bar{x}_{1L} = 1 \\ \text{---} \\ x_{3L} + \bar{x}_{3L} = 1 \\ x_{pl}; \bar{x}_{pl} \in \{1, 0\}. \end{array} \right. \quad (2.17)$$

Розв'язок, що відповідає математичній моделі (2.17), забезпечує мінімальну несиметрію режиму всіма існуючими в даному випадку засобами.

СП дискретного керування, що виконані за іншими схемами, також мають можливість генерувати деяку множину струмів $\dot{I}_2^{\text{СП}}$. Тому відомос-

ті про такий пристрій також можуть зображатися платіжною матрицею (2.16), а вектор керування знаходиться відповідно до наведених математичних моделей.

Аналіз нескалярної математичної моделі (2.17) можна виконати за розглянутим модифікованим симплекс-методом лінійного програмування.

Процес знаходження вектора керування для деякого несиметричного режиму електромережі розглянемо на чисельному прикладі.

ПРИКЛАД 2.2. В лінії, що живить несиметричне навантаження, встановився режим, симетрична складова струму зворотної послідовності якого дорівнює $\dot{I}_2^H = 4,036 + j1,725 = 4,39e^{j23,1}$ А. До вузла живлення під'єднаний СП (виконаний на базі силових конденсаторних батарей), параметри якого виражені через струми I_c , мають значення:

Плече А-В (1):

ступінь 1, $I_c = 1,8$ А;

ступінь 2, $I_c = 1,2$ А;

ступінь 3, $I_c = 0,6$ А.

Для плеча В-С (2) та С-А (3) параметри ступенів та їх кількість такі ж самі.

Знайти вектор керування несиметричним режимом.

РОЗВ'ЯЗАННЯ. Математична модель керування для симетрування режиму має вигляд:

$$\begin{cases} |4.036 + (-0.9 - 0.6 - 0.3 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0.9 \ 0.6 \ 0.3)\mathbf{X} + \\ + j[1.725 + (0.52 \ 0.346 \ 0.173 \ -1.04 \ -0.693 \ - \\ - 0.346 \ 0.52 \ 0.346 \ 0.173)\mathbf{X}]| \rightarrow \min \\ \mathbf{X} + \bar{\mathbf{X}} = \mathbf{n} \\ x_{pl}; \bar{x}_{pl} \in \{1, 0\}, \end{cases}$$

$$\text{де } \mathbf{X}^T = (x_{11} \ x_{12} \ x_{13} \ x_{21} \ x_{22} \ x_{23} \ x_{31} \ x_{32} \ x_{33}); \ \bar{\mathbf{X}}^T = (\bar{x}_{11} \ \bar{x}_{12} \ \bar{x}_{13} \ \bar{x}_{21} \ \bar{x}_{22} \ \bar{x}_{23} \ \bar{x}_{31} \ \bar{x}_{32} \ \bar{x}_{33})$$

– вектори керування;

\mathbf{n} – одинична матриця вимірністю 9×1 .

Розв'язком задачі є вектор: $\mathbf{X}^T = (1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0)$. Для реалізації цього вектора керування слід увімкнути всі ступені СП в плечах А-В і В-С. Як результат, в живильній лінії буде протікати струм зворотної послідовності, рівний $\dot{I}_2^K = 2,236 + j0,686 = 2,34e^{j16,3}$ А.

Для отримання кращого результату потрібно в схемі СП збільшити кількість ступенів, під'єднавши додаткові конденсаторні потужності або виконати перерозподіл секцій в існуючій схемі, від'єднавши їх від напруги

U_{CA} (вони залишилися невикористаними) і під'єднавши їх до напруг U_{AB} та U_{BC} .

Контрольні завдання для самопідготовки

1. Наведіть перелік актуальних задач керування якістю електроенергії на відомому для Вас підприємстві.
2. Запропонуйте та дайте необхідне обґрунтування критеріїв керування за всіма показниками якості електроенергії.
3. Який зміст можуть мати керовані змінні при керуванні:
 - відхиленнями напруги;
 - несинусоїдальністю режиму.
4. Сформулюйте комплекс взаємопов'язаних задач, що мають місце при керуванні такими показниками якості електроенергії:
 - відхиленням напруги;
 - коефіцієнтом несинусоїдальності форми кривої напруги;
 - коефіцієнтом нульової послідовності напруг.
5. Наведіть схеми пристроїв, що можуть використовуватись для керування показниками якості електроенергії. На які параметри стану системи впливає кожний з них?
6. Запропонуйте алгоритм керування несиметричним режимом, розробіть його блок-схему, обґрунтуйте область доцільного використання.
7. З яких міркувань потрібно виходити, щоб вибрати технічні засоби для керування показниками якості електроенергії?
8. Спробуйте розробити математичну модель керування будь-яким показником якості електроенергії:
 - у символьному вигляді;
 - у вигляді розгорнутих аналітичних залежностей.
9. Виконайте в повному обсязі розв'язування чисельних прикладів 2.1 та 2.2. Отримані результати порівняйте з наведеними в підрозділах 2.6 та 2.7.
10. Запишіть математичну модель (2.14) в матричному вигляді.

Література до розділу 2

1. Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. (взамен ГОСТ 13109-87) : ГОСТ 13109-97. – [Введ 2000-01-01]. – К. : Изд-во стандартов. 1999. – 31 с.
2. Особливі режими електричних мереж / [Півняк Г. Г., Шидловський А. К., Кігель Г. А. та ін.]. – Д.: Національний гірничий університет, 2009. – 376 с.
3. Кузнецов В. Г. Снижение несимметрии и несинусоидальности напряжений в электрических сетях / Кузнецов В. Г., Григорьев А. С., Данилюк В. Б. – К. : Наукова думка – 1992. – 240 с.

4. Вентцель Е. С. Исследование операций / Вентцель Е. С. – М. : Советское радио, 1972.
5. Милосердов В. О. Алгоритмізація оптимізаційних задач енергетики / Милосердов В. О., Терешкевич Л. Б. – Вінниця : ВНТУ. 2004. – 122 с.
6. Аввакумов В. Г. Постановка и решение электроэнергетических задач исследования операций / Аввакумов В. Г. – К. : Вища школа. 1983. – 240 с.
7. Авакумов В. Г. Методы нескалярной оптимізації и их приложения. / Авакумов В. Г. – К. : Вища школа, 1990. – 188 с.

3 ЗАДАЧІ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ РЕАКТИВНОЮ ПОТУЖНІСТЮ

3.1 Загальні положення

Діючою методикою розрахунку плати за перетікання реактивної електроенергії між енергопостачальною компанією і споживачами стимулюється установа засобів компенсації реактивної потужності і керування реактивними навантаженнями промислових підприємств. Деякі з них, які залучені до регулювання балансу реактивної потужності в енергорегіоні, повинні забезпечити узгоджений графік реактивних навантажень. Решта виробництв зацікавлена звести до мінімуму споживання реактивної енергії, зменшивши при цьому відповідну складову плати за електроенергію. Зробивши узагальнення, можна відзначити, що на реактивну потужність необхідно цілеспрямовано діяти (керувати), забезпечивши при цьому заданий хід графіка реактивних навантажень у першому випадку або максимально його наблизити до осі абсцис в другому.

Графік реактивних навантажень, який прийнято зображати залежністю $Q(t)$, в математичних термінах є процесом. Для керування процесами існує класичний математичний апарат – теорія оптимального керування.

Керування реактивною потужністю має виконуватись із врахуванням всіх особливостей цього процесу, які потребують певної математичної постановки задачі оптимального керування для даного випадку. Відзначимо особливості процесу $Q(t)$ та технічних засобів цілеспрямованого впливу на цей процес, які використовуються в промисловій електроенергетиці.

1. Керований параметр стану системи – реактивна потужність на ввіді підприємства, складна залежність від часу, яка не може бути аналітично описаною.

2. Для більшої частини виробництв процес $Q(t)$ змінюється поволі ($\frac{dQ}{dt}$ – несуттєве), що зумовлено особливістю технології, і для його реєстрації та відтворення використовуються разові вимірювання, що проводяться з частотою, наприклад, 1 раз на годину. У проміжках часу між вимірами вважається, що стан системи незмінний (рис. 3.1).

3. Енергопостачальна компанія здійснює контроль ступінчастого графіка реактивної потужності. При необхідності крок дискретизації може бути вибраний іншим. Узгоджений ступінчастий графік реактивних навантажень обумовлюється в договорі на споживання електричної енергії.

4. Для керування використовуються синхронні двигуни, які працюють в режимі перезбудження, і батареї статичних конденсаторів (БСК) симетричного виконання. Синхронні двигуни і БСК з тиристорним керуванням дозволяють здійснювати безперервне керування процесом. У переважній більшості випадків використовуються БСК, які дозволяють комутувати

окремі секції і тим самим здійснювати дискретне керування. Саме цей варіант керування розглянемо далі.

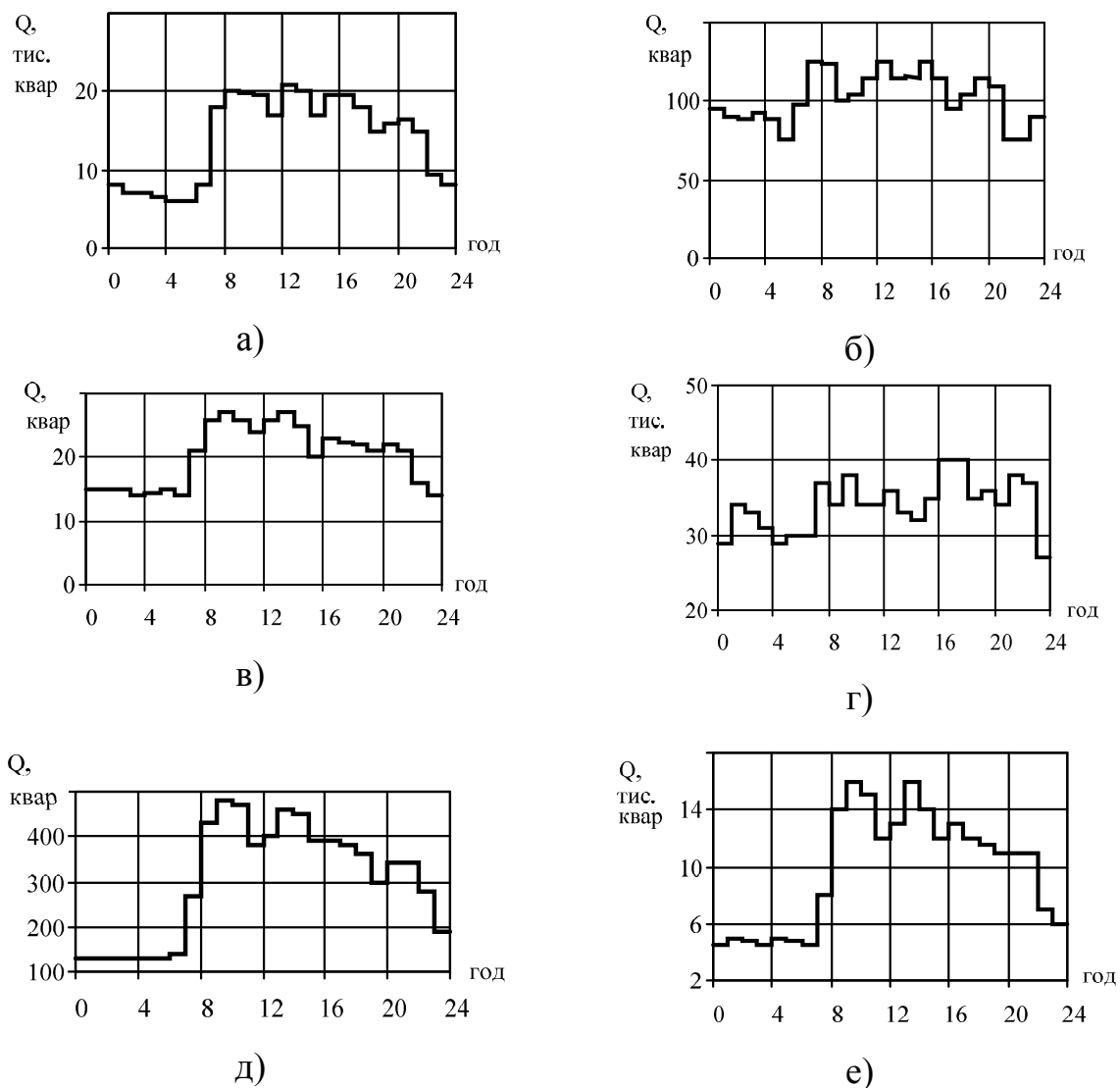


Рисунок 3.1 – Добові графіки реактивної потужності підприємств:
 а – легкої промисловості;
 б – текстильної промисловості;
 в – харчової промисловості;
 г – чорної металургії;
 д – машинобудування і металообробки;
 е – деревообробної промисловості

5. З огляду на те, що при керуванні необхідно комутувати великі конденсаторні потужності, керування виконується дискретним не тільки за впливами, але і в часі.

6. В процесі експлуатації режими комутації ємнісних струмів найбільш важкі для електроустаткування. З цих позицій необхідно, щоб при керуванні загальна кількість комутацій і комутацій найбільш потужних ступе-

нів БСК, яким відповідають найбільші ємнісні струми, була зведена до мінімуму.

7. Керування слід здійснювати з позицій системного підходу, враховуючи всі можливі наслідки такого керування, наприклад, впливи на рівні напруги у вузлах, на втрати активної потужності в мережі, на стійкість режимів і так далі.

8. Вагомість кожного із зазначених впливів з часом може змінюватись і тому необхідність врахування того або іншого в певні моменти часу зникає.

3.2 Формулювання задачі керування реактивною потужністю як задачі оптимального керування

Мета оптимального керування реактивною потужністю полягає в тому, щоб зменшити споживання реактивної енергії та потужності промисловим підприємством. Сформулюємо задачу оптимального керування, яка забезпечує виконання цієї мети.

Система електроспоживання є динамічним об'єктом і всі параметри стану є функціями часу. Стосовно реактивної потужності це складна функція виду:

$$Q = f(\mathbf{X}, t),$$

де Q – реактивна потужність, що споживається підприємством з мереж енергосистеми.

Задача керування реактивною потужністю потребує знаходження оптимального керування $\mathbf{X}(t)$, $t_0 \leq t \leq t_N$, серед множини допустимих значень, що забезпечує траєкторію процесу $Q(t)$, для якої критерій керування – J буде мінімальним,

$$J = \int_{t_0}^{t_N} Q(\mathbf{X}, t) dt \rightarrow \min.$$

В багатьох випадках в задачах практичного змісту оптимальний вектор керування потрібно знаходити в умовах обмежень, які функціонально можуть бути подані у вигляді рівностей або нерівностей. Умови практичної реалізації оптимального керування реактивною потужністю такі, що необхідні рішення для деяких дискретних моментів часу (як і для задачі керування несиметрією режиму). З урахуванням цього для загального випадку задача оптимального керування реактивною потужністю в дискретній формі має вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{k=0}^N Q_k(\mathbf{X})\Delta t \rightarrow \min \\ \mathbf{G}[\mathbf{X}(t_k)] \geq 0, \quad k = 0, 1, 2, \dots, N \\ \mathbf{H}[\mathbf{X}(t_k)] = 0, \quad k = 0, 1, 2, \dots, N, \end{array} \right. \quad (3.1)$$

де Q_k – реактивна потужність, що споживається підприємством для t_k моменту часу;

\mathbf{G} та \mathbf{H} – деякі векторні функції.

Вектор-функцію \mathbf{G} формують обмеження-нерівності. До таких обмежень належать, наприклад, обмеження, що забезпечують умови стійкості вузла навантаження або допустимого значення напруги.

Вектор-функція \mathbf{H} формується обмеженнями-рівняннями. Прикладом такого обмеження може бути обмеження щодо погодженого з енергопостачальною компанією значення реактивної потужності, дозволеної до споживання або генерації (випадок, коли споживач залучений до регулювання режиму в енергорегіоні і йому задано графік реактивних навантажень).

Звернемо увагу, що задача оптимального керування (3.1), як і в випадку (2.10), являє собою безмежновимірну задачу математичного програмування ($N \rightarrow \infty$). Тому її розв'язок будемо шукати як послідовне розв'язування безмежного ряду задач дослідження операцій для фіксованих моментів часу.

Для того, щоб довести, що задача (3.1) відповідає поставленій меті, можна звернутись до її геометричної інтерпретації. Цільовий функціонал, який являє собою суму добутків відповідних значень Q_k на Δt , дорівнює площі під графіком $Q(t)$. Знаходження умов мінімуму цільового функціонала буде відповідати мінімальній площі під графіком $Q(t)$, а в енергетичному розумінні – мінімуму реактивної енергії. Розв'язуючи чергову задачу дослідження операцій для моменту часу t_k , заходиться розв'язок, який забезпечить мінімум відповідної складової цільової функції. Розв'язавши всі N таких задач та реалізувавши відповідні розв'язки, можна забезпечити мінімум для цільової функції в цілому. Таким чином, маємо повне забезпечення поставленої мети.

3.3 Математичні моделі оптимальної компенсації реактивних навантажень

Відомі математичні моделі охоплюють такі фактори, як вплив на напругу в вузлі навантаження, на величину втрат активної потужності в мережі живлення, на реактивну потужність споживання, на пропускну здатність елементів системи електропостачання, на стійкість навантажень. Зауважимо, що всі вони стосуються виключно параметрів стану об'єкта ке-

рування. Врахування всіх факторів в рамках однієї математичної моделі недоцільно. По-перше, це ускладнює аналіз такої моделі. По-друге, серед факторів, що необхідно врахувати, є суперечливі та взаємовиключні, наприклад, одночасно не може виникнути необхідність забезпечити верхню та нижню границі відхилення напруги. Керівна система (система, що здійснює вибір варіанта впливу на об'єкт керування і дає відповідну команду) може працювати за алгоритмом, який передбачає попередню оцінку ситуації і, в залежності від цього, звернення до відповідної математичної моделі, яка охоплює саме ті фактори, що актуальні на момент прийняття керуючого рішення. В разі, коли керівна система має мікропроцесорну реалізацію, важливим є як кількість математичних моделей, що використовуються для керування, так і складність алгоритму їх аналізування. Беручи до уваги цю обставину, а також особливості комутацій в пристроях керування (це комутації ємнісного навантаження, що супроводжуються перенапругою на контактах), можна вказати на додаткові вимоги до математичних моделей керування.

1. Розв'язки, що отримуються, повинні реалізовуватись мінімальною кількістю комутацій в пристрої керування.

2. Загальна кількість математичних моделей, що використовуються для керування в усіх можливих режимах систем електропостачання, повинна бути якомога меншою.

3. Математичні моделі мають бути такого виду, щоб їх аналіз можна було здійснити за єдиним алгоритмом, обчислювальна процедура якого має мінімальну трудоемність.

Розглянемо підходи до побудови математичних моделей дискретного програмування, в яких забезпечено зазначені вимоги.

Оптимальні впливи на систему електропостачання можна визначити на підставі лінійних математичних моделей з булевими змінними, якими описується стан (ввімкнено або вимкнено) кожної секції пристрою керування. Всі можливі ситуації, що можуть мати місце, охоплюються математичними моделями, табл. 3.1, де Q_B – реактивне навантаження на ввіді живлення; Q' – природне споживання реактивної потужності (коли всі БСК відімкнені); ΔQ – матриця потужностей секцій БСК вимірністю $(1 \times m)$; X – вектор змінних вимірністю $(m \times 1)$, кожна компонента якого x_i дорівнює одиниці, коли i -ту секцію доцільно ввімкнути, або нулю, якщо вмикати не потрібно; \bar{X} – вектор, кожна компонента якого \bar{x}_i пов'язана з відповідною компонентою x_i так, що якщо $x_i = 1$, то $\bar{x}_i = 0$ і навпаки, фізичного змісту \bar{x}_i не має; n – стовпцева одинична матриця вимірністю $(m \times 1)$; $Q_{\text{доп}}$ – допустиме значення реактивних навантажень, що встановлюється, наприклад, з міркувань мінімальних втрат потужності; ΔU – матриця добавок напруг, що створюються при ввімкненні відповідних секцій БСК, вимірністю $(1 \times m)$; $U_{\text{мін. доп.}}$, $U_{\text{макс. доп.}}$ – мінімально та максимально допустимі значення напруги

в вузлі; U' – значення напруги в вузлі, що відповідає природному споживанню реактивної потужності.

Наведені математичні моделі відрізняються лише одним обмеженням. Для їх аналізу можна скористатись алгоритмом симплекс-методу лінійного програмування, який має ряд розгалужень. Якщо синтезувати весь комплекс математичних моделей, необхідних для управління в усіх можливих ситуаціях, таким чином, що обчислення будуть гарантовано виконуватись лише за обмеженою частиною розгалужень симплекс-алгоритму, то це спростить практичну реалізацію мікропроцесорної системи керування. Розглянемо основні етапи розв'язку задач керування на підставі наведених математичних моделей.

Таблиця 3.1 – Математичні моделі керування реактивною потужністю за допомогою БСК

Математична модель	Номер	В яких випадках використовується
1	2	3
$\left\{ \begin{array}{l} Q_B(\mathbf{X}) = Q' - \Delta Q \mathbf{X} \rightarrow \min \\ \mathbf{X} + \bar{\mathbf{X}} = \mathbf{n} \\ Q' - \Delta Q \mathbf{X} \geq Q_{\text{доп}} \\ x_i; \bar{x}_i \in \{1, 0\} \end{array} \right.$	(3.2)	Для прийняття рішення, що забезпечує величину $Q_{\text{доп}}$ в години мінімальних навантажень енергосистеми при управлінні реактивною потужністю підприємства або мінімум втрат активної потужності в мережах підприємства, а також для забезпечення стійкості вузла навантажень.
$\left\{ \begin{array}{l} Q_B(\mathbf{X}) = Q' - \Delta Q \mathbf{X} \rightarrow \min \\ \mathbf{X} + \bar{\mathbf{X}} = \mathbf{n} \\ 0 \leq Q' - \Delta Q \mathbf{X} \leq Q_{\text{доп}} \\ x_i; \bar{x}_i \in \{1, 0\} \end{array} \right.$	(3.3)	Для прийняття рішення, якому відповідає величина реактивної потужності по підприємству в межах $0 \div Q_{\text{доп}}$, що необхідно при забезпеченні погодженого графіка реактивних навантажень в режимах максимальних навантажень мереж енергопостачальних організацій, а також для зменшення втрат активної потужності в мережі живлення.
$\left\{ \begin{array}{l} Q_B(\mathbf{X}) = Q' - \Delta Q \mathbf{X} \rightarrow \min \\ \mathbf{X} + \bar{\mathbf{X}} = \mathbf{n} \\ Q' - \Delta Q \mathbf{X} \geq 0 \\ x_i; \bar{x}_i \in \{1, 0\} \end{array} \right.$	(3.4)	Для прийняття рішень про вмикання БСК підприємства в години, що не характерні для енергосистеми, при забезпеченні погодженого графіка реактивних навантажень, мінімізуючи втрати активної потужності та споживання реактивної.

Продовження таблиці 3.1

1	2	3
$\begin{cases} Q_B(\mathbf{X}) = Q' - \Delta Q \mathbf{X} \rightarrow \min \\ \mathbf{X} + \bar{\mathbf{X}} = \mathbf{n} \\ U' + \Delta U \mathbf{X} \leq U_{\max \text{ доп}} \\ x_i; \bar{x}_i \in \{1, 0\} \end{cases}$	(3.5)	Для визначення вектора керування у вузлах навантаження, де напруга в процесі компенсації реактивної потужності може набувати недопустимих значень.
$\begin{cases} Q_B(\mathbf{X}) = Q' - \Delta Q \mathbf{X} \rightarrow \min \\ \mathbf{X} + \bar{\mathbf{X}} = \mathbf{n} \\ U' + \Delta U \mathbf{X} \geq U_{\min \text{ доп}} \\ x_i; \bar{x}_i \in \{1, 0\} \end{cases}$	(3.6)	Для визначення вектора керування КУ у вузлах навантажень, коли засоби компенсації реактивної потужності використовуються для регулювання напруги.

Класичний симплекс-алгоритм задачі лінійного програмування має розгалуження. Якщо пробний розв'язок не задовільняє умову невід'ємності змінних, то реалізується алгоритм пошуку опорного розв'язку, а далі розраховується розв'язок оптимальний. В протилежному випадку відразу реалізується алгоритм пошуку оптимального розв'язку. Етапу пошуку опорного розв'язку можна уникнути і відповідним чином спростити мікропроцесорну керівну систему, якщо є можливість указати простий спосіб, який гарантує його визначення. Саме так можна зробити для математичної моделі (3.2). Для цієї задачі нульові значення всіх компонентів вектора \mathbf{X} , $x_i = 0$, $i = 1, 2, \dots, m$, (всі секції БСК відімкнені) є формально допустимим планом. Починаючи саме з такого опорного розв'язку, можна здійснювати подальший розрахунок оптимального плану. Лише у випадку, коли $Q_{\text{доп}} > Q'$, опорного розв'язку не отримати. В цьому випадку наявними засобами (маючи лише секції керування БСК) встановлену вимогу не виконати. Задача розв'язку не має. Практичні дії, що слід здійснити, виходячи з енергетичної суті явищ, – відімкнути всі секції БСК.

Для математичної моделі (3.3) не уникнути необхідності програмування також і гілки симплекс-алгоритму пошуку опорного розв'язку, оскільки гарантованого простого способу його визначення сформулювати не можна.

Опорний розв'язок для математичних моделей (3.4) та (3.5) визначається таким же чином, як і для моделі (3.2). Випадки, коли $U' \geq U_{\max \text{ доп}}$, теоретично можливі і тоді задача розв'язку не має і відповідно опорного плану для математичної моделі (3.5) отримати неможливо.

Для математичної моделі (3.6) опорний розв'язок може бути відсутнім, якщо наявними засобами компенсації реактивної потужності не можна забезпечити $U_{\min \text{ доп}}$. Пошук опорного розв'язку для неї потребує звернення до відповідної частини симплекс-алгоритму.

Звернемо увагу ще на таку корисну для експлуатації БСК властивість, що надають математичні моделі (3.2), (3.3) та (3.5). Приймаючи за опорний розв'язок $x_i = 0$, $i = 1, 2, \dots, m$, кожний наступний крок до оптимального буде здійснюватись відповідно до симплекс-алгоритму шляхом вибору до ввімкнення найбільш потужної секції БСК із числа тих, ввімкнення яких допустимо. (Симплекс-алгоритм передбачає здійснювати вибір такої вільної змінної для включення в базис, коефіцієнт при якій забезпечує найбільший приріст цільової функції на одиницю приросту значення цієї змінної). Тобто, потрібна до ввімкнення потужність буде формуватись за рахунок найбільш потужних секцій БСК. Це дає змогу, по-перше, зменшити кількість комутацій, яких потребує реалізація прийнятого рішення, а, по-друге, протягом доби кількість комутацій найбільш потужних секцій буде мінімальною, оскільки саме такі секції будуть знаходитись більшу частину часу ввімкненими. Математичні моделі (3.3) та (3.6) такої стійкої властивості не забезпечують.

Значення $Q_v(\mathbf{X})$, що відповідають допустимим розв'язкам задач (3.2) – (3.4), зображені на числовій осі у вигляді заштрихованих її напіввідкритих проміжків та відрізків, рис. 3.2, а оптимальні величини критерію ефективності, що можуть бути досягнутими, не враховуючи дискретності потужностей БСК та їх можливого дефіциту, позначені як $Q_{v, \text{опт}}(\mathbf{X})$.

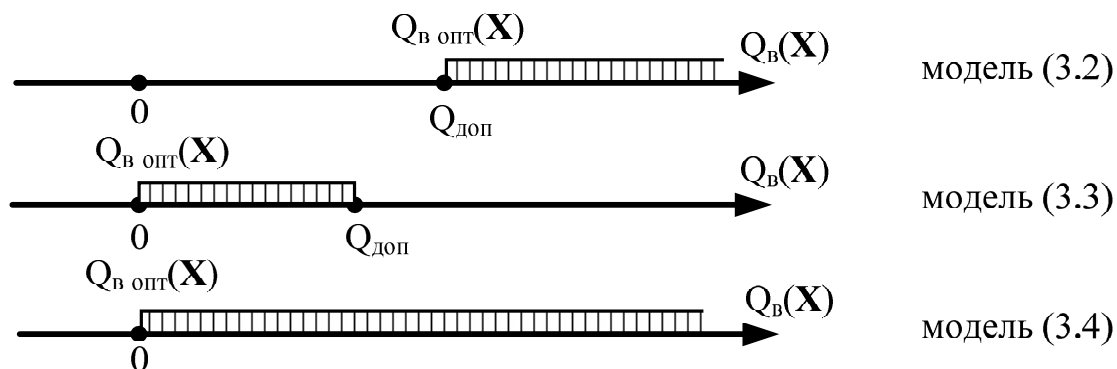


Рисунок 3.2 – Значення $Q_v(\mathbf{X})$, що відповідають умовам обмежень математичних моделей (3.2), (3.3) та (3.4)

Можна звернути увагу, що $Q_{v, \text{опт}}(\mathbf{X})$ є крайніми точками заштрихованих відрізків числової осі, які розташовані зліва. Тому всі випадки практичного використання моделей (3.2), (3.3) та (3.4) охоплюються однією математичною моделлю, оскільки вона забезпечує отримання тих же розв'язків.

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_v(\mathbf{X}) = Q' - \Delta Q \mathbf{X} \rightarrow \min \\ \mathbf{X} + \bar{\mathbf{X}} = \mathbf{n} \\ Q' - \Delta Q \mathbf{X} \geq A \\ x_i; \bar{x}_i \in \{1, 0\}, \end{array} \right. \quad (3.7)$$

де A – граничне значення реактивної потужності, що споживається, $A = Q_{\text{доп}}$ для всіх випадків використання математичної моделі (3.2), $A = 0$ для всіх випадків використання математичних моделей (3.3) та (3.4).

Аналогічний аналіз, проведений для математичних моделей (3.5) та (3.6), дозволяє синтезувати математичну модель, що охоплює всі випадки їх використання:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_B(\mathbf{X}) = Q' - \Delta Q \mathbf{X} \rightarrow \min \\ \mathbf{X} + \bar{\mathbf{X}} = \mathbf{n} \\ U' + \Delta U \mathbf{X} \leq \mathbf{V} \\ x_i; \bar{x}_i \in \{1, 0\}, \end{array} \right. \quad (3.8)$$

де \mathbf{V} – граничне значення напруги в вузлі під'єднання БСК, $\mathbf{V} = U_{\text{max доп}}$ для всіх випадків використання математичної моделі (3.5), $\mathbf{V} = U_{\text{min доп}} + \varepsilon$ для всіх випадків використання математичної моделі (3.6), де ε – зона нечутливості пристрою керування.

Математична модель (3.8) гарантує визначення вектора керування, що забезпечує допустимі межі відхилень напруг.

Моделі (3.7) та (3.8) мають такі спільні властивості:

- пробний розв'язок $x_i = 0$, $i = 1, 2, \dots, m$; $\bar{x}_i = 1$, $i = 1, 2, \dots, m$ може бути взятим за опорний, що гарантує від необхідності використання відповідного алгоритму;
- кількість комутацій в пристрої керування при реалізації рішення буде мінімальною.

Для моделей (3.7) та (3.8) узагальнювальною є модель, в якій зберігаються позитивні якості моделей (3.7) та (3.8):

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_B(\mathbf{X}) = Q' - \Delta Q \mathbf{X} \rightarrow \min \\ \mathbf{X} + \bar{\mathbf{X}} = \mathbf{n} \\ \mathbf{C} - \mathbf{D} \mathbf{X} \geq \mathbf{F} \\ x_i; \bar{x}_i \in \{1, 0\}, \end{array} \right. \quad (3.9)$$

де \mathbf{C} – коефіцієнт, який для випадків використання моделей (3.2), (3.3) та (3.4) (далі група випадків 1) дорівнює Q' , а для випадків використання моделей (3.5) та (3.6) (далі група випадків 2) $\mathbf{C} = (-U')$;

\mathbf{D} – матриця вимірністю $(1 \times m)$, $\mathbf{D} = \Delta \mathbf{Q}$ для групи випадків 1, $\mathbf{D} = (-\Delta \mathbf{U})$ для групи випадків 2;

\mathbf{F} – вільний член, $\mathbf{F} = \mathbf{A}$ для групи випадків 1, $\mathbf{F} = (-\mathbf{V})$ для групи випадків 2.

Застосовуючи симплекс-метод та визначивши при цьому як опорний план відімкнення всіх секцій БСК, обмеження математичної моделі (3.9) слід подати у вигляді:

$$\begin{pmatrix} \bar{\mathbf{X}} \\ y \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{n} \\ \mathbf{K} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \mathbf{n}_d \\ \mathbf{D} \end{pmatrix} \mathbf{X}, \quad (3.10)$$

де y – вільна змінна, що перетворює обмеження-нерівність в рівність;

\mathbf{n}_d – діагональна одинична матриця вимірністю $(m \times m)$;

\mathbf{K} – вільний член, $\mathbf{K} = (-\mathbf{F} + \mathbf{C})$.

Кожна ітерація класичного симплекс-алгоритму передбачає розрахунок нових значень для компонент матриць $\begin{pmatrix} \mathbf{n} \\ \mathbf{K} \end{pmatrix}$ та $\begin{pmatrix} \mathbf{n}_d \\ \mathbf{D} \end{pmatrix}$. Взнявши до уваги те,

що в результаті ітераційних розрахунків за симплекс-алгоритмом матриці \mathbf{n} та \mathbf{n}_d не змінюються (хоча кожний їх компонент згідно з алгоритмом має бути перерахованим шляхом виконання в основному двох арифметичних дій), доцільно пропонувати більш ефективні обчислювальні методи для аналізу математичної моделі (3.9).

Процес пошуку оптимального плану дискретних математичних моделей, що розглядаються, починаючи з етапу розв'язування задачі, коли знайдено опорний розв'язок, можна здійснювати за методом динамічного програмування. Підставою для цього є те, що:

– процес подальшого розв'язування задачі можна розглядати як такий, що складається з окремих етапів, де етап – це знаходження рішення з включення чергової секції БСК;

– показник ефективності k -го етапу – Q_{bk} визначається виключно параметром стану $(k-1)$ етапу – $Q_{b(k-1)}$ та реалізацією рішення про ввімкнення відповідної секції БСК, яке приймається на k -му етапі, що є ознакою адитивності об'єкта керування.

В основу методу динамічного програмування покладений принцип оптимальності Беллмана, який можна сформулювати таким чином: *якого б стану системи не було б досягнуто в результаті якогось числа етапів, необхідно вибрати таке умовно оптимальне рішення, щоб воно, сукупно з умовно оптимальними рішеннями на всіх наступних етапах, приводило до максимального виграшу на всіх етапах, що залишилися, враховуючи даний.*

Для задачі (3.9), яка охоплює всі випадки використання математичних моделей (3.2 – 3.6), весь процес розрахунку вектора керування можна здійснювати за методом динамічного програмування. Технічне обмеження-нерівність забезпечується шляхом формування на кожному етапі k множини допустимих до реалізації потужностей секцій КУ (для групи випадків 1) або добавок напруг (для групи випадків 2) – D_k . Елементи матриці $\Delta Q - Q_i$ включаються до множини D_k за умови, коли відповідний елемент матриці

\mathbf{D} , $d_i \leq C - \sum_{j=1}^{k-1} d_j - F$, де d_j – елемент матриці \mathbf{D} , що визначений до реаліза-

ції на j -му етапі. Можливість включення елементів d_j до множини D_k не розглядається. Рішення, що приймається на етапі k , має визначатися із множини D_k .

Рекурентні співвідношення Р. Беллмана для даної задачі можна записати так:

$$\left. \begin{aligned} Q_{B1} &= \min_{1 \leq r \leq R_1} \{-\Delta Q_{r1} + Q'\} \\ &\quad \text{---} \\ Q_{Bk} &= \min_{1 \leq r \leq R_k} \{-\Delta Q_{rk} + Q_{B(k-1)}\}, \quad k = 2, 3, \dots, n \end{aligned} \right\},$$

де Q_{Bk} – оцінка стану системи на k -му етапі – реактивна потужність на вводі, якщо реалізувати всі рішення, що прийняті на попередніх етапах, включаючи даний;

$$\Delta Q_{rk} \in D_k, \quad 1 \leq r \leq R_k.$$

Обчислювальний процес припиняється на етапі $(n + 1)$, коли множина $D_{(n+1)}$ виявиться пустою.

Проводячи аналіз процесу обчислень за методом динамічного програмування, можна встановити, що до ввімкнення на кожному етапі із D_k вибирається секція КУ, що має найбільшу потужність. Тому для практичної реалізації виконаних досліджень в керівній системі можна запропонувати таку обчислювальну процедуру, яка повністю еквівалентна (за результатами, як в цілому, так і на окремих етапах) тим, що виконуються за рекурентними співвідношеннями Р. Беллмана. Процедура ця має мінімум трудоемності для k -го етапу обчислень та виконується за таким алгоритмом:

Крок 1. Формується множина D_k із компонент матриці $\Delta \mathbf{Q}'_{(k-1)}$, для яких відповідні компоненти матриці $\Delta \mathbf{D}'_{(k-1)}$, $d_i \leq C - \sum_{j=1}^{k-1} d_j - F$, де $\Delta \mathbf{Q}'_{(k-1)}$ та

$\Delta \mathbf{D}'_{(k-1)}$ матриці, що отримані із матриць $\Delta \mathbf{Q}$ та \mathbf{D} шляхом виключення компонент, які визначені до реалізації на попередніх $(k-1)$ етапах розв'язування задачі. Вимірність матриць $\Delta \mathbf{Q}'_{(k-1)}$ та $\Delta \mathbf{D}'_{(k-1)} = [1 \times (m-k-1)]$.

Крок 2. Якщо D_k пуста, то здійснюється перехід до кроку 7.

Крок 3. Із елементів множини D_k визначається найбільший за величиною елемент – $\Delta Q_{k \max}$. Якщо таких елементів декілька, то вибирається будь-який із них.

Крок 4. Береться до ввімкнення відповідна секція БСК.

Крок 5. Із матриць $\Delta Q'_{(k-1)}$ та $\Delta D'_{(k-1)}$ вилучаються компоненти, що відповідають секції, взятій до ввімкнення на даному етапі k .

Крок 6. Здійснюється перехід до кроку 1.

Крок 7. Оптимальний розв'язок отримано. Розрахунки припиняються.

ПРИКЛАД 3.1. Знайти вектор керування для компенсуючого пристрою, який має такі параметри потужностей секцій:

$$\begin{aligned} \Delta Q_1 &= 400 \text{ квар}, \Delta Q_2 = 300 \text{ квар}, \Delta Q_3 = 50 \text{ квар}, \Delta Q_4 = 150 \text{ квар}, \\ \Delta Q_5 &= 100 \text{ квар}, \Delta Q_6 = 25 \text{ квар}, \Delta Q_7 = 200 \text{ квар}, \Delta Q_8 = 150 \text{ квар}, \\ \Delta Q_9 &= 100 \text{ квар}, \Delta Q_{10} = 50 \text{ квар}, \Delta Q_{11} = 20 \text{ квар}. \end{aligned}$$

Природне споживання реактивної потужності по вводу підприємства – 1000 квар. Реактивна потужність, що встановлена енергосистемою для споживання, $Q_{\text{доп}} = 0$ квар.

РОЗВ'ЯЗАННЯ. Математична модель для умов даного прикладу формалізується в такому вигляді:

$$\left\{ \begin{array}{l} 1000 - (400 \ 300 \ 50 \ 150 \ 100 \ 25 \ 200 \ 150 \ 100 \ 50 \ 20)\mathbf{X} \rightarrow \min \\ \mathbf{X} + \bar{\mathbf{X}} = \mathbf{n} \\ 1000 - (400 \ 300 \ 50 \ 150 \ 100 \ 25 \ 200 \ 150 \ 100 \ 50 \ 20)\mathbf{X} \geq 0 \\ x_i, \bar{x}_i \in \{1, 0\}, \end{array} \right. \quad (3.11)$$

де $\mathbf{X}^T = (x_1 \ x_2 \ x_3 \ x_4 \ x_5 \ x_6 \ x_7 \ x_8 \ x_9 \ x_{10} \ x_{11})$;

$\bar{\mathbf{X}}^T = (\bar{x}_1 \ \bar{x}_2 \ \bar{x}_3 \ \bar{x}_4 \ \bar{x}_5 \ \bar{x}_6 \ \bar{x}_7 \ \bar{x}_8 \ \bar{x}_9 \ \bar{x}_{10} \ \bar{x}_{11})$;

$\mathbf{n}^T = (1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1)$.

Розв'язування задачі виконаємо симплекс-методом лінійного програмування, а також методом динамічного програмування. При цьому відслідкуємо збіг як остаточного розв'язку, так і проміжних результатів. Висновки щодо ефективності обчислювального процесу зробимо за кількістю елементарних арифметичних дій, що довелось виконати по ітераціях та окремих етапах. Результати обчислень при розв'язуванні задачі зведені до табл. 3.2.

При значно більших вимірностях задачі, що характерні для реальних систем електропостачання, а особливо для великих підприємств, ефект буде значно вагомим.

Таблиця 3.2 – Процес вирішення задачі розрахунку вектора керування реактивною потужністю за моделлю (3.11)

Метод лінійного програмування							Метод динамічного програмування						
Ітерація	Вектор керування – X^T	Кількість операцій				Кількість порівнянь	Етап	Вектор керування – X^T	Кількість операцій				Кількість порівнянь
		(+)	(-)	(×)	(:)				(+)	(-)	(×)	(:)	
1	(10000000000)	132	0	154	1	21	1	(10000000000)	12	0	0	0	21
2	(11000000000)	132	0	154	1	20	2	(11000000000)	12	0	0	0	19
3	(11000010000)	132	0	154	1	19	3	(11000010000)	11	0	0	0	17
4	(11001010000)	132	0	154	1	18	4	(11001010000)	10	0	0	0	15
Всього		528	0	616	4	78	Всього		45	0	0	0	72

Отримані остаточні результати слід інтерпретувати таким чином: ступінь потужністю 400 квар – ввімкнути; 300 квар – ввімкнути; 50 квар – вимкнути; 150 квар – вимкнути; 100 квар – ввімкнути; 25 квар – вимкнути; 200 квар – ввімкнути; 150 квар – вимкнути; 100 квар – вимкнути; 50 квар – вимкнути; 20 квар – вимкнути.

Реактивна потужність вводу живлення – 0 квар, що відповідає встановленим вимогам.

Дане завдання має альтернативні розв'язки, наприклад, вектор керування $X^T = (0 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 1 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0)$ також задовольняє всі умови прикладу. Проте, звернемо увагу, що для його реалізації необхідно виконати 7 комутацій, а в той час, як раніше знайдений вектор потребує лише 4 комутації. Крім цього, оскільки симплекс-метод (або метод динамічного програмування) вибирає до реалізації найбільш ефективні рішення, то перш за все проглядається можливість ввімкнення найбільш потужних секцій БСК. Це свідчить про те, що в базисі графіка реактивної потужності будуть знаходитись найбільш потужні секції. Вони тривалий час будуть знаходитись у ввімкненому стані, а, отже, кількість їх комутацій буде мінімальною. Звернемо увагу на ту обставину, що вимога мінімуму комутацій для реалізації знайденого розв'язку не описана аналітично в математичній моделі, а забезпечується алгоритмом розрахунку.

Все це дозволяє зробити висновок про те, що розроблена математична модель керування реактивною потужністю побудована таким чином, що її аналіз класичними математичними методами забезпечує знаходження керованих рішень, реалізація яких потребує мінімальної кількості комутацій. Крім цього, процес керування реактивною потужністю виконуватиметься з мінімальною кількістю комутацій найбільш потужних секцій БСК. Все це позитивно позначиться на роботі комутаційного устаткування.

Таким чином, синтез математичних моделей керування можна здійснювати, враховуючи такі вимоги до системи керування: простота алгоритму та мінімум комутацій в пристрої керування.

Значна кількість випадків, що можуть мати місце при керуванні реактивною потужністю в системах електропостачання, охоплюються розробленою математичною моделлю, коефіцієнти якої набувають тих або інших значень залежно від ситуації, яка склалась в промисловій електричній мережі.

Для аналізу синтезованої математичної моделі керування доцільно скористатись обчислювальною процедурою методу динамічного програмування, керуючись розробленими рекурентними співвідношеннями, яка потребує мінімальної кількості елементарних арифметичних дій.

3.4 Підвищення ефективності роботи технологічних БСК електропічних установок

3.4.1 Енергетична суть задачі

Все електрообладнання системи електропостачання повинно працювати з максимальною віддачею. Тому, перш ніж приймати технічні рішення для поліпшення режимів електроживлення, які потребують додаткових капітальних вкладень, треба провести аналіз роботи діючого електрообладнання, в тому числі і технологічного (яке використовується для забезпечення технології виробництва) на предмет виявлення можливостей більш ефективної його роботи. Як свідчать дослідження, в промислових електромережах можуть зустрічатись такі не використані можливості. Значна їх кількість пов'язана з роботою таких електроустановок як БСК. БСК – це багатофункціональні пристрої і в більшості випадків підвищення ефективності їх роботи можливе саме при використанні цих їх властивостей. Для прикладу детально розглянемо саме таку ситуацію, яка мала місце на одному із заводів електродної промисловості, де основними споживачами електроенергії були однофазні печі графітації.

Для розуміння суті задачі, яка буде розглянута, та процесу побудови математичної моделі керування треба ознайомитись з електрообладнанням електропічної установки, її схемою та збагнути суть технологічного процесу графітації.

Графітаційна піч є основним елементом електропічної установки (ЕПУ), в схему якої входять також пічний трансформатор T_1 , компенсаційний трансформатор T_2 , технологічна БСК та необхідна комутаційна апаратура. Схема ЕПУ зображена на рис. 3.3. Пічний трансформатор T_1 та компенсаційний T_2 однакові за конструкцією та потужністю і мають великий діапазон регулювання напруги під навантаженням (РПН): 23 ступеня регулювання. Потужності цих трансформаторів можуть сягати 5-18 МВА. Технологічна БСК, що міститься в схемі, сягає потужності до 10 Мвар і під'єднана до сторони високої напруги компенсаційного трансформатора T_2 . ЕПУ несиметричного виконання, а група таких установок під'єднується до збірних шин 35 кВ.

Технологічний процес графітації триває декілька діб і полягає в забезпеченні заданого графіка зміни активної потужності електропічної установки (рис. 3.4, а), де t – час від початку технологічного циклу. Хід графіка залежить від виду електродної продукції, яка виготовляється. Як видно з рис. 3.4, а, на початку технологічного циклу має місце зростання активної потужності, а потім тривалий час вона залишається незмінною і зменшується в кінці. Коефіцієнт потужності також змінюється від 0,9 – 0,95 на початку технологічного циклу до 0,4 – 0,5 в середині та в кінці.

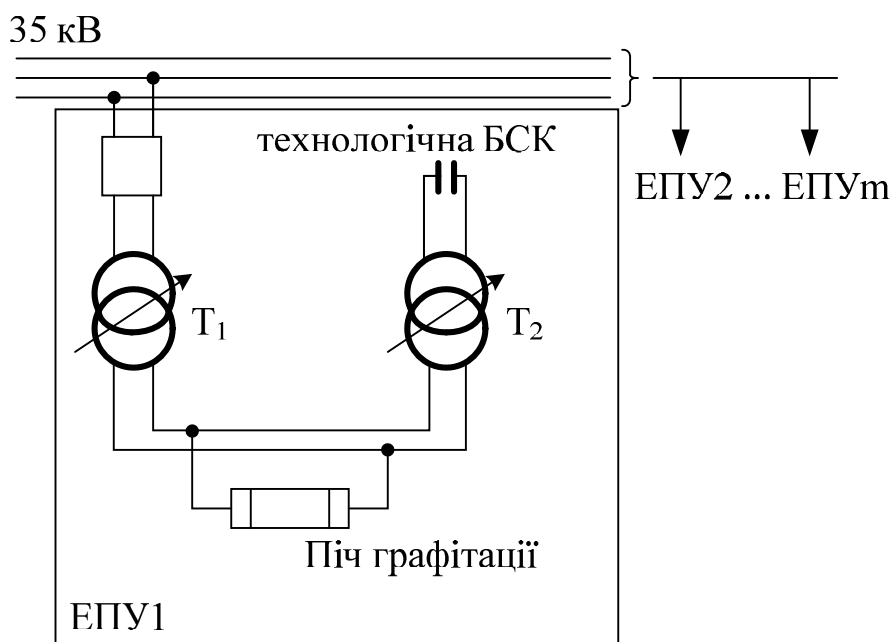
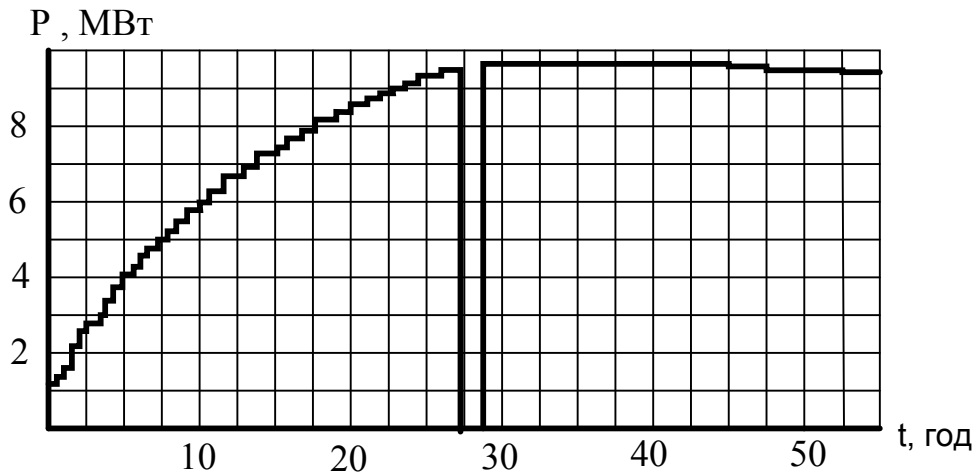


Рисунок 3.3 – Принципова схема електропічної установки

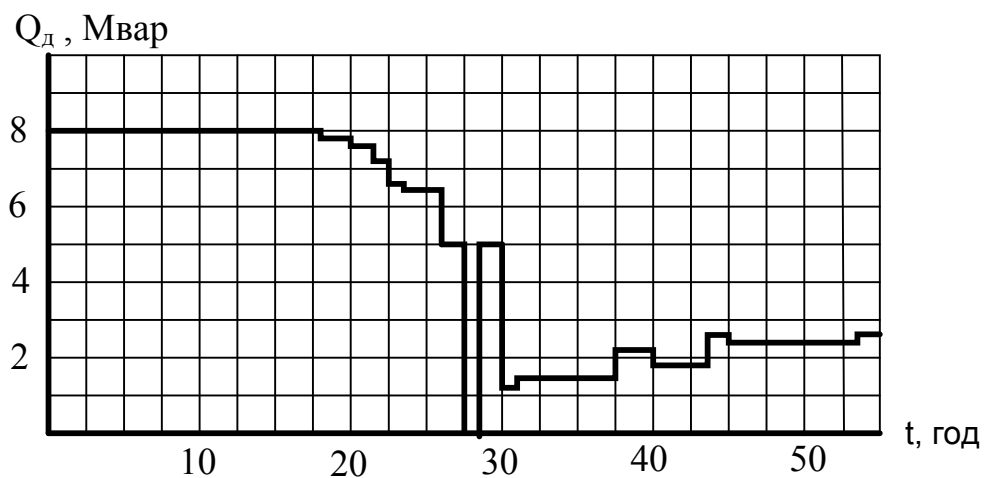
Заданий закон зміни активної потужності забезпечується зміною напруги на печі графітації шляхом перемикання РПН пічного трансформатора T_1 , яке дистанційно виконує людина – диспетчер-електротехнолог. На початку технологічного циклу вся потужність (активна і реактивна), що споживається ЕПУ, передається через трансформатор T_1 . При цьому трансформатор T_2 і технологічна БСК залишаються від'єднаними. Починаючи з деякої фази технологічного процесу, пропускна здатність трансформатора T_1 стає недостатньою, щоб пропустити повну потужність, активна складова якої має далі зростати відповідно до технології. Тоді вмикають компенсаційний трансформатор T_2 та технологічну БСК, якою і генерується реактивна потужність, необхідна для продовження технології виробництва. Трансформатор T_1 при цьому розвантажується від реактивної потужності, а це дає змогу для подальшого збільшення активної потужності через трансформатор T_1 .

Потужність БСК – керована. Її можна змінювати шляхом зміни напруги, використовуючи для цього РПН трансформатора T_2 .

Таким чином, при звичайній схемі ведення технологічного процесу реактивна потужність БСК використовується лише для технологічних потреб (для забезпечення необхідного графіка активної потужності печі графітації). Підвищити її ефективність можна, якщо використати наявну потужність на рівні вузла електропічних навантажень (при умові беззастережного забезпечення потрібного графіка активної потужності печі графітації).



а)



б)

Рисунок 3.4 – Графіки зміни:

а – активної потужності електропічної установки протягом технологічного циклу;

б – додаткової реактивної потужності технологічної БСК, що залишилась не використаною протягом того ж технологічного циклу

За результатами вивчення суті задачі стає зрозумілим, що від технологічної БСК можна отримувати додаткову реактивну потужність (потужність, яка перевищує ту, що потрібна для забезпечення ходу технологічного процесу). Додаткова потужність – це різниця між максимальною потуж-

ністю технологічної БСК і її потужністю, яка забезпечує технологію виробництва.

Графік додаткової реактивної потужності, яку можна було б отримати від БСК протягом технологічного циклу – $Q_{д}$, зображено на рис. 3.4, б. Таким чином, потужність БСК повністю не використовується як в часі, так і за величиною.

Максимальна потужність БСК обмежується найбільш жорсткою умовою із числа таких.

1. Умова пропускної здатності пічного трансформатора T_1 :

$$Q_{nv} \leq P_n \operatorname{tg} \varphi_n + \sqrt{S_{T_1}^2 - P_n^2} .$$

2. Умова пропускної здатності компенсаційного трансформатора T_2 :

$$Q_{nv} \leq S_{T_2} ,$$

де Q_{nv} – реактивна потужність, що генерується БСК n-ої ЕПУ при реалізації v-ого регульовального відгалуження на трансформаторі T_2 ;

S_{T_1} , S_{T_2} – номінальна потужність трансформаторів T_1 та T_2 ;

P_n , – активна потужність n-ої електропічної установки;

$\cos \varphi_n$ – коефіцієнт потужності n-ої електропічної установки.

3. Умова забезпечення технічного обмеження за наявною потужністю БСК (наявна потужність БСК – це потужність, що відповідає встановленій потужності і найбільшій допустимій напрузі):

$$Q_{nv} \leq Q_{доп_n} ,$$

де $Q_{доп_n}$ – наявна потужність для БСК n-ої електропічної установки.

3.4.2 Математичні моделі керування режимами в системі електропостачання шляхом підвищення ефективності технологічних БСК

Проведений аналіз умов роботи ЕПУ показав, що є деяка можливість для варіювання потужності БСК. Межі можливого варіювання обмежуються, з однієї сторони, вимогами технологічного процесу (відгалуження компенсаційного трансформатора T_2 , яке забезпечує технологічний процес n-ої ЕПУ позначимо ζ_n) а з іншої – пропускною здатністю трансформаторів

T_1 та T_2 або наявною потужністю БСК – $\min \left\{ \left(P_n \operatorname{tg} \varphi = \sqrt{S_{T_1}^2 - P_n^2} \right), S_{T_2}, Q_{доп} \right\}$,

(відповідне відгалуження для T_2 n-ої ЕПУ позначимо τ_n).

Для яких же цілей можна використати додаткову потужність конденсаторних батарей?

По-перше, для оптимального керування реактивною потужністю підприємства. Як згадувалось, печі графітації працюють з низьким коефіцієнтом потужності при великому споживанні реактивної потужності за абсолютною величиною. Далі цей випадок по тексту буде згадуватись як задача керування 1.

По-друге, враховуючи те, що ЕПУ є несиметричними електроприймачами і у вузлі навантаження має місце несиметрія напруг, то технологічні БСК однофазного виконання можна використати для симетрування напруг на збірних шинах 35 кВ з одночасною компенсацією реактивної потужності. Цей випадок далі буде згадуватись, як задача керування 2.

В задачах керування 1 та 2 цілеспрямований вплив на об'єкт керування здійснюється перемиканням регульовального відгалуження трансформатора T_2 в межах допустимих положень. Оскільки можливих рішень по одній взятій ЕПУ може бути багато, а у вузлі навантаження таких установок декілька і при визначенні оптимального рішення слід забезпечити ряд технічних та технологічних вимог, то процес знаходження вектора керування має бути автоматизованим.

Для задачі керування 1 за критерій ефективності математичної моделі можна взяти реактивну потужність в лінії живлення групи ЕПУ, для якої необхідно забезпечити мінімальне значення.

Обмеження математичної моделі мають забезпечити для кожної ЕПУ:

- хід технологічного процесу та умови пропускної здатності трансформаторів T_1 , T_2 і обмеження за наявною потужністю;
- недопустимість появи по лінії живлення зворотних перетоків реактивної потужності із мереж підприємства в мережі енергопостачальної компанії;
- можливість реалізації лише одного положення регульовального відгалуження.

Для знаходження оптимального рішення для задачі керування 1 можна скористатись такою математичною моделлю цілочислового програмування:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q - \sum_{n=1}^m \sum_{v=\zeta_n}^{\tau_n} \Delta Q_{nv} x_{nv} \rightarrow \min \\ Q - \sum_{n=1}^m \sum_{v=\zeta_n}^{\tau_n} \Delta Q_{nv} x_{nv} \geq 0 \\ \sum x_{nv} = 1, n = 1, 2, \dots, m \\ x_{nv} \in \{1, 0\}, \end{array} \right. \quad (3.12)$$

де Q – реактивна потужність вузла навантаження електропічних установок, що відповідає вихідному режиму;

ΔQ_{nv} – приріст реактивної потужності БСК n -ої електропічної установки при перемиканні регулювального відгалуження з положення ζ_n в положення v .

Математична модель потребує знаходження таких положень регулювальних відпайок T_2 на всіх ЕПУ в межах їх допустимих змін ($\zeta_n \div \tau_n$), яким відповідає мінімальне споживання реактивної потужності підприємством. Тобто математична модель (3.12) розроблена так, що в процесі пошуку оптимального вектора керування перебираються лише допустимі із зазначених умов відгалуження компенсаційних трансформаторів T_2 і тим самим забезпечується перше із зазначених технічних обмежень. Обмеження-нерівність математичної моделі виключає можливість отримання таких розв'язків, коли реактивна потужність змінює свій знак, тобто, спрямована з мережі підприємства в мережу енергопостачальної компанії. Математична модель лінійна і для її аналізу можна застосувати класичний симплекс-алгоритм.

Математична модель, за якою можна прийняти технічне рішення для задачі керування 2, має вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} \left| \operatorname{Re} \dot{I}_2^H + \sum_{n=1}^m \sum_{v=\zeta_n}^{\tau_n} \Delta a_{nv} x_{nv} + j \left(\operatorname{Im} \dot{I}_2^H + \sum_{n=1}^m \sum_{v=\zeta_n}^{\tau_n} \Delta b_{nv} x_{nv} \right) \right| \rightarrow \min \\ \sum_{v=\zeta_n}^{\tau_n} x_{nv} = 1, \quad n = 1, 2, \dots, m \\ x_{nv} \in \{1, 0\}, \end{array} \right. \quad (3.13)$$

де \dot{I}_2^H – вектор струму зворотної послідовності в живильній лінії до прийняття рішення;

Δa_{nv} ; Δb_{nv} – дійсна та уявна частини вектора струму зворотної послідовності, яка відповідає реактивній потужності, що генерується при перемиканні РПН компенсаційного трансформатора T_2 n -ої електропічної установки з положення ζ_n у положення v .

Математична модель (3.13) відноситься до класу не скалярних і потребує знаходження такого розв'язку, якому відповідає мінімальне значення струму зворотної послідовності в живильному вводі. При цьому можливі режими, коли за математичною моделлю (3.13) будуть знайдені розв'язки, реалізація яких буде супроводжуватись зворотним перетоком реактивної потужності з мережі підприємства в мережі енергопостачальної компанії. Якщо такі випадки можуть мати місце, то математична модель має містити

відповідне обмеження на реактивну потужність вузла навантаження. Слід зазначити, що ефект симетрування досягається за рахунок збільшення реактивної потужності технологічних БСК і тому реалізація вектора керування, знайденого за моделлю (3.13), буде супроводжуватись компенсацією реактивної потужності по підприємству.

Режими в мережах електродного заводу динамічні. Протягом доби вони можуть скластися такими, коли має місце велике споживання реактивної потужності. В такій ситуації керівне рішення знаходиться за математичною моделлю (3.12) і додаткова потужність технологічних БСК використовується для компенсації реактивних навантажень. Якщо склався режим, який характеризується суттєвою несиметрією напруг, то для прийняття керівного рішення використовується математична модель (3.13), але при цьому ефект симетрування супроводжується компенсацією реактивної потужності.

Сам процес керування відбувається за такою схемою:

- щогодини диспетчер-електротехнолог встановлює регульовальні відгалуження на трансформаторах T_1 та T_2 по всіх ЕПУ, які забезпечують хід технологічного процесу;
- збирається необхідна інформація про параметри режиму ЕПУ;
- розраховуються вектора керування за математичною моделлю (3.12) або (3.13) для групи працюючих ЕПУ;
- відповідно до отриманих результатів виконуються перемикання відгалужень на компенсаційних трансформаторах T_2 (коригується положення, які попередньо були виставлені з міркувань забезпечення технології).

Про ефективність використання технологічних БСК ЕПУ для оптимізації режиму електроспоживання можна зробити висновки, проаналізувавши результати прикладу 3.2 .

ПРИКЛАД 3.2. Характеристики ЕПУ для деякого режиму, який склався на одному із реальних електродних виробництв, наведені в табл 3.3.

Таблиця 3.3 – Параметри ЕПУ одного із електродних виробництв для деякого перерізу часу

№ ЕПУ	P_n , МВт	$\cos \varphi_n$	Реалізоване відгалуження T_1	Реалізоване відгалуження T_2 , (ζ_n)	Напруга, до якої під'єднана ЕПУ	Найвища потужність БСК $Q_{доп.н2}$ Мвар
1	4,0	0,86	8	—	U_{CA}	8,381
2	6,1	0,915	8	—	U_{BC}	6,525
3	1,45	0,91	17	—	U_{AB}	8,381

Пічний трансформатор T_1 та компенсаційний T_2 на всіх ЕПУ ЭОЦН–14000/35.

Знайти вектор керування по кожній ЕПУ, використавши додаткову потужність технологічних БСК для симетрування режиму в мережі.

РОЗВ'ЯЗАННЯ. За попередніми розрахунками множини допустимих до реалізації регулювальних відгалужень ($\zeta_n \div \tau_n$) сформуємо вектори керування по кожній ЕПУ:

$$\mathbf{X}_1^T = (x_{10} \ x_{11} \ x_{12} \ x_{13} \ x_{14} \ x_{15} \ x_{16} \ x_{17} \ x_{18} \ x_{19} \ x_{110} \ x_{111} \ x_{112} \ x_{113});$$

$$\mathbf{X}_2^T = (x_{20} \ x_{21} \ x_{22} \ x_{23});$$

$$\mathbf{X}_3^T = (x_{30} \ x_{31} \ x_{32} \ x_{33} \ x_{34} \ x_{35} \ x_{36} \ x_{37} \ x_{38} \ x_{39} \ x_{310} \ x_{311} \ x_{312} \ x_{313} \ x_{314} \ x_{315} \ x_{316} \ x_{317}).$$

Математична модель (3.13) в числовому вигляді для задачі, що вирішується, має вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} | -75,2 + (0 \ 60,5 \ 66 \ 72,78 \ 84,5 \ 90,5 \ 97 \ 104 \ 111 \ 119 \ 126,5 \ 126,5 \ 126,5) \mathbf{X}_1 + \\ | + (0 \ -41,5 \ -45,5 \ -49,3 \ -53,5 \ -58 \ -62 \ -66,5 \ -71 \ -76 \ -81,5 \ -86,5 \ -86,5 \ -86,5 \ -92 \\ | -97,5 \ -103,5 \ -110) \mathbf{X}_3 + j[-22 + (0 \ 34,9 \ 38,1 \ 41,5 \ 45 \ 48,7 \ 52,2 \ 55,9 \ 60 \ 64 \ 68,7 \ 72,9 \ 72,9 \\ | 72,9) \mathbf{X}_1 + (0 \ -81,4 \ -88,9 \ 97) \mathbf{X}_2 + (0 \ 23,9 \ 26,3 \ 28,4 \ 30,9 \ 33,4 \ 35,8 \ 38,3 \ 41 \ 43,8 \ 47 \ 49,9 \\ | 49,9 \ 49,9 \ 53,1 \ 56,2 \ 59,7 \ 63,4) \mathbf{X}_3 | \rightarrow \min \\ | \mathbf{n}_1 \mathbf{X}_1 = 1 \\ | \mathbf{n}_2 \mathbf{X}_2 = 1 \\ | \mathbf{n}_3 \mathbf{X}_3 = 1 \\ | x_{nv} \in \{1, 0\}, \end{array} \right.$$

де \mathbf{n}_1 – одинична рядкова матриця вимірністю 1×14 ;

\mathbf{n}_2 – одинична рядкова матриця вимірністю 1×4 ;

\mathbf{n}_3 – одинична рядкова матриця вимірністю 1×18 .

Аналіз отриманої нескаларної математичної моделі за алгоритмом (див. рис. 2.3) дає такі розв'язки:

$$\mathbf{X}_1^T = (0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0);$$

$$\mathbf{X}_2^T = (1 \ 0 \ 0 \ 0);$$

$$\mathbf{X}_3^T = (1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0).$$

Отримані розв'язки практично реалізуються так:

ЕПУ1 – на компенсаційному трансформаторі T_2 реалізувати відгалуження 2 (замість реалізованого нульового);

ЕПУ2 – ніяких дій не виконувати;

ЕПУ3 – ніяких дій не виконувати.

В табл. 3.4 наведені вихідні параметри режиму та отримані за результатами керування, де I_2 – струм оберненої послідовності в лінії живлення; α_i – коефіцієнт несиметрії струмів (відношення струму оберненої послідовності до струму прямої) в лінії живлення; φ_1 – кут зсуву між векторами струму і напруги в системі прямої послідовності.

Таблиця 3.4 – Результати оптимізації

Параметр режиму	До оптимізації	Після оптимізації
I_2, A	78,2	18,5
α_i	37,6	9,9
$\text{tg}\varphi_1$	0,5	0,09
$\text{cos}\varphi_1$	0,89	0,996

Як видно із табл. 3.4, за допомогою БСК, що містяться в схемах ЕПУ і використовуються виключно для забезпечення технологічного процесу, без додаткових капітальних вкладень можна ефективно симетрувати режим та компенсувати реактивну потужність на електродному заводі.

Результати добового керування реактивною потужністю та несиметрією режиму на основі математичної моделі (3.13) зображені на рис. 3.5.

Контрольні завдання для самопідготовки

1. Подайте перелік взаємопов'язаних задач, що слід вирішувати при керуванні реактивною потужністю.

2. Як визначити оптимальний вектор керування реактивною потужністю, задовольняючи вимоги енергосистеми щодо її споживання? Якого змісту можуть бути інші обмеження при керуванні реактивною потужністю?

3. Обґрунтуйте можливі критерії керування реактивною потужністю, виходячи із сучасних директивних вимог.

4. Запропонуйте ідею методики для обчислення економічної ефективності системи керування реактивною потужністю. Яку інформацію потрібно зібрати, щоб виконати розрахунки за цією методикою? Як організувати та провести необхідні експериментальні дослідження?

5. Спробуйте навести приклади, коли ефективність використання діючих БСК можна поліпшити. Яким чином це можна зробити?

6. Наведіть свої міркування щодо формування цільових функцій математичних моделей (3.12) – (3.13).

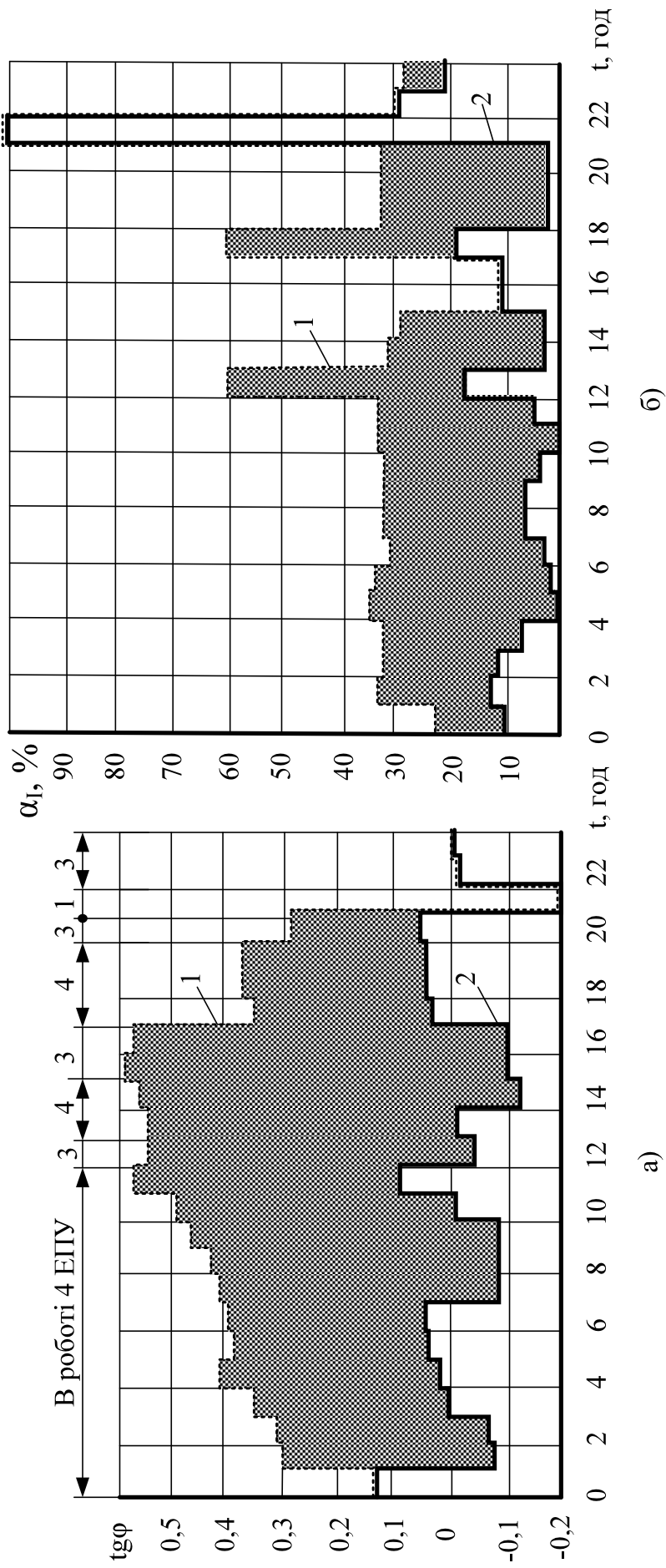


Рисунок 3.5 – Динаміка керованих параметрів електричного режиму в системі електропостачання електродного заводу:
 1 – вихідний режим;
 2 – керований, з використанням додаткової потужності технологічних БСК

Література до розділу 3

1. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами. Затверджено Наказом Міністерства палива та енергетики України 17 січня 2002 р. № 19. Режим доступу : <http://www.e-meter.info/re/19.php>.

2. Рогальский Б. С. Проблеми енергозбереження. Зниження втрат електроенергії в електричних мережах / Рогальский Б. С. – Вінниця ВДТУ : 1996. – 112 с.

3. Милосердов В. О. Алгоритмізація оптимізаційних задач енергетики / В. О. Милосердов, Л. Б. Терешкевич. – Вінниця : ВНТУ, 2004. – 122 с.

4 ЗАДАЧІ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯМ В УМОВАХ ДЕФІЦИТУ ПОТУЖНОСТІ СИСТЕМ ЖИВЛЕННЯ

4.1 Загальні положення

Графіки навантаження енергосистеми нерівномірні і формуються з графіків споживачів електроенергії, серед яких є промислові підприємства. Енергосистема повинна забезпечити покриття графіка навантаження споживачів зі всіма його «піками». Покриття нерівномірностей графіка навантаження пов'язане із значними витратами на будівництво додаткових генеруючих агрегатів та електростанцій, із збільшенням витрат палива та експлуатаційних затрат. Тому проблема вирівнювання графіка навантаження в економічному відношенні завжди буде важливою для енергетичного виробництва будь-якої країни. Вирішують її в основному такими шляхами.

1. Об'єднанням енергосистем. Згладжування графіків навантаження досягається за рахунок різниць в часовому поясі, кліматі, структурі споживачів. Оскільки рішення приймаються на більш високих рівнях, ніж промислове підприємство, цю можливість детально розглядати не будемо.

2. Організаційні заходи. Зсув часу початку та закінчення обідньої перерви та робочої зміни на підприємстві, впровадження нічної зміни для енергоємного обладнання, що працює в переривчастому режимі, введення різних вихідних днів для окремих підрозділів підприємства.

3. Синтез графіка навантаження підприємства з необхідними характеристиками. Досягти необхідних характеристик можливо за рахунок зміни технологічного режиму роботи електроприймачів (робота із зниженою потужністю, збільшення тривалості технологічного циклу і таке інше) та часу роботи окремих енергоємних споживачів. Перераховані можливості в деяких випадках призводять до збитків на підприємстві, є суто індивідуальні для різних виробництв, оскільки пов'язані із технологією. Синтезувати оптимальний груповий графік навантаження можливо також за рахунок певного порядку включення окремих електроприймачів у їх групі. Цей шлях не пов'язаний з особливостями технології виробництва.

На промислових підприємствах прагнуть досягти такого графіка навантажень, щоб вартість спожитої енергії була мінімальною. Іноді, коли максимуми навантажень енергосистеми та підприємства збігаються в часі, бажаної мети можна досягнути, забезпечивши рівномірний графік навантажень підприємства. Для цього насамперед використовуються можливості, які не порушують технологічний процес та дозволяють виконати планові завдання (не призводять до збитків на підприємстві). В разі повного використання таких можливостей, при необхідності, вдаються до засобів, які пов'язані з деякими збитками. Але і при цьому має місце оптимізаційна задача керування, тому що різним розв'язкам відповідає різний рівень збитків.

4. Використання підприємств-регуляторів. До числа таких виробництв відносяться, перш за, все енергоємні та високоавтоматизовані підприємства, які можуть забезпечити суттєве зниження піків навантаження в енергосистемі. В цьому випадку в разі виникнення дефіциту потужності диспетчер енергопостачальної компанії в директивному порядку зобов'язує енергодиспетчера підприємства знизити потужність на певну величину. Розпорядження має бути безумовно виконане, а можливих варіантів для його виконання досить багато.

Для підприємств-регуляторів одночасно мають місце задачі оптимального синтезу графіка навантаження та знаходження оптимального рішення для виконання вимоги енергосистеми щодо зниження потужності. Ці задачі, як правило, вирішуються незалежно одна від іншої.

4.2 Синтез оптимального графіка навантажень

Розглянемо, як можна синтезувати (сформувані) груповий графік $P(t)$, не впливаючи на хід графіків індивідуальних, тобто не змінюючи технологічного процесу. Таку задачу неможливо вирішити, не маючи критерію ефективності.

4.2.1 Критерії оцінювання нерівномірності групового графіка навантажень

Груповий графік навантажень формується шляхом накладання індивідуальних графіків, хід яких обумовлюється технологічним процесом:

$$P(t) = \sum_{i=1}^m p_i(t),$$

де $P(t)$ – груповий графік навантаження;
 $p_i(t)$ – індивідуальний графік навантаження для i -го електроприймача;
 m – загальна кількість електроприймачів, які формують груповий графік навантаження.

В термінах теорії ймовірності графіки навантаження є випадковими процесами. Подамо випадкові процеси $P(t)$ та $p_i(t)$ як послідовності випадкових величин P та p_i . Для задачі, що розглядається, визначимо такі параметри розподілу зазначених величин, як середні їх значення (математичні сподівання $M(P)$ та $M(p_i)$) та кількісні характеристики їх розкиду відносно середнього значення (дисперсії $D(P)$ та $D(p_i)$).

Математичне сподівання для випадкової величини p_i визначається так:

$$M(p_i) = \frac{\sum_{j=1}^n (p_i)_j}{n},$$

де n – загальна кількість спостережень величини p_i .

Математичне сподівання для величини P можна виразити через математичні сподівання її складових:

$$M(P) = \sum_{i=1}^m M(p_i).$$

Нерівномірність графіка навантаження прийнято оцінювати коефіцієнтом форми графіка, але ще одним із показників його нерівномірності може бути дисперсія. Маючи необхідний статистичний матеріал, дисперсію випадкової величини p_i можна розрахувати таким чином:

$$D(p_i) = \frac{\sum_{j=1}^n [(p_i)_j - M(p_i)]^2}{n}.$$

Значення дисперсії величини P через відповідні параметри системи випадкових величин p_i запишеться так:

$$D(P) = \sum_i D(p_i) + 2 \sum_{i < s} K_{is},$$

де K_{is} – кореляційний момент випадкових величин p_i та p_s , який розраховується за формулою:

$$K_{is} = \frac{\sum_{j=1}^n [(p_i)_j - M(p_i)] [(p_s)_j - M(p_s)]}{n};$$

$$\sum_{i < s} K_{is} = K_{12} + K_{13} + K_{23} + K_{14} + K_{24} + K_{34} + \dots + K_{1m} + K_{2m} + \dots + K_{(m-1)m}.$$

Вплинути на значення дисперсії $D(p_i)$ можливо тільки змінивши хід індивідуального графіка, що практично можна здійснити лише змінивши технологічний процес. Тому згідно з умовою задачі $D(p_i)$ будемо вважати

сталою величиною. Для того, щоб зробити висновки щодо другої складової, розглянемо приклад.

ПРИКЛАД 4.1. Груповий графік навантаження формується двома електроприймачами, які під'єднані до мережі за схемою, рис. 4.1, а та мають індивідуальні графіки $p_1(t)$ та $p_2(t)$, рис. 4.2, б. Графіки $p_1(t)$ та $p_2(t)$ можуть мати варіанти зсуву в часі, рис. 4.1, в.

Значення $p_1(t)$ та $p_2(t)$ для ряду перерізів часу t_i наведені в табл. 4.1 для двох варіантів.

Зробити обчислення $D(P)$ для групових графіків навантаження, які формуються у випадку варіантів 1 та 2.

Таблиця 4.1 – Індивідуальні графіки навантаження

Перерізи часу	Варіант 1		Варіант 2	
	$p_1(t)$, кВт	$p_2(t)$, кВт	$p_1(t)$, кВт	$p_2(t)$, кВт
t_1	10	0	10	20
t_2	20	20	20	30
t_3	30	30	30	0

РОЗВ'ЯЗАННЯ. 1. Дисперсії випадкових величин p_1 та p_2 –

$$D(p_1) = 66,6 \text{ кВт}^2; \quad D(p_2) = 155,55 \text{ кВт}^2.$$

2. Кореляційні моменти відповідно для варіантів 1 та 2 –

$$K_{12} = -11,06 \text{ кВт}^2; \quad K_{12} = -66,66 \text{ кВт}^2.$$

3. Дисперсії групових графіків навантаження, що отримуються в 1 та 2 варіантах –

$$D(P) = 66,6 + 155,55 - 2 \times 11,06 = 200 \text{ кВт}^2;$$

$$D(P) = 66,6 + 155,55 - 2 \times 66,66 = 88,83 \text{ кВт}^2.$$

З результатів, одержаних в прикладі 4.1, видно, що отримані значення дисперсії, а, отже, і нерівномірність отриманих групових графіків за варіантами 1 та 2 – різні. Відмінність результатів пояснюється різними значеннями кореляційних моментів випадкових величин потужностей p_1 та p_2 , які залежать від відносного зсуву в часі між індивідуальними графіками навантаження. Такий висновок можна поширити на будь-яку кількість індивідуальних графіків. Таким чином, задача синтезу групового графіка навантаження є оптимізаційною, оскільки, змінюючи відносний зсув в часі між індивідуальними графіками, можна варіювати нерівномірність групового. Критерієм для пошуку оптимального зсуву між графіками є сума $\sum_{i < s} K_{is}$, для якої необхідно забезпечити мінімальне значення.

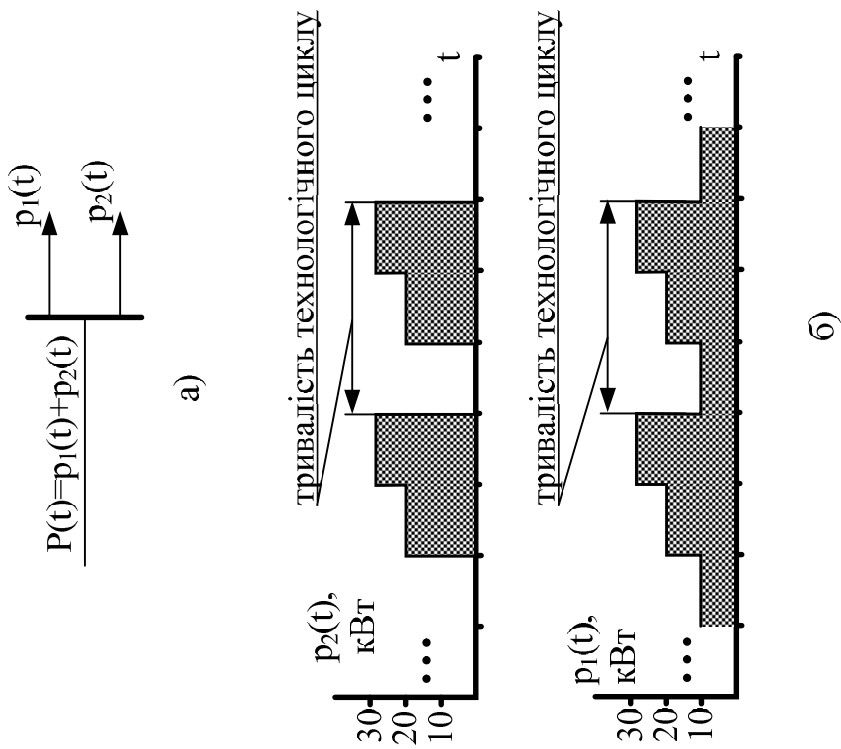


Рисунок 4.1 – Варіанти синтезу групового графіка навантажень $P(t)$:

а) – спрощена схема під'єднань навантажень;

б) – індивідуальні графіки навантажень $p_1(t)$ та $p_2(t)$;

в) – варіанти формування групового графіка $P(t)$ на тривалості технологічного циклу

4.2 Розрахунки зсувів для індивідуальних графіків навантаження

Розв'язування задачі синтезу оптимального групового графіка навантаження будемо виконувати за схемою методу динамічного програмування, який призначений для розв'язування багатоетапних оптимізаційних задач. Суть методу полягає в розбиванні складної задачі на послідовність етапів, для кожного з яких розв'язується задача меншої вимірності. На кожному етапі розв'язування задачі має бути знайденим умовно оптимальний розв'язок – розв'язок, який забезпечує оптимальне продовження процесу оптимізації.

В даному випадку під етапом умовимося розуміти включення в роботу чергового електроприймача. На першому етапі визначається час зсуву в роботі між першим та другим навантаженням, який забезпечить найменшу нерівномірність групового графіка, що формується цими двома електроприймачами – $\min K_{12}$. На другому етапі визначається час зсуву в роботі для третього навантаження, забезпечуючи при цьому $\min(K_{13} + K_{23})$. На третьому етапі – $\min(K_{14} + K_{24} + K_{34})$, а на останньому $(m-1)$ етапі – $\min(K_{1m} + K_{2m} + K_{3m} + \dots + K_{(m-1)m})$.

Розглянемо розв'язування задачі при наявності таких допущень.

1. Груповий графік навантажень формується групою однакових індивідуальних. Внаслідок цього груповий графік буде таким, що за час, який дорівнює тривалості технологічного циклу, буде мати місце повторювання його форми, в чому можна переконатися з рис. 4.2. Тому розглядати процес формування $P(t)$ та оцінювати його нерівномірність можна на інтервалі часу технологічного циклу.

2. Будь-які технологічні обмеження щодо відносних зсувів індивідуальних графіків відсутні.

3. Зміна потужності електроприймача відбувається відповідно до технології за заздалегідь відомим графіком, що подається ступінчастою фігурою.

4. Включення в роботу навантаження може відбуватись лише в дискретні моменти часу. Крок дискретизації визначається тривалістю ступеня графіка навантаження. Тривалість ступеня позначається на кінцевому результаті, але її обґрунтування є окремою задачею, яку розглядати не будемо.

Щоб скористатись методом динамічного програмування для розв'язування задачі потрібно розрахувати матрицю кореляційних моментів – \mathbf{K} , в якій кількість рядків і стовпців дорівнює кількості ступенів індивідуального графіка навантаження – L . Компоненти матриці \mathbf{K} – це кореляційні моменти, що відповідають всім можливим зсувам в часі між двома індивідуальними графіками навантаження. Наприклад, k_{34} – це кореляційний момент двох індивідуальних графіків навантаження, якщо ступінь 4 одного суміщається із ступенем 3 іншого.

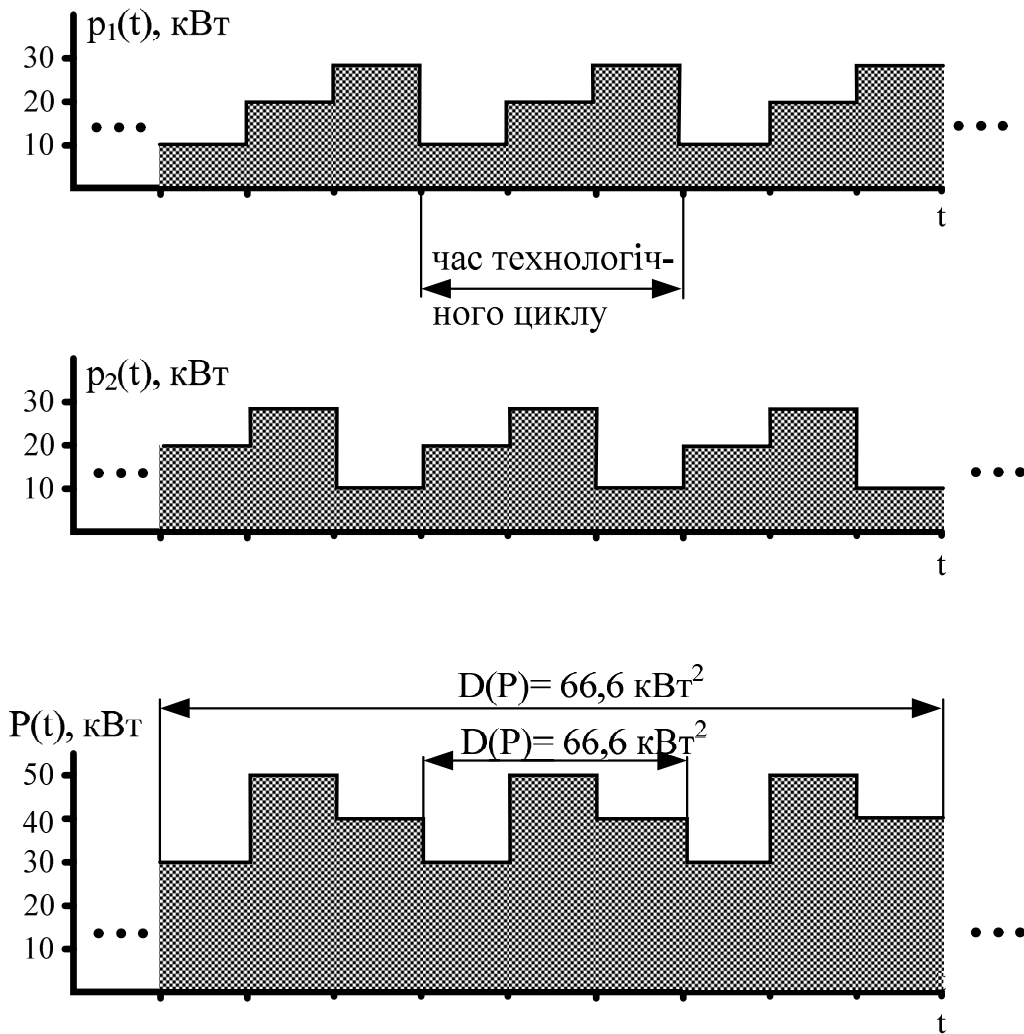


Рисунок 4.2 – Особливості формування $P(t)$, що створюється електроприймачами з однаковими $p_i(t)$

Для синтезу оптимального групового графіка навантажень потрібна така зовнішня інформація:

- кількість електроприймачів, що формують груповий графік, m ;
- індивідуальний графік навантаження електроприймача, $p_i(t)$.

На першому етапі визначається оптимальний час зсуву в технологічних циклах між першим та другим електроприймачами. Оптимальний зсув між $p_1(t)$ та $p_2(t)$ можна отримати, вибравши мінімальний за значенням елемент із першого рядка матриці \mathbf{K} . Математичний запис цієї умови виглядає так:

$$f_1 = \min_{\text{по всіх } k_{1r}} K_{12} = \min\{k_{11}, k_{12}, \dots, k_{1L}\} = k_{1V_1},$$

де f_1 – показник, що оцінює розв’язок, прийняте на першому етапі розв’язування задачі;

K_{12} – кореляційний момент між графіками першого та другого електроприймача і може набувати будь-якого значення із множини $\{k_{11}, k_{12}, \dots, k_{1r}, \dots, k_{1L}\}$.

Отриманий розв'язок інтерпретується таким чином: груповий графік $p_1(t) + p_2(t)$ буде характеризуватися мінімальним K_{12} , якщо ступінь v_1 графіка $p_2(t)$ сумістити зі ступенем 1 графіка $p_1(t)$, $1 \leq v_1 \leq L$. Цього достатньо, щоб практично реалізувати оптимальний відносний зсув в часі між технологічними циклами першого та другого електроприймача.

Аналогічно на другому етапі визначається оптимальний часовий зсув для технологічного циклу третього електроприймача (із врахуванням технічного рішення, отриманого на першому етапі розв'язування задачі).

Суть обчислювального процесу на другому етапі полягає в такому:

- перебираються всі можливі зсуви графіка $p_3(t)$ відносно вже зорієнтованих графіків $p_1(t)$ та $p_2(t)$ (суміщаючи по чергово всі ступені графіка $p_3(t)$ з першим ступенем графіка $p_1(t)$);
- розраховуються відповідні $(K_{13} + K_{23})$;
- з множини отриманих значень вибирається мінімальне;
- номер ступеня $p_3(t)$, якому відповідає мінімальне $(K_{13} + K_{23})$, і буде рішенням про орієнтацію третього графіка відносно першого ступеня $p_1(t)$.

Показник f_2 , що оцінює прийняті рішення за результатами другого етапу, запишеться так:

$$f_2 = \min_{\text{по всіх } k_{1r} \text{ та } k_{2r}} (K_{13} + K_{23}) + f_1 =$$

$$= \min \left\{ (k_{11} + k_{v_1 1}), (k_{12} + k_{v_1 2}), \dots, (k_{1L} + k_{v_1 L}) \right\} + f_1 =$$

$$(k_{1v_2} + k_{v_1 v_2}) + f_1,$$

де K_{13} , K_{23} – кореляційні моменти відповідно між $p_1(t)$; $p_3(t)$ та $p_2(t)$; $p_3(t)$.

Отриманий на другому етапі результат – $\min_{i < s} \sum K_{is} = \min(K_{12} + K_{13} + K_{23})$, реалізується шляхом суміщення ступеня v_2 графіка $p_3(t)$ зі ступенем 1 графіка $p_1(t)$.

Для останнього $(m-1)$ етапу

$$\begin{aligned}
f_{m-1} &= \min (K_{13} + K_{23} + \dots + K_{(m-1)m}) + f_{(m-2)} = \\
&\quad \text{по всіх } k_{1r}, k_{v_1r}, k_{v_2r}, \dots, k_{v_{(m-2)}r} \\
&= \min \left\{ \left(k_{11} + k_{v_1 1} + k_{v_2 1} + \dots + k_{v_{(m-2)} 1} \right), \right. \\
&\quad \left(k_{12} + k_{v_1 2} + k_{v_2 2} + \dots + k_{v_{(m-2)} 2} \right), \dots \\
&\quad \left. \dots, \left(k_{1L} + k_{v_1 L} + k_{v_2 L} + \dots + k_{v_{(m-2)} L} \right) \right\} + f_{m-2} = \\
&= \left(k_{1v_{(m-1)}} + k_{v_1 v_{(m-1)}} + k_{v_2 v_{(m-1)}} + \dots + k_{v_{(m-2)} v_{(m-1)}} \right) + f_{m-2}.
\end{aligned} \tag{4.8}$$

Ступінь $v_{(m-1)}$ графіка $p_m(t)$ потрібно сумістити зі ступенем 1 графіка $p_1(t)$.

Зробивши узагальнення, можна записати рекурентні відношення методу динамічного програмування для задачі синтезу оптимального групового графіка навантажень:

$$\left\{ \begin{array}{l} f_1 = \min_{\text{по всіх } k_{1r}} K_{12} \\ \text{-----} \\ f_z = \min_{\text{по всіх } k_{1r}, k_{v_1r}, k_{v_2r}, \dots, k_{v_{(z-1)}r}} (K_{1(z+1)} + K_{2(z+1)} + \dots + K_{z(z+1)}) + f_{z-1}, \quad z = 2, 3, \dots, (m-1), \end{array} \right. \tag{4.9}$$

які дозволяють знайти оптимальні часові зсуви в роботі всіх електроприймачів, що забезпечують мінімальне значення $\sum_{i < s} k_{is}$.

ПРИКЛАД 4.2. Для групи електроприймачів з однаковими графіками навантаження синтезувати оптимальний груповий. Кількість електроприймачів у групі – 4, графік навантаження кожного на інтервалі технологічного циклу, зображений на рис. 4.3, а.

РОЗВ'ЯЗАННЯ. 1. Запишемо можливі відносні зсуви в часі для двох графіків на інтервалі тривалості технологічного циклу.

Відносне положення графіка $p_2(t)$	Потужності навантажень $p_2(t)$, кВт					
Графіки $p_1(t)$ та $p_2(t)$ суміщені	40	20	20	0	30	0
Зсув графіка $p_2(t)$ на тривалість першого ступеня	0	40	20	20	0	30
Те ж, на тривалість 2-х ступенів	30	0	40	20	20	0
Те ж, на тривалість 3-х ступенів	0	30	0	40	20	20
Те ж, на тривалість 4-х ступенів	20	0	30	0	40	20
Те ж, на тривалість 5-и ступенів	20	20	0	30	0	40

2. Розрахуємо компоненти матриці кореляційних моментів:

$$\mathbf{K} = \begin{pmatrix} 213,88 & -136,1 & 97,21 & -136,1 & 97,21 & -136,1 \\ -136,1 & 213,88 & -136,1 & 97,21 & -136,1 & 97,21 \\ 97,21 & -136,1 & 213,88 & -136,1 & 97,21 & -136,1 \\ -136,1 & 97,21 & -136,1 & 213,88 & -136,1 & 97,21 \\ 97,21 & -136,1 & 97,21 & -136,1 & 213,88 & -136,1 \\ -136,1 & 97,21 & -136,1 & 97,21 & -136,1 & 213,88 \end{pmatrix}.$$

3. Виконаємо розрахунок першого етапу:

$$f_1 = \min\{213,88, -136,1, 97,21, -136,1, 97,21, -136,1\} = -136,1 \text{ кВт}^2.$$

Отримано ряд рівноцінних розв'язків: можна виконати зсув графіка $p_2(t)$ на тривалість 1; 3 або 5 ступенів. Це свідчить про те, що задача синтезу оптимального групового графіка навантаження є задачею з альтернативними оптимальними розв'язками. Альтернативні розв'язки можуть бути на будь-якому етапі розв'язування задачі. Незалежно від того, який із них вибраний, нерівномірність графіків, отриманих як на проміжних, так і на останньому етапі, буде однаковою.

Із можливих розв'язків приймаємо рішення про суміщення 6-ого ступеня графіка $p_2(t)$ зі ступенем 1 графіка $p_1(t)$. Груповий графік, отриманий за результатами 1-го етапу розв'язування задачі, зображений на рис. 4.3, б.

4. Другий етап розв'язування задачі – визначення відносного зсуву для графіка навантаження третього приймача.

$$\begin{aligned}
 f_2 &= \min\{(213,66 - 136,1), (-136,1 + 213,66), (97,21 - 136,1), (-136,1 + 97,21), (97,21 - 136,1), (-136,1 + 97,21)\} - 136,1 = \\
 &= \{77,56, 77,56, -38,9, -38,9, -38,9, -38,9\} - 136,1 = -174,99 \text{ кВт}^2.
 \end{aligned}$$

Це дозволяє сумістити 3; 4; 5 або 6 ступені графіка $p_3(t)$ з ступенем 1 графіка $p_1(t)$. Приймаємо остаточне рішення сумістити 5 ступінь графіка

$p_3(t)$ з 1 ступенем $p_1(t)$. Груповий графік, який формується при цьому навантаженнями 1; 2 та 3, зображений на рис. 4.3, в.

5. Третій етап – визначення відносного зсуву для 4 навантаження.

$$f_3 = \min\{(213,88 - 136,1 + 97,21), (-136,1 + 231,88 - 136,1), (97,21 - 136,1 + 213,88), (-136,1 + 97,21 - 136,1), (97,21 - 136,1 + 97,21), (-136,1 + 97,21 - 136,1)\} - 174,99 =$$

$$= \{174,76, -58,54, 174,98, -175, 58,3, -175\} = -175 - 174,99 =$$

$$= -349,99 \text{ кВт}^2.$$

На даному етапі також маємо декілька оптимальних розв'язків, але остаточно приймаємо такий: суміщаємо 4 ступінь графіка $p_4(t)$ з 1 ступенем $p_1(t)$. В результаті отримаємо графік навантаження на інтервалі часу технологічного циклу (див. рис. 4.3, г), який відповідає прийнятим рішенням.

За результатами проведених розрахунків зробимо графічні побудови (див. рис. 4.3).

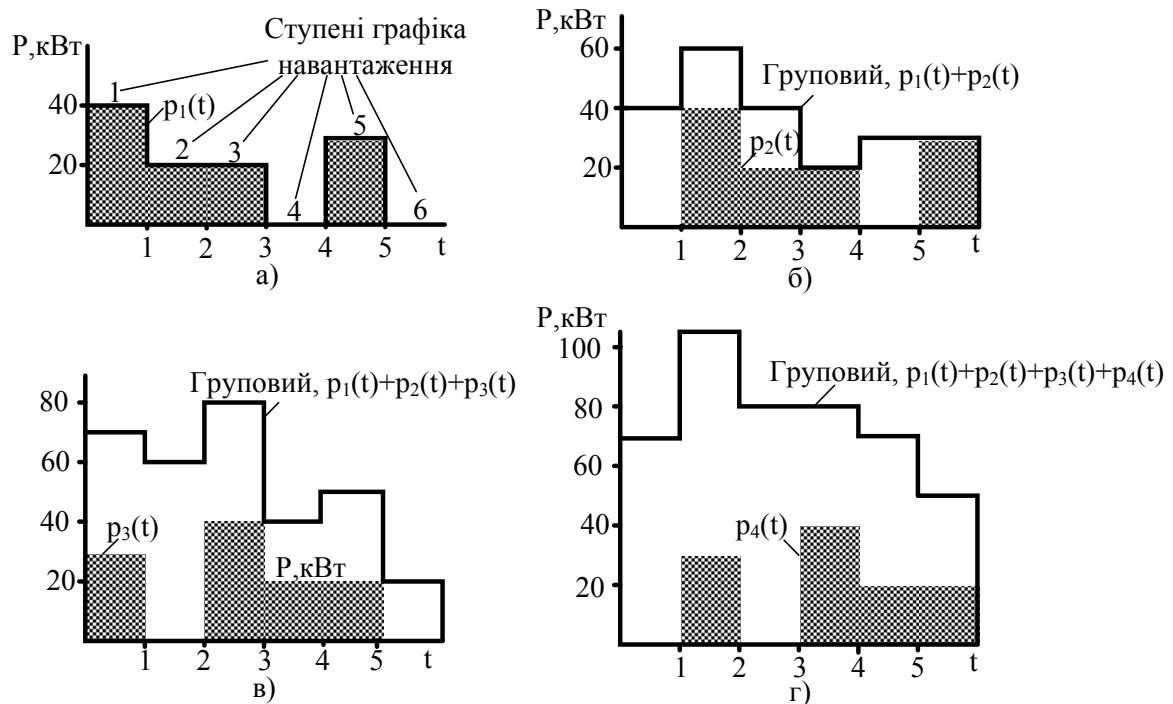


Рисунок 4.3 – Результати поетапного формування графіка навантаження:

- а – індивідуальні графіки навантажень споживачів, що формують груповий графік;
- б – груповий графік за результатами 1-го етапу;
- в – те ж, 2-го етапу;
- г – те ж, 3-го етапу або оптимальний груповий графік $P(t)$, сформований чотирма індивідуальними, на інтервалі часу технологічного циклу

На інтервалі часу $0 \leq t \leq 6$ (див. рис. 4.4), показано час початку роботи всіх електроприймачів, на інтервалі $t \geq 6$ – оптимальний груповий графік

навантаження, що буде утворений, якщо реалізувати результати проведених розрахунків.

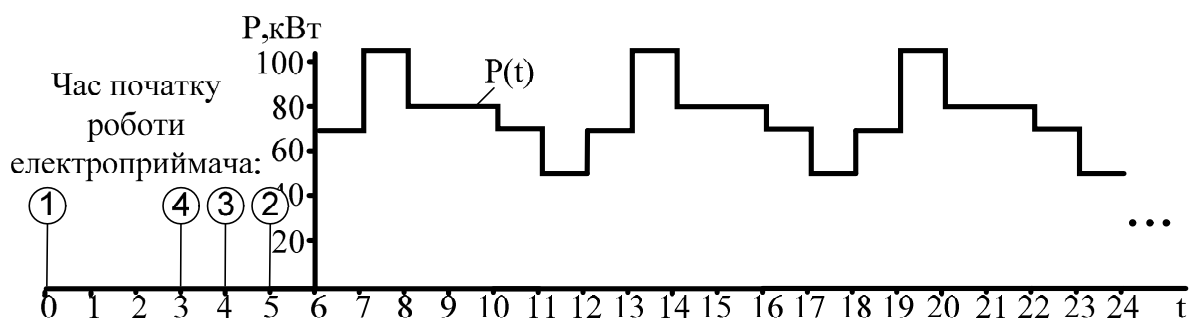


Рисунок 4.4 – Реалізація отриманих результатів розрахунку

Даним методом можна скористатись, коли розв'язується задача визначення оптимального моменту часу для під'єднання до групи працюючих ще одного навантаження. При цьому одновимірна матриця \mathbf{K} являє собою кореляційні моменти між груповим графіком, створеним $(m-1)$ електроприймачами, що працюють, та m -м, що під'єднується, а її розв'язок отримується за один етап.

4.3 Обмеження навантажень несиметричних електроприймачів при дефіциті потужності в енергосистемі

Задача обмеження потужності промислового підприємства є характерною як для підприємств-регуляторів, так і для інших споживачів. Полягає вона в тому, що відповідно до вимоги диспетчера енергопостачальної компанії необхідно зменшити потужність підприємства на величину ΔP . Варіантів її виконання безліч і реалізація кожного з них має певні наслідки для виробництва, які можна оцінювати за такими показниками:

- технологічні збитки (погіршення якості продукції, брак);
- недовідпуск продукції за обсягом;
- недовідпуск продукції за її видами (коли випускається продукція різної номенклатури).

До згаданих показників можна додати ще і показники, пов'язані із змінами параметрів режиму електричної мережі, адже будь-яке вимикання електроприймачів або зміна технології виробництва позначається на втратах електроенергії, показниках її якості, надійності електромережі і т. д. Зазначені показники можуть мати як позитивний, так і негативний характер зміни. Природньо, що приймаючи рішення про зменшення потужності підприємства, треба брати до уваги і ті зміни електричного режиму, які будуть наслідками їх реалізації.

Тому задача обмеження потужності підприємства є складною багатокритеріальною задачею. Знайти оптимальний розв'язок такої багатокрите-

ріальної задачі можливо, виконавши сортування критеріїв за їх важливістю. Зробити таке сортування навіть для перерахованих критеріїв можливо тільки для конкретного виробництва. Далі можна запропонувати таку послідовність розв'язання:

- визначається множина електроприймачів, відключення яких або зміна їх технологічного режиму недопустимі з міркувань найбільш важливого критерію;

- з підмножини, що залишилася, знаходяться електроприймачі, які небажано відключати або змінювати технологічний режим з міркувань наступного за важливістю критерію і т. д.;

- на останньому етапі розв'язування задачі з підмножини електричних навантажень, що залишилася, сумарна потужність яких перебільшує потужність обмеження, визначаються електроприймачі, що мають бути відключені від мережі або змінений їх технологічний режим.

Розглянемо модель, що призначена для останнього етапу визначення оптимального розв'язку. Модель можна використати, коли критерієм найбільш низького рангу є характеристики параметрів електричного режиму в мережі, та якщо обмеженню потужності підлягає вузол навантаження несиметричних електроприймачів.

Відключаючи електроприймачі несиметричного виконання, можна забезпечити вимогу енергосистеми щодо зменшення потужності підприємства і одночасно знизити несиметрію режиму.

За критерій ефективності моделі керування можна взяти модуль струму зворотної послідовності в лінії живлення групи несиметричних електроприймачів.

Обмеженнями математичної моделі можна забезпечити:

- вимогу енергосистеми щодо зменшення потужності;
- нижнє допустиме значення потужності групи несиметричних електроприймачів, що необхідно, щоб виключити можливість отримання технічно недопустимого розв'язку – відключення всіх електроприймачів і забезпечити область пошуку розв'язку оптимального;
- можливість відключення будь-якого із несиметричних електроприймачів.

Оскільки кожен несиметричний електроприймач може знаходитись в двох станах «включено» або «відключено», то для опису зручно скористатись булевими змінними. Визначимо такий зміст змінних: якщо в результаті розв'язання задачі керована змінна $x_n = 1$, то n -й несиметричний електроприймач має залишатись включеним, а якщо $x_n = 0$, то навпаки, його слід відключити.

Задача обмеження потужності відрізняється від розглянутої вище задачі внутрішнього симетрування несиметричних електроприймачів тим, що тут під'єднання кожного електроприймача до тієї або іншої напруги залишається незмінним. Його можна лише відключити або залишити включеним.

Якщо n -й несиметричний електроприймач, будучи включеним до деякої міжфазної напруги, створює струм зворотної послідовності $a_n + jb_n$, то цільова функція математичної моделі запишеться у вигляді:

$$\left| \sum_{n=1}^m a_n x_n + j \sum_{n=1}^m b_n x_n \right| \rightarrow \min.$$

Потужність вузла навантаження в результаті реалізації розрахованого вектора керування описується так:

$$\sum_{n=1}^m P_n x_n,$$

де P_n – потужність n -го електроприймача.

Вихідне значення потужності цього ж вузла:

$$\sum_{n=1}^m P_n,$$

а потужність підприємства, що має бути за результатом реалізації вимоги енергопостачальної компанії:

$$\sum_{n=1}^m P_n - \Delta P.$$

Таким чином, перше обмеження, що встановлює вимогу енергосистеми щодо зменшення потужності підприємства, можна записати так:

$$\sum_{n=1}^m P_n x_n \leq \sum_{n=1}^m P_n - \Delta P.$$

Знак \leq між правою та лівою частинами нерівності поставлений тому, що дискретний ряд потужностей P_n , $n = 1, 2, \dots, m$ несиметричних електроприймачів може бути таким, що забезпечити зменшення потужності підприємства, яке дорівнює ΔP , неможливо.

Друге обмеження, яке забезпечує можливість пошуку оптимального розв'язку і виключає можливість отримання технічно недопустимих розв'язків, можна описати так:

$$\sum_{n=1}^m P_n x_n \leq \sum_{n=1}^m P_n - \Delta P - 2P_{n \max},$$

де $P_{n \max} = \max\{P_1, P_2, \dots, P_m\}$.

Система обмежень, яка описує можливі стани кожного несиметричного електроприймача, має вигляд:

$$x_n - \bar{x}_n = 1, \quad n = 1, 2, \dots, m,$$

де \bar{x}_n – фіктивна змінна, яка фізичного змісту не має, якщо $x_n = 1$, то $\bar{x}_n = 0$ і навпаки $x_n = 0$, то $\bar{x}_n = 1$.

В цілому математична модель обмеження потужності групи несиметричних електроприймачів має вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} \left| \sum_{n=1}^m a_n x_n + j \sum_{n=1}^m b_n x_n \right| \rightarrow \min \\ \sum_{n=1}^m P_n x_n \leq \sum_{n=1}^m P_n - \Delta P \\ \sum_{n=1}^m P_n x_n \geq \sum_{n=1}^m P_n - \Delta P - 2P_{n \max} \\ x_n + \bar{x}_n = 1, \quad n = 1, 2, \dots, m \\ x_n; \bar{x}_n \in \{1, 0\}. \end{array} \right. \quad (4.11)$$

Математична модель (4.11) потребує забезпечення мінімуму струму зворотної послідовності в вузлі навантаження за умови зменшення потужності у вузлі навантаження несиметричних електроприймачів і відноситься до класу нескалярних. Для її аналізу слід скористатись одним із алгоритмів нескалярної оптимізації.

Практичне значення математична модель (4.11) має в комплексі моделей для інших рівнів прийняття керуючого рішення.

Контрольні завдання для самопідготовки

1. Запропонуйте критерії для керування графіком електроспоживання на промисловому підприємстві. Вкажіть, в яких ситуаціях можна використовувати той або інший критерій?

2. Яким чином слід діяти, якщо підприємство обмежується за потужністю? Які дії при цьому можливі взагалі та як діяти найкращим чином?

3. Сформулюйте можливі підходи до керування графіком електроспоживання на промисловому підприємстві.

4. Наведіть обґрунтування, чому всі елементи по головній діагоналі матриці \mathbf{K} однакові.

5. Те саме, елемент $k_{ij} = k_{ji}$.

6. Складіть алгоритм вибору мінімального значення із множини $\{k_{11}, k_{12}, \dots, k_{1r}, \dots, k_{11}\}$, який може бути фрагментом алгоритму розрахунку оптимального групового графіка навантажень.

7. Для прикладу 4.2 виконайте розрахунки та отримайте альтернативні групові графіки навантажень. Наведіть аргументи на користь того, що нерівномірність графіків однакова.

8. Який зміст можуть мати компоненти вектора керування при вирівнюванні графіка електроспоживання підприємства?

9. Запропонуйте математичну модель обмеження потужності несиметричних електроприймачів для випадку, коли у вузлі навантаження є такі електроприймачі, які вимикати з міркувань технології недопустимо.

Література до розділу 4

1. Гордеев В. И. Регулирование максимума нагрузки промышленных электрических сетей / Гордеев В. И. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 184 с.

2. Праховник А. В. Энергосберегающие режимы электроснабжения горнодобывающих предприятий / Праховник А. В., Розен В. П., Дегтярев В. В. – М. : Недра, 1985. – 232 с.

Додаток А
Методичні вказівки до лабораторної роботи № 1

АВТОМАТИЗАЦІЯ В ЕНЕРГОНОРМУВАННІ

Мета роботи: отримати уявлення про програмний комплекс «Енергонормування» (призначення, можливості, необхідна інформація), а також запропонувати алгоритм роботи з програмним комплексом.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОГРАМИ

Встановити можливості, скласти уявлення про програмний комплекс «Енергонормування», навчитись проводити розрахунки та сформулювати перелік необхідної інформації можна, спостерігаючи роботу програми **demo.exe**. Програма **demo.exe** надає можливість ознайомитись з однією задачею комплексу енергозбереження. Крім того, програма має навчальні функції і тому може бути складовою АСН.

Програма працює так, що демонструються в роботі всі програмні модулі комплексу «Енергонормування». Будь-якого втручання в роботу програми не потрібно. Спостерігаючи роботу, яка імітує роботу людина, можна:

- визначити можливості програмного комплексу щодо його використання;
- встановити послідовність роботи з програмними модулями комплексу;
- сформулювати переваги та недоліки.

Це дає можливість зробити певні висновки про доцільність використання програмного комплексу на конкретному виробництві.

В будь-який момент роботу програми можна зупинити, натиснувши клавішу **Pause**, що потрібно для усвідомлення побаченого. Для продовження роботи слід натиснути клавішу **Enter**. Роботу з цими клавішами потрібно виконувати чітко та акуратно, щоб при їх натисканні не проходило декілька сигналів.

Вся інформація відображається на моніторі, але в двох випадках передбачена можливість виведення інформації на друк. В цих випадках подається звуковий сигнал і потрібно, дочекавшись закінчення звукового сигналу, ввести «одиницю» (натиснувши на відповідну клавішу), відмовившись від виведення на друк. В процесі роботи програми **demo.exe** зміна інформації на екрані дисплея здійснюється за сталі проміжки часу, які не залежать від швидкодії комп'ютера.

Програма **demo.exe** дозволяє проглянути діалог користувача з ЕОМ та форму отримання результатів розрахунку. Припинити роботу програми та здійснити вихід в систему можна, одночасно натиснувши клавіші **Ctrl+Break**.

ПОРЯДОК ВИКОНАННЯ РОБОТИ

1. Вивчити характеристику програми **demo.exe** та ознайомитись з інструкцією для користувача.
2. Запустити на виконання програму **demo.exe**.
3. За результатами вивчення ПК «Енергонормування» необхідно:
 - скласти алгоритм функціонування окремих програмних модулів комплексу «Енергонормування» та подати його в звіті у вигляді блок-схеми;
 - запропонувати алгоритм роботи з програмним комплексом і також подати його у звіті блок-схемою;
 - розробити форму таблиць для збору інформації, що потрібна для наповнення бази даних;
 - встановити умови використання програмного комплексу «Енергонормування» та його можливості;
 - сформулювати переваги та недоліки програмного комплексу;
 - визначити функції, що автоматизуються програмним комплексом, та навести їх перелік в звіті про роботу.

МОЖЛИВІ ЗАПИТАННЯ ДО ЗАХИСТУ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ

1. З якою метою виконується нормування енергоносіїв?
2. Що таке питома норма енергоспоживання та її вимірність?
3. Яку структуру мають питомі норми?
4. Які відомості знаходяться в базі даних програмного комплексу?
5. Які методи розрахунку питомих норм реалізовані в програмному комплексі «Енергонормування» та яка доцільність розрахунку норм декількома методами?
6. Які можливості передбачені в програмному комплексі для виключення можливих помилок?
7. В якій послідовності треба діяти при виконанні розрахунку питомих норм енергоспоживання за допомогою ПК «Енергонормування»?

Додаток Б
Методичні вказівки до лабораторної роботи № 2

АЛГОРИТМІЗАЦІЯ ЗАДАЧІ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ
КІЛЬКІСТЮ ПРАЦЮЮЧИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ГПП

Мета роботи: вивчити задачу вибору оптимальної кількості працюючих трансформаторів на ГПП промислового підприємства, що можуть працювати на загальні шини; запропонувати алгоритм керування та виконати оцінювання практичної реалізації даної задачі на конкретному прикладі.

ЗАВДАННЯ ДЛЯ ВИКОНАННЯ РОБОТИ

Алгоритмізувати задачу включення та відключення трансформаторів з метою зменшення сумарних втрат активної потужності на ГПП, яка має три трансформатори (рис. Б.1). Секції збірних шин 3 та 4 живлять найбільш відповідальних електроприймачів, тому трансформатор T_2 з міркувань надійності відключатися не повинен. Також з тих же міркувань в роботі повинно знаходитися не менше двох трансформаторів.

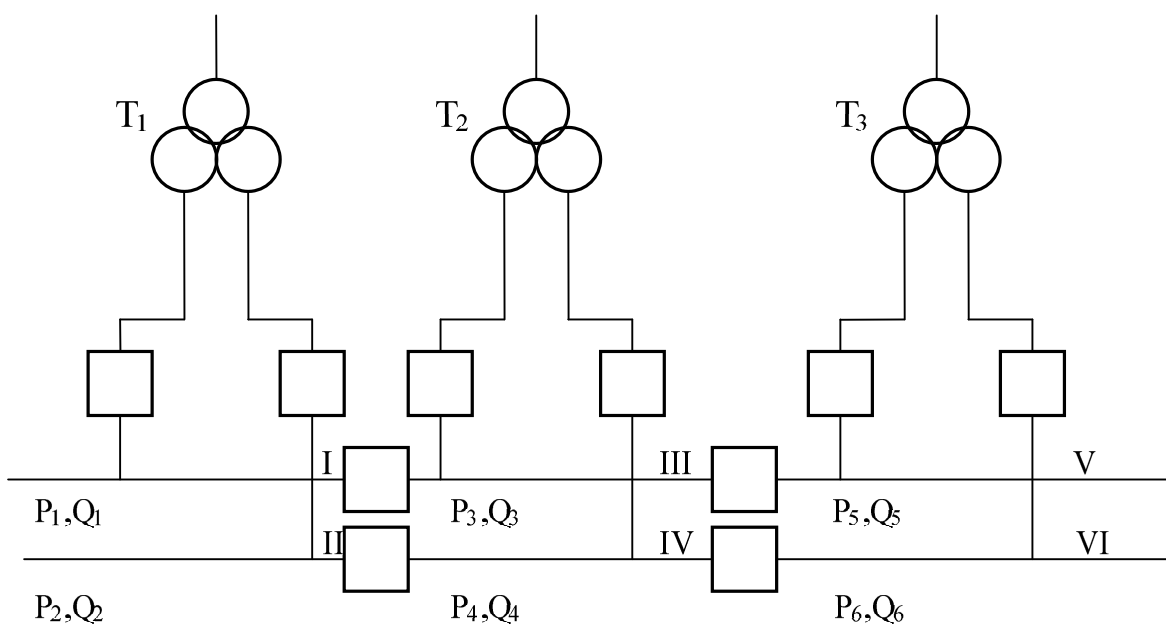


Рисунок Б.1 – Спрощена схема електричних з'єднань
ГПП підприємства

Таблиця Б.1 – Необхідні дані за схемою електропостачання

Варіанти	Позначення на схемі	Паспортні дані трансформаторів		
		Тип	ΔP_{XX} , кВт	ΔP_{K3} , кВт
1	T ₁	ТРДН-25000/110	25	120
	T ₂	ТРДН-40000/110	34	170
	T ₃	ТРДН-25000/110	25	120
2	T ₁	ТРДН-40000/110	34	170
	T ₂	ТРДН-25000/110	25	120
	T ₃	ТРДН-25000/110	25	120
3	T ₁	ТРДН-40000/110	34	170
	T ₂	ТРДН-63000/110	50,5	245
	T ₃	ТРДН-40000/110	34	170
4	T ₁	ТРДН-25000/110	25	120
	T ₂	ТРДН-40000/110	34	170
	T ₃	ТРДН-63000/110	50,5	245
5	T ₁	ТРДН-40000/110	34	170
	T ₂	ТРДН-63000/110	50,5	245
	T ₃	ТРДН-63000/110	50,5	245
6	T ₁	ТРДН-25000/110	25	120
	T ₂	ТРДН-63000/110	50,5	245
	T ₃	ТРДН-63000/110	50,5	245
7	T ₁	ТРДН-40000/110	34	170
	T ₂	ТРДН-40000/110	34	170
	T ₃	ТРДН-25000/110	25	120
8	T ₁	ТРДН-80000/110	58	310
	T ₂	ТРДН-80000/110	58	310
	T ₃	ТРДН-40000/110	34	170
9	T ₁	ТРДН-40000/110	34	170
	T ₂	ТРДН-40000/110	34	170
	T ₃	ТРДН-63000/110	50,5	245
10	T ₁	ТРДН-63000/110	50,5	245
	T ₂	ТРДН-63000/110	50,5	245
	T ₃	ТРДН-40000/110	34	170
11	T ₁	ТРДН-40000/110	34	170
	T ₂	ТРДН-40000/110	34	170
	T ₃	ТРДН-32000/110	45	150
12	T ₁	ТРДН-25000/110	25	120
	T ₂	ТРДН-25000/110	25	120
	T ₃	ТРДН-40000/110	34	170

Таблиця Б.2 – Динаміка параметрів режиму

Вариант	Час	Потужність по секціях шин, МВт, Мвар											
		P ₁	Q ₁	P ₂	Q ₂	P ₃	Q ₃	P ₄	Q ₄	P ₅	Q ₅	P ₆	Q ₆
1; 2	t ₁	10	3	11	2	14	4	14	3	13	4	6	2
	t ₂	8	4	9	3	12	3	15	6	10	6	10	3
	t ₃	6	3	6	4	10	5	12	4	10	4	5	4
	t ₄	5	4	5	2	6	8	10	1	6	3	10	2
	t ₅	5	2	3	1	5	3	4	4	4	4	9	4
	t ₆	3	1	6	4	4	3	6	2	5	1	8	1
3; 4	t ₁	15	4	14	6	16	6	15	4	12	6	10	4
	t ₂	10	3	12	5	14	2	13	2	10	5	12	6
	t ₃	8	2	15	3	13	8	6	4	7	4	11	5
	t ₄	6	2	8	2	10	2	10	4	6	4	6	3
	t ₅	5	1,5	6	1	6	4	8	3	5	2	6	4
	t ₆	4	1	4	1	4	3	6	4	3	1	3	1,5
5; 6	t ₁	16	8	16	7	20	4	18	2	13	8	14	6
	t ₂	14	6	12	6	15	2	20	1	10	6	10	4
	t ₃	10	5	13	6	16	1	16	3	10	4	13	5
	t ₄	8	4	10	2	10	2	12	1	6	2	8	3
	t ₅	6	3	6	1	8	1	6	4	3	4	6	2
	t ₆	6	2	4	1	6	0,5	3	1	3	1	6	1
7; 8	t ₁	16	7	14	6	14	8	16	4	18	4	17	2
	t ₂	13	4	14	3	10	3	13	6	16	6	16	1
	t ₃	12	5	12	2	8	4	12	5	12	2	13	2
	t ₄	10	6	13	4	6	4	10	4	10	4	12	2
	t ₅	8	4	8	3	5	3	9	4	8	6	8	4
	t ₆	6	3	6	2	4	2	8	2	6	2	3	2
9; 10	t ₁	18	4	13	2	12	9	15	6	31	5	29	7
	t ₂	13	2	10	4	10	6	10	4	28	6	28	6
	t ₃	8	2,5	12	1	6	4	10	6	25	5	31	8
	t ₄	6	2	10	2	6	3	9	7	24	6	25	6
	t ₅	5	2,5	6	4	4	2	6	2	20	5	24	5
	t ₆	4,5	1	7	2	4	1	3	1	10	6	22	5
11; 12	t ₁	12	3	11	4	12	2	13	3	16	4	17	1
	t ₂	10	4	10	5	10	5	10	3	12	2	16	2
	t ₃	8	3	6	3	6	3	8	2	10	5	10	4
	t ₄	6	5	4	3	5	3	6	2	8	3	8	4
	t ₅	5	2	5	2	4	1	5	1	6	2,5	10	5
	t ₆	5	1	4	1	4	2	3	1	4	1,5	6	1

Значення потужності по секціях збірних шин вводити в кВт та квар.

ПОРЯДОК ВИКОНАННЯ РОБОТИ

1. Вивчити теоретичні положення, які потрібні для виконання лабораторної роботи (за книгою: Гельман Г. А. Автоматизированные системы управления энергоснабжением промышленных предприятий / Гельман Г. А. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 256 с.)
2. Для сформульованої задачі запропонувати два алгоритми керування (одно- та багатокроковий).
3. Розробити алгоритм розрахунку оптимальної кількості працюючих трансформаторів та подати його блок-схемою.
4. Провести комп'ютерний експеримент із визначення доцільного (для заданого варіанту) алгоритму керування.
 - 4.1. Працюючи в діалозі з програмою **q1.bas** створити локальну базу даних.
 - 4.2. В прискореному часі виконати керування за алгоритмом багатокрокового детермінованого керування для заданого динамічного режиму, використовуючи програму **trans.bas**.
5. Розроблений самостійно алгоритм визначення керівного рішення порівняти з алгоритмом, реалізованим в програмі. За результатами порівняння зробити критичні оцінки.
6. Зробити аналіз отриманих результатів керування та сформулювати висновки.

МОЖЛИВІ ЗАПИТАННЯ ДО ЗАХИСТУ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ

1. З яких складових складаються втрати потужності в трансформаторах та від яких параметрів вони залежать?
2. Які технічні обмеження потрібно враховувати в процесі керування кількістю працюючих трансформаторів?
3. Які критерії оптимальності можна запропонувати для даної задачі керування?
4. Що розуміється під алгоритмом керування та алгоритмом пошуку керуючого рішення?
5. Які допущення зроблені при постановці задачі?
6. До якого комплексу задач в структурі енергетичної АСУ можна віднести задачу, що розглядалась в рамках лабораторної роботи?

Додаток В
Методичні вказівки до лабораторної роботи № 3

ВИБІР ТА ОБГРУНТУВАННЯ КРИТЕРІЮ ОПТИМАЛЬНОГО
КЕРУВАННЯ РЕАКТИВНОЮ ПОТУЖНІСТЮ ПРОМИСЛОВОГО
ПІДПРИЄМСТВА

Мета роботи: ознайомитися із задачею керування реактивною потужністю, розрахувати послідовність векторів керування потужністю БСК за двома критеріями та обгрунтувати критерій для задачі керування, що розглядається.

ЗАВДАННЯ ДЛЯ ВИКОНАННЯ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ

Здійснити керування реактивною потужністю системи електропостачання промислового підприємства (рис. В.1), за допомогою керованих БСК за такими критеріями:

- за критерієм мінімуму реактивної потужності в лінії живлення (розрахунки провести на комп'ютері за математичною моделлю (3.2));
- за критерієм мінімуму реактивної потужності по вузлу системи електропостачання.

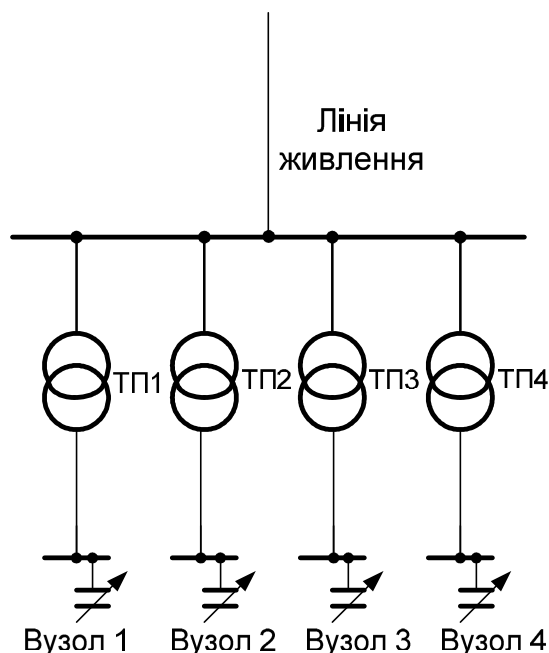


Рисунок В.1 – Спрощена схема електропостачання підприємства

Оперативна інформація для виконання керування:

- реактивна потужність в лінії живлення підприємства Q_H ;
- те ж, по вузлах навантаження Q_1 ; Q_2 ; Q_3 ; Q_4 ;
- значення реактивної потужності, що дозволяється енергосистемою – $Q_{доп}$;

– стан кожного ступеня БСК на момент прийняття рішення.

Постійна інформація:

– потужність і-го ступеня керування БСК вузла 1, $\Delta Q_{\text{БК}i}^{(1)}$;

– те ж, вузла 2, $\Delta Q_{\text{БК}i}^{(2)}$;

– те ж, вузла 3, $\Delta Q_{\text{БК}i}^{(3)}$;

– те ж, вузла 4, $\Delta Q_{\text{БК}i}^{(4)}$.

Необхідна інформація для виконання лабораторної роботи наведена в таблицях В.1 та В.2.

Таблиця В.1 – Інформація про ступені управління БСК

№ вар.	$\Delta Q_{\text{БК}1}^{(1)}$, квар.	$\Delta Q_{\text{БК}2}^{(1)}$, квар.	$\Delta Q_{\text{БК}3}^{(1)}$, квар.	$\Delta Q_{\text{БК}1}^{(2)}$, квар.	$\Delta Q_{\text{БК}2}^{(2)}$, квар.	$\Delta Q_{\text{БК}3}^{(2)}$, квар.	$\Delta Q_{\text{БК}1}^{(3)}$, квар.	$\Delta Q_{\text{БК}2}^{(3)}$, квар.	$\Delta Q_{\text{БК}3}^{(3)}$, квар.	$\Delta Q_{\text{БК}1}^{(4)}$, квар.	$\Delta Q_{\text{БК}2}^{(4)}$, квар.	$\Delta Q_{\text{БК}3}^{(4)}$, квар.
1	400	300	50	150	100	25	200	150	30	100	50	20
2	300	200	50	400	300	100	250	150	100	150	100	100
3	400	100	50	200	150	50	200	200	150	200	150	50
4	150	100	25	100	150	50	150	50	50	100	100	25
5	200	200	100	300	100	100	200	150	100	250	100	50
6	300	300	200	400	300	250	250	150	50	200	100	30
7	150	100	100	150	100	100	100	100	50	200	150	50
8	200	200	100	300	100	50	300	150	100	200	100	50
9	100	50	20	150	100	25	100	25	25	100	50	25
10	250	200	100	300	200	150	250	150	50	400	100	50
11	300	200	150	250	200	100	250	100	50	250	200	100
12	150	100	100	250	250	100	300	200	50	300	250	100

Таблиця В.2 – Оперативна інформація (природний процес)

№ варі-анта	Час, год	Q_n , квар	Q_1 , квар	Q_2 , квар	Q_3 , квар	Q_4 , квар	A, квар
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	1000	500	200	100	200	0
	2	500	200	100	100	100	0
	3	700	200	300	150	50	0
	4	800	300	100	100	300	50
2	1	2000	700	700	300	300	0
	2	1400	500	600	100	200	0
	3	1000	300	300	200	200	0
	4	850	250	150	50	400	70

Продовження таблиці В.2

1	2	3	4	5	6	7	8
3	1	1500	100	300	800	300	0
	2	1200	300	400	400	100	0
	3	1000	400	300	200	100	0
	4	750	200	200	200	150	50
4	1	800	200	150	200	250	0
	2	600	100	200	250	50	0
	3	400	100	100	150	50	0
	4	700	200	300	50	150	50
5	1	1800	400	400	600	400	0
	2	1600	300	600	400	300	0
	3	1200	600	200	100	300	0
	4	1200	500	300	150	250	50
6	1	2600	800	800	600	400	0
	2	2000	600	600	400	400	0
	3	1000	300	400	200	100	0
	4	800	200	200	300	100	50
7	1	900	200	200	100	400	0
	2	1000	400	100	100	400	0
	3	1100	500	200	300	100	0
	4	800	150	200	350	100	50
8	1	1200	400	300	200	300	0
	2	800	300	200	200	100	0
	3	700	250	150	100	200	0
	4	600	150	250	100	100	50
9	1	400	100	200	40	60	0
	2	300	80	150	50	20	0
	3	600	200	100	150	150	0
	4	200	50	100	25	25	50
10	1	1200	400	400	100	300	0
	2	800	300	200	200	100	0
	3	600	200	100	150	150	0
	4	400	100	100	50	150	30
11	1	900	200	300	100	300	0
	2	700	150	150	200	200	0
	3	1200	400	200	300	300	0
	4	1000	200	400	100	300	50
12	1	1100	400	400	100	200	0
	2	700	200	200	150	150	0
	3	600	100	200	150	150	0
	4	800	200	100	200	300	50

ПОРЯДОК ВИКОНАННЯ РОБОТИ

1. Вивчити теоретичний матеріал, необхідний для виконання роботи, розділи 3.2 та 3.3.
2. Обґрунтувати показник якості керування реактивною потужністю:

$$\int_{t_1}^{t_2} Q(t, x) dt \rightarrow \min .$$

Розкрити його фізичний та економічний зміст.

3. Показати, що вимога показника якості керування для даної задачі може бути досягнута за двома запропонованими критеріями.
4. Визначити, які зі ступенів БСК потрібно вмикати в кожному вузлі, якщо керування виконувати за критерієм мінімуму реактивної потужності у вузлах навантаження.
5. Розрахувати реактивні потужності, що споживаються підприємством за умови балансу реактивних навантажень для позначених моментів часу.
6. Створити локальну базу даних за допомогою програми **q2.bas**.
7. За допомогою програми **bsk.bas** розрахувати послідовність керівних впливів для того ж інтервалу часу, але якщо рішення приймати за критерієм мінімуму реактивної потужності лінії живлення підприємства (на більш високому рівні керування).
8. Побудувати в одних осях графіки реактивної потужності підприємства, що відповідають різним критеріям керування та природного процесу.
9. Виконати кількісне оцінювання показника якості керування за різними критеріями.
10. Зробити висновки за отриманими результатами.

МОЖЛИВІ ЗАПИТАННЯ ДО ЗАХИСТУ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ

1. Чому потрібно виконувати керування реактивною потужністю?
2. За якими критеріями виконується керування реактивною потужністю?
3. Як оцінити ефективність способу керування реактивною потужністю?
4. Які допущення зроблені на етапі постановки задачі?
5. В яких випадках зробленими допущеннями можна знехтувати?
6. До якого класу моделей відноситься модель керування реактивною потужністю?

Додаток Г
Методичні вказівки до лабораторної роботи № 4

РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ РОЗМІЩЕННЯ ЗАМОВЛЕНЬ
НА РЕМОНТ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

Мета роботи: виконати постановку задачі прийняття оптимального рішення щодо розміщення замовлень на ремонт електрообладнання; розробити конкуруючі математичні моделі для пошуку вектора керування, обґрунтувати математичні методи, що використовуються для аналізу математичних моделей.

ЗАВДАННЯ ДЛЯ ВИКОНАННЯ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ

Для задачі, що входить до комплексу задач енергоремонту, розробити оптимізаційні математичні моделі, на їх основі знайти оптимальний вектор керування з розміщення замовлень на ремонт кожного i -го виду електрообладнання ($i = 1, 2, 3, 4$) в одній із ремонтних організацій – j ($j = 1, 2, 3$). Відомі обсяги ремонтів по кожному виду електрообладнання – m_i , тис. нормо-годин. Кожна з ремонтних організацій, де можна розмістити замовлення, має виробничі потужності N_j , тис. нормо-годин. Відомі питомі вартості ремонту i -го виду обладнання на j -му підприємстві – C_{ij} , грн/нормо-годину.

Ремонт потрібно виконати для обладнання:

- електродвигуни ($i = 1$);
- трансформатори ($i = 2$);
- електropечі ($i = 3$);
- електровимірювальні прилади ($i = 4$).

Ремонт можна виконати на:

- власній ремонтній базі ($j = 1$);
- спеціалізованому ремонтному підприємстві ($j = 2$);
- приватному підприємстві ($j = 3$).

Математичні моделі потрібно розробити для таких випадків:

- математична модель в дискретних змінних, коли повністю вид електрообладнання ремонтується на будь-якому ремонтному підприємстві;
- те ж, в неперервних змінних, що дає змогу ремонтувати електрообладнання частинами на різних ремонтних підприємствах;
- те ж, але якщо i -тий вид обладнання не ремонтується j -тим ремонтним підприємством;
- те ж, але за критерій ефективності взято час ремонту електрообладнання. Встановити, яка для цього потрібна додаткова інформація.

Таблиця Г.1 – Дані для виконання лабораторної роботи

Пара- метри	№ варіанта											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
m_1	8	7	10	6	8	8	20	20	15	12	10	30
m_2	10	8	12	8	7	15	25	10	18	8	15	15
m_3	5	15	8	6	10	10	10	18	5	6	16	20
m_4	6	4	10	10	6	16	15	10	8	18	20	10
N_1	20	25	30	20	10	40	50	40	30	20	40	60
N_2	25	18	20	10	20	40	80	70	20	30	30	50
N_3	15	12	10	10	10	20	30	20	40	30	20	40
C_{11}	2.0	2.4	1.8	3.4	4.3	4.8	3.1	5.2	4.3	2.3	4.2	8.3
C_{21}	3.0	3.2	2.8	4.2	4.0	2.8	2.6	4.8	6.5	4.4	7.2	6.2
C_{31}	5.0	4.8	4.2	3.4	2.4	2.4	3.7	4.3	4.8	7.2	3.4	4.3
C_{41}	8.0	7.3	8.7	7.4	5.2	4.8	2.4	6.8	7.2	3.6	5.7	5.8
C_{12}	1.8	2.0	4.2	4.3	2.4	2.8	2.8	7.3	4.3	4.2	6.2	8.1
C_{22}	2.5	3.1	3.8	5.4	3.5	3.4	3.2	5.4	5.0	5.2	7.3	5.4
C_{32}	4.1	4.4	4.3	6.1	4.2	4.8	4.3	6.2	8.2	5.0	8.5	4.2
C_{42}	8.5	7.2	6.0	7.2	6.3	5.2	3.6	7.2	4.3	7.2	6.4	4.4
C_{13}	2.5	2.1	4.3	6.2	2.4	4.2	4.8	4.8	3.8	6.2	3.8	6.3
C_{23}	3.2	3.8	6.2	4.3	3.8	3.4	4.4	3.9	4.7	4.8	4.2	4.8
C_{33}	4.0	4.8	2.9	4.7	2.9	4.8	3.8	5.6	7.2	6.1	6.8	3.5
C_{43}	7.2	6.0	6.4	5.8	5.6	5.8	3.4	8.2	6.1	3.7	4.6	9.0
i	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
j	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3

ПОРЯДОК ВИКОНАННЯ РОБОТИ

1. Вивчити теоретичні положення, що необхідні для виконання роботи (за книгою : Милосердов В. О. Алгоритмізація оптимізаційних задач енергетики / В. О. Милосердов, Л. Б. Терешкевич. – Вінниця, : ВНТУ, 2004 – 122 с.).

2. Скласти критерій керування та сформулювати технічні обмеження, які потрібно врахувати.

3. Формалізувати математичні моделі для зазначених випадків як у функціональному, так і в числовому виглядах.

4. Ознайомитись з можливостями програм **remot.bas** і **simplex.exe** та визначити, для аналізу якої моделі можна скористатись якою програмою.

5. За допомогою відповідних програм провести розрахунки і отримати оптимальні вектори керування та дати їх інтерпретацію.

6. Зробити висновки.

МОЖЛИВІ ЗАПИТАННЯ ДО ЗАХИСТУ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ

1. Чому задача розміщення замовлень на ремонт електрообладнання є багатокритеріальною?
2. В якій постановці треба вирішувати задачі, які мають багато розв'язків?
3. З яких основних етапів складається процес розв'язування оптимізаційних задач?
4. Які критерії керування можна запропонувати для розв'язання задачі, що розглядалась?
5. Які допущення зроблені на етапі математичної постановки задачі?
6. До якого класу задач відноситься задача оптимального розміщення замовлень на ремонт електрообладнання?

Додаток Д
Методичні вказівки до лабораторної роботи № 5

ОСОБЛИВОСТІ МАТЕМАТИЧНОЇ ПОСТАНОВКИ ТА
РОЗВ'ЯЗУВАННЯ ЗАДАЧ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ
ЕЛЕКТРИЧНИМИ РЕЖИМАМИ

Мета роботи: вивчити фізичну суть задачі внутрішнього симетрування однофазних електроприймачів, особливості математичної постановки цієї задачі та алгоритму аналізу математичної моделі, виконати автоматизований та тестовий розрахунки оптимального розподілення однофазних приймачів на лінійні напруги.

ЗАВДАННЯ ДЛЯ ВИКОНАННЯ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ

Виконати внутрішнє симетрування однофазних навантажень, параметри режиму яких задані згідно з варіантом в таблиці Д.1.

Таблиця Д.1 – Вихідні параметри однофазних навантажень

Варіант	I_1, A	$\cos \varphi_1$	I_2, A	$\cos \varphi_2$	I_3, A	$\cos \varphi_3$	I_4, A	$\cos \varphi_4$	I_5, A	$\cos \varphi_5$
1	20	0,88	17	0,9	15	0,95	25	0,85	12	0,9
2	40	0,85	45	0,8	20	0,95	30	0,8	25	0,95
3	10	0,95	5	0,8	15	0,85	12	0,87	8	0,9
4	25	0,8	17	0,68	30	0,95	15	0,88	20	0,9
5	55	0,9	40	0,82	45	0,85	20	0,9	25	0,95
6	40	0,98	30	0,85	20	0,88	30	0,8	40	0,9
7	28	0,9	20	0,85	15	0,95	10	0,88	18	0,82
8	35	0,6	40	0,8	50	0,9	55	0,95	30	0,85
9	21	0,88	35	0,9	40	0,82	30	0,75	28	0,95
10	24	0,88	48	0,92	25	0,8	30	0,95	35	0,9
11	18	0,8	22	0,7	30	0,85	40	0,9	38	0,92
12	12	0,65	22	0,8	35	0,9	40	0,85	45	0,82

ПОРЯДОК ВИКОНАННЯ РОБОТИ

1. Вивчити теоретичні положення, що необхідні для виконання роботи, розділ 2.6.
2. Виконати автоматизований розрахунок задачі внутрішнього симетрування навантажень, скориставшись програмою **nscal.bas**.
3. Побудувати годограф I_2 в процесі пошуку оптимального рішення.

4. Записати в числовому вигляді математичну модель для умов свого варіанта.
5. Записати математичну модель в стандартному вигляді для опорного розв'язку, що знайдений в процесі автоматизованого розв'язування задачі.
6. Заповнити стандартну таблицю та виконати заміну базисних змінних для однієї ітерації.
7. Порівняти розв'язок, отриманий на даній ітерації, з відповідним розв'язком, знайденим при автоматизованому розрахунку.
8. Дати інтерпретацію отриманих результатів.
9. Зробити висновки.

МОЖЛИВІ ЗАПИТАННЯ ДО ЗАХИСТУ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ

1. З якою метою потрібно виконувати симетрування навантажень та в чому полягають основні способи симетрування?
2. В чому суть внутрішнього симетрування навантажень та що є критерієм ефективності в такій задачі?
3. Який зміст мають змінні математичної моделі?
4. Чому потрібно, щоб змінні математичної моделі мали лише два значення?
5. Чи можна знайти рішення задачі за класичними алгоритмами?
6. На якій підставі для розв'язання задачі можна скористатись ідеями симплекс-алгоритму лінійного програмування?
7. Яким буде розв'язок, якщо зняти обмеження математичної моделі?
8. За якою ознакою слід припиняти ітераційний процес пошуку оптимального керівного рішення?

Додаток Е
Методичні вказівки до лабораторної роботи № 6

**ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ НЕСИМЕТРИЧНИМИ РЕЖИМАМИ В
СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО
ПІДПРИЄМСТВА**

Мета роботи: вивчити принцип симетрування електричних режимів; ознайомитися з математичною моделлю оперативного керування несиметрією режиму за допомогою СП; провести розрахунок послідовності векторів керування для динамічного процесу та дати кількісну оцінку отриманих результатів.

ЗАВДАННЯ ДЛЯ ВИКОНАННЯ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ

Здійснити керування несиметрією режиму за допомогою СП. Необхідні вихідні дані наведені в таблицях Е.1 та Е.2.

Таблиця Е.1 – Параметри несиметричного режиму в його динаміці

Варіант	Час, год	Параметри несиметричного режиму					
		I_A, A	I_B, A	I_C, A	$\cos\varphi_A$	$\cos\varphi_B$	$\cos\varphi_C$
1	2	3	4	5	6	7	8
1;2	1	6,5	8,5	8,2	0,69	0,72	0,54
	2	8,75	10,4	5,3	0,53	0,78	0,522
	3	8,5	9,0	11,5	0,525	0,8	0,62
	4	9,3	11,9	14	0,58	0,83	0,58
	5	9,7	11,3	13,5	0,58	0,81	0,61
3;4	1	11	13,3	14,8	0,65	0,83	0,63
	2	11,1	12	15	0,58	0,83	0,66
	3	11,5	13	16	0,59	0,84	0,65
	4	10,2	13,5	16,5	0,575	0,88	0,6
	5	12,4	15	17,6	0,65	0,86	0,66
5;6	1	11,2	15,2	17	0,63	0,87	0,6
	2	11	14,5	15,5	0,63	0,8	0,56
	3	10	13,2	15,5	0,53	0,83	0,55
	4	11,2	13,8	14,8	0,63	0,76	0,56
	5	9,5	9,7	10,6	0,63	0,72	0,65
7;8	1	13,0	17,0	16,4	0,69	0,72	0,54
	2	17,5	20,8	10,6	0,58	0,78	0,55
	3	17,0	18,0	23,0	0,525	0,8	0,62
	4	18,6	23,8	28,0	0,58	0,83	0,58
	5	19,4	22,6	27,0	0,58	0,81	0,61

Продовження таблиці Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8
9;10	1	22,0	26,8	29,6	0,65	0,83	0,63
	2	22,2	24	30	0,58	0,83	0,66
	3	23	26	32	0,59	0,84	0,65
	4	20,4	27	33	0,575	0,88	0,6
	5	24,8	30	34,4	0,65	0,86	0,66
11;12	1	22,4	30,4	34	0,63	0,87	0,6
	2	22	29,0	31	0,63	0,8	0,56
	3	20	26,4	31	0,55	0,83	0,55
	4	22,4	27,6	29,6	0,63	0,76	0,56
	5	19	19,4	21,2	0,63	0,72	0,65

Таблиця Е.2 – Дані, що стосуються СП

Варіант	Потужність ступеня, ВА			Номінальна напруга, В
	А–В	В–С	С–А	
1;5;9	50,0	50,0	50,0	110
	200,0	100,0	200,0	
	400,0	200,0	400,0	
		400,0		
2;6;10	50,0	50,0	100,0	110
	100,0	100,0	200,0	
	150,0	400,0	400,0	
	400,0			
3;7;11	40,0	100,0	50,0	110
	100,0	200,0	100,0	
	300,0	400,0	250,0	
			300,0	
4; 8; 12	50	50	200	110
	100	100	100	
	200	150	200	
	300			

ПОРЯДОК ВИКОНАННЯ РОБОТИ

1. Вивчити теоретичні положення, що покладені в основу процесу керування несиметрією режиму в електричній мережі, розділ 2.7.
2. Висунути та обґрунтувати рекомендації щодо алгоритму керування.
3. Записати в загальному вигляді математичну модель керування для конкретних умов заданого варіанта виконання лабораторної роботи.

4. Створити локальну базу даних, використавши програму **q5.bas**.
5. Виконати необхідні розрахунки для заданого динамічного режиму, скориставшись програмою **simm.bas**.
6. Інтерпретувати результати отриманих розрахунків.
7. Побудувати траєкторії несиметричних режимів – природного та керованого; дати кількісну оцінку ефективності керування.
8. Зробити мотивовані висновки.

МОЖЛИВІ ЗАПИТАННЯ ДО ЗАХИСТУ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ

1. В чому суть принципу симетрування електричного режиму?
2. Які пристрої використовуються для симетрування навантаження та в чому полягає принцип їх роботи?
3. Як досягти ефективного симетрування режиму, якщо його параметри змінюються в широких межах?
4. Які алгоритми можуть застосовуватись для керування несиметрією режиму?
5. Що в даному випадку є об'єктом, а що пристроєм керування?
6. Дати пояснення щодо змісту цільової функції моделей керування.
7. Те ж, щодо обмежень моделі керування.
8. Дати енергетичну інтерпретацію показника якості керування.
9. Як поліпшити якість керування процесом?

Додаток Ж
Методичні вказівки до лабораторної роботи № 7

КЕРУВАННЯ НЕСИМЕТРІЄЮ РЕЖИМУ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТА-
ЧАННЯ НА ОСНОВІ СТАТИСТИЧНОЇ ІНФОРМАЦІЇ

Мета роботи: виконати керування несиметрією режиму для умов свого варіанта, попередньо вивчивши необхідний теоретичний матеріал. Управління виконати як на основі статистичної інформації, так і за параметрами навантажень для окремих статичних моментів часу.

ЗАВДАННЯ ДЛЯ ВИКОНАННЯ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ

Для умов електродного заводу потрібно виконати керування несиметричним режимом способом внутрішнього симетрування. Реальні дані для одного із підприємств електродної промисловості наведені в таблиці Ж.1. На підприємстві є 5 високовольтних однофазних електроприймачів, їх номінальна напруга 35 кВ.

Таблиця Ж.1 – Параметри режиму навантажень

Варі- ант	Пере- тин часу	Параметри P(кВт), cosφ електроприймачів									
		1		2		3		4		5	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	2100	0,8	7700	0,68	6100	0,71	3000	0,96	6950	0,99
	2	2250	0,8	8000	0,68	6200	0,78	3300	0,96	6950	0,99
	3	2400	0,8	7600	0,68	6300	0,76	3600	0,97	7400	0,98
	4	2650	0,85	7500	0,63	6200	0,79	3900	0,97	7400	0,98
	5	2700	0,85	7200	0,6	6000	0,86	4200	0,85	6800	0,97
	6	2850	0,85	7400	0,57	6000	0,86	4400	0,95	6700	0,97
2	1	3000	0,85	6900	0,55	6000	0,79	4700	0,95	7200	0,98
	2	3250	0,85	7000	0,54	6000	0,83	5000	0,93	7000	0,97
	3	3500	0,89	7000	0,56	5800	0,85	5300	0,93	6800	0,97
	4	3750	0,89	7200	0,54	5700	0,86	5600	0,95	6500	0,9
	5	4000	0,9	7100	0,53	5700	0,86	5900	0,95	6500	0,9
	6	4250	0,9	7000	0,52	5600	0,83	6100	0,96	6300	0,9

Продовження таблиці Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	1	4300	0,9	7000	0,59	1600	0,85	6500	0,96	1200	0,98
	2	4300	0,9	7000	0,57	1900	0,85	6900	0,97	1450	0,98
	3	4550	0,9	6900	0,55	2300	0,85	7200	0,98	1700	0,98
	4	5000	0,9	6500	0,63	2700	0,85	7350	0,98	1950	0,97
	5	5300	0,9	6400	0,55	3100	0,85	6800	0,97	2200	0,97
	6	550	0,9	7200	0,56	3600	0,85	6500	0,96	2450	0,96
4	1	5700	0,9	6500	0,55	4100	0,41	6850	0,96	2700	0,95
	2	6000	0,87	6400	0,55	4600	0,51	6900	0,97	2950	0,95
	3	6250	0,9	6400	0,55	5100	0,43	6100	0,9	3200	0,96
	4	6250	0,96	6500	0,58	5600	0,44	6100	0,89	3700	0,93
	5	6500	0,96	6500	0,56	6100	0,44	5700	0,89	3600	0,92
	6	6700	0,98	6500	0,53	6700	0,41	5400	0,91	3550	0,91
5	1	7000	0,97	1200	0,55	7300	0,4	1200	0,81	3500	0,9
	2	7250	0,97	1450	0,54	7900	0,52	1450	0,8	3450	0,89
	3	7500	0,98	1700	0,53	8000	0,63	1700	0,8	3500	0,88
	4	7200	0,98	1975	0,5	8000	0,66	1950	0,79	3450	0,87
	5	7200	0,96	2200	0,5	7800	0,66	2200	0,77	3200	0,86
	6	7100	0,94	2450	0,52	7600	0,73	2450	0,74	3200	0,85
6	1	7000	0,92	2700	0,8	7500	0,7	2700	0,74	3200	0,85
	2	6900	0,9	2950	0,8	7400	0,65	2950	0,74	3250	0,85
	3	6500	0,9	3200	0,82	7000	0,65	3350	0,76	3000	0,84
	4	6800	0,9	3550	0,82	6800	0,63	3650	0,75	2850	0,84
	5	6800	0,88	3900	0,82	6600	0,65	4000	0,77	2850	0,84
	6	6500	0,86	4250	0,8	6400	0,65	4350	0,79	2800	0,85
7	1	6500	0,85	4600	0,82	6000	0,86	4700	0,93	1000	0,97
	2	6500	0,85	4950	0,82	6500	0,91	5050	0,91	1050	0,97
	3	6400	0,84	5300	0,81	6400	0,9	5400	0,92	1100	0,97
	4	6400	0,82	5650	0,8	6000	0,91	5750	0,92	1150	0,96
	5	6150	0,81	6450	0,78	6200	0,88	6550	0,9	1300	0,96
	6	6000	0,81	6450	0,78	6200	0,88	6550	0,9	1300	0,96

Продовження таблиці Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
8	1	1200	0,7	6900	0,95	5500	0,82	7000	0,9	1400	0,94
	2	1350	0,73	7350	0,98	5400	0,82	7000	0,9	1450	0,92
	3	1500	0,75	7900	0,99	5300	0,81	7450	0,91	1500	0,92
	4	1650	0,78	8000	1,0	5200	0,8	7500	0,93	1550	0,9
	5	1800	0,78	8000	0,98	5100	0,79	7600	0,94	1600	0,88
	6	1950	0,78	7800	0,98	5300	0,8	7700	0,95	1650	0,86
9	1	2100	0,75	3450	0,8	5700	0,8	7200	0,95	1700	0,81
	2	2250	0,74	3700	0,85	5700	0,79	7000	0,95	1750	0,85
	3	2400	0,85	3950	0,85	5400	0,78	6800	0,94	1800	0,86
	4	2250	0,85	4200	0,86	5000	0,77	6600	0,92	1850	0,84
	5	2700	0,85	4550	0,86	5400	0,82	6500	0,9	1900	0,83
	6	2850	0,85	4900	0,86	5000	0,82	6500	0,86	2000	0,83
10	1	3000	0,86	3950	0,9	4900	0,63	6400	0,97	2100	0,91
	2	3250	0,87	4200	0,9	5000	0,6	6500	0,97	2200	0,92
	3	3500	0,87	4550	0,88	4900	0,57	6000	0,95	2300	0,93
	4	3750	0,87	4800	0,88	4800	0,55	6500	0,95	2400	0,95
	5	4000	0,86	5000	0,88	4700	0,54	6300	0,95	2500	0,96
	6	3900	0,88	5000	0,87	4700	0,53	6000	0,97	2650	0,96
11	1	3900	0,86	5300	0,98	4900	0,59	5800	0,88	2800	0,99
	2	4200	0,85	5500	0,98	4800	0,57	5800	0,88	2950	0,98
	3	4950	0,8	5700	0,97	4800	0,55	5700	0,86	3100	0,98
	4	4400	0,9	6050	0,96	4800	0,53	5400	0,82	3250	0,97
	5	4650	0,92	6400	0,94	4700	0,53	5400	0,81	3400	0,97
	6	4900	0,92	6700	0,95	4600	0,52	5400	0,8	3550	0,95
12	1	5100	0,98	7000	0,93	1200	0,63	1200	0,8	3700	0,96
	2	5350	0,99	7100	0,91	1450	0,55	1450	0,8	3700	0,96
	3	5600	0,99	7400	0,86	1950	0,56	1700	0,75	3600	0,95
	4	5850	0,97	7400	0,85	2200	0,55	1950	0,75	3550	0,95
	5	6100	0,96	6700	0,84	2450	0,58	2200	0,75	3450	0,93
	6	6400	0,96	6800	0,84	2700	0,56	2450	0,8	3650	0,94

ПОРЯДОК ВИКОНАННЯ РОБОТИ

1. Вивчити теоретичні положення, які потрібні для виконання роботи, розділ 2.6.
2. Обґрунтувати критерій керування та сформулювати технічні обмеження, що потребують урахування.
3. За допомогою програми **vsim.bas** виконати автоматизований розрахунок і отримати оптимальний вектор керування з врахуванням динамічності.
4. Побудувати годограф I_2 в процесі пошуку оптимального рішення.
5. Виконати той же розрахунок для одного із перерізів часу, отримати оптимальний вектор керування для цього випадку.
6. Дати інтерпретацію отриманих результатів, попередньо побудувавши залежність $I_2(t)$.
7. Зробити висновки по роботі.

МОЖЛИВІ ЗАПИТАННЯ ДО ЗАХИСТУ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ

1. В чому суть внутрішнього симетрування навантажень та що є критерієм ефективності при керуванні ним в даній роботі?
2. Як можна врахувати динамічність режиму навантажень при внутрішньому симетруванні?
3. Яка вихідна інформація потрібна для знаходження керівного рішення та як організувати і провести експеримент для отримання інформації?
4. Які переваги способу внутрішнього симетрування та в яких випадках можна його використовувати?

Додаток И
Методичні вказівки до лабораторної роботи № 8

СИНТЕЗ ОПТИМАЛЬНОГО ГРУПОВОГО ГРАФІКА НАВАНТАЖЕННЯ
ГРУПИ ОДНОРІДНИХ ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІВ

Мета роботи: синтезувати груповий графік навантаження, що характеризується найбільшою рівномірністю, дати кількісну оцінку нерівномірності графіка навантаження.

ЗАВДАННЯ ДЛЯ ВИКОНАННЯ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ

Виконати синтез оптимального групового графіка навантажень шляхом знаходження зсуву у часі між індивідуальними графіками. Вихідні дані для виконання роботи вибрати згідно з варіантом за таблицею И.1.

Таблиця И.1 – Індивідуальні графіки навантаження, що утворюють груповий

№ варіанта	Потужності ступенів, кВт						Кількість електроприймачів
	1	2	3	4	5	6	
1	5	10	5	0	20	10	5
2	8	0	0	5	10	15	4
3	10	15	20	10	0	5	5
4	20	10	5	0	10	20	4
5	3	10	15	10	0	5	5
6	10	20	25	5	0	20	4
7	0	0	10	20	30	5	5
8	0	20	10	5	0	20	4
9	5	10	15	25	5	0	5
10	25	10	5	0	0	30	4
11	20	15	5	10	0	3	5
12	10	5	0	25	20	10	4

ПОРЯДОК ВИКОНАННЯ РОБОТИ

1. Вивчити теоретичні положення, що необхідні для виконання роботи, розділ 4.2.

2. За допомогою програми **sint.bas** виконати автоматизований розрахунок і визначити оптимальні зсуви в часі індивідуальних графіків навантажень. При цьому простежити та проілюструвати графічними побудовами процес синтезу групового графіка.

3. Використавши знання теоретичної частини, знайти альтернативні варіанти розв'язування задачі. Довести, що знайдені варіанти дійсно є альтернативними.

4. Зробити висновки по роботі.

МОЖЛИВІ ЗАПИТАННЯ ДО ЗАХИСТУ ЛАБОРАТОРНОЇ РОБОТИ

1. Якими кількісними характеристиками можна оцінювати нерівномірність графіка навантажень?

2. Які існують практичні способи керування графіками навантажень?

3. Наведіть приклад, коли вирівнювання графіка досягається способами, що не потребують додаткових капітальних вкладень?

4. В чому полягає принцип оптимальності Беллмана?

5. Яка інформація потрібна для знаходження оптимального групового графіка навантаження?

6. Як виконується пошук керівного рішення, що забезпечує оптимальний груповий графік навантаження?

7. Які допущення покладені в основу розв'язання даної задачі?

Література

1. Гельман Г. А. Автоматизированные системы управления энергоснабжением промышленных предприятий / Гельман Г. А. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 256 с.
2. Праховник А. В. Автоматизация управления энергопотреблением / Праховник А. В. – К. : Вища школа, 1986. – 72 с.
3. Анищенко В. А. Методы и средства управления энергоснабжением и потреблением электроэнергии / В. А. Анищенко, В. Б. Козловская. – Минск : БНТУ, 2013. – 200 с.
4. Черемисин М. М. Автоматизация объектов управления электроснабжением / М. М. Черемисин, В. М. Зубко. – Харьков : «Факт», 2005. – 192 с.
5. Соскин Э. А. Автоматизация управления промышленным энергоснабжением / Э. А. Соскин, Э. А. Киреева. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 384 с.
6. Терешкевич Л. Б. АСУ режимами систем електропостачання, навчальний посібник / Терешкевич Л. Б. – Вінниця : ВДТУ, 1998. – 125 с.
7. Терешкевич Л. Б. Автоматизація в організації, плануванні і економіці енергетичної служби підприємства / Терешкевич Л. Б. – Вінниця : ВДТУ, 2001. – 121 с.

Навчальне видання

Терешкевич Леонід Борисович

АСУ в електроспоживанні

Навчальний посібник

Редактор І. Городенська

Оригінал-макет підготовлено Л. Терешкевичем

Підписано до друку.....
Формат 29,7×42¼. Папір офсетний.
Гарнітура Times New Roman.
Друк різнографічний Ум. друк. арк.
Наклад пр. Зам. № -

Вінницький національний технічний університет,
навчально-методичний відділ ВНТУ.
21021. м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, к. 2201.
Тел. (0432) 59-87-32.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК№ 3516 від 01.07.2009 р.

Віддруковано у Вінницькому національному технічному університеті
в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі.
21021. м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, ГНК, к. 114.
Тел.(0432)59-87-38.
publish.vntu.edu.ua; email: kivc.vntu@gmail.com.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.

